

# UMA PROPOSTA DE MODELAGEM PARA ESTUDOS DA DEGRADAÇÃO DE CABOS ISOLADOS DEVIDO AO FENÔMENO DE ARBORESCÊNCIA

Loana N. Velasco, Luiz C. G. Freitas, José C. de Oliveira  
Universidade Federal de Uberlândia (UFU) – Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT)  
Uberlândia, Minas Gerais, Brasil 38400-902

e-mail: loana.velasco@gmail.com, lcgfreitas@yahoo.com.br, jcoliveira@ufu.br

Fernando N. Lima, Antônio P. Finazzi

Universidade Federal de Mato Grosso

Cuiabá, Mato Grosso, Brasil 78060-900

e-mail: fernandn@ufmt.br, apfinazzi@cpd.ufmt.br

**Resumo** - A busca por suprimentos elétricos com qualidade, segurança e confiabilidade, constitui-se num dos problemas mais relevantes na atualidade. Neste cenário encontra-se a questão das descontinuidades não programadas devido à ocorrência de falhas em dispositivos diversos. Destes, destacam-se os cabos elétricos isolados, os quais ocupam grande importância tanto pelo aspecto quantitativo quanto pelas extensas áreas de exposição. Focando tais componentes e reconhecendo que os mesmos constituem-se numa das principais fontes responsáveis pelas interrupções intempestivas nas instalações, este artigo encontra-se direcionado a investigações visando o estabelecimento de mecanismos preditivos para estimação do estado de degradação da isolação dos cabos. Dentre as causas responsáveis por tais fenômenos aponta-se, de maneira especial, as denominadas arborescências (water trees). Estas se apresentam como uma das principais causas para o rompimento do material dielétrico e, por conseguinte, da interrupção do suprimento de energia elétrica. Nesse sentido, o presente trabalho é dedicado ao desenvolvimento de uma metodologia para o diagnóstico do estado operacional da isolação de cabos elétricos, a partir de um modelo equivalente que inclui em sua formulação as características não lineares das arborescências, conduzindo, por fim, a determinação de parâmetros de desempenho a serem empregados para o diagnóstico do estado da isolação de cabos energizado.

**Palavras-Chave** – Cabos Elétricos, Arborescências, Corrente De Fuga, Degradação, Diagnóstico.

## PROPOSAL OF MODELING WATER TREE PHENOMENON FOR INSULATED CABLE

**Abstract** – The search for electric supplies with quality, safety and reliability, it constitutes one of the most important problems today. This scenario is the issue of unscheduled discontinuities due to faults occurring on multiple devices.

<sup>1</sup>Artigo submetido em 20/11/2010. Revisado em 22/05/2011. Aceito para publicação em 26/05/2011 por recomendação do editor João Onofre P. Pinto.

Of these, stands the insulated electric cables, which hold great importance for the quantitative hold great importance for the quantitative aspect as the extensive display areas. Focusing on such components, and recognizing that they constitute a major source responsible for the abrupt disruptions in the premises, this paper is directed to investigations aimed at establishing predictive mechanisms for estimation the state of degradation of the insulation of cables. Among the most significant causes of the phenomenon is the water-tree. Water tree degradation phenomenon constitutes a serious problem in XLPE insulated power cables, these are presented as a principal cause for the disruption of dielectric material and therefore the interruption of electrical power supply. In that sense, this work is dedicated to the development of a methodology for diagnosing the operational state of the insulation of electrical cables, from an equivalent model that includes in its formulation the nonlinear characteristics of water-trees, and finally, to determine performance parameters to be used for diagnosing the insulation of power cables.

**Keywords** - Cable Insulation, Water Tree, Loss Current, Degradation, Diagnosis.

## I. INTRODUÇÃO

Cabos isolados com polietileno em sua forma reticulada (XLPE) são largamente utilizados em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica. Muito embora este material possua boas características físicas e elétricas, quando submetido a uso continuado em ambientes úmidos, a isolação pode sofrer processos de degradação de suas propriedades dielétricas, podendo, em casos extremos, chegar à ruptura prematura do isolante. Dentre as causas físicas que podem ocasionar as perdas das características nominais de um material isolante ressaltam-se as arborescências ou water trees como uma das mais importantes fontes de degradação em materiais poliméricos.

A arborescência constitui-se numa pré-ruptura dielétrica e representa um tipo de degradação que evolui por ação de um campo elétrico. O fenômeno ocorrendo em meio seco é denominado por “arborescência elétrica” e acontece devido a descargas parciais manifestadas em pontos de alta sollicitação elétrica. Por outro lado, quando de sua ocorrência em um

meio úmido, o efeito é denominado “arborescência em água” ou simplesmente “arborescência”. Estas últimas se iniciam e progridem mais lentamente que aquelas atreladas com um meio seco e, para muitas situações, não são acompanhadas por descargas parciais detectáveis [1].

A título de ilustração, a Figura 1 é indicativa das microcavidades formadas no interior da isolação de cabos elétricos de média e alta tensão, devido ao acúmulo de moléculas de água em um determinado ponto do isolante, em consonância com o fenômeno da arborescência úmida.



Fig. 1. Foto ilustrativa da degradação por arborescência.

A origem das arborescências se deve ao fato de que a infiltração de água modifica as propriedades dielétricas do polímero e, por tal motivo, a distribuição do campo elétrico em torno da arborescência é alterada. Além disso, devido às correntes associadas aos deslocamentos das cargas elétricas no âmbito da região em que ocorre o efeito, pode ocasionar um aquecimento localizado que pode produzir, por fim, a uma falha no cabo [1],[2].

