

# Desempenho Comparativo de Projetos de Linhas de Distribuição para Média Tensão Frente a Surtos Induzidos

M. A. M. Saran, R. R. Bonon, M. L. B. Martinez  
Laboratório de Alta Tensão – Universidade Federal de Itajubá  
marco@msaran.com, martinez@lat-efei.org.br

H. R. P. M. de Oliveira  
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.  
hermes.oliveira@aes.com

C. A. Nucci, M. Paolone  
Universidade de Bologna  
carloalberto.nucci@unibo.it, mario.paolone@unibo.it

**Resumo** - Este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados obtidos pela parceria entre AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, Universidade Federal de Itajubá e Universidade de Bologna com as simulações de desempenho de possíveis projetos de redes de média tensão, detalhando os procedimentos utilizados para as simulações realizadas, bem como apresentando os perfis de desempenho resultantes, em termos de falhas esperadas por 100 km de linha para a densidade de descargas ao solo (GDF) de 1 descarga/km<sup>2</sup>/ano. Comentários sobre o desempenho relativo e comparações são apresentados.

Como primeiro resultado do estudo foi verificado que a melhor solução técnico-econômica é a adoção de uma linha com isoladores com tensão suportável nominal sob impulso atmosférico a seco – NBI, superior a 200 kV, sem a utilização de pára-raios na linha, estando presentes somente os instalados em equipamentos do sistema, como transformadores, chaves e terminais de linha, e sem a necessidade de utilização de um quarto cabo aterrado.

**Palavras-Chave** - Desempenho de Linhas, Redes de Distribuição, Surtos Induzidos, Descargas Atmosféricas.

## I. INTRODUÇÃO

A coordenação de isolamento das linhas de média tensão frente a impulsos atmosféricos é executada por meio de métodos estatísticos baseados nos cálculos de risco de falha de isolamento. Este último pode ser estimado quando a distribuição estatística de sobretensões e a suportabilidade do isolamento são conhecidas. Um método desenvolvido pela Universidade de Bologna para o cálculo da distribuição estatística das tensões induzidas por descargas em linhas de distribuição é primeiramente descrito e então aplicado a padrões de linhas de distribuição na Classe de 25kV da AES Sul.

A avaliação do desempenho das linhas de distribuição frente a descargas induzidas envolve um modelamento preciso dos mecanismos de indução que resultam nas sobretensões. Adicionalmente, para conseguir uma coordenação de isolamento apropriada, é necessário levar em conta a presença de dispositivos de proteção,

constituídos basicamente de pára-raios e/ou cabo guarda/neutro aterrado. A conseqüente complexidade dos fenômenos envolvidos e o número elevado de não linearidades resultam em uma dificuldade na estimativa das tensões induzidas. Por esta razão, nos últimos anos modelos mais precisos, comparados com aqueles propostos na literatura na primeira parte do último século, foram apresentados por Nucci e Rachidi [2-5].

Logo em seguida um procedimento estatístico para avaliar o desempenho das linhas aéreas é apresentado por Nucci e Borghetti [6] e estendido por Borghetti, Nucci e Paolone [7-10]. Tal procedimento é baseado em modelos mais precisos, permitindo assim uma descrição correta do mecanismo de indução de sobretensões provenientes de descargas induzidas, e também no Método Estatístico de Monte Carlo.

## II. PROCEDIMENTO ESTATÍSTICO

O procedimento estatístico para inferir o desempenho de uma linha de distribuição aérea frente a uma descarga induzida, desenvolvida na Universidade de Bologna, é baseado no cálculo da tensão induzida por meio dos modelos implementados no Código LIOV [2-4] e no Método de Monte Carlo.

Vale a pena lembrar que o cálculo das tensões induzidas com o código LIOV é executado em duas fases subseqüentes.

Na primeira fase, as variações do campo eletromagnético da descarga atmosférica de retorno são calculadas em um número de pontos ao longo da linha empregando o modelo de corrente de descarga atmosférica de retorno, que descreve a forma da corrente como função da altura e do tempo ao longo do canal vertical. Para esta finalidade, o canal da descarga de retorno é geralmente considerado como uma antena vertical reta.

Segundo, o campo eletromagnético (LEMP – Lightning Electro Magnetic Pulse) é então avaliado e utilizado para calcular a sobretensão induzida, através de um modelo de acoplamento que descreve a interação entre o campo e os condutores de linha.

