

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DE CABOS ISOLADOS EM POLIETILENO UTILIZADOS EM REDES SUBTERRÂNEAS UTILIZANDO ENSAIOS DE TENSÃO DE RETORNO

FERNANDO PIAZZA¹, GUILHERME C. SILVA¹, ELINTON L. LEGUENZA¹, JOSEANE V. GULMINE¹, MARILDA MUNARO¹, DORNELLES BRAGA¹, ALTIVIR BORNANCIM¹, JOÃO. S. MELLO², PÉRICLES J. NERI², JORGE TOMIOKA¹, PAULO C. N. SCARPA¹ e DILIP K. DAS-GUPTA³

1. LACTEC – INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO
2. COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
3. UNIVERSITY OF WALES, BANGOR, UK

Palavras-chave: distribuição de energia elétrica, redes subterrâneas, cabos coaxiais, dielétricos, isolamento, polímeros, polietileno, arborescência, ensaios elétricos e dielétricos, tensão de retorno.

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

Introdução

Materiais poliméricos, tais como polietileno, têm sido largamente utilizados como isolantes em cabos e acessórios para redes de distribuição de energia elétrica por mais de quatro décadas. Polietileno tanto em sua forma de baixa densidade (LDPE) quanto de alta densidade (HDPE) ou, principalmente, em sua forma reticulada (XLPE), apresenta excelentes propriedades físicas e químicas tais como baixa permissividade (constante dielétrica) e fator de perdas ($\tan \delta$).

Cabos isolados em polietileno reticulado (XLPE) têm sido extensivamente utilizados em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica. Polietileno reticulado (XLPE) é um polímero semi-cristalino que contém anti-oxidantes e outros aditivos, incluindo subprodutos do processo de reticulação. Estes últimos tendem a difundir para fora do cabo com o tempo. Tem sido também mostrado que com o tempo de envelhecimento, produtos de oxidação são formados, os quais podem ser neutralizados pelos anti-oxidantes, deliberadamente introduzidos nos cabos pelos fabricantes. Pode ainda ser argumentado que a vida útil do isolamento de um cabo depende do nível de concentração de anti-oxidantes. Além disso, radicais livres são formados no material polimérico isolante na presença de água contendo ions e o campo elétrico aplicado pode produzir quebra de cadeias [1,2].

Apesar de suas excelentes propriedades físicas e químicas, tem sido observado que com o uso continuado em ambientes úmidos, pode ocorrer uma degradação das propriedades isolantes do material polimérico, a qual pode levar à prematura ruptura dielétrica de tais cabos. A natureza e a origem dos mecanismos de envelhecimento presentes em cabos isolados são de considerável interesse tanto acadêmico quanto tecnológico, envolvendo fabricantes e concessionárias de energia elétrica. A ocorrência e crescimento de arborescência (*water tree*) tem sido apontada como sendo o principal fenômeno de degradação em materiais poliméricos em geral, polietileno utilizado como isolante em cabos de distribuição de energia elétrica, em particular. A degradação por arborescência (*treeing*) tem sido mostrada ser um dos principais fatores que podem levar à falha de cabos isolados de redes subterrâneas, com conseqüente interrupção de serviço. Tem sido sugerido que este tipo de degradação é devida aos mecanismos de migração da água contendo ions na presença de campos elétricos, envolvendo, também, fenômenos de oxidação e quebra de cadeias [3 – 47].

Tem sido sugerido que a presença de arborescência poderia ser detectada por ensaios de tensão de retorno. A tensão de retorno aparece em materiais dielétricos após a aplicação de um campo elétrico por um determinado intervalo de tempo e posterior curto-circuito [48,49]. A técnica de tensão de retorno tem se mostrado bastante útil na avaliação de sistemas isolantes em que a água participa dos processos de degradação. Em cabos isolados, o procedimento de avaliação de sistemas isolantes mais aceito é a aplicação de tensões de carga de $0,5U_0$ até $2U_0$ (i.e., 4 a 16kV em cabos isolados classe 15kV) e comparação entre os valores máximos de tensão de retorno com os tempos decorridos para se atingir estes máximos [50 – 52].

Neste trabalho são apresentados resultados de medições de tensão de retorno em cabos isolados classe 15kV, utilizando valores de tensões de carga menores do que os propostos na literatura (500Vcc a 2000Vcc) e em amostras planas obtidas destes cabos, permitindo comprovar-se a eficiência da técnica. São discutidos mecanismos de formação e de evolução de arborescências e sua correlação com os fenômenos de tensão de retorno em sistemas poliméricos isolantes. Além disso, o presente trabalho apresenta resultados iniciais de um estudo de mudanças em polarização com o estado de degradação em amostras de cabos isolados utilizados em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica. Técnicas elétricas (Corrente de Fuga, Capacitância e Fator de Perda) e dielétricas (Espectroscopia Dielétrica em um amplo intervalo de frequência, Distribuição de Carga Espacial pelo Método LMM), foram utilizadas para avaliar o estado de degradação destes cabos. Uma correlação destes resultados com os obtidos com técnicas físico-químicas (Calorimetria Diferencial de Varredura – DSC e Espectroscopia Infravermelho por Transformada de Fourier – FTIR), foi utilizada com o objetivo de avaliar a variação do estado de degradação com a profundidade da isolação destes cabos.

Fenômenos de Arborescência

Argumenta-se que o principal mecanismo de degradação presente em polímeros em geral, polietileno utilizado como isolante em cabos para distribuição de energia elétrica, em particular, é a formação e

crescimento de arborescências e árvores elétricas (*water trees* e *electrical trees*) [2 – 9]. Arborescências são estruturas difusas, lembrando um leque, as quais são observadas desenvolver em polímeros sob a ação combinada de água (vapor) e um campo elétrico aplicado. Árvores elétricas são estruturas escuras com canais aparentes, nos quais carbonização é freqüentemente observada. É geralmente aceito que uma arborescência pode ou transformar-se em, ou iniciar uma árvore elétrica, ou atravessar o isolamento, e que após a ocorrência de qualquer destes eventos, a ruptura dielétrica é iminente. Fenômenos de arborescência têm sido conhecidos por quase quatro décadas, e embora muitas hipóteses tenham sido levantadas ao longo deste tempo, claramente controvérsias ainda existem, e mesmo nos dias de hoje, não existe um modelo abrangente descrevendo as fases de início e crescimento de arborescências.

Embora o mecanismo exato não seja ainda perfeitamente entendido, tem sido observado que os seguintes fatores parecem estar envolvidos: (i) presença de água, (ii) campo elétrico e (iii) presença de contaminantes [2 –5].

Com relação aos mecanismos de formação e crescimento de arborescência, existem atualmente três correntes principais de pensamento, a saber, (i) mecânica, (ii) elétrica e (iii) química. Na escola mecânica, basicamente é sugerido que vazios preenchidos com água são formados por forças mecânicas induzidas pelo campo elétrico. Na escola elétrica, o parâmetro principal é a tensão a qual pode iniciar e suportar o crescimento de arborescência, enquanto que na escola química, ions e oxidação representam os principais agentes, embora não seja sempre evidente como eles facilitam o crescimento de arborescências. Independente do modelo exato, parece existir um consenso de que arborescência é de fato uma combinação destes processos, restando desconhecida a proporção relativa de cada processo particular [2 – 9].

Desta forma, é geralmente aceito que os fenômenos de arborescência são complexos, insatisfatoriamente descritos por diversas teorias envolvendo muitos parâmetros e uma quantidade bastante grande de dados experimentais publicados (dados estes freqüentemente contraditórios), para os quais tem-se um entendimento limitado dos efeitos sinérgicos entre os vários processos. Consequentemente, a inexistência de um teste eficaz e econômico para teste de arborescência em polímeros não causa surpresa. Por outro lado, a relevância técnico-científica do fenômeno, bem como a importância estratégica e econômica dos sistemas de distribuição de energia elétrica, colocados sob risco de ruptura com conseqüente interrupção do fornecimento de energia elétrica, tem causado uma crescente demanda por ensaios elétricos e físico-químicos que auxiliem o entendimento dos mecanismos de envelhecimento de polímeros isolantes, e permitam um monitoramento do estado de degradação do polímero, bem como uma avaliação da vida remanescente de equipamentos elétricos.