Uma vez reconhecida a relevância do fenômeno e seu efeito impactante sobre os componentes sob análise, fica evidenciada a importância da realização de trabalhos de pesquisas científicas enfocando a busca de estratégias de diagnósticos do estado operacional de cabos elétricos.

Dentre os principais trabalhos existentes e associados com o tema em pauta, há de se ressaltar diferentes procedimentos. Alguns requerem que o cabo esteja sem carregamento e desenergizado, enquanto que outros permitem o diagnóstico sob condições tais que os cabos podem se encontrar energizados, portanto, sem a necessidade de desconexão dos circuitos. Levantamentos bibliográficos sobre a questão das metodologias, em que pese as suas vantagens e desvantagens, podem ser encontradas nas referências [3], [4]. De modo especial, na perspectiva do foco central desse artigo, as referências [5]-[10] mostram uma correlação entre a manifestação das arborescências e a existência de correntes de fuga com expressivo conteúdo harmônico, mesmo sob a ação de uma tensão de suprimento senoidal.

Nesse contexto, o presente artigo, fundamentado na referência [11] se propõe a avançar no sentido de oferecer uma modelagem do fenômeno da arborescência, reconhecendo suas características não lineares e focando como meta a extração de informações relevantes ao conhecimento do estado operacional de um determinado cabo isolado energizado.

## II. PROPOSTA DE MODELO REPRESENTATIVO DAS ARBORESCÊNCIAS.

A ideia central para a modelagem da arborescência se fundamenta numa correlação entre as formas de onda das correntes e tensões manifestadas quando da ocorrência deste efeito e o desempenho de um diodo. Esta estratégia se apoia em considerações advindas de resultados experimentais contemplados na referência [11] a qual evidencia que a característica não linear das arborescências se apresenta com uma boa similaridade à curva característica de operação de um diodo semicondutor na região de polarização direta.

De acordo com [10] a relação matemática representativa da relação entre o valor da corrente e tensão em um diodo se apresenta em consonância com (1).

$$I_D = I_s (e^{kV_D} - 1) \quad (1)$$

Na expressão (1), as grandezas  $I_D$  e  $V_D$  representam, respectivamente, a corrente e tensão no semicondutor, a constante  $k$  é determinada através de parâmetros intrínsecos à construção do diodo e da sua temperatura de operação, e, por fim, a grandeza  $I_s$  corresponde a corrente de saturação reversa. Utilizando a referida modelagem a Figura 2 é indicativa da característica V-I típica de um diodo polarizado diretamente, porém operando numa região para a qual ainda não ocorreu o processo de condução plena. Por outro lado, a Figura 3, extraída da referência [11], evidencia a relação V-I para amostras de cabos elétricos com distintos níveis de degradação por arborescência. Percebe-se, pois, que o desempenho do semicondutor nessa região mostra uma boa concordância qualitativa entre as curvas características V-I do diodo e das arborescências, particularmente em relação àquela situação identificada pelo maior nível de degradação. Portanto, esta analogia sugere que o fenômeno arborescência pode ser equiparado a uma curva de operação de um diodo em sua região de polarização direta, submetido a níveis de tensão onde o fluxo de elétrons não consegue atravessar a junção. Muito embora a equivalência qualitativa deve-se observar que, enquanto as escalas das correntes para ambas as figuras possuem boa correspondência numérica, as das tensões sugerem a necessidade de uma adequação para apropriá-las ao processo aqui almejado.

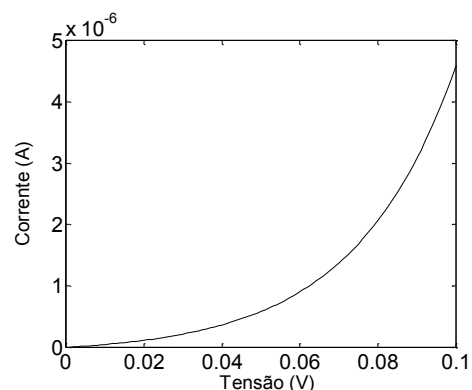


Fig. 2. Curva característica V-I do diodo na região de polarização direta.

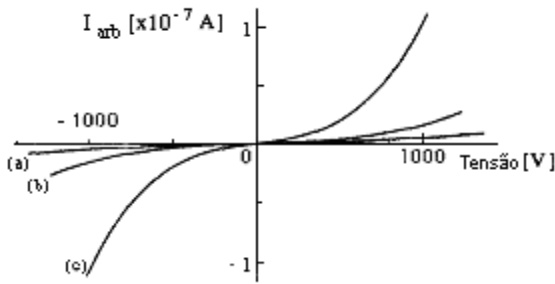


Fig. 3. Curva característica V-I das arborescências [11].

Complementarmente, as características operacionais da arborescência revela que esta pode ser representada por um modelo análogo a dois diodos em anti-paralelo, um polarizado diretamente no ciclo positivo e o outro no ciclo negativo da tensão alternada aplicada.

Com tal premissa em mente, a questão subsequente está na adequação dos parâmetros do modelo do diodo, equação (1), à respectiva característica imposta pelo fenômeno em foco, de modo a assegurar, no equacionamento, a inclusão da resistência de isolamento e a compatibilidade da escala de tensão.