O Código LIOV é baseado na formulação de acoplamento entre o campo e a linha de transmissão de Agrawal [11], adaptado apropriadamente para o caso de uma linha aérea sobre um solo com perdas. As equações são resolvidas numericamente por uma abordagem de diferenças finitas no domínio do tempo (FTDT). Mais recentemente, um

---

M. A. M. Saran, R. R. Bonon e M. L. B. Martinez, Universidade Federal de Itajubá, Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Departamento de Sistemas de Potência, Laboratório de Alta Tensão. Caixa Postal 50, Itajubá, Minas Gerais, Brasil – 37.500-018. E-mail: (marco@msaran.com; martinez@lat-efei.org.br).

H. R. P. M. Oliveira, AES-SUL, Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. E-mail: (hermes.oliveira@aes.com)

C. A. Nucci e M. Paolone, Universidade de Bologna. E-mail: (carloalberto.nucci@unibo.it; mario.paolone@mail.ing.unibo.it)

esquema de integração de 2ª ordem (FDTD) foi aplicado [12,13] a fim de melhorar a estabilidade numérica do código. Uma rotina específica é executada para calcular o campo eletromagnético originado por uma descarga atmosférica [14], adotando o “Modelo de Engenharia” para a descarga de retorno MTLE [15,16] e aplicando a fórmula de Cooray-Rubinstein [17-19], melhorada com as observações de Waie [20], para levar em consideração, no cálculo do campo, o valor finito da resistividade do solo. A respeito do efeito da resistividade do solo no cálculo dos parâmetros de linha, com referência particular à impedância de solo, a expressão de Carson [21] é utilizada. Como todos os modelos acima mencionados são implementados no domínio do tempo, a resistência transitória do solo é derivada da fórmula de Timotin [22]. Recentemente, uma nova expressão proposta por Rachidi, Loyka, Nucci e Ianoz [23] foi introduzida no Código LIOV, correspondendo à expressão geral de Sunde [24] para a impedância do solo.

O Código LIOV permite o cálculo de tensões induzidas ao longo de uma linha aérea de multicondutores como uma função da forma de onda da corrente da descarga atmosférica (amplitude, tempo de frente e duração), velocidade da descarga de retorno, geometria da linha (altura, comprimento, quantidade e posição dos condutores), valores das resistências terminais, resistividade do solo e permissividade relativa.

O procedimento estatístico, descrito em detalhes por Borghetti e Nucci [6,10], é baseado na combinação do Método de Monte Carlo e no Código LIOV. O Método de Monte Carlo é aplicado para gerar uma quantidade significativa de eventos, no mínimo  $10^4$ . Cada evento é caracterizado por quatro variáveis aleatórias: a amplitude da corrente da descarga  $I_p$ , o tempo de frente  $t_f$ , cuja distribuição é suposta correlacionada com a  $I_p$  e as duas coordenadas da localização da descarga, uniformemente distribuídas dentro da superfície em torno da linha.

A distância lateral de atração adotada pelo Grupo de Trabalho de Desempenho de Linhas de Transmissão sobre Descargas Atmosféricas do IEEE foi utilizada para distinguir descargas diretas de induzidas [25], sendo que somente as descargas induzidas são consideradas neste estudo.

Os parâmetros adotados para a corrente de pico e a distribuição estatística log-normal do tempo de frente são os propostos por Anderson e Eriksson [26], com um coeficiente de correlação igual a 0,47 como proposto na literatura por Chowdhuri [27]. Estas distribuições estatísticas foram obtidas usando dados experimentais coletados por estruturas elevadas. Embora a presença de uma estrutura elevada resulte em uma influência nos parâmetros da distribuição estatística [28], esta foi desprezada e as distribuições estatísticas de Anderson e Eriksson são consideradas como aquelas de descargas diretas ao solo. Isso permite, posteriormente, uma melhor comparação dos resultados obtidos com outros apresentados na literatura sobre o assunto.

A localização da descarga é suposta uniformemente distribuída sobre a área ao redor da linha, ampla o suficiente para incluir todos os eventos de descargas que causam tensões induzidas com amplitude superior à tensão mínima

suportável pelo isolamento da linha, considerada 50 kV, neste estudo.