Deve ser observado que os cabos fabricados atualmente são muito mais resistentes ao fenômeno de arborescência, em comparação com os cabos fabricados nas décadas de setenta, tais como os utilizados na rede subterrânea de Curitiba. Isto se deve ao fato de que a tecnologia tem feito grandes progressos, após importantes fatores-chaves ter sido identificados, tais como uma garantia de limpeza dos materiais e suavização das interfaces camada semicondutora / isolante. Além disso, vários agentes retardantes de arborescência foram desenvolvidos e têm sido utilizados como aditivos em cabos novos [1,2].

Experimental

Cabos coaxiais isolados em XLPE, comercialmente disponíveis, utilizados para distribuição subterrânea de energia elétrica, classe de tensão 15kV, um não-envelhecido e outros três envelhecidos em campo, os quais formavam as três fases de um circuito, nomeadamente fase vermelha, fase amarela e fase verde, foram utilizados como amostras. A amostra envelhecida em campo esteve instalada por 25 anos e foi removida de serviço após falha observada na fase vermelha. As outras fases (i.e., a fase amarela e a fase verde) embora não apresentassem sinais visíveis de falha, foram também retiradas para ensaios.

Ensaio elétrico convencional tais como medidas de Corrente de Fuga, Capacitância e $\tan\delta$ foram realizados em amostras de 4m, 23m e 65m de cabos coaxiais das três fases. Os ensaios DC foram realizados utilizando-se um Hypot marca Biddle, modelo 160DC e os ensaios AC utilizando-se um medidor de Capacitância e Fator de Perda marca Tettex, modelo 2816. O ensaio de Corrente de Fuga foi realizado em duas etapas, i.e., (i) Corrente de Fuga x Tensão: a tensão foi elevada lentamente em degraus de 5kV até o limite de 25kV, sendo a corrente de fuga medida ao final de cada intervalo, e (ii) Corrente de Fuga x Tempo: a tensão foi mantida em 25kV e a corrente de fuga foi medida em intervalos regulares de

1min até o limite de 10min. O ensaio AC foi realizado somente nos segmentos de cabos de 4m de comprimento para as três fases (amarela, verde e vermelha). O ensaio foi executado com tensão alternada em 60Hz, aplicada em degraus de 2kV até o limite de 10kV.

Amostras planas de espessura aproximada de 100 μ m foram cortadas longitudinalmente próximas a área onde observou-se a ruptura dielétrica, a diferentes profundidades, desde logo abaixo da camada semicondutora externa até logo acima da camada semicondutora interna, utilizando um micrótomo.

Após limpeza cuidadosa com água destilada, eletrodos de alumínio de diâmetro 15mm foram evaporados sob vácuo em ambos lados das amostras não-envelhecida e envelhecida em campo. Elas foram então colocadas em uma câmara de aço inox onde medidas dielétricas foram executadas.

Nas amostras planas de XLPE obtidas dos cabos não-envelhecido e envelhecido em campo (fase vermelha) foram realizados ensaios de (i) Espectroscopia Dielétrica no intervalo de frequência de 10⁵Hz a 10⁵Hz, (ii) levantamento do perfil de distribuição de carga pelo Método do Laser de Intensidade Modulada (LIMM), (iii) Espectroscopia de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR) e (iv) Calorimetria Diferencial de Varredura (DSC).

No domínio da frequência, a técnica de onda térmica conhecida como Método do Laser de Intensidade modulada (LIMM) pode ser empregada para determinar a distribuição espacial de polarização ou carga espacial. Cada eletrodo das duas superfícies da amostra, colocadas em uma câmara sob pressão reduzida, é exposta de cada vez a um feixe de laser He-Ne ($\lambda=0,633\text{nm}$, 5mW), o qual tem a intensidade modulada de modo senoidal por meio de um modulador acústico-óptico. Isto causa a variação senoidal da temperatura do eletrodo na superfície da amostra, resultando na propagação de uma onda térmica para o volume (*bulk*) da amostra. As ondas térmicas são atenuadas e retardadas em fase quando elas progredem pela amostra, provendo assim uma força térmica não-uniformemente distribuída, a qual interage com a polarização ou carga espacial distribuída espacialmente para produzir uma corrente piroelétrica senoidal [10 – 12].

Os dados dielétricos no intervalo de frequência de 10⁵Hz a 5*10²Hz foram determinados da corrente transitória de descarga, utilizando-se a aproximação de Hamon. Ainda, medidas utilizando um amplificador lock-in foram realizadas, fornecendo dados no intervalo de frequência de 5*10²Hz a 10Hz. Em adição, medidas com ponte forneceram dados no intervalo de frequência de 10Hz a 10⁵Hz. Um campo elétrico DC de 2kV/mm foi aplicado utilizando-se fonte estabilizada marca HP, modelo 6521A, e a corrente de carga foi medida com um eletrômetro marca Keithley, modelo 617. Após aproximadamente 16 horas, o campo foi removido e a corrente de descarga foi medida por 1 hora, de modo similar. As medidas de capacitância e condutância e função da frequência foram realizadas com uma ponte marca general Radio, modelo 1621, no intervalo de frequência de 10Hz a 10⁵Hz. Ainda, as partes real e imaginária da corrente como uma função de frequência foram realizadas com um amplificador lock-in marca SRS, modelo SR 830, no intervalo de frequência de 5*10²Hz a 10Hz [13 – 19].

Os dados dielétricos, i.e., $\chi''(\omega)$, em todo intervalo de frequência de 10⁵Hz a 10⁵Hz foram então combinados e ajustados com os valores assintóticos da função de Dissado-Hill, i.e., a lei “universal” de Jonscher [20,21]. Em adição, os valores de $\chi'(\omega)$ no mesmo intervalo de frequência foram obtidos com as relações de Kramers-Kronig.

As medidas de FTIR [22] foram realizadas com um espectrômetro marca Bomem, modelo DA8. Foram realizadas medidas em sete amostras planas cortadas a diferentes profundidades desde logo abaixo da camada semicondutora externa (0mm), em várias posições intermediárias (i.e., a 1mm, 2mm, 3mm, 4mm e 5mm), até logo acima da camada semicondutora interna (6mm). O feixe foi ajustado de modo que as medidas de FTIR foram realizadas bem no meio da amostra.

As medidas de DSC [22] foram realizadas com analisador térmico marca Netzsch, modelo DSC 200 nas mesmas amostras planas. As medidas foram realizadas utilizando-se um cadinho aberto, com uma taxa de temperatura de 10°C/min, em atmosfera oxidante de nitrogênio e oxigênio, a um fluxo de 15ml/min, no intervalo de temperatura de 40°C até 300°C. É importante observar que as mesmas amostras planas utilizadas para as medidas FTIR foram utilizadas, das quais um disco cilíndrico de mesma espessura da amostra (~100 μ m) e 4mm de diâmetro, com uma massa de aproximadamente 2mg, foi removida para as medidas DSC.

Ainda, outro cabo coaxial isolado em XLPE, similar aos cabos utilizados anteriormente para medidas elétricas e dielétricas convencionais, foi retirado de serviço após aproximadamente 25 anos instalado por observação de falha em campo. Foram realizadas medidas de Tensão de Retorno tanto em amostras de cabo com 70m quanto em amostras planas de espessura aproximada de 100µm, obtidas do isolamento em XLPE, utilizando-se um micrótopo. As medidas de tensão de retorno em amostras de cabos foram realizadas utilizando-se um medidor de tensão de retorno marca Tettex, modelo 5461, e as medidas em amostras planas foram realizadas com um eletrômetro marca Keithley, modelo 617, após carga da amostra utilizando-se uma fonte DC estabilizada marca HP, modelo 6521A.