Iniciando pela grandeza  $I_s$  esta deve ser expressa em função de variáveis que a correlacionem com a tensão aplicada ao diodo, que seria, via analogia, a mesma de operação do cabo, e ainda, uma variável representativa da resistência não linear oferecida pelo semiconductor ou pelo isolamento do cabo. Assim procedendo, a corrente de saturação reversa pode ser descrita por (2).

$$I_s = \frac{V}{R^m} \quad (2)$$

Destaca-se que o expoente “m” tem por propósito representar a não-linearidade associada com a resistência. O valor a ser atribuído a esta grandeza será objeto de discussões posteriores. A substituição da variável VD por V tem por propósito substituir a conhecida tensão direta pela aplicada ao cabo. É também importante destacar que tal tensão ocorre de forma variável no tempo, fato este que exige uma alteração da formulação para contemplar a modelagem neste domínio.

No que tange aos níveis de tensão envolvidos, há uma grande diferença entre aquelas associadas com a operação do diodo e aquelas relacionadas com as solicitações impostas às camadas isolantes de um cabo. À luz desta realidade torna-se imperativa a mudança da escala das tensões para a viabilização de valores que envolvem uma grande escala, a exemplo da indicada na Figura 3. De forma a atender a este requisito foi adotada uma escala logarítmica para a representação matemática. Assim, substituindo (2) em (1) e utilizando-se da função logarítmica mencionada obtém-se (3).

$$i_{arb}(t) = \frac{v(t)}{R^m} \left\{ e^{n \ln[k_{arb} v(t)]} - 1 \right\} \quad (3)$$

Na expressão acima a corrente ID foi substituída por  $i_{arb}(t)$  e tal alteração tem dois propósitos, um associado com a

caracterização do fenômeno da arborescência, e outro, vinculado com o tratamento da corrente e respectiva tensão no domínio do tempo. A constante k, por sua vez, foi substituída por  $k_{arb}$  com o propósito de representar um parâmetro relacionado com o nível de degradação em que se encontra o cabo.

Por motivos associados com a representação matemática, tendo em vista que a tensão na expressão anterior representa uma grandeza que pode se apresentar com valores nulos e negativos, e que estes não são compatíveis com a representação logarítmica, torna-se necessário alterar (3) para a forma polinomial. Para tanto, lembrando que  $\ln(k)^n = n \ln(k)$ , a expressão (3) pode ser escrita na seguinte forma:

$$i_{arb}(t) = \frac{v(t)}{R^m} \left\{ e^{\ln[k_{arb} v(t)]^n} - 1 \right\} \quad (4)$$

Fazendo:

$$e^{\ln[k_{arb} v(t)]^n} = y \quad (5)$$

E

$$x = \ln[k_{arb} v(t)]^n \quad (6)$$

Então:

$$e^x = y \quad (7)$$

Aplicando-se logaritmo em ambos os lados de (7) tem-se que:

$$e^{\ln y} = y \quad (8)$$

Comparando (8) com o termo exponencial de (4), é possível concluir que

$$e^{\ln[k_{arb} v(t)]^n} = [k_{arb} v(t)]^n \quad (9)$$

Substituindo (9) em (4):

$$i_{arb}(t) = \frac{1}{R^m} \left[ k_{arb}^n v^{n+1}(t) - v(t) \right] \quad (10)$$

Por fim, obteve-se um conjunto de valores para as constantes m e n que resultam numa boa correlação entre as curvas para o diodo e aquelas representativas para o fenômeno da arborescência. Deste conjunto de parâmetros, optou-se pela adoção de  $m=n=2$  os quais, inseridos em (10) produz (11). Esta última expressão representa pois a correlação entre a tensão aplicada ao cabo e a respectiva corrente representativa do efeito da arborescência.

$$i_{arb}(t) = \frac{1}{R^2} \left[ k_{arb}^2 v^3(t) - v(t) \right] \quad (11)$$

Uma vez obtida a expressão que fornece a relação entre a tensão e corrente para a parte degradada do cabo e lembrando que o mesmo consiste na combinação paralela entre esta parte e uma outra sem degradação, surge a ideia de representar um cabo através de um circuito equivalente, como indicado na Figura 4. Nesta, os parâmetros  $C_0$  e  $R_0$  representam, respectivamente, a capacitância e a resistência paralela da isolamento que se apresenta não-degradada, enquanto que os dois diodos em anti-paralelo, conectados em série com o capacitor  $C_r$ , estão vinculados com a perda do nível de isolamento ideal. Este último capacitor tem por propósito representar a parte remanescente da camada isolante, ainda não atingida pela degradação. A figura ainda destaca a existência de uma corrente total de fuga advinda da composição de duas outras, uma representando a situação normal de operação,  $i_0(t)$ , e outra,  $i_{arb}(t)$ , associada com a presença do fenômeno da arborescência. Finalizando, com vistas a obter um modelo de cabo isolado capaz de representar diferentes níveis de degradação, se faz necessária a utilização de uma resistência em paralelo com os diodos  $D_1$  e  $D_2$ , denominada resistência de adequação ( $R_{ad}$ ).

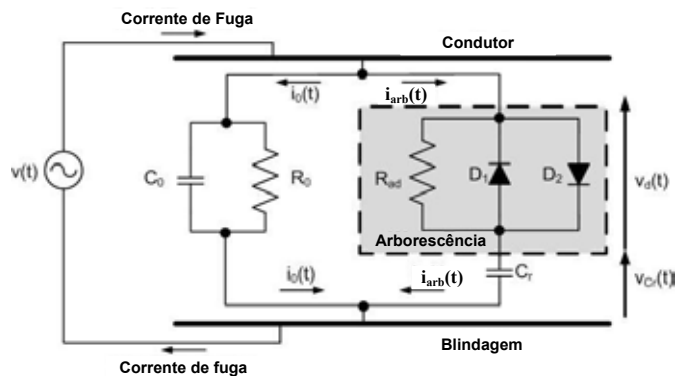


Fig. 4. Circuito equivalente de um cabo apresentando arborescências e correntes envolvidas.