### III. GEOMETRIA DAS SIMULAÇÕES

Os dispositivos pára-raios foram adotados como sendo o padrão para redes aéreas de distribuição de média tensão, com a característica U-I como apresentado na da Figura 1. As condutividades do solo foram adotadas como sendo de 0,01 S/m e 0,0033 S/m; as resistências de aterramento associadas a estes solos são de  $10\Omega$  e  $40\Omega$ , respectivamente o valor padrão e o máximo admissível.

Todas as simulações descritas neste trabalho referem-se a uma linha de 2 km de comprimento com uma distância de 100 m entre dois postes subseqüentes. A geometria dos condutores, apresentada na Figura 2, é um dos padrões, adotados pela AES Sul, onde a posição do condutor aterrado é a do condutor neutro – N, condutor superior da baixa tensão.

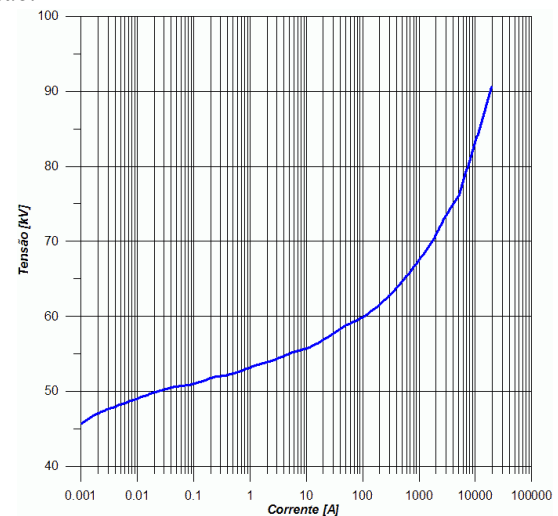


Figura 1 – Característica U-I para os pára-raios de média tensão adotados neste estudo.

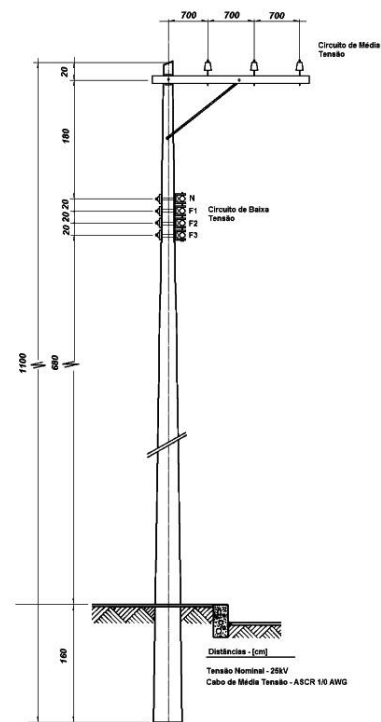


Figura 2 – Geometria dos condutores da linha aérea considerada.

As posições de um conjunto de descargas geradas aleatoriamente na área ao redor da linha, de  $80 \cdot 10^3$  eventos, são apresentadas na Figura 3. A área é de  $24 \text{ km}^2$  e foi considerado um número de descargas por  $\text{km}^2$  por ano de  $\text{NG}=1$ . No procedimento estatístico a velocidade da descarga de retorno pode se considerada como uma variável aleatória, dependente da corrente da descarga [5] ou assumida como sendo de valor fixo. Nestas simulações ela foi considerada constante e igual a  $1,5 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ .

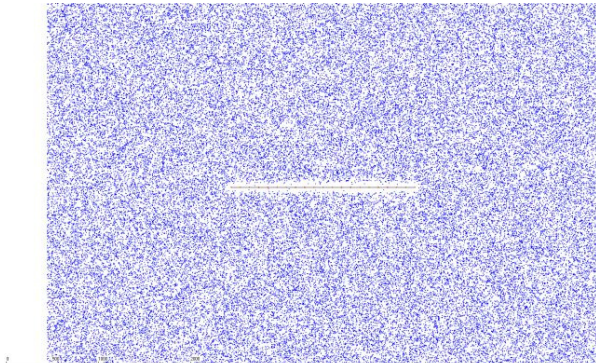


Figura 3 – Área de descargas indiretas à linha aérea - Vista superior.