Resultados e Discussão

A figura 1 apresenta os resultados de corrente de fuga para as três fases (i.e., fases vermelha, amarela e verde) de cabos coaxiais. Pode ser visto pela figura 1 que a fase vermelha apresenta valores de corrente de fuga mais elevados um estado, podendo então ser sugerido que a fase vermelha apresenta um estado de envelhecimento mais acentuado em comparação com a fase amarela e esta, por sua vez, mostra um estado de envelhecimento mais acentuado que a fase verde. Os resultados de capacitância e fator de perda ($\tan \delta$) para as mesmas amostras, mostrados na figura 2, corroboram com esta observação. Os valores obtidos nestes ensaios elétricos convencionais são compatíveis com extensiva literatura publicada [23 – 47].

A figura 3 mostra a natureza da distribuição de polarização para o cabo isolado em XLPE não-envelhecido e para as três fases do cabo envelhecido em campo. Pode ser observado que o cabo não-envelhecido a polarização é regularmente distribuída em relação ao valor médio de $0,01C.m^{-2}$, possivelmente originado de ions de polaridade opostas, viz., subprodutos de reticulação e outros aditivos introduzidos durante a produção do material do cabo. Pode ser também observado que cada fase do cabo envelhecido em campo apresenta uma distribuição de polarização não-uniforme junto com uma redução na magnitude do desvio do valor médio em comparação com aquele do cabo não-envelhecido. É possível que o campo externo em um meio úmido, o qual produz o envelhecimento, aumentaria a formação de radicais e ions de oxidação os quais podem deslocar-se na direção do campo aplicado, constituindo assim um fluxo de corrente.

Tem sido proposto que a estrutura da matéria condensada é composta de clusters, os quais são regiões limitadas do espaço com uma ordenação estrutural parcialmente regular de unidades individuais. Dois tipos de interação são observadas, as quais são os movimentos intra-cluster e trocas inter-cluster. Cada um destes processos dará sua própria contribuição característica para a forma final da função susceptibilidade. Para um sistema dipolar, a função susceptibilidade dinâmica total é dada pela resposta do cluster individual (movimento intra-cluster) tomada em média sobre a distribuição de clusters (troca intra-cluster), o resultado sendo [20,21],

$$\chi''(\omega) \propto \left(\frac{\omega_p}{\omega_p + i\omega} \right)^{1-n} {}_2F_1 \left[1-n, 1-m, \left(\frac{\omega_p}{\omega_p + i\omega} \right) \right] \quad (1)$$

onde ${}_2F_1$ é a função hipergeométrica gaussiana, ω_p a frequência de pico e os parâmetros m e n estão no intervalo $(0,1)$. Deve ser notado que as formas assintóticas em altas e baixas frequências com relação a ω_p são lei de relaxação “universal”, como proposta por Jonscher [20],

$$\begin{aligned} \chi''(\omega) &\propto \omega^m && \text{for } \omega \ll \omega_p \\ \chi''(\omega) &\propto \omega^{n-1} && \text{for } \omega \gg \omega_p \end{aligned} \quad (2)$$

as quais podem ser combinadas e representadas por uma lei empírica na forma [20],

$$\chi''(\omega) \propto \frac{1}{\left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-m} + \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{1-n}} \quad (3)$$

Em adição, no modelo de Dissado-Hill, para o fenômeno de condução parcial conhecido como processo Quasi-DC (QDC), observado em sistemas dominados por portadores carregados e caracterizado por uma ausência de picos, a função susceptibilidade pode ser representada por [20,21],

$$\chi(\omega) \propto \left(\frac{\omega_c}{\omega + i\omega} \right)^{1-n_1} {}_2F_1 \left[1-n_1, 2-n_2, 2-n_1, \left(\frac{\omega_c}{\omega + i\omega} \right) \right] \quad (4)$$

com as formas assintóticas em altas e baixas frequências em relação à frequência crítica ω_c sendo,

$$\begin{aligned} \chi'(\omega) &\propto \omega^{n_2-1} & \text{for } \omega \ll \omega_c \\ \chi''(\omega) &\propto \omega^{n_1-1} & \text{for } \omega \gg \omega_c \end{aligned} \quad (5)$$

as quais são a lei de relação “universal” para processos QDC, como proposto por Jonscher [20].

As figuras 4 e 5 mostram os espectra dielétricos [i.e., as partes real, $\chi'(\omega)$, e imaginária, $\chi''(\omega)$, da susceptibilidade complexa, $\chi(\omega)$, em função da frequência] para as amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecida e envelhecida em campo, respectivamente. Ainda, a figura 6 mostra os resultados combinados para as amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecida e envelhecida em campo. Pode ser observado da figura 4 que a amostra de cabo isolado em XLPE não-envelhecida, exibe três picos dipolares em paralelo, na região de baixa frequência, média frequência e alta frequência, respectivamente. Para a amostra de cabo isolado em XLPE envelhecida em campo, como pode ser visto das figuras 5 e 6, os dois picos dipolares nas regiões de alta frequência e de média frequência foram substituídos por um processo QDC seguido de um processo de perdas planas (*flat loss*), devido a transporte de carga inter-cluster. É sugerido que um processo competitivo é estabelecido quando o envelhecimento progride, envolvendo um componente dipolar e um componente de carga espacial originado de processos de injeção de cargas do campo e/ou formação de ions. O componente de carga espacial é observado tornar-se mais dominante à medida que o envelhecimento progride. Pode ser argumentado que com o envelhecimento, existe uma distribuição de cargas espacialmente não-uniforme devido a um processo de condução quase-permanente. Vale a pena notar que um comportamento bastante similar foi previamente relatado para amostras de cabos isolados em XLPE e amostras planas de LDPE, envelhecidas sob campo alternado em condições de laboratório [13 – 19].

A figura 7 apresenta os espectra FTIR, em gráficos de absorbância normalizado (i.e., deslocado), para as amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecida e envelhecida em campo. Os espectra FTIR mostram que a amostra envelhecida em campo tem uma significativa quantidade de produtos oxidados tais como cetonas, aldeídos e ésteres, na região de número de onda 1735 – 1745 cm^{-1} , enquanto que os espectra infravermelho para o cabo isolado em XLPE não-envelhecido mostram a presença de antioxidante (Irganox).

Na figura 8 são mostrados para a amostra de cabo isolado em XLPE envelhecido em campo, resultados de temperatura de oxidação e de índice de carbonila, em escala invertida, em função da profundidade aproximada a partir da superfície da semicondutora externa. A temperatura de oxidação, obtida dos resultados de DSC, é a temperatura na qual é observado iniciar-se o processo de oxidação. O índice de carbonila, obtido dos espectra FTIR para as mesmas amostras, foi calculado tomando-se a altura da banda de carbonila na região de 1700 cm^{-1} dividido pela altura do overtone em 4322 cm^{-1} , o qual é um pico correspondente à banda de absorbância na região de 730 cm^{-1} de deformação angular. Deve ser observado que para preparação de amostras para o ensaios DSC, utilizou-se uma punção para corte de 4mm em diâmetro. Desta forma, um erro foi introduzido na medida de profundidade da isolação, o qual é indicado pela barra de erros na figura 8. No ensaio FTIR, o erro gerado na medida de profundidade pode ser minimizado, posicionando-se o feixe de raios infravermelhos no eixo central da amostra. Pode ser observado da figura 8 que o perfil de envelhecimento da isolação em XLPE a partir da camada semicondutora externa até a camada semicondutora interna apresenta o mesmo padrão, tanto obtido a partir de espectra DSC quanto espectra FTIR.

Pode ser então sugerido que o processo de envelhecimento é observado ser mais pronunciado nas primeiras camadas da isolação de XLPE, decrescendo quando movemos em direção ao volume e aumentando novamente nas camadas próximas da semicondutora interna, embora não no mesmo nível observado próximo à semicondutora externa.

Finalmente, figura 10 apresenta espectra de tensão de retorno para amostras planas obtidas de cabo isolado em XLPE não-envelhecido e envelhecido em campo em função da tensão aplicada. Pode ser observado da figura 10 que, para todas as tensões aplicadas, a amostra envelhecida apresenta valores de tensão de retorno máximas superiores aos valores obtidos para a amostra não-envelhecida, sendo a variação com o campo aplicado mais acentuada para a amostra envelhecida. Além disso, pode também ser observado que os valores de tensão de retorno máximas ocorrem em tempos menores para a amostra envelhecida em comparação com a amostra não-envelhecida. Tem sido mostrado recentemente resultados bastante similares aos aqui apresentados, obtidos para cabos isolados e tem sido sugerido que estes resultados seriam uma evidência de que um dos mecanismos de envelhecimento presentes nestes cabos seriam as arborescências (*water trees*) [50 – 52].