Em consonância com as premissas estabelecidas, a possibilidade da utilização de dois elementos semicondutores, com características distintas, constitui-se num recurso muito importante para a modelagem de correntes de fuga com componentes contínuas e harmônicas, conforme relatado pela bibliografia pertinente e que relata sobre a manifestação das arborescências. Nestas circunstâncias, as correntes de fuga registradas passam a se apresentar com a forma indicada por (12), que contempla uma assimetria na forma de uma componente CC, fato este que encontra respaldo nas referências [12]-[15].

$$i_{arb}(t) = \frac{1}{R_0^2} [k_{arb}^2 v^3(t) - v(t)] + \frac{v(t)}{R_{ad}} + i_{CC} \quad (12)$$

Sendo,

$i_{arb}(t)$  - Corrente na amostra degradada

$v(t)$  - Tensão de suprimento ou de alimentação

$R_0$  - Resistência de isolamento

$R_{ad}$  - Resistência de adequação

$K_{arb}$  - Constante

O primeiro termo do segundo membro da expressão anterior corresponde à característica não linear da arborescência. O segundo termo, por sua vez, está relacionado com a adequação da não linearidade para cada nível de degradação considerado. O último termo se refere à componente contínua da corrente de fuga. Para situações de degradação leve, a característica V-I da corrente de fuga se aproxima de uma reta, cuja inclinação corresponde à resistência nominal de isolamento do cabo elétrico.

Objetivando uma avaliação preliminar do desempenho do modelo proposto foram realizadas simulações computacionais no ambiente *MATLAB*<sup>®</sup> visando a representação dos fenômenos sintetizados nos resultados da Figura 3. Os estudos não consideraram qualquer influência da capacitância residual referente à camada isolante não atingida pela degradação, pois as curvas de referência estão relacionadas com amostras de cabo degradadas.

Quanto aos parâmetros utilizados, a resistência  $R_0$  foi adotada como aquela dada pela relação entre a tensão e corrente para a curva mais degradada e tensão igual a 1000 V. Isto resulta em  $R=8300 \text{ M}\Omega$ . Os valores para a constante  $k_{arb}$  foram de: 18,6 para a curva (a), 34,2 para a curva (b) e 90,9 para a curva (c), respectivamente.

Como pode ser constatado para as situações investigadas, o modelo proposto, conforme evidencia a Figura 5, apresentou uma boa aderência entre os resultados obtidos e as curvas experimentais extraídas de [11].

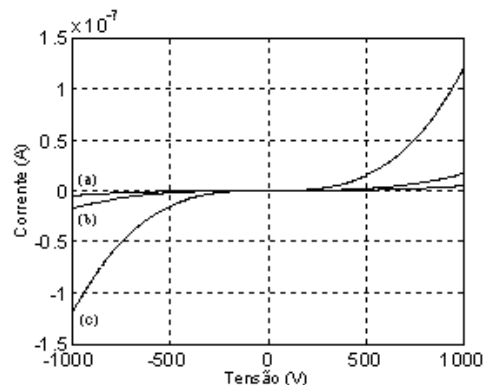


Fig. 5. Curvas característica V-I das arborescências obtidas a partir do modelo proposto.

### III. VALIDAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO

Uma vez definido o modelo matemático, se faz necessária a sua correspondente validação experimental. Objetivando estabelecer uma base de referência para as investigações, optou-se pelo emprego do conjunto de dados fornecidos em [7], os quais fornecem diferentes correntes de fuga obtidas em experimentações com amostras de cabos apresentando distintos níveis de degradação. Estas são transcritas na Figura 6. Como esclarecido no artigo, as informações expressam desempenhos de amostras da isolamento de cabos à base de XLPE, de 0,5 mm sob ação de uma tensão aplicada de 1 kV, com frequência de 50 Hz. Ressalta-se que, para provocar o surgimento das arborescências, parte do material amostrado foi mantido imerso em uma solução de 1 mol/l de NaCl e submetida a uma tensão de 3 kV, por um período de 100, 300

e 500 horas, respectivamente. Observa-se que quanto maior o tempo de exposição do material ao ambiente agressivo, maior foi o nível de degradação atingida.

Deve-se esclarecer que essas correntes correspondem à parcela da corrente de fuga em fase com a tensão de alimentação, a qual pode ser obtida subtraindo-se, da corrente total, a componente puramente capacitiva que flui na amostra degradada. Para tais fins utilizou-se um circuito específico de medição, considerando, como referência, a corrente de fuga que ocorre em uma amostra de cabo isenta de deterioração.

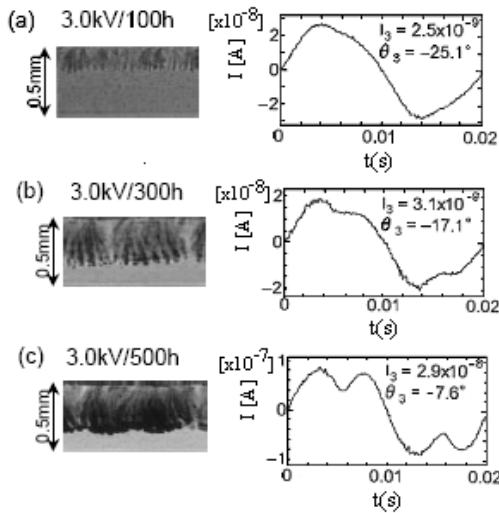
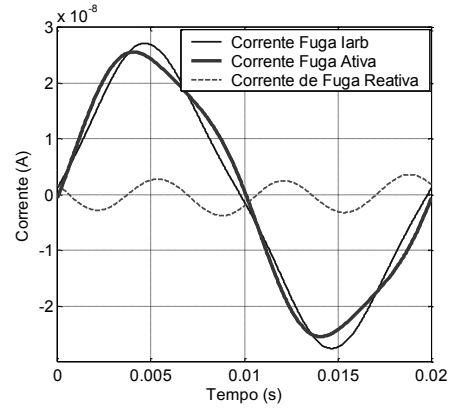


Fig. 6. Correntes de fuga experimentais para formação de um banco de dados para os estudos de validação da proposta de modelagem: a) degradação causada por 3kV/100h; b) por 3kV/300h e c) 3kV/500h [7].

