

Influência do Estresse de Tensão na Degradação de Cabos Isolados pelo fenômeno de Arborescência

Fernando Nogueira de Lima, Dr., Marina Timo de Sá, Acad., Bismarck Castillo Carvalho, Dr., Igor Rossini Smerecki, Acad., Antonio de Pádua Finazzi, Dr., Fabrício Parra Santilio, Dr.

Universidade Federal de Mato Grosso, 78060-900, Cuiabá-MT, Brasil

Resumo – Interrupções no suprimento de energia elétrica são eventos indesejáveis, tanto para as concessionárias de energia elétrica como para os consumidores. Estes eventos podem comprometer o equilíbrio financeiro de ambos agentes, seja pelos custos relacionados com a manutenção corretiva e substituição de equipamentos avariados, como pela parada dos processos produtivos e perda de produção. Tal situação pode ser provocada por falhas em componentes de uma instalação, em particular, aqueles relativos a defeitos na isolação de cabos de potência. A degradação por arborescências se constitui numa das principais causas que podem levar à falha de cabos isolados em redes subterrâneas. Há diferentes métodos propostos para diagnosticar esse tipo de degradação. Um desses métodos tem por referência a parcela ativa da corrente de fuga. O presente trabalho apresenta uma avaliação do comportamento de um conjunto de parâmetros determinados a partir de correntes de perdas obtidas por simulações de modelos teóricos e em laboratório com amostras de cabos degradados submetidos a diferentes estresses de tensão.

Palavras chaves - Cabos Elétricos, arborescências, degradação, corrente de fuga, diagnóstico preditivo.

I. INTRODUÇÃO

Questões relacionadas à qualidade da energia elétrica desafiam pesquisadores de todo o mundo. Dentre elas, a confiabilidade do suprimento surge como um ponto importante para a melhoria dos índices de continuidade, como a duração e a frequência das interrupções não programadas no fornecimento de energia. Essas interrupções geralmente ocasionam prejuízos de ordem financeira, além de possíveis violações dos padrões mínimos de qualidade estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor elétrico.

Uma das causas de interrupções é a degradação precoce da isolação de cabos pelo fenômeno conhecido por arborescência (*water-treeing*). Em casos severos, esse tipo de degradação pode ocasionar o rompimento do material dielétrico, fato que tem motivado a realização de estudos e desenvolvimento de métodos diagnósticos para a detecção de arborescências.

Esses métodos se dividem em *off-line* e *on-line*. No caso dos métodos *off-line* o cabo a ser diagnosticado deve estar sem carregamento e também desenergizado. Ao contrário disso, os métodos *on-line* são realizados com o cabo em pleno funcionamento, portanto sem a necessidade de desconexão dos circuitos. Uma breve descrição dos principais métodos, destacando as respectivas vantagens e as desvantagens, pode ser encontrado em [1].

Estudos experimentais e teóricos tem demonstrado que, mesmo quando a tensão de suprimento é puramente senoidal, a corrente de fuga que flui entre a superfície do condutor e a

blindagem da isolação de um cabo com presença de arborescências apresenta um comportamento não linear, com conteúdo harmônico considerável, com predominância da componente de terceira ordem [2], [3]. Isso se deve à característica não linear da relação corrente-tensão das arborescências.

A análise da parcela harmônica de natureza ativa dessa corrente se constitui num importante método diagnóstico para estimar o estado operacional desses cabos. A referência [4] resume os métodos encontrados na literatura que utilizam a corrente de perdas como uma ferramenta de diagnóstico, para a identificação e quantificação da degradação de cabos de potência.

O presente artigo volta-se para uma análise da influência do estresse de tensão no comportamento de um conjunto de indicadores do estado operacional da camada isolante de amostras de cabos degradados por arborescência determinados a partir de correntes de perdas, obtidas de simulações com modelos teóricos e de medições em amostras de cabos degradados, disponíveis na literatura.

II. O FENÔMENO DA DEGRADAÇÃO POR ARBORESCÊNCIA

Arborescência é um fenômeno de pré-ruptura dielétrica e representa um tipo de degradação que evolui no dielétrico por ação de um campo elétrico, sendo o mais provável mecanismo de falha elétrica em dielétricos extrudados. Quando esse fenômeno ocorre em meio seco é denominado de arborescência elétrica e acontece devido a descargas parciais oriundas de pontos de alta sollicitação elétrica e que apresenta um crescimento rápido, levando à ruptura do polietileno em pouco tempo.

As arborescências também podem ocorrer em ambientes úmidos e progredir mais lentamente. Nesse caso, são denominadas de arborescências em água [5]. Devido ao crescimento lento, a ruptura do material ocorre com seu processo de envelhecimento, em torno de dez anos de vida, segundo a literatura técnica.