#### IV. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Para análise, foram simulados oito diferentes modos de construção de linhas, todos baseados na estrutura padrão, que considera um sistema trifásico e uma linha casada em uma ou em duas de suas terminações. As particularidades de cada caso constam da presença de pára-raios e sua localização, do cabo neutro e seu aterramento e da condutividade do solo. Os quatro primeiros casos consideram a linha casada em suas terminações, o que implica em uma linha infinita, com a descarga ocorrendo em um ponto aleatório sem a influência das reflexões terminais. Já nos casos de 5 a 8 é considerada a linha casada em uma terminação e um conjunto de pára-raios em sua outra terminação.

Tabela 1 – Número de Descargas Superiores ao Nível Básico de Impulso – NBI para  $\text{GDF} = 1$  Descarga ao Solo por  $\text{km}^2$  por Ano.

Número de Descargas Superiores ao NBI			
NBI [kV]	Fase – A	Fase – B	Fase – C
50	49,62	48,84	49,62
75	24,72	24,48	24,72
100	15,00	14,64	15,00
125	9,12	9,00	9,12
150	5,58	5,52	5,58
175	2,88	2,88	2,88
200	1,74	1,56	1,74
225	0,78	0,72	0,78
250	0,48	0,48	0,48
275	0,18	0,18	0,18

A Tabela 1 mostra um resultado típico de cálculo de sobretensões induzidas para as redes de média tensão estudadas. É possível observar que o número de descargas superiores ao NBI entre as fases é praticamente igual, sendo assim as amplitudes das tensões induzidas para as três fases podem ser consideradas iguais. Refletindo o efeito de modo comum do fenômeno de indução aliado à proximidade entre

os condutores. Deste modo, todos os cálculos de Coordenação de Isolamento podem ser realizados para uma única fase, e estendidos para o número de fases do circuito sob análise. Logo, para um determinado valor de Nível Básico de Isolamento – NBI, uma linha trifásica apresenta um risco de falha de 3 vezes o risco calculado para uma monofásica.

Os ensaios de laboratório têm demonstrado que não existe nenhum ganho dielétrico efetivo com a utilização de cruzetas de madeira. Logo, a Figura 4 apresenta a relação entre o risco de falha, calculado como sendo a integral da curva de suportabilidade, em função do nível básico de isolamento – NBI do conjunto de isoladores da estrutura, para a condição onde não há presença de pára-raios, cabo neutro ou guarda e para uma condutividade do solo de  $0,0033 \text{ S/m}$ .

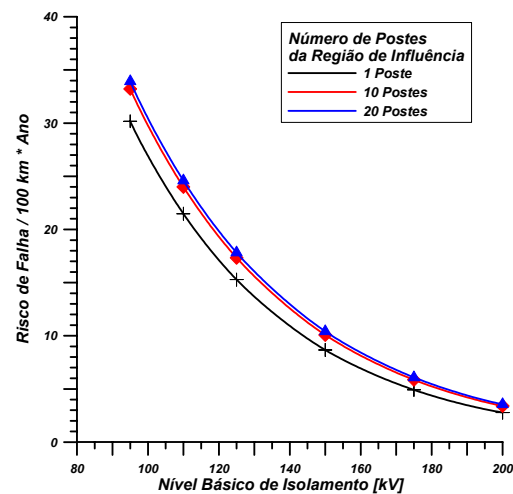


Figura 4 – Risco de Falha por Fase x Nível Básico de Isolamento para uma Linha de Distribuição sem Cabo de Neutro e Pára-raios com Solo de  $0,0033 \text{ Siemens/metro}$ , para  $\text{GDF} = 1$  Descarga ao Solo por  $\text{km}^2$  por Ano.