Conclusões

Algumas conclusões e sugestões podem ser inferidas, com base nos resultados apresentados no presente trabalho.

Primeiramente, foi mostrado que os ensaios convencionais tradicionalmente realizados em cabos coaxiais isolados para distribuição de energia elétrica (i.e., corrente de fuga, capacitância e fator de dissipação em alta tensão e em frequência industrial) são úteis para identificação de defeitos nestes cabos. Deve ser também observado que uma grande experiência internacional publicada está disponível para estes tipos de ensaios e pode, sem dúvida, auxiliar na análise de resultados obtidos tanto em campo quanto em laboratório. Entretanto, amplas discussões têm ocorrido a respeito da eficiência e validade dos ensaios com tensão elétrica contínua aplicada em cabos de potência extrudados já em utilização. Ainda, medidas em tensão alternada têm sido mostradas confiáveis somente nos casos em que a isolação apresenta-se uniformemente degradada, não sendo eficiente para a detecção de defeitos localizados.

Segundo, para a correta identificação e estudo dos mecanismos de envelhecimento dominantes em determinada situação, métodos de diagnóstico não-convencionais devem ser introduzidos. Neste trabalho, resultados iniciais de alguns métodos foram apresentados e pode ser sugerido que notadamente os ensaios físico-químicos, espectroscopia dielétrica e tensão de retorno apresentam-se promissores como métodos de diagnóstico eficientes do estado de envelhecimento de cabos de potência extrudados.

Além disso, devido à complexidade dos fenômenos envolvidos, é bastante provável que uma técnica de diagnóstico única para correta determinação do estado de envelhecimento da isolação polimérica não seja possível de ser estabelecida. Parece ser consenso nos meios científico e tecnológico que o modelo geral dos mecanismos de envelhecimento presentes deve ser construído a partir da análise conjunta de resultados de uma série de métodos de diagnósticos, cada um destes mostrando um aspecto particular do problema geral.

Estudos e projetos estão em andamento em nossos laboratórios, com o objetivo de contribuir para a solução desta importante questão científica e tecnológica.

Agradecimentos

Os autores agradecem o suporte financeiro para a realização deste trabalho fornecido pela COPEL – Companhia Paranaense de Energia.

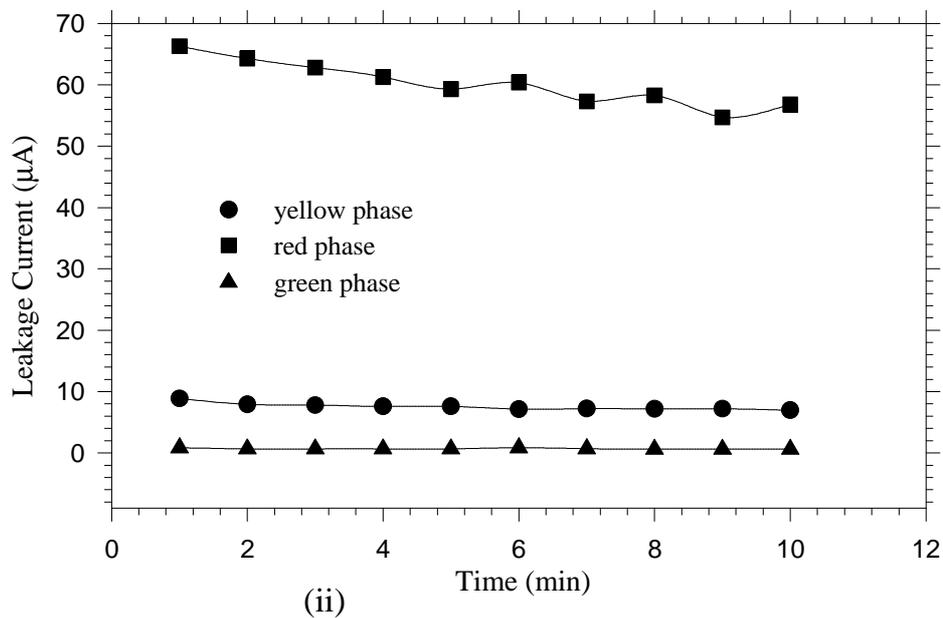
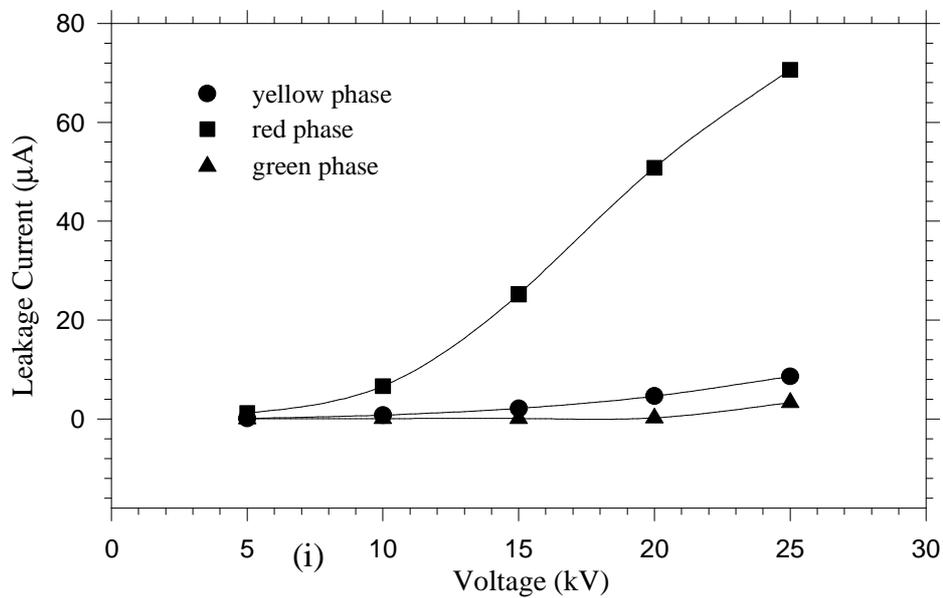


Figura1: Comportamento da corrente de fuga (i) com a tensão aplicada e (ii) com o tempo de aplicação da tensão de 25kV, para as três fases [i.e., vermelha (*red*), amarela (*yellow*) e verde (*green*)] de cabos coaxiais isolados em XLPE, envelhecidos em campo por 25 anos.