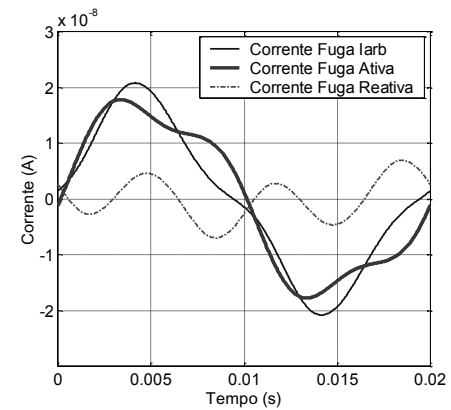
A Figura 7 apresenta resultados ilustrativos do desempenho da metodologia computacional desenvolvida, comparativamente às curvas experimentais, considerando-se níveis distintos de degradação da isolação do cabo. Os resultados obtidos evidenciam uma boa correlação entre as curvas da corrente de fuga, experimentais e computacionais, fato este que sinaliza que a proposta deste artigo se apresenta, num primeiro momento, bastante apropriada aos fins almejados. Estes resultados agregam as componentes: fundamental e de terceira ordem da corrente, que claramente demonstra a não linearidade do fenômeno em pauta. A consideração, neste trabalho, apenas das componentes fundamental e de terceira ordem, deve-se ao fato destas se apresentarem com magnitudes predominantes, particularmente para os casos de degradações menos severas.

Complementarmente, a Figura 8 apresenta as curvas características correspondentes ao comportamento físico da correlação entre as tensões e correntes para os distintos níveis de degradação. É possível observar que, à medida que a degradação diminui, a não linearidade é gradativamente reduzida, de tal forma que, para situações em que os níveis de degradação são inexpressivos, a curva característica se aproxima de uma reta cuja inclinação corresponde à resistência de isolação ideal do cabo sem qualquer degradação. Esse comportamento é mais um indicativo de que o modelo se mostra adequado para a representação do comportamento físico do fenômeno da arborescência.

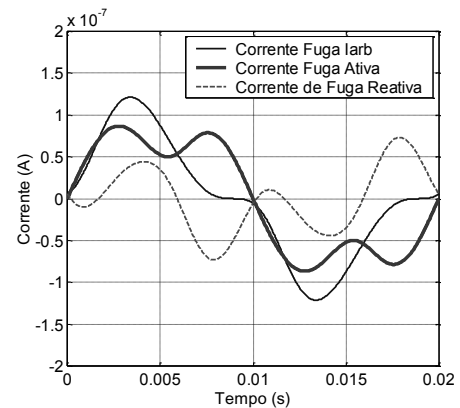
Tendo em vista que os parâmetros R e C associados a cada amostra de cabo empregado não foram disponibilizados pela referência utilizada, então, para fins da simulação computacional, a corrente capacitiva nominal não foi considerada. Quanto ao valor da resistência de isolação este foi determinado através da relação entre a tensão e a corrente fundamental da corrente medida, enquanto que o capacitor equivalente da camada isolante foi encontrado via tentativas e erros.



(a)



(b)



(c)

Fig. 7. Formas de ondas das correntes de fuga para os três casos experimentais contemplados.

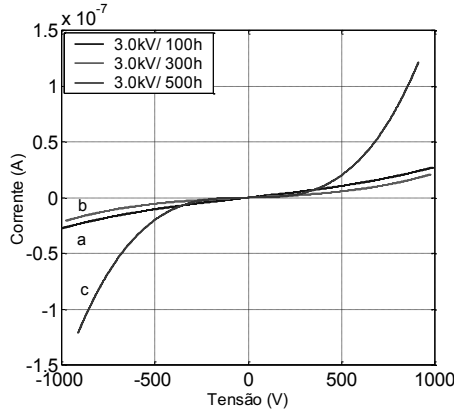


Fig. 8. Curvas características da correlação entre as tensões e correntes para as amostras de cabos com distintos níveis de degradação.

Referenciando à Figura 4, fica evidenciado que a corrente total de fuga pode ser descrita como em (13).

$$i_{total}(t) = i_0 + i_{arb}(t) \quad (13)$$

Lembrando que as correntes atreladas com a arborescência são não-lineares, é possível representá-las por (14), a qual considera outras componentes harmônicas além daquela de ordem 3.

$$i_{arb}(t) = c_1 \text{sen}(\omega t + \theta_1) + c_3 \text{sen}(3\omega t + \theta_3) + c_5 \text{sen}(5\omega t + \theta_5) + c_7 \text{sen}(7\omega t + \theta_7) + \dots \quad (14)$$

Agrupando as componentes harmônicas da corrente acima obtém-se (15).

$$i_{h\_wt}(t) = c_3 \text{sen}(3\omega t + \theta_3) + c_5 \text{sen}(5\omega t + \theta_5) + c_7 \text{sen}(7\omega t + \theta_7) + c_9 \text{sen}(9\omega t + \theta_9) + \dots \quad (15)$$

