

Uma Discussão sobre Indicadores do Estado de Degradação de Cabos Isolados para a Melhoria da Qualidade do Diagnóstico

Guilherme Fernandes Ribeiro*
Hélder de Paula**

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia (e-mail: fernandesribeiro@gmail.com).

**Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia (e-mail: drhelderdepaula@gmail.com)

Abstract: This paper presents a compilation of the dielectric failure mechanisms of medium and high voltage cables. As well as, the various diagnostic methods found in the literature and used in the field, highlighting their advantages and limitations. The methods that use partial discharges to evaluate the insulation condition are emphasized and the main analysis parameter chosen is the magnitude of the apparent charge. In this context, the effectiveness and limitations of the aforementioned methods are discussed, as well as other characteristics extracted from the measurements of partial discharges to complement and, consequently, improve the quality of the results of existing diagnostic techniques. Regarding these complementary attributes, their behavior over time is presented. It is also suggested to include these values in order to obtain more substantiated and effective methodologies for the evaluation of insulation degradation. The use of more effective techniques for monitoring the condition of the cable carries some direct benefits. Which include the better planning of predictive and preventive maintenance, thus raising the level of system reliability. This improvement favors the proposition of management policies for this important asset, widely present both in industries and in power utility companies.

Resumo: Este trabalho apresenta uma compilação dos mecanismos de falha no dielétrico de cabos de média e alta tensão e dos diversos métodos de diagnóstico encontrados na literatura e utilizados em campo, evidenciando suas vantagens e limitações. São enfatizados os métodos que utilizam as descargas parciais como forma de avaliação da condição do isolamento, sendo o principal parâmetro de análise a magnitude da carga aparente. Nesse contexto, são discutidas a eficácia e a limitação que tais métodos apresentam, além de mencionadas outras características que podem ser extraídas das medições das descargas parciais para complementar e, conseqüentemente, aprimorar a qualidade do resultado das técnicas de diagnósticos existentes. No tocante a essas características complementares, seu comportamento ao longo do tempo é apresentado, sugerindo-se sua inclusão para se obter metodologias de avaliação da degradação da isolamento mais consubstanciadas e eficazes. Como benefícios diretos de se utilizar técnicas mais efetivas para o monitoramento da condição do cabo, pode-se citar o melhor planejamento das manutenções preditiva e preventiva, o que eleva o nível de confiabilidade do sistema e favorece a proposição de políticas de gerenciamento deste importante ativo, largamente presente tanto em indústrias quanto em empresas concessionárias de energia.

Keywords: Insulated cables; Partial Discharges; Apparent charge; Diagnostic; Condition Monitoring

Palavras-chaves: Cabos isolados; Descargas parciais; Carga aparente; Diagnóstico; Monitoramento de Condição.

1. INTRODUÇÃO

Com o constante e acelerado aumento da demanda de energia elétrica, os sistemas elétricos crescem tanto em tamanho quanto em complexidade, e, conseqüentemente surgem diversos problemas relacionados à sua confiabilidade e continuidade do suprimento de energia. Dentre os diversos componentes do sistema de transmissão de energia elétrica,

as falhas em cabos de potência são responsáveis pela maioria das situações onde ocorre a descontinuidade do suprimento de energia (Nogueira. 2013), sendo que a falhas no isolamento destes cabos é responsável por cerca de 60% das interrupções de sistemas de distribuição subterrâneos (Wester. 2004).

Embora as linhas aéreas sejam a forma tradicional de transporte de energia elétrica, principalmente nas linhas de transmissão, as linhas subterrâneas representam uma alternativa interessante em situações de espaço restrito, além de serem vantajosas também do ponto de vista da interferência visual nos ambientes e por dificultarem as ligações clandestinas para furto de energia (e dos próprios cabos). Contudo, devido à maior dificuldade para a sua inspeção visual e para intervenções de manutenção, torna-se necessário o acompanhamento e diagnóstico das condições dos cabos que compõem estes sistemas, a fim de se minimizar as interrupções não programadas e os prejuízos causados pela indisponibilidade do sistema.

No contexto dos cabos isolados, aqueles com isolamento a papel impregnado a óleo perderam espaço para os cabos com isolamento composta de materiais poliméricos, como o polietileno reticulado (XLPE), de bom desempenho elétrico, como elevada rigidez dielétrica, pequeno valor de perdas dielétricas, entre outras (Ahmad et al. 2014, Adhikari et al. 2012). Com isso, diversos estudos e métodos de monitoramento da degradação da isolamento de cabos com este tipo de isolamento surgiram ao longo dos anos (Birtwhistle et al. 2004, Pastch and Jung. 2000, Gulski et al. 2008, Wu et al. 2015).