A arborescência em água consiste de caminhos filamentosos entre pequenas cavidades, paralelos ao campo elétrico, pelas quais penetram a umidade sob a ação de um gradiente elétrico. A umidade pode estar tanto no estado líquido quanto de vapor e, com a temperatura de trabalho do dielétrico, os pontos com água serão os mais quentes e, portanto, submetidos à alta pressão e grande concentração de campo elétrico. Essas condições levam o vapor de água a se difundir a partir do ponto inicial para as proximidades [6].

As arborescências podem se manifestar de duas maneiras [7]. Uma delas, denominada de *vented-tree*, Fig. 1 (a), surge a partir das extremidades do material isolante, os quais estão em contato com o condutor ou com a blindagem/capa e crescem em direção ao interior do isolante. Iniciam-se muitas vezes a partir de “poros” presentes nestas superfícies, formados durante o processo de fabricação ou pela ação de certos líquidos, como detergentes e óleos, que promovem algum tipo de estresse mecânico nesses pontos. A outra forma de se manifestar é denominada de *bow-tie-tree*, Fig. 1 (b), que cresce do interior da isolação para as extremidades. Este tipo de degradação se constitui na forma mais comum do fenômeno, sendo consequência direta da presença de impurezas no interior do dielétrico ou estresse mecânico, devido ao transporte e/ou manuseio desses cabos.

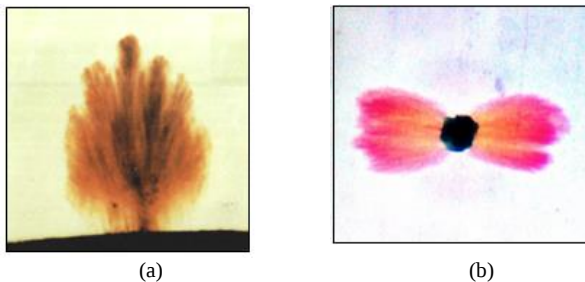


Fig. 1 – Arborescências do tipo: a) *vented-tree*; b) *bow-tie-tree*

As árvores do tipo *vented-tree* são mais perigosas do que as do tipo *bow-tie-tree* porque diminuem a resistência dielétrica do isolante e alcançam um ponto em que acontece a avaria [8].

No que tange à arborescência elétrica, há dois tipos de crescimento. Um deles se manifesta quando ocorrem pequenas descargas parciais localizadas nas pontas das arborescências elétricas. No outro caso, as descargas parciais são significativas e se dão por toda a região da arborescência elétrica. Em qualquer situação, após a desenergização do cabo, a água enche os micro-canais da arborescência elétrica e, quando a tensão é restabelecida, as arborescências em água se propagam a partir das extremidades das arborescências elétricas, [9] - [10]. Portanto, o estágio final da avaria começa quando uma arborescência elétrica tem início de uma arborescência em água. Essa arborescência elétrica ocorre geralmente na extremidade da arborescência em água ou na superfície adjacente enquanto a arborescência em água avança na isolação. Raramente a arborescência elétrica se origina da raiz da arborescência em água e, frequentemente, mas nem sempre, confina-se ao volume da arborescência em água.

III. MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DE ARBORESCÊNCIA

De maneira a retratar de forma mais adequada o fenômeno em questão, a Fig. 2 ilustra as formas de onda da tensão e da componente da corrente de fuga referente às perdas Joule, obtidas experimentalmente de uma amostra de cabo degradado. Observa-se que, apesar da forte deformação dessa componente, a componente da corrente de fuga se encontra em fase com a tensão de alimentação, fato que justifica a adoção de uma resistência não linear para representar a arborescência [4].

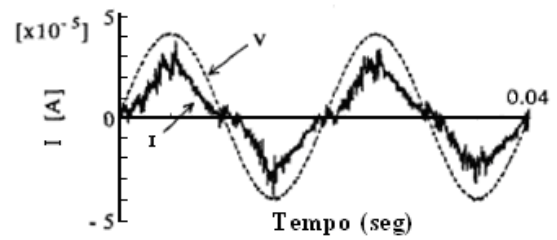


Fig. 2 – Tensão e corrente medidas numa amostra da isolação de um cabo degradado [4]

A combinação de conceitos clássicos associados com a modelagem de cabos e a inserção do fenômeno da degradação dão origem ao circuito equivalente da Fig. 3.