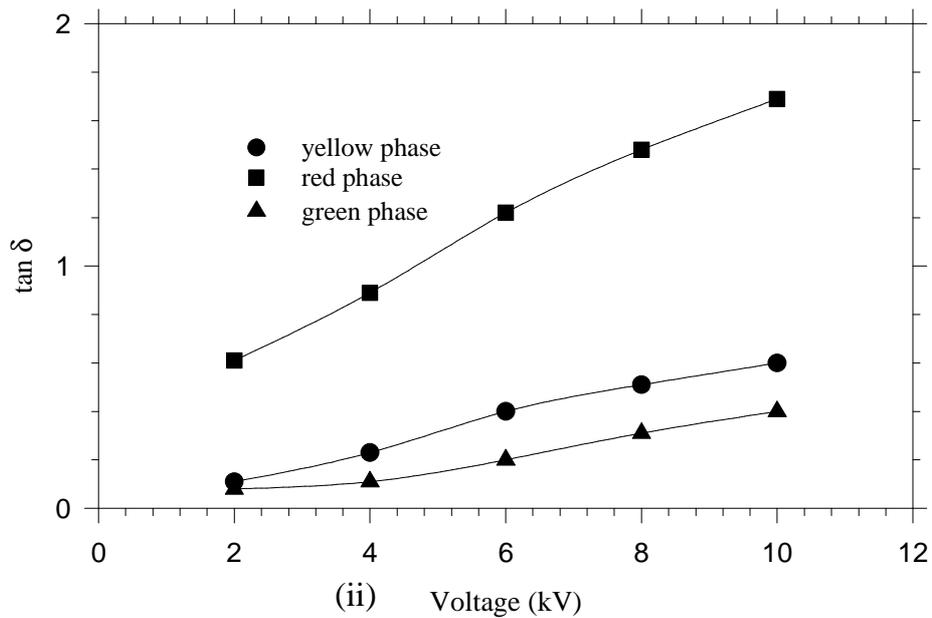
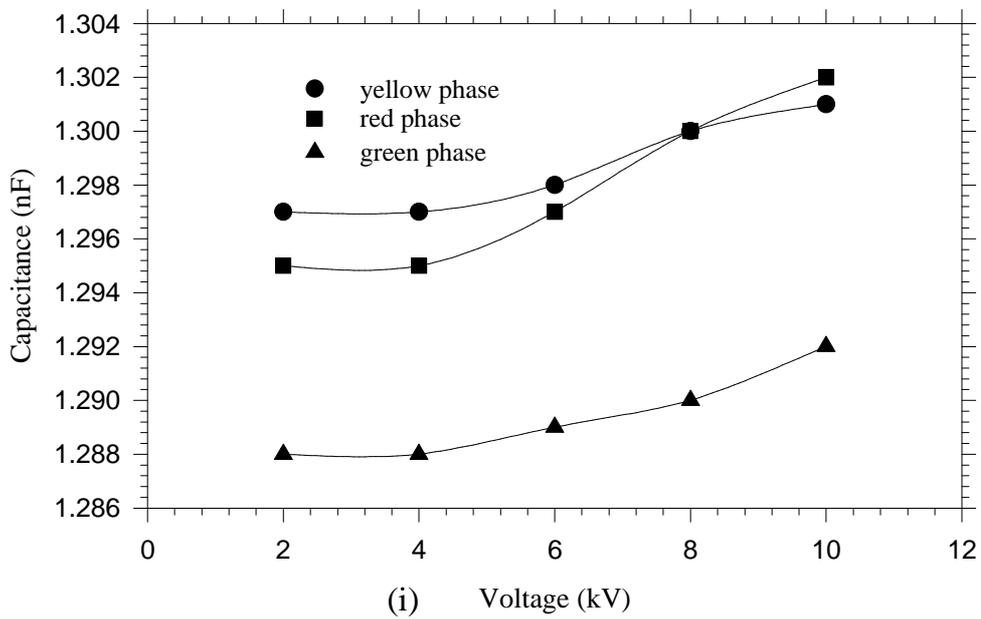


Figura 2: Comportamento da (i) capacitância e (ii) fator de perda ($\tan \delta$) com a tensão aplicada, para as três fases [i.e., vermelha (*red*), amarela (*yellow*) e verde (*green*)] de cabos coaxiais isolados em XLPE, envelhecidos em campo por 25 anos.

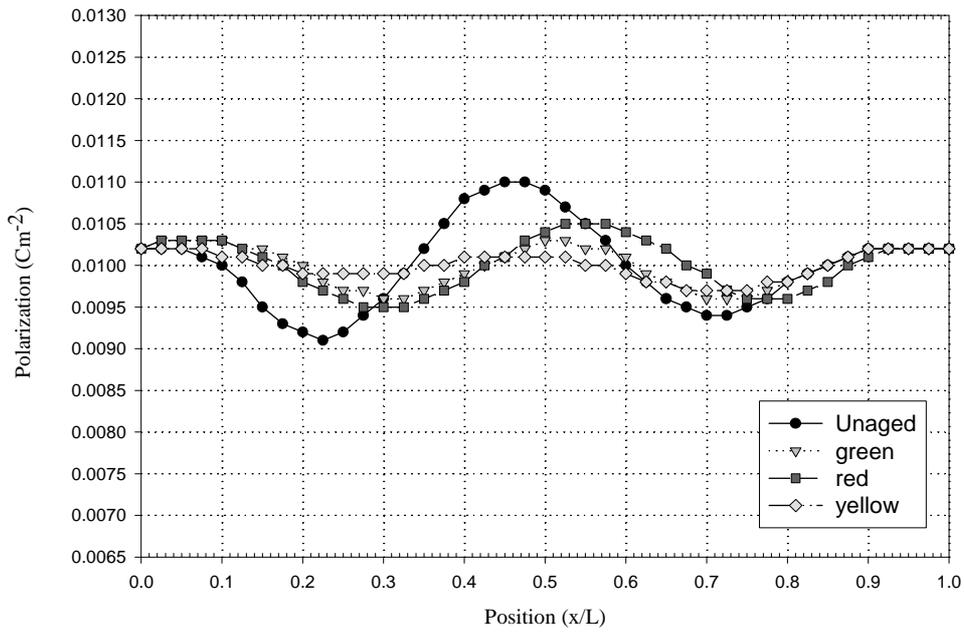


Figura 3: Espectro de polarização das três fases [i.e., vermelha (*red*), amarela (*yellow*) e verde (*green*)] de cabos coaxiais isolados em XLPE, envelhecidos em campo por 25 anos.

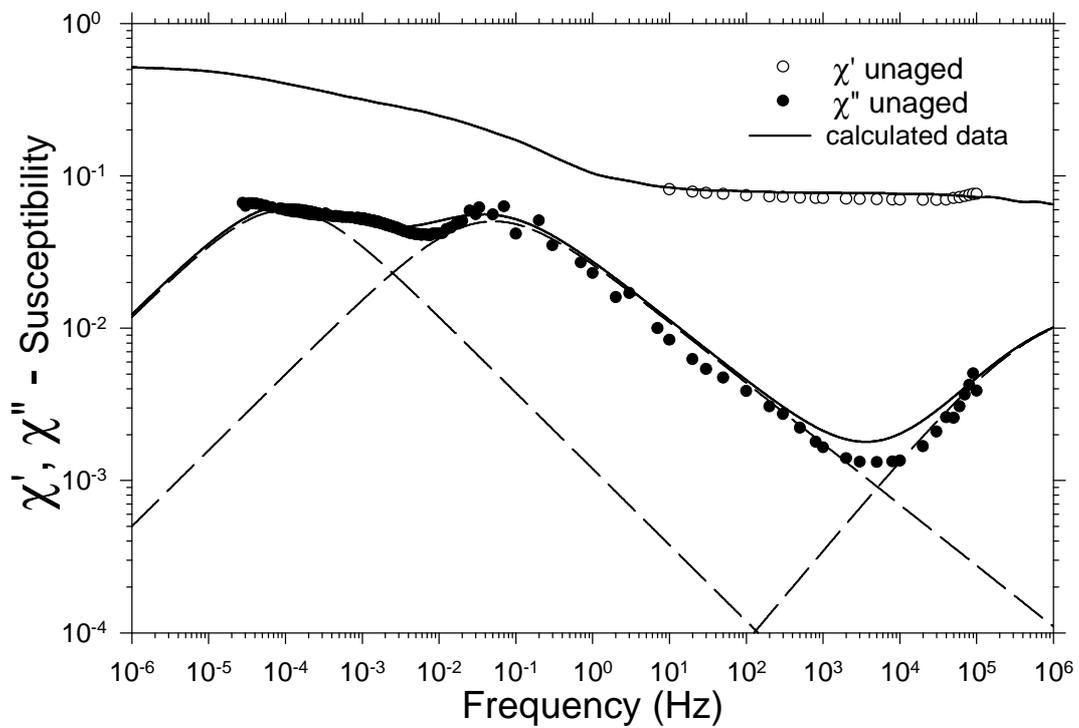


Figura 4: Comportamento dielétrico de amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecido.