Dentre os principais métodos de diagnóstico da isolamento de cabos, destacam-se aqueles que envolvem a medição e detecção de um fenômeno conhecido como descargas parciais (DPs). As DPs são sinais elétricos pulsantes incompletos, intermitentes e rápidos, da ordem de nano segundos, que ocorrem pela proximidade entre duas partes condutoras de eletricidade e o meio isolante, através do efeito de ionização em cavidades gasosas, no interior dos materiais isolantes e nas interfaces condutor-isolante ou isolante-isolante (Bartnikas. 2002). As DPs são geralmente categorizadas de acordo com o local de origem, podendo ser interna, superficial ou externa ao material isolante.

Diagnósticos de cabos isolados através da análise de DPs possuem como principal parâmetro de avaliação a magnitude da descarga aparente detectada pelo medidor, pelo fato do valor da descarga aparente representar, de certa forma, o nível de degradação do isolamento. Técnicas de reconhecimento de padrões, baseadas na análise estatística da magnitude da descarga como função da posição da onda da tensão aplicada por um determinado período de tempo, já foram propostas (Fuhr and Aschwanden. 2017). Porém, a utilização individual destes parâmetros muitas vezes resulta num diagnóstico simples ou até inadequado, incapaz de representar a condição do isolamento de forma correta. Por isto, a incorporação de outras características que podem ser extraídas das DPs, tais como as tensões de início e extinção, taxa de repetição e formato do pulso, pode certamente promover o aumento da qualidade do diagnóstico. Em outras palavras, é bastante desejável que uma maior quantidade de parâmetros e seus respectivos comportamentos ao longo do tempo sejam utilizados numa eventual metodologia de análise, de forma a se obter resultados de fato úteis na quantificação do estado de degradação do material isolante.

Neste contexto, este trabalho apresenta uma revisão sobre os tipos de falhas na isolamento dos cabos isolados de média tensão, discutindo seus pontos de origem e sua evolução ao longo do tempo. Além disso, são apresentados os principais métodos de diagnóstico de cabos isolados que vêm sendo utilizados ao longo dos anos, explicitando suas vantagens, desvantagens e critérios de avaliação. Posteriormente, discute-se os principais parâmetros secundários relacionados às DPs e seus respectivos comportamentos ao longo do envelhecimento do cabo, discutindo a necessidade de sua consideração conjunta para o incremento da qualidade do diagnóstico de cabos isolados. Desta forma, tem-se que o estudo aqui apresentado traz contribuições ao tópico e fomenta novas discussões a respeito do monitoramento da condição de cabos isolados, sugerindo a exploração de outros parâmetros e características e sua consideração conjunta numa metodologia inteligente de tomada de decisão. Com isso, são geradas informações mais relevantes para o planejamento das manutenções preditiva e preventiva, elevando o seu nível de confiabilidade e favorecendo a proposição de políticas de gerenciamento deste importante ativo, presente tanto em indústrias quanto em empresas concessionárias de energia.

2. FALHAS EM ISOLAMENTOS DE CABOS ELÉTRICOS

Atualmente, os cabos isolados, em sua grande maioria, possuem isolamento sólido, tal como o polietileno reticulado e a borracha etileno-propileno (EPR). No que diz respeito às causas de falhas nestes tipos de isolamento, tem-se que as mesmas podem ser diversas, sendo causadas por estresse mecânico e/ou térmico, e aquelas causadas pela degradação e evolução dos defeitos internos ao isolamento.

As falhas de natureza mecânica são causadas pelo estresse gerado ao condutor e seus acessórios pela passagem de um alto valor de corrente elétrica, proporcionando um alto valor de campo magnético e força resultante aplicada ao cabo, como por exemplo em uma situação de curto-circuito. Por sua vez, as falhas por estresse elétrico ocorrem devido a degradação química e redução da resistência dielétrica causada pelo calor gerado pelo condutor (Yin. 2008), este processo é mais cumulativo e é favorecido pela presença de umidade e ar no material dielétrico. As cavidades internas em que se originam as DPs são as principais causas de falhas em cabos isolados de sistemas subterrâneos de distribuição (Batalović et al. 2019) e este também é um processo cumulativo.

Com isto fica evidente a importância de estudos sobre as falhas em cabos e outros equipamentos isolados a materiais sólidos. Alguns fatores possuem grande significância para tais estudos, como: pontos de alta concentração de campo elétrico adjacente ou dentro do isolamento; a presença de defeitos e contaminação no material dielétrico; e o envelhecimento térmico do isolamento e a consequente queda da resistência dielétrica do material. Em Alam (2015) é apresentado mais sobre estes estudos.