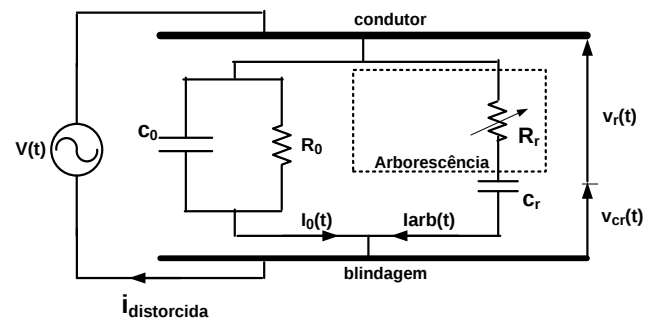


Fig. 3 – Modelo representativo da isolação de um cabo com a presença de arborescências [4]

Os parâmetros C_0 e R_0 representam a capacitância e a resistência da isolação, sob condições normais. A resistência não linear, conectada em série com o capacitor C_r está relacionada com o fenômeno da degradação do cabo. Esse último capacitor representa a parte remanescente da camada isolante ainda não atingida pela degradação. A corrente total de fuga é composta de duas parcelas, uma representando a situação normal de operação, $i_0(t)$, e outra associada com a presença do fenômeno da arborescência, $i_{arb}(t)$ [4].

IV. CARACTERÍSTICA NÃO LINEAR DA ARBORESCÊNCIA

A Fig. 4, indicada a seguir, apresenta as formas de ondas advindas de medições em laboratório com amostras de cabos submetidas a diferentes níveis de degradação. Tratam-se de amostras de cabos isolados com XLPE, de 0,5 mm de espessura sob ação de uma tensão de 1 kV e com frequência de 50 Hz. Para provocar o surgimento das arborescências, um lado da amostra 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. Observou-se que quanto maior foi o tempo de exposição do material ao agente agressivo, maior foi o nível de degradação atingido e, em consequência, maior a distorção da corrente de fuga [11]. Além disso, constatou-se que à medida em que a severidade da degradação aumentava o terceiro harmônico da corrente tendia a entrar em fase com a tensão de alimentação.

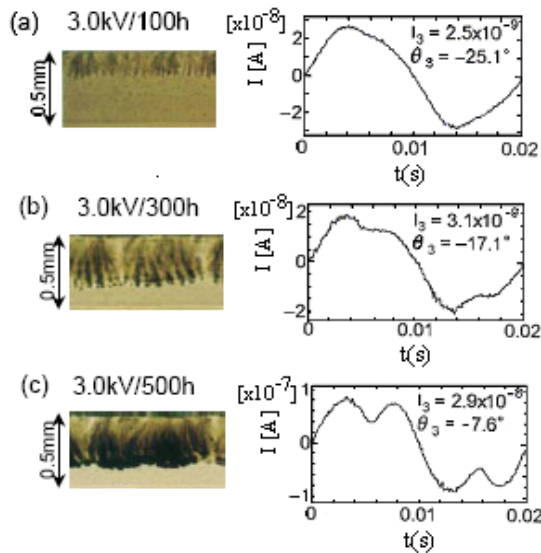


Fig. 4. Corrente de fuga ativa: a) devido a stress causado por 3kV/100h; b) devido à 3kV/300h e c) devido à 3kV/500h – Experimental [11]

A característica não linear I-V dessas degradações, obtidas em [12], está indicada na Fig. 5. Nota-se que a relação entre corrente e tensão na região degradada se aproxima de uma reta nos casos de degradações leves.

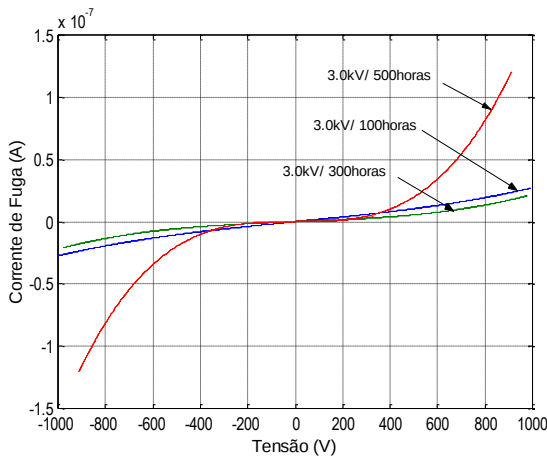


Fig. 5. Características I-V das arborescências [12]

A Tabela 1, adaptada de [12], apresenta o desempenho de um conjunto de indicadores para cada período de exposição ao agente agressivo:

TABELA 1. INDICADORES DE ESTADO			
Indicator	Amostra		
	3kV/100h	3kV/300h	3kV/500h
DTI (%)	8,50	19,40	35,60
P (μw)	12,90	8,90	46,90
I ₃ (nA)	2,19	3,34	29,70
θ ₃ (°)	-69,28	-46,81	-10,52
I ₁ (nA)	25,65	17,42	89,06
R (TΩ)	698	1011	192

As diferenças identificadas nesses valores, comparativamente aos dados originais, se devem a erros no processo de captação das curvas, que se deu por meio de um software específico, desenvolvido pelos autores.