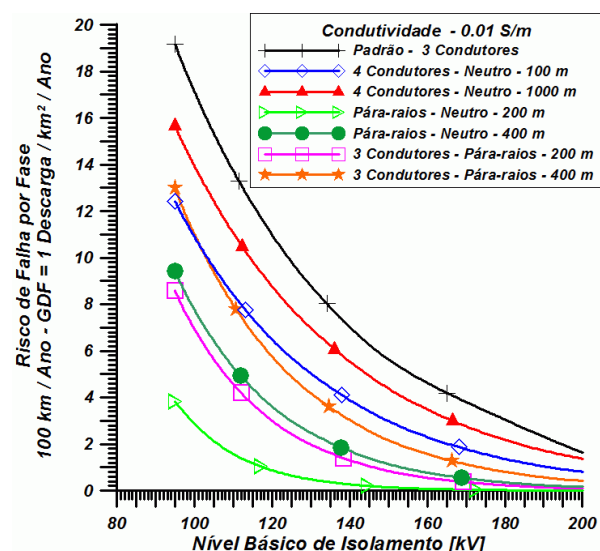


Figura 5 – Risco de Falha para uma Distância de Influência de 20 Postes, Condutividade do Solo =  $0,01 \text{ S/m}$  e  $\text{GDF} = 1$  Descarga ao Solo por  $\text{km}^2$  por Ano.

A Figura 4 mostra que o risco de falha de uma linha de distribuição considerando uma distância de influência com 10 ou 20 postes, é virtualmente o mesmo. De modo complementar, fica também visível, como esperado de

forma intuitiva, que o isolamento mais solicitado é o do poste mais próximo ao ponto de descarga. Logo, a existência de pontos muito elevados próximos à linha implica na necessidade de instalação de pára-raios próximos aos pontos de descida do sistema de captação de descargas atmosféricas.

A Figura 5 apresenta os resultados dos cálculos de risco de falha para todos os casos simulados, para linhas infinitas, uma distância de influência de 20 postes e uma condutividade de solo de 0,01 S/m, condição estudada que impõe a menor solicitação.

Conforme mostra a Figura 5, as linhas construídas, por exemplo, com 3 condutores e pára-raios instalados a cada 400 metros possuem, frente a surtos induzidos, um comportamento muito próximo aos das linhas construídas com 4 condutores com o neutro aterrado a cada 100 metros, principalmente, quando de sistemas com nível básico de impulso da ordem de 100 kV. O mesmo pode ser observado com respeito a linhas construídas, por exemplo, com 4 condutores e pára-raios a cada 400 metros e linhas construídas com 3 condutores e pára-raios a cada 200 metros, esta tendência é mais pronunciada para sistemas com nível básico de impulso superior a 175 kV. Acima de 200 kV todas as soluções estudadas apresentam comportamento semelhante, frente a surtos induzidos.

De modo complementar a Figura 5 também permite escolher configurações de isolamento com base em um valor de risco de falha. Deste modo, para um risco de falha de 4 falhas por 100 km por ano é possível trabalhar com as seguintes configurações:

- I- Sistema a 3 Condutores, Isoladores com NBI = 113 kV e pára-raios a cada 200 metros;
- II- Sistema a 4 Condutores, Isoladores com NBI = 118 kV e pára-raios a cada 400 metros;
- III- Sistema a 3 Condutores, Isoladores com NBI = 131 kV e pára-raios a cada 400 metros;
- IV- Sistema a 4 Condutores, Isoladores com NBI = 140 kV e neutro aterrado a cada 100 metros;
- V- Sistema a 4 Condutores, Isoladores com NBI = 154 kV e neutro aterrado a cada 1000 metros;
- VI- Sistema a 3 Condutores, Isoladores com NBI = 168 kV.

Como mostrado, a elevação do nível de isolamento do sistema implica na possibilidade de redução da complexidade da rede, uma vez que o risco de falha é o mesmo. A diferença de custo entre isoladores de NBI 107 kV e NBI 157 kV, deve ser comparada com o custo de aquisição e instalação de pára-raios, por exemplo, a cada 200 metros. Neste caso a decisão é de caráter basicamente econômico.

A Figura 6 apresenta os resultados dos cálculos de risco de falha para todos os casos simulados, para linhas infinitas, considerando uma distância de influência de 20 postes e uma condutividade de solo de 0,003 S/m, condição estudada que impõe a maior solicitação.

A análise da Figura 6 mostra que as soluções envolvendo a utilização de isoladores com nível básico de impulso superior a 200kV apresentam, como esperado, riscos de falha, frente a impulsos induzidos, razoavelmente reduzidos. Nestes casos, mesmo as construções mais complexas, como

a que envolve a utilização de pára-raios a cada 200m e cabo neutro aterrado, não apresentam diferenças significativas em relação ao caso de construção sem a utilização de cabo neutro aterrado ou pára-raios.

