



## AVALIAÇÃO DA TAXA DE ELEVAÇÃO DE DESCARGAS PARCIAIS EM CABOS XLPE MEDIANTE ACELERAÇÃO DO ENVELHECIMENTO

Fabrizio Augusto Matheus Moura<sup>1</sup>, Daniel Braga Melo<sup>2</sup>, Alan Petrônio Pinheiro<sup>2</sup>, Alailton José Alves Júnior<sup>2</sup>, Andreia Coelho Domingos<sup>2</sup>, Gabriel Machado Bernardes<sup>2</sup>, Leandro José Duarte<sup>2</sup>, Rafael de Sousa Santos<sup>2</sup>

<sup>1</sup>UFTM- UNIVERSIDADE FEDERAL DO TRIÂNGULO MINEIRO

<sup>2</sup>FEELT - UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

**Resumo** –Mediante procedimento laboratorial controlado, um condutor de 35mm<sup>2</sup> foi submetido a estresse térmico objetivando acelerar seu envelhecimento em 20 e 40%. Desse modo, procedeu-se a avaliação do impacto do envelhecimento térmico, em cabos XLPE, mediante medição da intensidade de Descargas Parciais – DP. Os resultados demonstram uma tendência na elevação das descargas em virtude do envelhecimento do isolante, colaborando para melhor compreensão dos efeitos e para a proposição de modelos matemáticos representativos do fenômeno.

**Palavras-Chave** – Agentes estressores, Cabos isolados, Descargas parciais, Isolante, Vida útil, XLPE.

### EVALUATION OF PARTIAL DISCHARGE ELEVATION RATE IN XLPE CABLES THROUGH AGING ACCELERATING

**Abstract** - The interruption of the electricity supply has direct consequences for the productive sector, increasing financial impacts due to production stoppage, reduction of the useful life of assets combined with the mitigation of the standard of comfort for final consumers. In this regard, maintenance professionals must monitor and have the means to make a decision regarding the need to change and estimate the useful life of Cross-linked polyethylene – XLPE cable. That said, through a controlled laboratory procedure, a 35mm<sup>2</sup> conductor was subjected to thermal stress with the aim of accelerating its aging by 20 and 40%. Thus, the impact of thermal aging on XLPE cables was evaluated by measuring the intensity of partial discharges. The results demonstrate a trend towards an increase in discharges due to the aging of the insulator, contributing to a better understanding of the effects and to the proposition of representative mathematical models of the phenomenon.

**Keywords** – Insulated cables, Partial discharges, Insulator, Service life, Stressors, XLPE

### I. INTRODUÇÃO

Cabos isolados são ativos de fundamental relevância para os sistemas elétricos de potência, sendo amplamente utilizados nos sistemas de média (MT) e alta tensão (AT). De forma aproximada, num contexto global, 80% das redes elétricas em 33, 22 e 11kV são compostas por cabos isolados subterrâneos. Estes respondem, aproximadamente, por mais de 180.000km de cabos de média tensão ainda em serviço [1].

Em virtude de sua superioridade elétrica, mecânica, aliado às propriedades térmicas de seu material polimérico, cabos isolados tipo polietileno reticulado, *cross linked polyethylene cable* – XLPE, tem se apresentado como uma solução de melhor custo-benefício, baixa deformação, menor custo de manutenção e instalação, além de não utilizar chumbo na sua composição. Soma-se aos aspectos anteriormente relatados o amadurecimento no processo de fabricação e sua elevada capacidade de transmissão [1,2].

Ao longo de sua vida útil, a isolação de um cabo sofre degradação devido a inúmeros fatores de estresse, tanto de natureza ambiental (umidade, temperatura ambiente, radiação, etc) como de ordem operacional (esforço dielétrico devido à tensão aplicada e elevação de temperatura devido às perdas Joule decorrentes da corrente transmitida). Além destes, o cabo pode também estar sujeito a estresses mecânicos durante a sua instalação, gerando, no mesmo, pontos mais frágeis que, ao longo do tempo, se tornam locais potencialmente mais propícios à ocorrência de falhas. A temperatura à qual a isolação está submetida também afeta a rapidez do seu envelhecimento. Nesse caso, o sobreaquecimento do cabo provoca reações químicas que alteram a sua estrutura, elevando, sua cristalinidade e progressivamente reduzindo o seu desempenho enquanto material dielétrico. Em resumo, o processo de degradação do XLPE em função do seu aquecimento ocorre de forma contínua e gradual, primeiramente aumentando o entrelaçamento da estrutura reticulada do XLPE (*cross-linking increase*), seguido por um processo de degradação por oxidação [2-4].