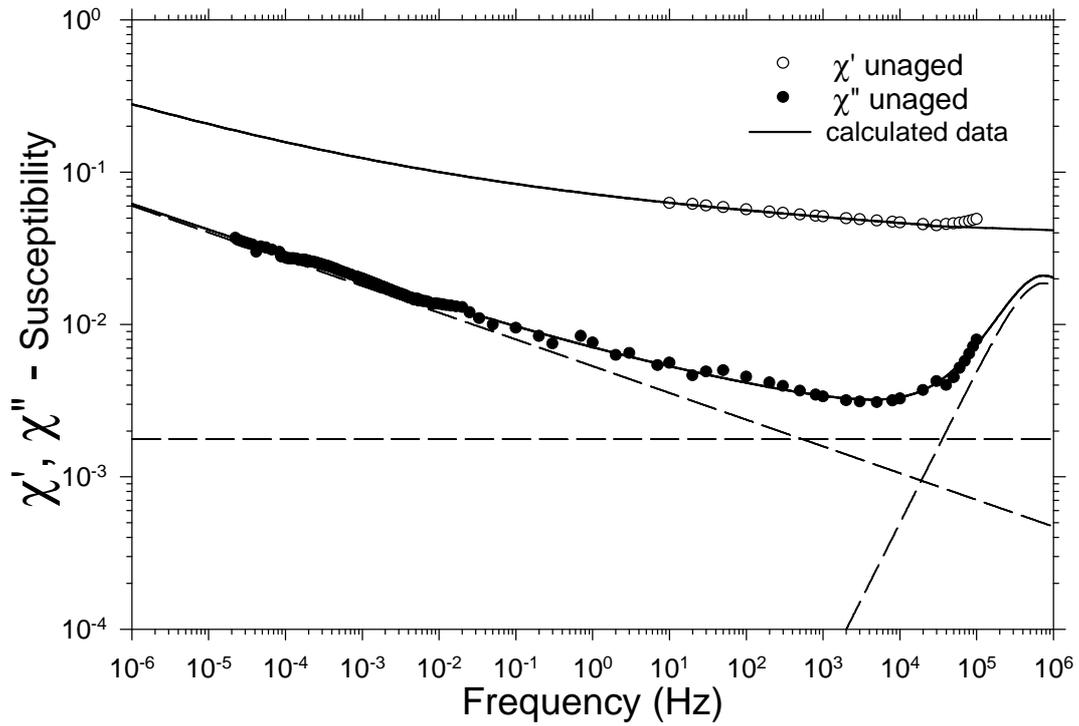


Figura 5: Comportamento dielétrico de amostras de cabos isolados em XLPE envelhecido em campo por 25 anos.

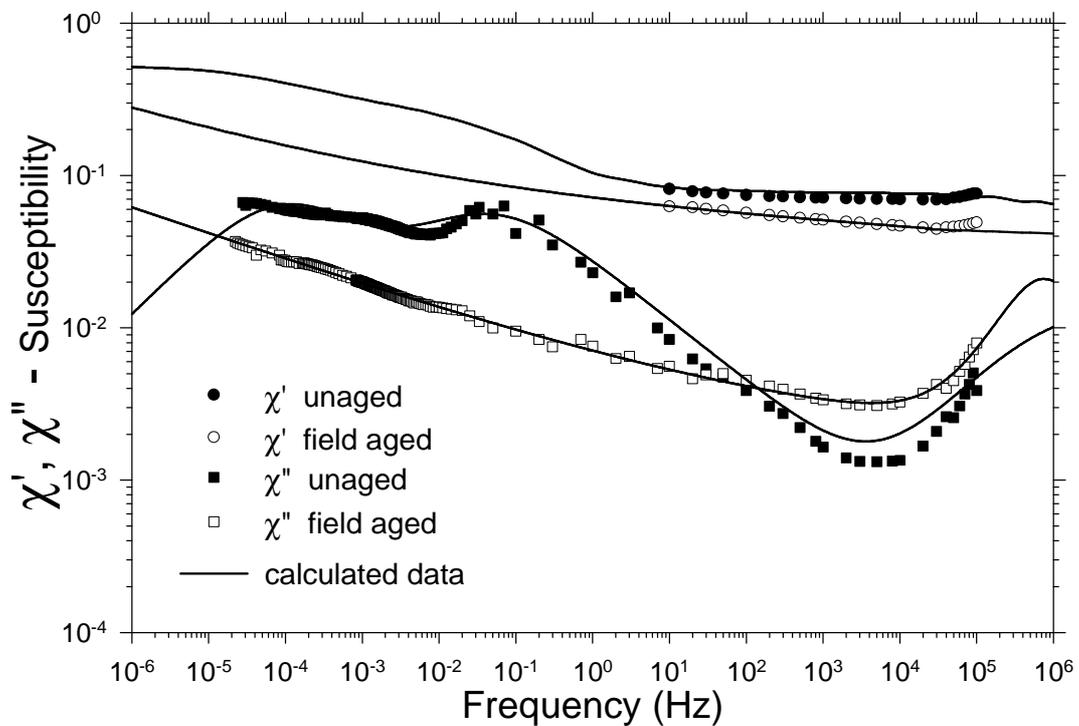


Figura 6: Comportamento dielétrico de amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecido e envelhecido em campo por 25 anos.

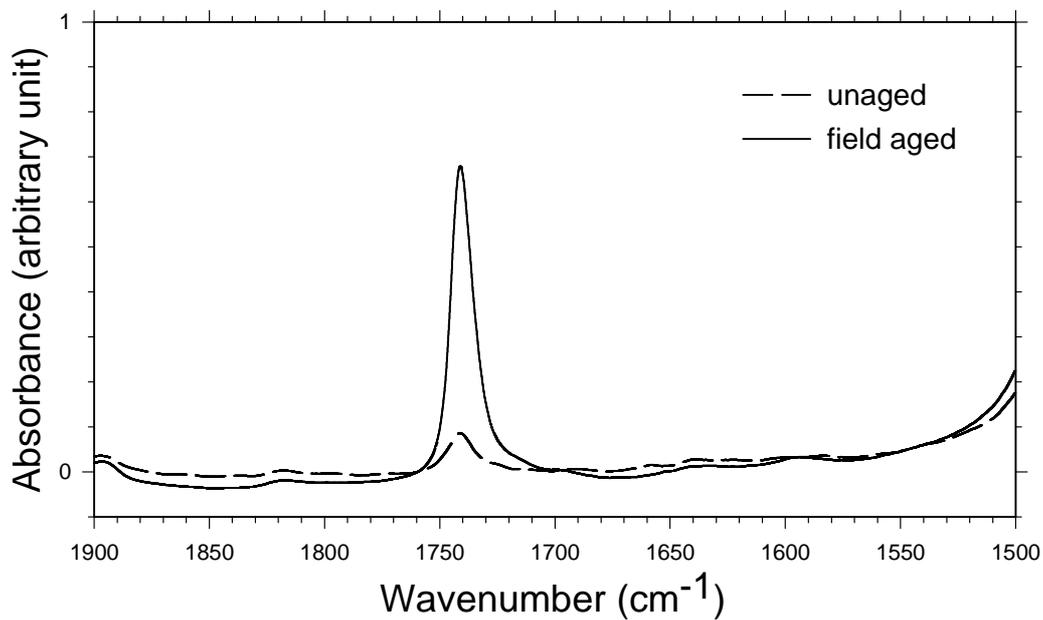


Figura 7: Espectra de FTIR para as amostras de cabos isolados em XLPE não-envelhecida e envelhecida em campo.