As contribuições harmônicas podem também ser representadas por meio de componentes ortogonais, as quais estão associadas, respectivamente, com as parcelas ativa e reativa das ordens de correntes presentes na corrente de fuga, como mostra (16).

$$i_{h\_arb}(t) = i_{h\_c}(t) + i_{h\_r}(t) \quad (16)$$

Sendo,

$$i_{h\_c}(t) = c_3 \text{sen}(3\omega t + \theta_3) + c_3 \text{sen}[3\omega t + (\theta_3 - 90^\circ)] + c_5 \text{sen}(5\omega t + \theta_5) + c_5 \text{sen}[5\omega t + (\theta_5 + 90^\circ)] + c_7 \text{sen}(7\omega t + \theta_7) + c_7 \text{sen}[7\omega t + (\theta_7 - 90^\circ)] + \dots \quad (17)$$

$$i_{h\_r}(t) = c_3 \text{sen}[3\omega t + (\theta_3 + 90^\circ)] \quad (18)$$

$$+ c_5 \text{sen}[5\omega t + (\theta_5 - 90^\circ)] + c_7 \text{sen}[7\omega t + (\theta_7 + 90^\circ)] + \dots$$

Portanto, a parcela ativa da corrente de fuga, poderá ser calculada utilizando-se (19).

$$i_{ativa}(t) = i_{arb}(t) - i_{h\_c}(t) - i_{\Delta C_0}(t) \quad (19)$$

Sendo

$$i_{\Delta C_0}(t) = [i_{arb}(0) - i_{h\_c}(0)] \cos(\omega t) \quad (20)$$

Os parâmetros  $R_{eq}$  e  $C_{eq}$  referentes às degradações apresentadas na Fig. 6, considerando-se a componente fundamental e o terceiro harmônico da corrente de fuga estão apresentados na Tabela I e na Tabela II, respectivamente. O primeiro termo da contribuição harmônica indicada na Tabela II se refere à parcela ativa e o outro à parcela reativa da corrente de fuga. Salienta-se que a diferença existente entre os ângulos de fase das correntes de fuga medidas comparativamente aos correspondentes ângulos de fase, que foram obtidos via simulação, se deve às aproximações relativas ao processo de recuperação do sinal medido, para fins de simulação.

**TABELA I.**  
**Parâmetros equivalentes**

Caso	Req(Ω)	Ceq(F)
a	3,98e10	0,02e-13
b	5,82e10	0,08e-13
c	1,18e10	1,03e-13

**TABELA II.**  
**Harmônicos presentes na isolamento**

Caso	Componentes Harmônicas: ih(t)
a	$2,19 \times 10^{-9} \text{sen}(3\omega t - 69,28^\circ) + 3,10 \times 10^{-9} \text{sen}(3\omega t + 155,68^\circ)$
b	$3,34 \times 10^{-9} \text{sen}(3\omega t - 46,81^\circ) + 4,72 \times 10^{-9} \text{sen}(3\omega t + 178,13^\circ)$
c	$2,97 \times 10^{-8} \text{sen}(3\omega t - 10,52^\circ) + 4,19 \times 10^{-8} \text{sen}(3\omega t - 145,58^\circ)$

#### IV. DIAGNÓSTICO DO NÍVEL DE DEGRADAÇÃO DE CABOS ISOLADOS.

A Tabela III apresenta, para cada um dos casos simulados, um conjunto de indicadores de estado que podem ser utilizados para diagnóstico de cabos isolados e que foram obtidos a partir da metodologia apresentada neste estudo.

**TABELA III.**

**Indicadores de estado**

Amostra	3kV/100h	3kV/300h	3kV/500h
DHT <sub>i</sub> (%)	8,50	19,40	35,60
P (μw)	12,90	8,90	46,90
I3 (nA)	2,19	3,34	29,70
θ3 (°)	-69,28	-46,81	-10,52

Salienta-se que não foi possível a determinação da tgδ, devido a não disponibilidade, na referência utilizada, dos parâmetros relativos à amostra de cabo sem degradação.

Em situações práticas, a degradação da camada isolante de cabos elétricos não ocorre, necessariamente, de maneira

uniforme. Sendo assim, faz-se necessário proceder à análise do comportamento da corrente de fuga para situações em que as degradações se apresentem diferenciadas quanto à severidade do fenômeno. Objetivando contemplar tais situações, são analisadas, a seguir, duas situações de degradações não uniformes. Uma delas considera que a deterioração é caracterizada por dois tipos de arborescências, porém com graus de degradação relativamente próximos. A outra situação, por sua vez, enfoca a presença de arborescências mistas, de pequena e de grande magnitude. A tensão de alimentação utilizada nos dois casos é de 1000 V (50 Hz). A ideia aqui adotada consiste em considerar cada uma das formas de ondas utilizadas na validação do modelo proposto como sendo degradações uniformes e adicioná-las entre si, proporcionando a reprodução de uma forma de onda que corresponda a uma corrente de fuga devida a degradações não uniformes.

Os indicadores de estado, para fins de diagnóstico do estado operacional da isolamento para a primeira situação proposta estão apresentados na Tabela IV.

O respectivo diagnóstico do grau de degradação da camada isolante referente à segunda situação proposta pode ser feito a partir das informações apresentadas na Tabela V.