Diferentes parâmetros podem ser empregados para se medir, qualitativamente, o envelhecimento sofrido pela isolação, tal como o seu fator de dissipação (tangente de delta), medição da resistência de isolamento, alongamento do

isolante (utilizando-se camadas da isolação devidamente extraídas do cabo) e medição da atividade das descargas parciais, dentre outras possibilidades. Em qualquer uma dessas alternativas, a relação entre o nível de degradação e o parâmetro medido não é linear e, muito menos, trivial. A variação das medições mostra tendências, ou seja, a evolução da severidade da degradação, mas não os valores absolutos do dano acumulado ou da expectativa de vida restante [4].

Neste aspecto, este artigo visa avaliar a taxa de elevação da magnitude da DP em cabos tipo XLPE, envelhecidos em ambiente laboratorial pelo agente estressor temperatura, para fins de melhor compreensão e apontamento dos efeitos para o isolamento e comprometimento da vida útil deste ativo. Para tanto, um condutor de 10m de comprimento, tipo XLPE, foi previamente selecionado de uma bobina de 125m de forma randômica e imerso em forno especialmente desenvolvido para fins de envelhecimento a uma taxa de 20 e 40% para posterior medição da intensidade de DP. Para tanto, este artigo está estruturado em seis seções. A seção II conceitua e tipifica as descargas parciais, já a seção III discorre sobre o envelhecimento da isolação. Quanto ao efeito do agente estressor temperatura, a seção IV apresenta o estado da arte sobre o tema. Por fim, a seção V trata da metodologia experimental e a seção VI versa sobre os estudos de caso. Isto posto, a seção VII conclui e discute os resultados obtidos.

## II. DESCARGAS PARCIAIS

A Descarga Parcial (DP) pode ser conceituada como uma descarga elétrica que ocorre numa região do espaço sujeita a um elevado campo elétrico, cujo caminho de condução formado pela descarga não une os dois eletrodos de forma completa.

O material isolante, quando sujeito a um campo elétrico de elevado gradiente, fica susceptível a descargas internas nas micro – cavidades. Este fenômeno gradualmente dá origem a erosão de suas paredes até que essa micro cavidades evoluam e passem a ter a dimensão equivalente da espessura do material isolante. Tal fato resulta em uma descarga total com a consequente falha do isolamento do cabo.

As descargas parciais podem ser classificadas em: DP interna, DP superficial ou DP de corona. Desse modo, as próximas seções deste tópico visam conceituar e caracterizar os tipos de DP previamente apresentados [5].

### A. Descarga de Corona

As descargas de corona implicam na emissão de um brilho luminoso devido à ionização do ar entre o eletrodo de alta tensão, AT, e o terra, como pode ser evidenciado pela Figura 1.

Figura 1: Descarga de corona



A descarga de corona, como uma descarga elétrica, é provocada pela ionização de um fluido, como o ar ao redor de um condutor eletricamente carregado. O padrão de descarga de corona é usado como entrada para a técnica de classificação de DP a ser realizada por meio de algoritmos inteligentes.

Muitos estudos relatam que as descargas de corona são geradas indiretamente a partir do cabo, ou sua terminação, mas podem originar-se na conexão com o disjuntor, ou mesmo entre a conexão cabo/terminal.

### B. Descarga de Superfície

A descarga de superfície ocorre na isolação de um sistema de alta tensão, sobre a superfície de um material dielétrico sólido, devido à processos de ataque como, por exemplo, corrosão. Esta descarga pode contribuir para a deterioração da superfície do isolamento. No cabo XLPE, por exemplo, a descarga superficial ocorre quando a componente do campo elétrico tangencial excede a intensidade de descarga do campo sobre a superfície de um material. O comportamento dos eventos de descarga de superfície pode ser influenciado por diversos fatores, como o tipo de tensão aplicada e os materiais de isolação e condutores; configuração; umidade e pressão.

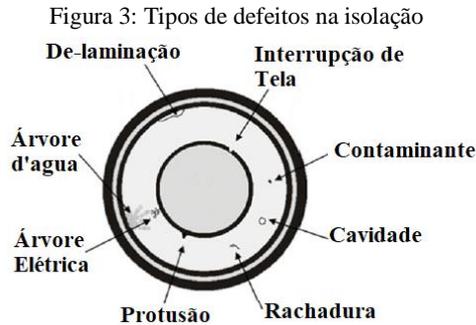
A Figura 2 demonstra uma descarga superficial iniciada por caminhos carbonizados, na superfície do cabo, devido a duas possíveis razões: vazio entre o isolamento da junção e o condutor central, devido a um efeito termo retrátil, ou desgaste mecânico excessivo.