Os dados apresentados na tabela anterior confirmam a complexidade de se diagnosticar esse fenômeno. Atente-se que, embora a amostra submetida a 300 horas de estresse

apresente menor intensidade de corrente e de potência dissipada do que a amostra submetida a 100 horas de estresse, ela apresenta uma degradação de maior severidade. Isso ocorre, por apresentar, comparativamente, uma quantidade menor de arborescências, porém de maior comprimento médio. Essa complexidade também foi observada em experiências de campo [13], onde se constatou que cabos de mesma especificação e fabricação, submetidos às mesmas condições ambientais e ao mesmo carregamento, podem apresentar comportamentos diferentes quanto à geração e aparência das arborescências.

Diante disso, a estratégia de análise de distintos indicadores conduz a diagnósticos mais confiáveis quanto ao grau de degradação em que se encontra a camada isolante do cabo.

V. PARÂMETROS DE DESEMPENHO

Para fins de diagnóstico, é possível determinar, a partir da parcela ativa da corrente de fuga medida, um conjunto de parâmetros, sendo cada um associado a uma característica da degradação, dentre eles têm-se o ângulo de perdas dielétricas (tgδ), a potência dissipada (P), a distorção harmônica da corrente de perdas (DTI), a resistência equivalente (R_{eq}) e a capacitância equivalente (C_{eq}) da isolamento, além do módulo e da fase do terceiro harmônico dessa corrente.

A análise dos parâmetros determinados, possibilita um diagnóstico sobre o estado operacional da isolamento dos cabos, se constituindo em informação útil para o diagnóstico preditivo da condição operativa da isolamento, em particular na classe de cabos de alta tensão, em que os cabos estão submetidos a elevados estresses. Na sequência, são resumidos os parâmetros de desempenho usados no desenvolvimento do método diagnóstico adotado neste estudo, destacando a respectiva sensibilidade de cada um a determinadas características da degradação:

a) Dissipação de Potência no dielétrico – A potência dissipada no dielétrico (P) é um indicador de estado que está diretamente associado ao nível de perdas encontrado no cabo isolante e pode ser usado como um estimador da densidade em que se dá a degradação do dielétrico [3];

b) Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI) – Este indicador varia com o incremento da degradação, apresentando maior valor, dependendo do estresse a que o cabo está submetido e possui uma melhor relação com a arborescência de maior comprimento [3].

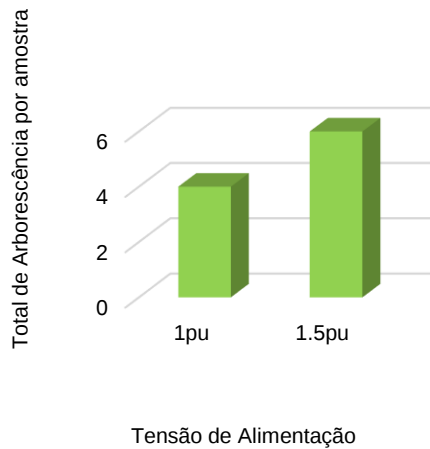
d) Amplitude do terceiro harmônico da corrente de perdas (I₃) – A magnitude da corrente de terceira ordem existente na corrente de perdas, de acordo com [11], tende a crescer com o crescimento do grau de degradação.

e) Ângulo de fase do terceiro harmônico da corrente de perdas (θ₃) – Com o avanço da arborescência o θ₃ diminui mostrando uma tendência para uma direção fixa, indicando o avanço do processo de degradação [3]. Ademais, há uma boa relação desse parâmetro com o comprimento das arborescências e com a degradação de resistência à ruptura dessa camada [11].

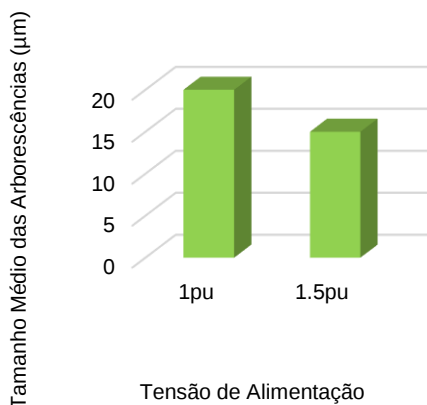
d) Parâmetros equivalentes – Estes indicadores expressam diretamente a resistência e a capacitância do cabo. Quando a degradação progride, essa resistência tende a diminuir [14] e a capacitância do cabo aumenta [15]. Este comportamento pode ser usado como um sinal de degradação na camada isolante;