**Tabela IV.**  
**Indicadores de estado – Caso 1**

Amostra	3kV/100h	3kV/300h	Total
DHT <sub>1</sub> (%)	8,5	19,4	12,6
P (w)	1,29e-5	8,92e-6	2,18e-5
I <sub>3</sub> (nA)	2,19	3,34	5,43
θ <sub>3</sub> (°)	-69,28	-46,81	-55,68

**Tabela V.**  
**Indicadores de estado – Caso 2**

Amostra	3kV/100h	3kV/500h	Total
DHT <sub>1</sub> (%)	8,5	35,6	28,3
P (w)	1,28e-5	4,73e-5	5,89e-5
I <sub>3</sub> (nA)	2,19	29,7	30,89
θ <sub>3</sub> (°)	-69,40	-10,52	-13,99

A análise dos indicadores apresentados na Tabela III, acrescidos dos resultados identificados nas Tabelas IV e V, referentes às duas situações apresentadas neste item, permite observar o comportamento de um conjunto de indicadores da condição operativa da camada isolante, diante de degradações uniformes e não uniformes. Constata-se que quanto maior a degradação seja ela uniforme ou não, o DHT<sub>1</sub> cresce com o grau da degradação, ao passo que o indicador θ<sub>3</sub> tende ao zero na medida em que a gravidade da avaria aumenta. Para as degradações não uniformes, esses indicadores acusam uma situação menos degradada do que a existente de fato no cabo. Nessas circunstâncias, o indicador θ<sub>3</sub>, diferentemente do DHT<sub>1</sub>, diagnosticará uma situação mais próxima da degradação mais severa, sendo, portanto, mais confiável para identificação de degradações caracterizadas por maiores densidades de arborescências, por arborescências de maior comprimento, ou mesmo pela combinação dessas características.

No que se refere a I<sub>3</sub> observa-se uma tendência de crescimento com o aumento de degradação. Esse indicador, no caso de degradações não uniformes, aponta para degradações de maior risco do que a que de fato existe na

camada isolante. Este indicador varia proporcionalmente ao aumento no número de arborescências.

Quanto à potência dissipada, trata-se de um indicador que, no caso de degradações uniformes, pode apresentar valores menores para deteriorações mais críticas, comparativamente a maiores áreas de degradação, porém com pequenas arborescências. Em se tratando de degradações não uniformes apresenta resultados correspondentes à somatória das potências devido à contribuição individual de cada arborescência. Ao que parece esse indicador está associado à densidade em que ocorre a presença de arborescências.

Os parâmetros R<sub>eq</sub> e C<sub>eq</sub> apresentados na Tabela I também podem ser indicadores do nível de degradação de cabos isolados. Pelos valores encontrados, conclui-se que a capacitância é mais confiável do que a resistência de isolamento para se diagnosticar degradações que apresentem riscos maiores para a camada isolante.

Nesse contexto, é importante destacar que a gravidade da degradação está associada à quantidade, ao comprimento e à forma das arborescências. Do exposto e tendo em vista a complexidade do fenômeno aqui focado, mostra-se desejável e necessário proceder à análise conjunta de vários indicadores para possibilitar um diagnóstico mais próximo da realidade. Além disso, o diagnóstico deve tomar por referência a evolução dos valores dos indicadores ao longo do tempo de um determinado cabo isolado e não a comparação entre os valores dos indicadores de cabos isolados distintos.

Nessa linha de pensamento, as faixas de valores para cada indicador, serão objetos de futuras investigações. Em princípio, a expectativa é de que os mesmos possam ser estabelecidos com base no valor máximo admissível do ângulo de perdas dielétricas, o qual normalmente é disponibilizado nos catálogos de fabricantes. Ou seja, o propósito é correlacionar tanto a potência dissipada quanto a distorção harmônica total com o tgδ<sub>max</sub>, utilizando para tanto, os parâmetros, assim como a tensão e corrente de fuga nominais do cabo elétrico. Os indicadores I<sub>3</sub> e θ<sub>3</sub>, por sua vez, serão utilizados para traçar uma curva de suportabilidade I<sub>3</sub>-θ<sub>3</sub> indicativa da provável região de segurança do estado operacional da camada isolante [7].

## V. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de modelo para o fenômeno de arborescência, tomando por base a característica V-I de diodos semicondutores. O desempenho do modelo proposto foi comparado com registros obtidos por meio de medições, alcançando resultados altamente satisfatórios, portanto, mostrando-se apropriado para representar o fenômeno das arborescências. A estratégia de analisar conjuntamente vários indicadores advindos do conhecimento da corrente de fuga conduz a diagnósticos mais confiáveis quanto ao grau de degradação em que se encontra a camada isolante, podendo, dessa forma, ser utilizada como metodologia para fins de avaliação das condições operacionais da isolamento do cabo elétrico. Os autores consideram, ainda, a possibilidade de ocorrência de degradações não uniformes, situação que, inequivocamente, deve ser encontrada em sistemas reais. A presença de distorção na tensão de suprimento e a possibilidade de

injeção de distorção pelas próprias cargas alimentadas pelas redes dos sistemas elétricos são aspectos a serem abordados em estudos posteriores.