Figura 2: Descarga de superfície



### C. Descarga interna

A descarga interna acontece dentro do isolamento e não é observável, portanto, são mais difíceis de serem detectadas e localizadas do que outros tipos de descargas. Diferentes tipos de defeitos dentro da isolação podem iniciar a descarga interna como mostrado na Figura 3.



### III. ENVELHECIMENTO DO ISOLAMENTO

Durante a operação dos sistemas elétricos de potência, os cabos e seus acessórios são submetidos a estresses elétricos, térmicos, mecânicos e ambientais. Estes estresses frequentemente levam ao comprometimento e degradação do isolamento. Isto aliado às práticas ruins quanto a instalação e manutenção, resulta em defeitos que levam a falhas.

As falhas iniciais geralmente resultam de imperfeições introduzidas durante os processos de fabricação ou a defeitos associados às práticas de instalação inadequadas. Durante a meia vida, as falhas ocorrem por vários motivos, como danos por terceiros, desgaste de componentes, estresse ambiental e assim por diante. À medida que o tempo avança, na terceira fase, a rigidez dielétrica em massa se degrada e artefatos (devido a eventos como entrada de água e destacamentos nas interfaces de materiais) aumentam o estresse local. O efeito líquido dessas reações é conhecido como envelhecimento, cuja taxa depende de muitos fatores, como tensão elétrica, tensões térmicas, manutenção, idade do sistema, tecnologia do sistema de cabos e meio ambiente [6 - 10].

### IV. ESTADO DA ARTE

Vários são os trabalhos apresentados com o intuito de se avaliar a vida útil de cabos isolados mediante estresse térmico. Alguns artigos correlacionam a presença do estresse térmico e mecânico, outros relacionam o estresse térmico com o elétrico para o mesmo fim.

É sabido que a maioria dos cabos Etileno Propileno – EPR apresentam uma temperatura máxima de trabalho de 105 °C com a capacidade de operar a 140 °C por um curto período de tempo. Em [11], amostras de isolamento de um cabo EPR (classe 15kV) de 90 μm de espessura foram cortadas. Isto posto, uma tensão alternada (CA) constante foi aplicada às amostras de cabo mediante a variação da temperatura de teste nas seguintes proporções: 105 °C, 140 °C, 165 °C e 190 °C. Dessa forma, os dados de tempo de quebra do isolamento

foram coletados para extrapolar as características de vida útil das amostras de EPR testadas.

Com o intuito de propor cinéticas de envelhecimento, para entender melhor as influências dos esforços elétricos e térmicos no material isolante, a fim de fornecer informações úteis para o projeto de cabos “High Voltage Direct Current” – HVDC, implementou-se o experimento apresentado em [12]. Neste, os testes foram conduzidos com amostras Rogowski feitas de isolamento XLPE com eletrodos semicondutores, envelhecidas por mais de 3 anos (1220 dias) em três temperaturas diferentes (70, 80 e 90° C) sob dois campos elétricos em Corrente Contínua - CC (30 e 60 kV/ milímetros). As grandezas avaliadas foram o fator de perda dielétrica, resistividade de volume e acúmulo de carga espacial.

No que se refere ao estabelecimento de uma base teórica para a substituição de cabos, a referência [13] enfoca o mecanismo de envelhecimento térmico do cabo. Com base no modelo de Arrhenius, o método de regressão não linear multivariada foi usado para processar os dados e o modelo de previsão de vida de envelhecimento térmico do cabo foi derivado. Do ponto de vista da operação real, a confiabilidade do modelo foi analisada. A metodologia adotada, como indicador de ponto de falha, consiste na propriedade de 50% de retenção de alongamento. O resultado indica que a vida útil do cabo a 90 °C é de 32,2 anos o que vai de encontro a indicação dos fabricantes, mostrando assim que o modelo desenvolvido apresenta respostas promissoras. Vale ressaltar que a métrica utilizada para o desenvolvimento experimental se ampara na IEC 60216-2 [8].