VI. A INFLUÊNCIA DO ESTRESSE ELÉTRICO

O estresse elétrico empregado em um cabo é responsável diretamente pelo processo de ruptura do dielétrico. Dessa maneira, a referência [16] indica que, tensões acima da nominal aceleram o mecanismo de degradação, particularmente devido a arborescências do tipo *bow-tie-tree*, elevando a quantidade de ocorrências, porém, com respeito ao tamanho das arborescências, estas foram menores que aquelas encontradas para casos em que se empregou tensão nominal. Com isso, o aumento do estresse elétrico aplicado aos cabos previamente deteriorados eleva a probabilidade de ruptura do dielétrico. A Fig. 6 (a) mostra a relação entre a quantidade de arborescências e a tensão de alimentação e a Fig. 7 (b), por sua vez, relaciona o tamanho médio das arborescências com os mesmos níveis de tensão.



(a)



(b)

Fig. 6 – Relação entre arborescência e estresse elétrico: a) tamanho das arborescências; b) número de arborescências [16]

Para avaliar a influência do estresse de tensão na degradação de cabos isolados, será considerado o desempenho de um conjunto de indicadores, calculados a partir de correntes de perdas de amostras submetidas a diferentes estresses de tensão, relativos a três casos, considerando a contribuição dos

harmônicos de ordem 3, 5 e 7, sendo um caso advindo de simulações com modelo teórico e dois resultantes de medições feitas em laboratório, conforme detalhados a seguir.

a) Caso 1

Trata-se da simulação de degradação por meio de modelo teórico com o objetivo de identificar a degradação no estágio inicial, como proposto em [17]. Para tanto, adotou-se uma amostra degradada com arborescências de comprimento equivalente a 30% da extensão da camada isolante. A frequência aplicada foi mantida em 1kHz, para os estresses de 7kV, 5kV e 3kV. A Fig. 7 apresenta a corrente de perdas obtida para os diferentes estresses de tensão [17]. Salienta-se que, em virtude do circuito de medição utilizado para separar a corrente de perdas da corrente capacitiva, há nestas formas de ondas a contribuição dos harmônicos de natureza reativa.

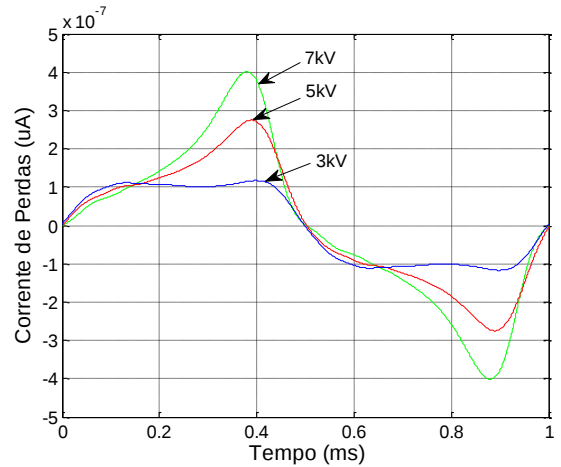


Fig. 7. Correntes de perdas devido a diferentes tensões [17]

A Tabela 2 apresenta a influência desses estresses de tensão nos parâmetros adotados neste estudo, para cada uma das correntes, Fig. 7, porém eliminando as componentes harmônicas de natureza capacitiva, por meio do procedimento detalhado em [18]

TABELA 2. INDICADORES DE ESTADO – CASO 1

Indicator	Amostra		
	3kV	5kV	7kV
DTI (%)	35,0189	78,3434	143,6232
P (μw)	149,43	186,92	285,05
I ₃ (nA)	36,019	68,289	96,861
θ ₃ (°)	-15,7428	-15,7428	-15,7428
I ₁ (nA)	106,49	92,661	74,455
R (TΩ)	0,023477	0,02698	0,033577

Considerando que no modelo teórico foi adotada a mesma característica não linear I-V para a arborescência em todas as simulações, é possível concluir que o incremento do estresse de tensão tem influência não apenas no aumento da corrente de perdas, mas sobretudo no aumento da distorção da forma de onda resultante. Esse comportamento da degradação não seria acentuado se a característica I-V das arborescências fosse perto de uma reta, representando uma isolação com pouca degradação. Além disso, por se tratar de um modelo teórico, é de esperar que o comportamento não reflita todos os aspectos de uma amostra de cabo submetida a diferentes estresses de tensão. Isso justifica o comportamento dos parâmetros I₁ e R que se comportaram diversamente do esperado, com o aumento do estresse de tensão.

b) Caso 2

A Fig. 8 apresenta um conjunto de formas de onda de correntes de perdas que foram obtidas de amostras de cabos LDPE submetidas a diferentes estresses de tensão. A tensão senoidal aplicada de 60 Hz também é plotada para fins de comparação [19].