Também é possível observar que a utilização de pára-raios a cada 400 metros e a construção com neutro aterrado a cada 1 km, possuem risco de falha muito próximos, principalmente quando da utilização de isoladores com nível básico de impulso superior a 150kV. Portanto, é possível concluir que, para solos com alta resistividade e alta resistência de aterramento, os sistemas a 4 condutores, com neutro aterrado somente nos pontos com transformadores são equivalentes aos sistemas a 3 condutores e pára-raios espalhados a cada 400 metros, incluindo-se neste caso os pára-raios dos transformadores. Como se observa na Figura 6, nos sistemas a 3 fios, com nível básico de isolamento inferior a 200kV, o aumento da eficiência só é possível com a instalação de pára-raios a cada 200 metros. O mesmo tipo de comentários e observações pode ser elaborado para linhas construídas com pára-raios a cada 200 metros e com neutro aterrado a cada 100 metros. Logo, sistemas a 3 condutores com pára-raios a cada 200 metros são equivalentes a sistemas a 4 condutores com aterramento a cada poste ou no máximo a cada 100 metros.

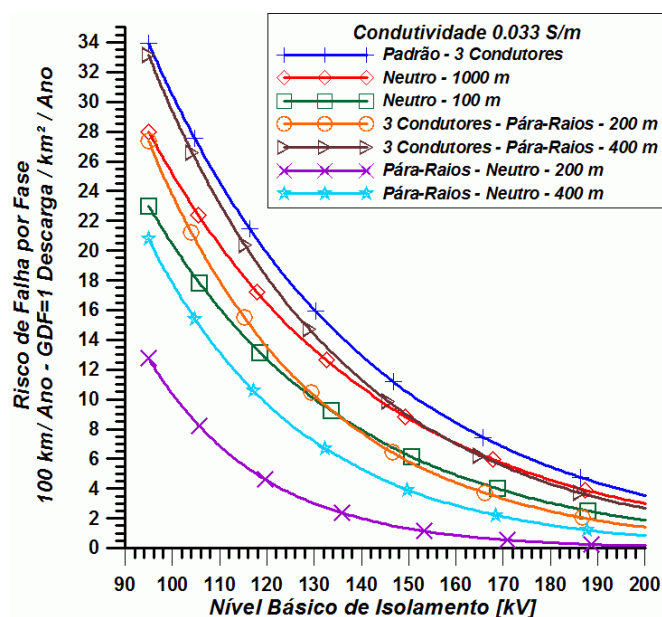


Figura 6 – Risco de Falha para uma Distância de Influência de 20 Postes, Condutividade do Solo = 0,0033 S/m e GDF = 1 Descarga ao Solo por km<sup>2</sup> por Ano.

Para os sistemas a 3 condutores, a solução com pára-raios a cada 400 metros não é eficaz, pois apresenta um desempenho inferior aos sistemas padrão urbano a 4 condutores. Para níveis de isolamento superiores a 200kV, a inclusão de pára-raios a cada 200 ou 400 metros apresenta de modo prático o mesmo efeito da manutenção da construção padrão a 3 condutores.

## V. CONCLUSÕES

As simulações apresentadas permitem determinar relações entre os níveis de falha esperados para os sistemas de distribuição, o nível básico de isolamento das estruturas, no caso dos isoladores, uma vez que como verificado em

laboratório as propriedades dielétricas da madeira não podem ser consideradas para a condição de chuva e o tipo de construção da rede.

Uma vez que se estabelece um nível de risco aceitável frente às sobretensões induzidas, é possível, com o auxílio de gráficos simplificados, escolher quais alternativas podem ser consideradas e associar às mesmas os custos de instalação e manutenção. Isto permite a tomada de decisões que levem em conta importantes aspectos técnicos e econômicos.

Como demonstrado, a instalação de pára-raios a cada 400 metros de rede não é uma solução eficaz, principalmente quando confrontada com soluções onde os isoladores apresentam níveis de isolamento superiores a 170kV. Deste modo, sistemas onde o nível de isolamento é inferior a 125 kV protegidas por pára-raios a cada 400 metros apresentam risco de falha mais elevado que os sistemas construídos sem pára-raios e isoladores com nível de isolamento superior a 170 kV.