Em [14] foi utilizada uma técnica padronizada de envelhecimento térmico acelerado, com aplicação do modelo de Arrhenius. Essa técnica é comumente usada em testes de vida acelerada para estabelecer uma relação tensão-tempo de vida e estimar a vida útil do cabo. Dois tipos de material de polietileno reticulado (XLPE) trabalhando em temperaturas elevadas entre 95 e 105° C foram selecionados para teste. Nesses processos de envelhecimento acelerado, é necessário que a isolação atinja um nível de degradação, considerado o fim da vida útil do material em avaliação. O critério de fim de vida (também chamado de ponto final) é definido como uma redução percentual do alongamento na ruptura, que é considerado neste estudo como 50% de retenção do alongamento na ruptura. O envelhecimento térmico foi realizado de acordo com [15], enquanto o alongamento à ruptura foi avaliado em vários estágios de envelhecimento. A incerteza na medição foi estimada. Os pontos de dados de curto prazo determinados pelo tratamento de envelhecimento são representados graficamente no gráfico de Arrhenius. A extrapolação desses dados foi usada para prever o desempenho a longo prazo e estimar a vida útil do cabo. Os resultados experimentais deste estudo mostram uma vida útil estimada do cabo entre 7 e 30 anos para temperaturas operacionais nominais entre 95 e 105° C.

Como a estimativa e previsão do tempo de vida de materiais/produtos consome muito tempo, é necessário recorrer a testes acelerados. Neste aspecto, em [16], o teste de envelhecimento térmico acelerado a ar foi realizado em quatro temperaturas diferentes. Devido a variações bastante coordenadas e correlacionadas com o tempo, as propriedades

mecânicas foram escolhidas como um indicador significativo para determinar a vida útil do isolamento XLPE. O tempo de vida útil chega ao fim quando este parâmetro diminui para a metade de seu valor primário. Portanto, o teste de propriedades mecânicas no isolamento de XLPE foi feito, em diferentes estresses térmicos, para formular dois modelos: o modelo de Eyring e um novo modelo chamado modelo exponencial de potência. Este último apresenta boa precisão em temperaturas elevadas em comparação com outros modelos, como o modelo de Arrhenius.

Em [17] resultados preliminares de uma investigação abrangente de envelhecimento térmico em materiais de isolamento de cabos de média, e alta tensão, usando diferentes técnicas analíticas foram apresentados. Uma vez que a perda de peso é uma propriedade física significativa, que é considerada influenciada pela degradação térmica, este método foi adotado como um procedimento de diagnóstico para detectar o grau de envelhecimento.

Em [18], uma nova abordagem é proposta. Com base na análise de envelhecimento térmico acelerado de cabos de borracha de etileno-propileno (EPR), a relação teórica entre o alongamento na taxa de retenção de ruptura (EAB%) e a taxa de retenção de dureza foi deduzida dos princípios matemáticos do teste de dureza. A curva de relação é então comparada com os valores medidos, e o resultado mostra que há alto grau de coincidência entre a curva teórica e os valores medidos. Assim sendo, após pesquisar os dados experimentais de EAB% e taxa de retenção de dureza, combinando os "fatores de mudança de temperatura-tempo" com a equação de Arrhenius, o índice de término de vida útil por conta da taxa de retenção de dureza é analisado quando o EAB% é reduzido para 30%-50%. De acordo com a comparação dos valores teóricos com os resultados experimentais, a taxa de retenção de dureza reduzida para 10% foi proposta como o índice de terminação da vida útil do cabo EPR.

Mediante as discussões supracitadas, confirma-se a viabilidade de se acelerar o envelhecimento de cabos através de sua exposição a temperaturas acima do seu valor nominal.

## V. ARRANJO EXPERIMENTAL

Mediante emprego de um forno especialmente desenvolvido para avaliação do estressor temperatura, o material isolante dos cabos foi submetido a temperaturas mais elevadas que a nominal por estarem imersos em um meio aquecido.

Os corpos de prova ensaiados foram submetidos, em tempos fixos, a procedimentos de diagnóstico para detectar o grau de envelhecimento. Esses procedimentos consistem em medições de propriedades significativas (usualmente elétricas, químico-físicas ou mecânicas), que são consideradas influenciadas por reações de degradação térmica. Tendo traçado as curvas de propriedade pelo tempo em diferentes temperaturas, os critérios de ponto final devem ser selecionados, ou seja, valores limite de variação de propriedade além dos quais o grau de deterioração é considerado para reduzir a capacidade de isolamento para suportar as tensões reais de serviço. As curvas de resistência térmica dos materiais testados podem então ser plotadas, uma para cada ponto final da propriedade selecionada. Eles são

obtidos como as linhas de regressão dos pontos experimentais que representam o logaritmo do tempo até o ponto final, ou seja, tempos de falha  $t_L$ , pelo recíproco da temperatura absoluta  $T$ , de acordo com o modelo de vida apresentado pela equação (1).