## VI. REFERÊNCIAS

- [1] R. Patsch, J. Jung “Water Trees in Cables: Generation and Detection”, in *Proc. Of IEE Sci. Meas. Technol.*, vol. 146, nº 5, September 1999.
- [2] S. Yamaguchi, S. Soda, N. Takada, “Development of a New Type Insulation Diagnostic Method for Hot-Line XLPE Cables”, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, July, vol. 4 no. 3, pp. 1513-1520, 1989.
- [3] M. D. Teixeira, J.C. Oliveira, C. R. Pacheco, O. C. Souto, “Avaliação do Estado Operacional de Cabos Isolados sob Condições Adversas: Estratégias e Proposta de Diagnóstico”, in *Proc. Of V SBQEE*, Aracajú, Agosto 2003.
- [4] F. N. Lima, “Uma contribuição à estimativa de indicadores de desempenho do estado operacional de cabos isolados sob a ação das arborescências”, in PhD. Thesis – Universidade Federal de Uberlândia, Set. 2008.
- [5] T. Osada, K. Tohyama, et al, “Dissipation Current Waveforms Monitoring in LDPE Sheet under Water Tree Deterioration Test”, in *Proc. Of Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Virginia Beach, VA, Out 18-21, pp. 486-489, 2009.
- [6] S. Masuda, S. Tsuboi, A. Fujita, K. Tohyama, T. Imai, Y. Murata, M. Kanaoka, “Dissipation current waveform observation of water tree deteriorated LDPE”, in *Proc. Of Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Oct. 16-19, pp. 233-236, 2005.
- [7] T. Tsujimoto, M. Nakade, Y. Yagi, K. Adachi, H. Tanaka, Egasaki-cho, Tsurumi-ku, Yokohama, Kanagawa, Yawata-kaigandori, Ichihara, Chiba, Higashi-shinagawa, Shinagawa-ku, “Development of ON-SITE Diagnostic for XLPE Cable by Harmonics in AC Loss Current,” in *Proc. Of 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, June 1-5, Nagoya, pp 73-76, 2003.
- [8] T. Furuhashi, K. Tohyama, T. Imai, Y. Murata, “Dissipation Current Waveform of Water Tree Deteriorated Low Density Polyethylene Sheet”, in *Proc. Of IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Oct. 15-18, pp 529-532, 2006.
- [9] T. Furuhashi, K. Tohyama, T. Imai, Y. Murata, “Dissipation Current Waveform and its spectrum of Water Tree Deteriorated Low Density Polyethylene Sheet”, in *Proc. Of IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Oct. 15-18, pp 73-76, 2007.
- [10] R. L. Boylestad and L. Nashelsky, *Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos*, LTC – Livros Técnicos e Científicos S.A., sexta edição, 1998.
- [11] Y. Yagi, H. Tanaka, H. Kimura, “Study on Diagnostic Method for Water Treed XLPE Cable by Loss Current Measurement”, in *Proc. Of Annual Report. Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Atlanta, GA, USA, vol. 2, pp.653-656, Oct, 1998.
- [12] S. Yamaguchi, S. Soda, N. Takada, “Development of a New Type Insulation Diagnostic Method for Hot-Line XLPE Cables”, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, July, vol. 4 no. 3, pp. 1513-1520, 1989.
- [13] W. Zhang, Y. Zhau, B. Yang, Y. Liu, “A Study on DC Component Method of On-Line Diagnosis for XLPE Cables”, in *Proc. Of 4<sup>th</sup> International Conference on Properties and Applications Dielectrics Materials*, July 3-8, Brisbane Australia, vol.1 pp 375-378, 1994.
- [14] W. Zhang, Y. Zhau, B. Yang, Y. Liu, “A Study on DC Component Method for Hot-Line XLPE Cable Diagnosis”, in *Proc. Of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Pittsburgh – PA USA, pp. 95-98, June, 1994.
- [15] F. N. Lima, J. C. Oliveira, D. A. Andrade, et. all, “Modeling Water Tree Phenomenon for Insulated Cable Loss Current Estimation”, in *Proc. Of IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1-6, 2008.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro conseguido junto aos seguintes órgãos de fomento, CNPq, FAPEMIG e CAPES.

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Loana Nunes Velasco**, nascida em Cuiabá, Mato Grosso, Brasil. Obteve o título de Bacharel em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Mato Grosso – Brasil e o título de Mestre na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - Ilha Solteira. Atualmente é aluna de doutorado do programa de Pós Graduação na área de Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia-Brasil.

**Luiz Carlos Gomes de Freitas**, nascido em Uberlândia (MG), em 1976, é engenheiro eletricitista (2001), mestre (2003) e doutor (2006) pela Universidade Federal de Uberlândia – Faculdade de Engenharia Elétrica (UFU-FEELT). Atualmente é professor adjunto nível I da Faculdade de Engenharia Elétrica da UFU, fazendo parte do Núcleo Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP). Sua área de atuação é eletrônica de potência e suas áreas de interesse incluem qualidade da energia elétrica, correção ativa do fator de potência, técnicas de comutação não dissipativa, conversores CC-CC, CA-CC e CC-CA, retificadores híbridos e técnicas de controle utilizando FPGA e DSP.

**José Carlos de Oliveira**, nasceu em Itajubá – MG, Brasil. Concluiu a graduação e o Mestrado na Universidade Federal de Itajubá – Brasil, e o Ph.D no Institute of Science Technology – Manchester -UK. É pesquisador no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia – Brasil. Tem pesquisado e publicado sobre vários temas relacionados com Sistemas de potência e com Qualidade de Energia.

**Fernando Nogueira de Lima**, nasceu em Campina Grande – Pb, Brasil. Concluiu a graduação e o Mestrado na



Universidade Federal da Paraíba – Brasil e o Doutorado na Universidade Federal de Uberlândia – MG, Brasil. Atualmente é professor e pesquisador do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso - Brasil. Sua área de interesse é Qualidade de Energia

**Antônio de Pádua Finazzi**, nasceu em Moji-Mirim – SP, Brasil. Concluiu a graduação na Universidade Federal de Uberlândia, o Mestrado na Universidade Federal de Santa Catarina e o Doutorado em 2011 pela Universidade Federal de Uberlândia - Brasil. Atualmente é professor e pesquisador do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso - Brasil. Suas áreas de atuação são Qualidade de Energia e Eletrônica de Potência.