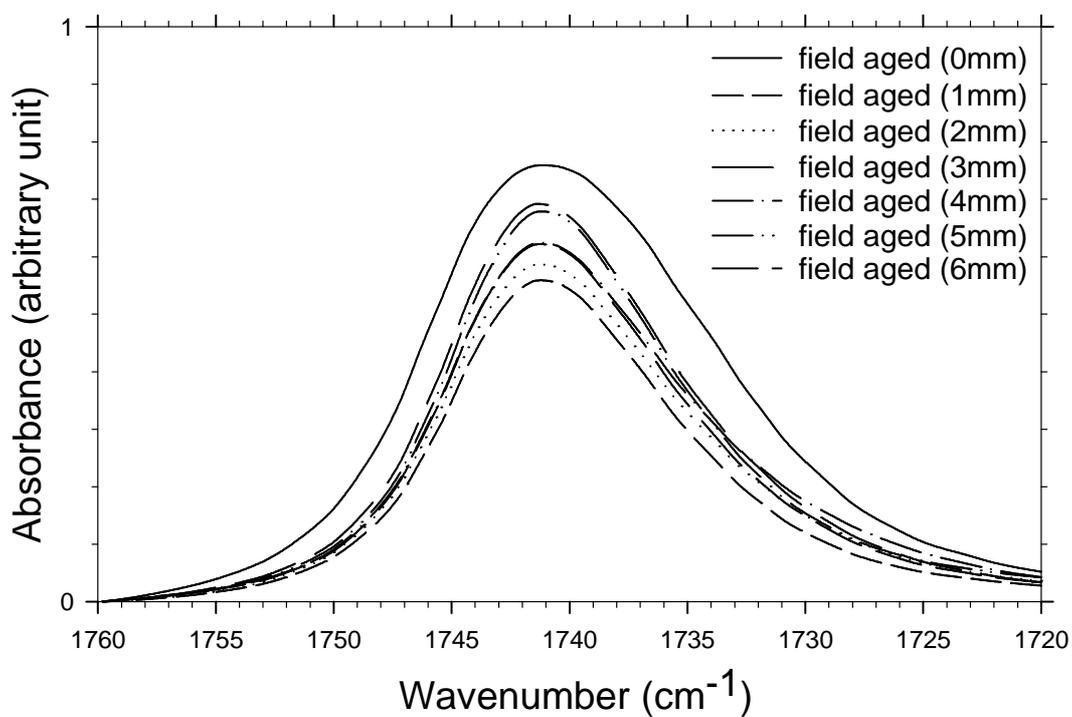


Figura 8: Espectra FTIR para amostras planas de cabo isolado em XLPE envelhecida em campo, obtidas a diferentes profundidades desde logo abaixo da camada semicondutora externa (0mm) até logo acima da camada semicondutora interna (6mm).

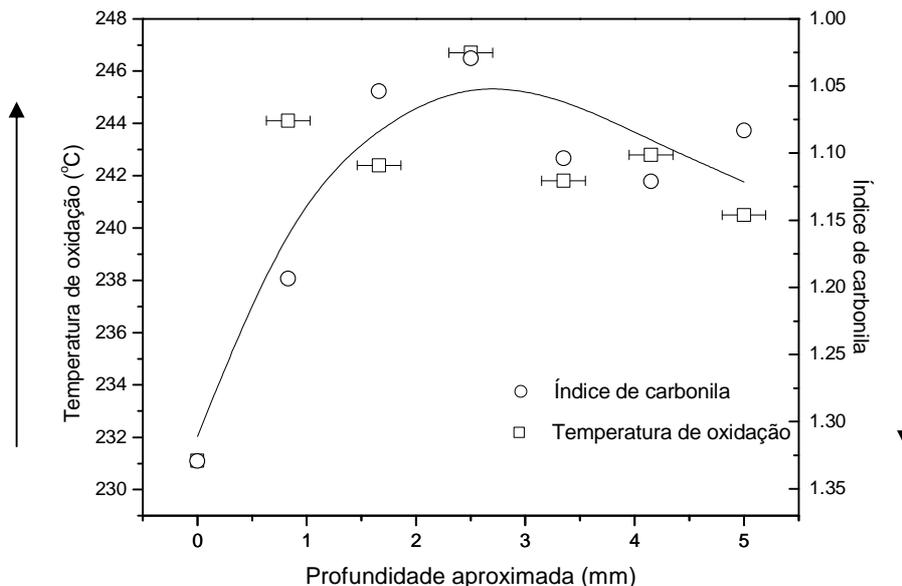


Figura 9: Comportamento da temperatura de oxidação e do índice de carbonila em função da profundidade da isolação, medida a partir da camada semicondutora externa.

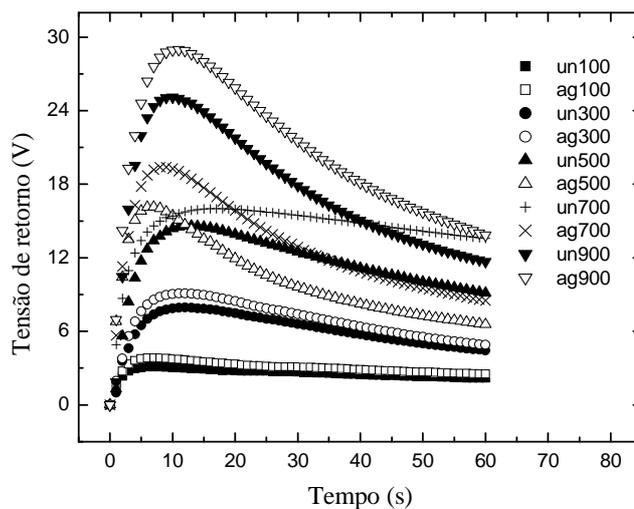


Figura 10: Comportamento de tensão de retorno de amostras planas obtidas de cabo isolado em XLPE envelhecido em campo por 25 anos para diferentes tensões aplicadas (100V, 300V, 500V, 700V e 900V), [condições de ensaio: tempo de carga 21h, tempo de curto-circuito 5s, temperatura ambiente].

Referências

- [1] Tanaka, T. and Greenwood, A., "Advances Power Cable Technology, Volume I - Basic Concepts and Testing", CRC Press, Boca Raton, Florida, USA, **1983**.
- [2] Dissado, L.A. and Fothergill, J.C., "Electrical Degradation and Breakdown in Polymers", The Redwood Press, Wiltshire, England, **1992**.
- [3] Shaw, M.T. and Shaw, S.H., "Water Treeing in Solid Dielectrics", IEEE Trans. Electr. Insul., Vol. **EI-19**, n° 5 (October), pp. 419-452, **1984**.