$$\log t_L = a + b/T \quad (1)$$

Onde  $a$  e  $b$  são parâmetros, o primeiro depende da seleção do ponto final e o segundo está relacionado à energia de ativação do processo de envelhecimento [19]. A Norma IEC 60216 estabelece três índices para fornecer a caracterização da resistência térmica em forma numérica abreviada:  $T_I$  (índice de temperatura), que é a temperatura em °C derivada da relação de resistência térmica em um determinado momento, normalmente 20000 h;  $T_C$ , o limite inferior de confiança de 95% de  $T_I$ ; HIC (intervalo de meia vida), que é o intervalo de temperatura em °C que expressa a metade do tempo até o ponto final obtido na temperatura correspondente a  $T_I$ .

De acordo com esta abordagem, considera-se que o grau real de degradação do material é revelado por procedimentos de diagnóstico, embora as relações íntimas entre essas propriedades e as reações de envelhecimento sejam desconhecidas. A norma IEC 60216 estabelece pontos finais e propriedades recomendadas para que muitas curvas e índices de resistência térmica possam ser obtidos para cada material estudado. No entanto, essas curvas e índices podem diferir notavelmente e podem não fornecer informações sobre o estado real de envelhecimento, fornecendo assim curvas de vida que podem não ser consistentes com a falha em condições de serviço. Além disso, a inclinação, o índice de temperatura e até a linearidade do gráfico de resistência dependem da seleção da propriedade de referência e dos critérios de falha [19]. O objetivo dos testes de envelhecimento deve ser a escolha de propriedades e pontos finais capazes de caracterizar materiais isolantes por critérios de acordo com as tensões reais esperadas nas operações de serviço.

Uma vez que os cabos são submetidos principalmente em serviço a tensões elétricas, térmicas e mecânicas, as propriedades selecionadas para os testes de envelhecimento realizados em modelos de cabo XLPE foram resistência elétrica, peso e módulo da resistência à tração. As temperaturas de teste foram 150, 130, 110 e 100°C. A necessidade de produzir um gráfico de resistência térmica único e significativo, relacionado à falha real, leva a selecionar a resistência elétrica como a propriedade de referência na qual se baseia a caracterização da resistência térmica. De fato, foi demonstrado [17-19] que uma diminuição efetiva da resistência elétrica pode ser considerada como um índice de mudanças químico-físicas e, em geral, de degradação que estimula o início e o crescimento de arvores elétricas até a quebra quando a tensão aumenta. As outras propriedades medidas para avaliação do envelhecimento térmico (por exemplo, peso e módulo de tração) devem então ser referidas, para seleção do ponto final, à resistência elétrica. Neste aspecto, mediante avaliação das curvas de propriedades em relação ao tempo para resistência elétrica, peso e módulo da tração, respectivamente (os valores das propriedades referem-se aos iniciais, ou seja,  $ES_0$ ,  $W_0$  e  $TM_0$ , medidos após o pré-tratamento, e os intervalos de confiança são calculados com



envelhecimento, se apresenta como uma possível ferramenta para melhor acompanhamento da avaliação de deterioração do isolamento, com a possibilidade de propiciar maior controle e estimativa de vida útil por parte dos agentes envolvidos: fabricante, academia e engenheiros de manutenção.

No que tange a intensidade da descarga parcial, evidencia-se a elevação da mesma à medida que há um maior envelhecimento do isolamento do cabo, isto se deve às alterações na estrutura do cristalino do material isolante. Tal aspecto, reduz veementemente a vida útil do condutor podendo levar a falhas e interrupção de processos industriais, comprometendo, assim, a qualidade da energia elétrica no que se refere à continuidade do serviço.

Para fins de proposição de um modelo computacional apto a representar o fenômeno de envelhecimento do isolante, pelo agente estressor temperatura, os autores procederão a um conjunto de medidas e avaliações para diversos graus de envelhecimento: 60, 70, 80 e 100%. Neste aspecto, os resultados a serem obtidos serão devidamente catalogados e publicados nos principais meios de divulgação científicos.