Sempre é possível argüir que os pára-raios instalados nas redes atuam no sentido de reduzir o número de falhas por descargas diretas. No entanto, cabe ressaltar que isto tem significado para a primeira componente da descarga que apresenta tempo de crescimento relativamente reduzido, tempo médio de frente da ordem de 5.5  $\mu$ s. O mesmo não é válido para as componentes subseqüentes que apresentam tempo médio de frente da ordem de 1.1  $\mu$ s. Isto implica que para as descargas subseqüentes os fenômenos de reflexão nos pára-raios não possuem tempo hábil para se fazerem presentes.

Deste modo, como primeiro resultado deste estudo, é possível concluir que a solução para a construção de linhas com 3 condutores, sem pára-raios ou cabo neutro aterrado e nível básico de isolamento igual ou superior a 200kV é uma alternativa bastante válida e deve ser estudada. Esta alternativa apresenta potencial econômico tanto na questão de equipamentos como na de ferragens, porém com um custo maior com relação aos isoladores utilizados de forma padrão. Finalmente, como não utiliza cabos de neutro e aterramentos passíveis de furto, bem como pára-raios, estes passíveis de falha, a solução a 3 condutores deve também apresentar baixos custos de operação.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 Nucci C.A., Paolone M., "Calculation of induced voltages in medium voltage overhead systems due to lightning strokes using the LIOV code", Relatório da segunda fase do projeto de pesquisa com a concessionária AES Sul, Outubro, 2003.

2 Nucci C.A., Rachidi F., Ianoz M. and Mazzetti C., "Lightning-induced voltages on overhead power lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 35, Fevereiro, 1993.

3 Rachidi F., Nucci C.A., Ianoz M., Mazzetti C., "Influence of a lossy ground on lightning-induced voltages on overhead lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 38, No. 3, pgs. 250-263, Agosto, 1996.

4 Rachidi F., Nucci C.A., Ianoz M., "Transient analysis of multiconductor lines above a lossy ground", IEEE Trans. on PWDR, Vol.14, No.1, pgs. 294-302, Janeiro, 1999.

5 Meliopoulos A. P. S., Cokkinides G., Kennedy J., "An integrated model for lightning performance evaluation of

overhead distribution lines", Proc. 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Grécia, 2000.

6 Borghetti A., Nucci C.A., "Estimation of the frequency distribution of lightning induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Birmingham, Reino Unido, Setembro, 1998.

7 Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., "Effect of the lateral distance expression and of the presence of shielding wires on the evaluation of the number of lightning induced voltages", Proc. of the 25th International Conference on Lightning Protection 18-22 Setembro 2000, Rhodes Grécia.

8 Borghetti A., Nucci, C.A., Paolone M., "Lightning performances of distribution lines: sensitivity to computational methods and to data", Power Engineering Society Winter Meeting, 2001 IEEE, Volume: 2, 2001, pgs. 796-798.

9 Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., "Statistical Evaluation of Lightning Performances of Distribution Lines", Proc. of the International Conference on Power System Transient 24-28 Junho 2001, Rio de Janeiro Brazil.

10 Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., Malgarotti S., Mastandrea I., "Influence of surge arresters on the statistical evaluation of lightning performance of distribution lines", Proc. Of the 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pgs. 776 – 781, 12-16 Setembro 2004.

11 Agrawal A.K., Price H.J., Gurbaxani S.H., "Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", IEEE Trans. on EMC 22-2 (1980) 119-129.

12 Paolone M., Nucci C.A., Rachidi F., "A New Finite Difference Time Domain Scheme for the Evaluation of Lightning Induced Overvoltage on Multiconductor Overhead Lines", Proc. 5th Int. Conf. on Power System Transient, vol. 2, Rio de Janeiro, Brazil, 2001, pgs. 596-602.

13 Paolone M., "Modeling of Lightning-Induced Voltages on Distribution Networks for the Solution of Power Quality Problems, and Relevant Implementation in a Transient Program", Ph.D. Thesis, University of Bologna, 2001.

14 Uman M.A., McLain D.K., Krider E.P., "The electromagnetic radiation from a finite antenna", American Journal of Physics, 1975, Vol. 43, pgs. 33-38.

15 Nucci C.A., Mazzetti C., Rachidi F., Ianoz M., "On lightning return stroke models for LEMP calculations", Proc. 19th International Conference on Lightning protection, Graz, Austria, Abril 1988.