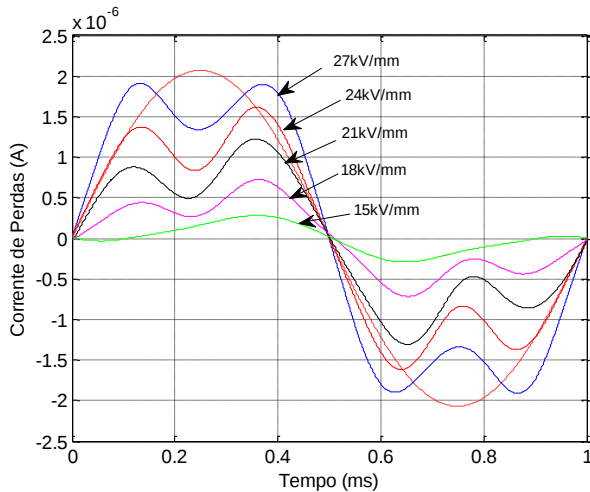


Fig. 8. Correntes de perdas devido a diferentes tensões [19]

Neste caso, que considera estresses de tensão superiores aos adotados no caso 1, é possível constatar que os parâmetros, à exceção do DTI, apresentaram o mesmo comportamento, ou seja, a mesma tendência como aumento do estresse de tensão, conforme pode ser constatado pelo desempenho dos parâmetros adotados neste estudo, apresentado na Tabela 3.

TABELA 3 INDICADORES DE ESTADO – CASO 2

Indicador	Amostra				
	15kV	18kV	21kV	24kV	27Kv
DTI (%)	69,1839	43,5998	43,0846	34,8644	30,9114
P (mw)	2,1132	5,880	12,748	19,739	28,814
I ₃ (nA)	13,42	181,84	373,68	475,88	595,48
θ ₃ (°)	-11,198	-8,9655	-6,0656	-3,118	0,0089
I ₁ (uA)	0,19056	0,549	1,024	1,4666	1,9482
R (GΩ)	78,7165	32,7868	20,5076	16,3641	1,3859

No que concerne ao comportamento do parâmetro DTI, atente-se para o fato de que no caso 1 com o aumento do estresse de tensão esse parâmetro aumentou, porém, no caso 2, à medida em que se deu o incremento do estresse de tensão a distorção harmônica total de corrente decresceu.

Analisando-se o espectrograma é possível constatar que isso se deve ao fato de que para os estresses de 24 kV e 27 kV, a taxa de crescimento da corrente fundamental torna-se superior à taxa de crescimento das correntes harmônicas, colaborando com a afirmação de que quanto maior o estresse de tensão maior a possibilidade e menor o tempo para que aconteça o rompimento da camada isolante, de cabos de potência degradados pelo fenômeno de arborescência. Nos demais níveis de estresse, ou seja, 15kV, 18 kV e 21 kV essa tendência está associada à presença do harmônico de 2ª ordem. Tal ocorrência, que será objeto de estudos futuros, pode estar associada ao método utilizado para identificar a corrente de perdas, que em vez de circuitos convencionais, utiliza um gerador de formas de ondas para compensar a componente capacitiva da corrente de fuga.

c) Caso 3

As formas de onda indicadas na Fig. 9, foram obtidas de amostras advindas de cabos XLPE, 5kV, envelhecidos em campo, refletindo degradações que comumente ocorrem em sistemas reais [20]. Essas curvas estão apresentadas originalmente em escala arbitrária, por isso, para fins de análise, serão adotadas as escalas originais.

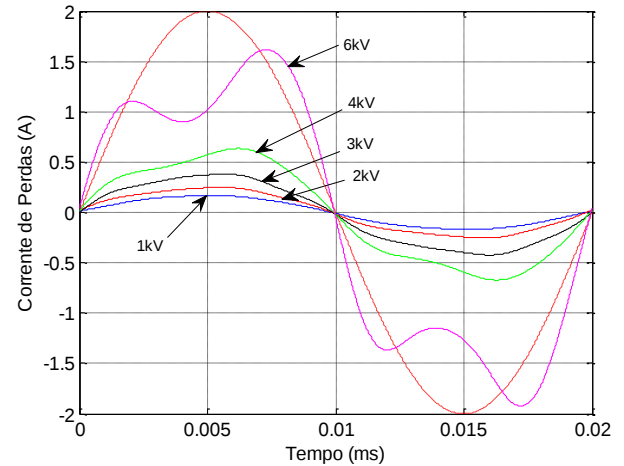


Fig. 9. Correntes de perdas devido a diferentes tensões [20]

Adotando-se as formas de onda das correntes originais, constatou-se que à exceção de θ₃, que diminui com valores positivos à medida em que aumenta o nível de tensão, os resultados dos demais parâmetros se comportaram dentro do esperado, sendo suficientes para fins da análise aqui proposta. Todavia, com o intuito de entender esse comportamento atípico apresentado por θ₃, optou-se por inverter a possível referência adotada para a medição da corrente de perdas, obtendo-se curvas correspondentes a girar, verticalmente, em 180 graus cada um dos semiciclos das formas de onda originais, cujos parâmetros resultaram nos valores indicados na Tabela 4, fazendo com que todos os indicadores apresentassem comportamento dentro do esperado.