### REFERÊNCIAS

- [1] S. S. Refaat, M. A. Shams, “A review of partial discharge detection diagnosis techniques in high voltage power cables”, 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018).
- [2] Shahsavarian T., Pan Y., Zhang Z., Pan C., Naderiallaf H., Guo J., Li C. and Cao Y. A Review of Knowledge-Based Defect Identification via PRPD Patterns in High Voltage Apparatus. Digital Object Identifier 10.1109/ACCESS.2021.3082858.
- [3] Liu S, Fifield LS, Bowler N (2019) Aging mechanisms and nondestructive aging indicator of filled cross-linked polyethylene (XLPE) exposed to simultaneous thermal and gamma radiation. Miner Met Mater Ser. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-04639-2\\_82](https://doi.org/10.1007/978-3-030-04639-2_82)
- [4] Cao L, Grzybowski S. Life-Time Characteristics of EPR Cable Insulation Under Electrical and Thermal Stresses. IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Bologna, Italy, June 30 – July 4, 2013
- [5] T. Shahsavarian, Y. Pan, Z. Zhang, C. Pan, H. Naderiallaf, J. Guo, C. Li, and Y. Cao, “A review of knowledge-based defect identification via PRPD patterns in high voltage apparatus”. IEEE Access. Year: 2021. Volume: 9. Journal Article. Publisher: IEEE.
- [6] Yahyaoui H, Castellon J, Agnel S, Hascoat A, Frelin W, Moreau C, Hondaa P, Roux D, Eriksson V and Andersson C J. Behavior of XLPE for HVDC Cables under Thermo-Electrical Stress: Experimental Study and Ageing Kinetics Proposal. Energies 2021, 14, 7344. <https://doi.org/10.3390/en14217344>
- [7] Lin J. and Cai L. Research on the thermal aging life prediction of XLPE cable. ICAACE 2020. Journal of Physics: Conference Series. DOI:10.1088/1742-6596/1570/1/012050
- [8] IEC 60216-2. Electrical insulating materials — Thermal endurance properties Part 2: Determination of thermal endurance properties of electrical insulating materials — Choice of test criteria
- [9] Zhang, Y.S., Bai, Y., Ma, Y.X. (1992) Comparison of reliability of conventional and rapid aging methods for insulating materials. J. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 27(6): 1159-1165.
- [10] Alghamdi A. S., Desuqi R. K. A study of expected lifetime of XLPE insulation cables working at elevated temperatures by applying accelerated thermal ageing. Heliyon. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e03120>.
- [11] Boukezzi L., Boubakeur A., Lallouani M. Lifetime Estimation with Different Models of XLPE Insulation Cables under Thermal Aging. <https://www.researchgate.net/publication/281935626>
- [12] Shwebdil M. H., Morsy M. A., Abugurain A. Thermal Aging Tests on XLPE and PVC Cable Insulation Materials of Saudi Arabia. 2003 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena.
- [13] Xiao-Kai M., Pei-Jie H., Xinyuan L. and Tao J. The Aging Degree Analysis of EPR Cable Insulation Based on Hardness Retention Rate Measurement. J. Electr Electron Syst 2018, 7:2 DOI: 10.4172/2332-0796.1000260.
- [14] Klutke, G., Kiessler, P., Wortman, M.: A critical look at the bathtub curve. IEEE Trans. Reliab., 2003, 52, (1), pp. 125–129, DOI: 10.1109/TR.2002.804492
- [15] Luo, J., Qiu, Y., Yang, L.: Operation fault analysis of CLPE power cable above 10 kV. High Volt. Eng., 2003, 29, (6), pp. 14–16, DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.2003.06.007
- [16] Zhou C., Yi H., Dong X. Review of recent research towards power cable life cycle management. IET - The Institution of Engineering and Technology. High Volt., 2017, Vol. 2 Iss. 3, pp. DOI: 10.1049/hve.2017.0037179-187
- [17] Begovic, M.: Cable asset management using failure forecasting and statistical assessment of diagnostic testing. Acedido em 13 de Outubro de 2007, em: <http://www.wseas.us/conferences/2007/france/mmactee/Plenary4.htm>
- [18] Huo, X., Pi, H., Qiu, Q., et al.: Condition evaluation for 10 kV cables of Shenzhen Bureau based on CIGRE TB 358. 2016 Int. Conf. Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Xi'an, China, 25–28 September 2016, pp. 631–634, DOI: 10.1109/CMD.2016.7757901
- [19] Densley, J. Ageing Mechanisms and Diagnostics for Power Cables—An Overview. IEEE Electrical Insulation Magazine. January/February 2001 — Vol. 17, No. 1