- [4] Steennis, E.F. and Kreuger, F.H., “*Water Treeing in Polyethylene Cables*”, IEEE Trans. Electr. Insul., Vol. **25**, n° **5** (October), pp. 989-1028, **1990**.
- [5] Ross, R. and Smit, J.J., “*Composition and Growth of Water Trees in XLPE*”, IEEE Trans. Electr. Insul., Vol. **27**, n° **3** (June), pp. 519-542, **1992**.
- [6] Bulinski, A.T., Crine, J.-P., Noirhomme, B., Densley, R.J. and Bamji, S., “*Polymer Oxidation and Water Treeing*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **5**, n° **4** (August), pp. 558-565, **1998**.
- [7] Shimizu, N. and Laurent, C., “*Electrical Tree Initiation*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **5**, n° **5** (October), pp. 651-659, **1998**.
- [8] Ross, R., “*Inception and Propagation Mechanisms of Water Treeing*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **5**, n° **5** (October), pp. 660-680, **1998**.
- [9] Crine, J.-P., “*Electrical, Chemical and Mechanical Processes in Water Treeing*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **5**, n° **5** (October), pp. 681-694, **1998**.
- [10] Das-Gupta, D.K., Svatik, A., Bulinski, A.T., Densley, R.J., Bamji, S. and Carlsson, D.J., “*On the Nature of ac Field Aging of Cross-linked Polyethylene Using Liquid Electrodes*”, J. Phys. D: Appl. Phys., Vol. **23**, pp. 1599-1607, **1990**.
- [11] Das-Gupta, Dilip K., “*Polyethylene: Structure, Morphology, Molecular Motion and Dielectric Behavior*”, IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. **10**, n° **3** (May/June), pp. 5-15, **1994**.
- [12] Das-Gupta, Dilip K., “*Optical and Dielectric Behaviour of Polyethylene*”, The Dakin Award Lecture, IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Pittsburgh, PA, USA, June 5 – 8, **1994**.
- [13] Scarpa, P.C.N.; Svatik, A. and Das-Gupta, D.K., “*Dielectric Spectroscopy of Polyethylene in the Frequency Range of 10^5 Hz to 10^6 Hz*”, Polym. Eng. Sci., Vol. **36**, n° **8** (April), pp. 1072–1080, **1996**.
- [14] Das-Gupta, D.K. and Scarpa, P.C.N., “*Polarization and Dielectric Behavior of ac-aged Polyethylene*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **3**, n° **3** (June), pp. 366-374, **1996**.
- [15] Das-Gupta, D.K., The Whitehead Memorial Lecture 1996, “*Conduction Mechanisms and High-field Effects in Synthetic Insulating Polymers*”, IEEE Trans. Diel. Electr. Insul., Vol. **4**, n° **2** (April), pp. 149-156, **1997**.
- [16] Das-Gupta, D.K. and Scarpa, P.C.N., “*Modeling of Dielectric Relaxation Spectra of Polymers in the Condensed Phase*”, IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. **15**, n° **2** (March / April), pp. 23-32, **1999**.
- [17] Das-Gupta, D.K. and Scarpa, P.C.N., “*Dielectric Spectroscopy of Polar and Nonpolar Polymers*”, in “Handbook of Low and High Dielectric Constant Materials and Their Applications, Volume 2 – Phenomena, Properties and Applications”, edited by Nalwa, H.S., Academic Press, San Diego, CA, USA, Chapter 6, pp. 289-316, **1999**.
- [18] Munaro, M., Moreno, L., Scarpa, P.C.N. and Das-Gupta, D.K., “*Polarization Behaviour in Polymers*”, Ann. Rep. CEIDP 1999, Austin, Texas, USA, October 17-20, pp. 19-22, **1999**.
- [19] Leguenza, E.L., Cunha, G.C., Gulmine, J.V., Scarpa, P.C.N. and Das-Gupta, D.K., “*Dielectric Behaviour of AC Aged XLPE Cables*”, to be presented in the DMMA 2000, Edinburgh, UK, October, **2000**.
- [20] Jonscher, A.K., “*Dielectric Relaxation in Solids*”, Chelsea Dielectric Press, London, **1983**.
- [21] Jonscher, A.K., “*Universal Relaxation Law*”, Chelsea Dielectric Press, London, **1995**.
- [22] Campbell, D. and White, J.R., “*Polymer Characterization – Physical Techniques*”, Chapman & Hall, London, UK, **1989**.
- [23] R.J. Densley, R. Bartinikas and B. Bernstein, “*Multiple Stress Aging of Solid-Dielectric Extruded Dry-Cured Insulation Systems for Power Transmission Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **9**, No. **1** (January), pp. 559-571, **1994**.
- [24] K. Uchida, H. Tanaka and K. Hirotsu, “*Study on Detection for the Defects of XLPE Cable Lines*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **11**, No. **2** (April), pp. 663-668, **1996**.
- [25] G. Mazzanti and G.C. Montanari, “*A Comparison between XLPE and EPR as Insulating Materials for HV Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **12**, No. **1** (January), pp. 15-28, **1997**.
- [26] H.E. Orton and R. Samm, “*Worldwide Underground Transmission Cable Practices*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **12**, No. **2** (April), pp. 533-541, **1997**.
- [27] H. Sarma, “*Accelerated Life Tests on a New Water Tree Retardant Insulation for Power Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **12**, No. **2** (April), pp. 551-559, **1997**.
- [28] G.S. Eager, C. Katz, B. Fryszczyn, J. Densley and B.S. Bernstein, “*High Voltage VLF Testing of Power Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **12**, No. **2** (April), pp. 565-570, **1997**.
- [29] C. Katz and M. Walker, “*Evaluation of Service Aged 35 kV TR-XLPE URD Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **13**, No. **1** (January), pp. 1-6, **1998**.
- [30] K. Terashima, H. Suzuki, M. Hara and K. Watanabe, “*Research and Development of ± 250 kV DC XLPE Cables*”, IEEE Trans. Power Del., Vol. **13**, No. **1** (January), pp. 7-16, **1998**.

- [31] T. Takeda, N. Hozumi, K. Fujii, K. Terashima, M. Hara, Y. Muarata, K. Watanabe and M. Yoshida, "Space Charge Behavior in Full-Size 250 kV Dc XLPE Cable", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **1** (January), pp. 28-39, **1998**.
- [32] S. Hvidsten, E. Ildstad, B. Holmgren and P. Werelius, "Correlation Between AC Breakdown and Low Frequency Dielectric Loss of Water Tree Aged XLPE Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **1** (January), pp. 40-45, **1998**.
- [33] G. Jiang, J. Kuang and S. Boggs, "Critical Parameters for Electrical Tree Formation in XLPE", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **2** (April), pp. 292-296, **1998**.
- [34] S.V. Nikolajevic, "The Influence of the Water on Water Absorption and Density of XLPE Cable Insulation", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **2** (April), pp. 297-303, **1998**.
- [35] S. Boggs, J. Densley and J. Kuang, "Mechanism for Impulse Conversion of Water Trees to Electrical Trees in XLPE", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **2** (April), pp. 310-315, **1998**.
- [36] R.S. Gorur and B.S. Bernstein, "Field and Laboratory Aging of Polymeric Distribution Cable Terminations: Part 1 – Field Aging", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **2** (April), pp. 316-322, **1998**.
- [37] R.S. Gorur and B.S. Bernstein, "Field and Laboratory Aging of Polymeric Distribution Cable Terminations: Part 2 – Laboratory Aging", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **2** (April), pp. 323-329, **1998**.
- [38] H.N. Nagamani and Channakeshava, "Investigation on the Failure Modes of XLPE Cables and Joints", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **13**, No. **4** (July), pp. 706-711, **1998**.
- [39] J.K. Kim and J.S. Yi, "Kinematics of Cable Creepage", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **1** (January), pp. 1-7, **1999**.
- [40] T. Fukui, K. Hirotsu and T. Uozumi, "The Improved Voltage Life Characteristics of EHV XLPE Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **1** (January), pp. 31-38, **1999**.
- [41] S.V. Nikolajevic, "The Behaviour of Water in XLPE and EPR Cables and its Influence on the Electric Characteristics of Insulation", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **1** (January), pp. 39-45, **1999**.
- [42] C. Katz, B. Fryszczyn, A.M. Regan, W.A. Banker and B.S. Bernstein, "Field Monitoring of Parameters and Testing of EP and TR-XLPE Distribution Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 679-684, **1999**.
- [43] C. Katz and W. Zenger, "Service Aged 69 and 115 kV XLPE Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 685-689, **1999**.
- [44] S.E. Cherukupalli, M. Colwell and G. Valli, "Evaluation of Jacket Materials and Configurations and Effect of Moisture Absorbing Materials on Preventing Water Tree Growth in Power Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 690-698, **1999**.
- [45] M.S. Khalil and A. Gasti, "Investigation of the Dependence of DC Insulation Resistivity of Ultra-Clean Polyethylene on Temperature and Electric Field", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 699-704, **1999**.
- [46] Kozlovskis and J. Rozenkrons, "Temperature Dependence of Return Voltage Characteristics", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 705-708, **1999**.
- [47] M.D. Walton, B.S. Bernstein, W.A. Thue and J.T. Smith III, "Dielectric Breakdown Strength With Time-to-Failure During Wet Aging of XLPE-Insulated Cables", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. **14**, No. **3** (July), pp. 750-755, **1999**.
- [48] Gross B., "On After-Effects in Solid Dielectrics", *Physical Review*, Vol. **57**, pp. 57-59, **1940**.
- [49] Gross B., "On Discharge Voltage and Return Voltage Curves for Absorptive Capacitors", *Physical Review*, Vol. **62**, pp. 383-387, **1942**.
- [50] Kuschel M. and Kalkner W., "Dielectric Response Measurements in Time and Frequency Domain of Different XLPE Homo- and Copolymer Insulated Medium Voltage Cables", *IEEE Proc.-Sci. Meas. Technol.*, Vol. **146**, No. **5**, pp. 243-248, **1999**.
- [51] Jung J., Patsch, R. and Kamenka D., 1999, "Return Voltage - a Reliable Diagnosis for Water Treed Cables?", *1999 Annual Rep. Conf. on Elect. Insul. and Diel. Phenomena - CEIDP*, 626-629.
- [52] Német E., "Measuring Voltage Response: a Non-destructive Diagnostic Test Method of HV Insulation", *IEEE Proc.-Sci. Meas. Technol.*, Vol. **146**, No. **5**, pp. 249-252, **1999**.