TABELA 4. INDICADORES DE ESTADO – CASO 3

Indicador	Amostra				
	1kV	2Kv	3kV	4kV	6kV
DTI (%)	4,6096	9,3083	14,5985	21,0575	34,4012
P (w)	63,465	258,106	597,630	1229,026	4773,880
I ₃ (A)	0,00383	0,01932	0,05556	0,1231	0,4882
θ ₃ (°)	-45,762	-42,367	-39,032	-33,975	-14,819
I ₁ (A)	0,12666	0,25589	0,39011	0,58842	1,4229
R (Ω)	7895,069	7815,878	7690,219	6797,850	4216,737

Comparando-se os resultados para 3kV do caso 1 com o de 24kV do caso 2 e com o de 6kV do caso 3, observa-se uma proximidade nos valores do parâmetro DTI, o que permite inferir que essas três situações apresentam níveis semelhantes de degradação. Assim, é possível concluir que independentemente do estresse de tensão a que o cabo esteja submetido é possível o surgimento de degradações com o mesmo nível de severidade. Todavia, o aumento do estresse de tensão, para além de aumentar a distorção do sinal também é responsável pelo incremento da corrente de perdas o que pode acelerar a velocidade em que se progride a degradação. Além disso, degradações apresentando valores do parâmetro DTI semelhantes podem estar submetidas a diferentes níveis de

severidade, hipótese essa amparada nos valores do ângulo de fase do terceiro harmônico, nos casos 1 e 2 comparativamente ao caso 3, já que a sensibilidade desse parâmetro está associada ao comprimento das arborescências.

Salienta-se que, quanto maior for o estresse a que o cabo está submetido, tanto maior são os riscos de incidência e de crescimento das arborescências. Além disso, o comprimento crítico das arborescências decresce significativamente com o aumento da tensão de operação [21].

Por fim é oportuno registrar que eventuais divergências entre os valores apresentados neste artigo, relativamente aos valores disponíveis nas referências utilizadas, podem ser atribuídas ao processo de captação das formas de ondas originais, que pode alterar os valores situados nas imediações da passagem dos sinais pelo tempo igual a zero e também na forma de onda o que influencia no cálculo de θ_3 e da distorção harmônica total, por exemplo.

VII. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise da influência do nível de tensão no processo de degradação por arborescência em cabos de potência. Tomou-se por base o comportamento de um conjunto de indicadores do estado operacional da camada isolante de amostras degradadas submetidas a diferentes níveis de tensão. Os resultados obtidos estão em conformidade com o que é esperado em estudos desta natureza, confirmando que o aumento do estresse de tensão tem influência direta no aumento da severidade da degradação e no risco de ocorrência de ruptura da camada isolante de cabos de potência. Sem entrar no mérito da severidade de cada uma das situações analisadas neste estudo, é possível concluir que, para fins de diagnóstico, o aumento do estresse a que o cabo está submetido pode ser uma ferramenta útil para identificação de degradações por arborescências nos seus estágios iniciais. Portanto, a análise da corrente de perdas por meio de indicadores de estado pode ser utilizada para predição da condição operativa da isolação com vistas à manutenção e estimativa da vida útil desses equipamentos, particularmente na classe de alta tensão em que os cabos estão submetidos a elevados níveis de tensão.

V. REFERÊNCIAS

- [1] Yamaguchi, S., Soda, S., Takada, N., "Development of a New Type Insulation Diagnostic Method for Hot-Line XLPE Cables", IEEE Transactions on Power Delivery, July, Vol. 4 N° 3, pp. 1513-1520, 1989.
- [2] Bulinski, A. T., So, E., Bamji, S., "Measurement of the Harmonic Distortion of the Insulation Loss Current as a Diagnostic Tool for High Voltage Cable Insulation," 0- 7803-5935-6/00/\$10.00 © 2000 IEEE, pp. 1615-1620, 2000.
- [3] YAGI, Y., TANAKA, H., KIMURA, H., "Study on Diagnostic Method for Water Treed XLPE Cable by Loss Current Measurement", Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1998. Annual Report. Conference on, Atlanta, GA, USA, vol. 2, pp.653-656, Oct, 1998.
- [4] Hussain, N.; Nor, N.M.; Abdullah, M.F.; Ashraf, K.; Usman Baloch, M., "Review of Third Harmonic Current Characteristic based Diagnostic Methods of medium Voltage Power Cables Insulation". Sustainable Utilization and Development in Engineering and Technology (STUDENT), IEEE Conference on, 2012.
- [5] EICHHOM, R. M., "Treeing in Solid Organic Dielectric Material", Engineering Dielectrics – Volume IIA – Electrical Properties of Solid Insulation Materials: Molecular structure and electrical behavior. Baltimore, pp. 355-444, 1983.