16 Rachidi F., Nucci C.A., "On the Master, Lin, Uman, Standler and the Modified Transmission Line lightning return stroke current models", Journal of Geophysical Research 95 (1990) 20389-20394.

17 Cooray V., "Horizontal fields generated by return strokes", Radio Science 27-4 (1992) 529-537.

18 Rubinstein M., "An approximate formula for the calculation of the horizontal electric field from lightning at close, intermediate, and long range", IEEE Trans. on EMC 38-3 (1996) 531-535.

19 Cooray V., "Some consideration on the 'Cooray-Rubinstein' approximation used in deriving the horizontal

electric field over finitely conducting ground”, in: Proc. 24th Int. Conf. on Lightning Protection, Birmingham, Reino Unido, 1998, pgs. 282-286.

20 Wait J.R., Concerning the horizontal electric field of lightning, IEEE Trans. on EMC 39-2 (1997) 186.

21 Carson J.R., Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal 5 (1926) 539-554.

22 Timotin A.L., “Longitudinal transient parameters of a unifilar line with ground return”, Rev. Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. 12-4 (1967) 523-535.

23 Rachidi F., Loyka S.L., Nucci C.A., Ianoz M., “A new expression for the ground transient resistance matrix elements of multiconductor overhead transmission lines”, Electric Power Systems Research 65 (2003) 41-46.

24 Sunde E.D., “Earth Conduction Effects in Transmission Systems”, New York, Dover, 1968.

25 IEEE Std 1410-2004 (Review of the IEEE Std 1410-1997) “IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”, IEEE 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 12 Julho 2004.

26 Anderson R.B., Eriksson A.J., “Lightning parameters for engineering application”, Electra, No. 69, 1980.

27 Chowdhuri P., “Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground”, IEEE Transactions on PWDR, Vol. 4, No. 3, pgs. 1982-1988, Julho 1989.

28 Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., “Effect of tall instrumented towers on the statistical distributions of lightning current parameters and its influence on the power system lightning performance assessment”, European Transactions on Electrical Power, Vol. 13, No. 6, Novembro/Dezembro 2003, pgs. 365-372.

29 Guerrieri S., Ianoz M., Mazzetti C., Nucci C.A., Rachidi F., “Lightning-induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis”, Proc. of 23rd International Conference on Lightning Protection (ICLP), Florence, Itália, 23-27 Setembro, 1996.

30 Guerrieri S., Nucci C.A., Rachidi F., “Influence of the ground resistivity on the polarity and intensity of lightning induced voltages”, Proc. of 10th International Symposium on High Voltage Engineering, Montréal, Canadá, 25-29, 1997.

31 Paolone M., Nucci C.A., Petrache E., Rachidi F., “Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and of Surge Arresters: Modelling and Experimental Validation”, IEEE Trans. on PWDR, Vol. 19, Issue 1, Janeiro 2004, pgs. 423-431.

32 IEEE Fast Front Transients Task Force, “Modeling guidelines for fast front transients”, IEEE Trans. on PWRD, Vol. 11, No. 1, pgs. 493 – 506, Jan. 1996.

**Rafael Refundini Bonon** nasceu em 1985 em Araras no estado de São Paulo – Brasil. Atualmente é aluno de graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá - MG.

**Manuel L.B. Martinez** nasceu em 1959 em Santos, estado de São Paulo – Brasil. Recebeu o diploma de Engenheiro Eletricista e o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, e o Título de Doutor em Engenharia Elétrica pela PEA-USP. É responsável pelo Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá desde 1995.

**Hermes R. P. M. de Oliveira** nasceu em 1960 em São Lourenço estado de Minas Gerais, Brasil. Recebeu o diploma de Engenheiro Eletricista e o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Trabalha na AES-Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia desde 1998.

**Carlo Alberto Nucci** nasceu em 1956 em Bolonha, Itália. Recebeu o diploma de Engenheiro Eletricista pela Universidade de Bolonha, onde atualmente é professor. É membro do IEEE e do Cigre.

**Mario Paolone** nasceu em 1973 em Campobasso, Itália. Recebeu o título de Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de Bologna, onde atua como professor.

## VII. BIOGRAFIAS

**Marco Aurélio Moreira Saran** nasceu em 1980 em São José do Rio Pardo no estado de São Paulo – Brasil. Recebeu o diploma de Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Itajubá – MG, onde atualmente é aluno de mestrado.