- [6] DUARTE, P. V. J., "Danos à Camada Isolante de Cabos em Redes Não Blindadas Devido a Distorções do Campo Elétrico na Proximidade de Objetos Enterrado", Trabalho da disciplina Teoria Eletromagnética, 1º semestre
- [7] STEENNIS, E. F. and KREUGER, F. H., "Water Treeing in Polyethylene Cables", IEE Trans. Elect. Insul. vol. 25, nº5, pp. 989-1028, October 1990.
- [8] DUBICKAS, V., "On-line Time Domain Reflectometry Diagnostic of Medium Voltage XLPE Power Cables", Licentiate Thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, April 2006.
- [9] SAITO, T., "Inception of Electrical Tree from Water Tree Degradation – Effect of Impulse Tree from Water Tree Degradation", IEEE, Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena", pp. 540-543, 2005
- [10] MORITA, M., WU, K., KOMORI, F. et al., "Investigation of Electrical Tree Propagation from Water Tree by utilizing Partial Discharge and Optical Observations", Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 1-5, Nagoya, 2003.
- [11] Tsujimoto, T., Nakade, M., Yagi, Y., Adachi, K., Tanaka, H., et.al "Development of on-site Diagnostic for XLPE Cable by Harmonics in AC Loss Current". Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 1-5, Nagoya, pp 73-76, 2003.
- [12] Lima, F. N., Oliveira, J. C., Andrade, D. A., Carvalho, B. C., Finazzi, A. P., Silva, R. M. T., "Modeling Water Tree Phenomenon for Insulated Cable Loss Current Estimation", Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2008 IEEE/PES, August 13-15, Bogotá, Colombia, pp. 1-6, 2008.
- [13] PATSCH, R., JUNG, J., "Water Trees in Cables: Generation and Detection", IEE Proc. Sci. Meas. Technol., vol. 146, nº 5, September 1999.
- [14] Zhang, W., Zhou, Y., Yang, B., Yaonan, L., "A Study on DC Component Method for Hot-Line XLPE Cable Diagnosis," IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Pittsburgh – PA USA, June 5-8, pp. 95- 98, 1994.
- [15] Ozaki, T., Ito, N., Sengoku, I., Kawai, J., and Nakamura, S., "Changes of capacitance and dielectric dissipation factor of water-treed XLPE with voltage," Electrical Insulating Material, 2001. Proceedings of 2001 International Symposium, Himeji, Japan, pp. 459-462, 2001.
- [16] HODBELL, S. B., MAINWARINGT, S. P., HAMPTON, R. N., "An investigation of Factors Affecting the Growth of Bow Tie Water Trees in XLPE Insulation Systems", Dielectric Materials, Measurements and Applications, Conference Publication nº 473, © IEE 2000.
- [17] Suzuki, M., Itoh, A., Yoshimura, N., "Loss Current Analysis of Water Tree Degradation in Polyethylene using Equivalent Circuit Model", IEEE Transactions on Fundamentals and Materials, Volume 125, Issue 4, pp. 367- 372, 2005.
- [18] Lima, F. N.; Finazzi, A. P.; Carvalho, B. C.; Faria, I. M.; Campos, G. P., A Contribution for the Diagnostic of Insulation Cables due different conditions of degradation, voltage, stress and frequency. Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQJ), 2017.
- [19] TOHYAMA, K., BAMJI, S., BULINSKI, A. T., "Simultaneous Measurement of Electroluminescence and Dissipation Current in Cable Insulation", Properties and Applications of Dielectric Material, 2003. Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Nagoya, Japan, vol. 3, pp. 1051-1054, June 2003.
- [20] BULINSKI, A., So, E., Bamji, S. and Chen, Y., "Diagnostic Measurements of High Voltage Insulation Using Current Comparator Technology", Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp. 115-118, Pittsburgh, PA USA, June 1994.
- [21] HVIDSTEN, S., FAREMO, H., ERIKSSON, R., MIN, W., "Water Treeing and Condition Assessment of High Voltage XLPE Cables", Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp. 112-115, Boston, MA USA, April 2002.