Na prática, existem dois fenômenos que podem ser observados no material dielétrico como marcas do estresse

elétrico após a falha. Tais fenômenos são conhecidos como trilhamento e arborescências elétricas. O trilhamento é a formação de um caminho condutor na superfície do cabo, podendo causar a ruptura completa do dielétrico, este fenômeno pode ser proveniente das descargas superficiais.

Para as arborescências elétricas é importante ressaltar que estas diferem das arborescências em água. As arborescências em água são causadas pela penetração de água no isolamento enquanto as arborescências elétricas são compostas por uma série de canais interconectados partindo de pontos com estresse elevado na isolação, na maioria dos casos tal ponto é uma cavidade gasosa presente no material dielétrico, desta maneira, as arborescências elétricas são consideradas um fenômeno pré-ruptura devido à presença e ocorrência contínua de DPs internas (Gouda. 2011). As falhas ocorrem quando um ou mais canais penetram completamente o isolamento.

Neste contexto, existem diversos métodos de diagnóstico que podem ser utilizados para verificar o condicionamento da isolação de cabos elétricos. Na próxima seção serão apresentados brevemente alguns dos métodos comumente utilizados para diagnósticos de cabos isolados, com foco nos parâmetros analisados e sua evolução ao longo do tempo de vida do cabo.

3. MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO DE CABOS ISOLADOS

Com o objetivo de minimizar as falhas em cabos de energia, diferentes métodos de diagnósticos que extraem informações que auxiliam a retratar a condição do isolamento do cabo foram desenvolvidos e podem ser encontrados na literatura. Mesmo com o avanço da tecnologia da fabricação dos cabos isolados, a degradação da camada isolante permanece como a principal causa de falhas para este equipamento, portanto, é de extrema importância a obtenção de indicadores de estados que demonstram o estado em que o isolamento se encontra.

Vale ressaltar que, inspeções e manutenções periódicas são de grande complexidade para os cabos isolados devido ao fato que estes são, em grande maioria, instalados em locais de difícil acesso. Entre os métodos que podem ser encontrados na literatura, é possível classifica-los em dois tipos de metodologias: *off-line* e *online*. Os métodos que seguem a metodologia *off-line* são realizados com o cabo sem carregamento e com a rede desligada, enquanto os métodos *online* são realizados com o cabo em funcionamento, permitindo o diagnóstico do cabo sem a interrupção do fornecimento de energia.

Ao longo dos anos diversas estratégias de diagnóstico de cabos isolados foram implementadas, entre estas, pode-se citar o Teste da Corrente de Fuga (Gulski et al. 2008), o método da Medição da Tensão Residual (Soma et al. 1986, Bolarin et al. 2001), a Espectroscopia Dielétrica (Birtwhistle et al. 2004), o método da Medição da Resistência de Isolação (Pastch and Jung. 2000) e também o método do Fator de Dissipação, o qual também é conhecido como Tangente de Delta e amplamente utilizado para diagnósticos de

equipamentos de média e alta tensão. Com isso, será decorrido a seguir sobre a aplicação do método do Fator de Dissipação em diagnósticos de cabos isolados.

3.1 Fator de dissipação

O método do fator de dissipação ou Tangente de Delta baseia-se na medição do nível de dissipação de potência em um material dielétrico. É uma metodologia de diagnóstico *off-line* e o princípio desta técnica é comparar o valor medido com valores de referência para o tipo de dielétrico testado, tais valores podem ser os próprios valores de fases adjacentes do sistema, valores de cabos do mesmo tipo com aplicações semelhantes, padrões de referência industriais (IEEE 400.2-2013) ou uma base de dados extensa.

O ensaio é realizado com a aplicação de uma tensão alternada no equipamento e então é realizado a medição da diferença de fase entre a tensão aplicada e a corrente resultante. Este ângulo é usado para encontrar as componentes da corrente, as quais são a corrente de carregamento que representa a propriedade capacitiva do material dielétrico e a componente que representa os componentes de perdas no isolamento. A Tangente de Delta é a razão entre a corrente de perda e a corrente de carregamento.

A tensão de aplicação pode variar, sendo mais usual a utilização da tensão de operação do cabo, ou tensões Very Low Frequency (VLF), as quais são tensões com frequência de 0,1 Hz. Para cabos XLPE, os valores de referência para o teste $\tan(\delta)$ VLF podem ser encontrados no guia IEEE 400.2-2013 sobre testes em cabos isolados utilizando tensões com frequências menores que 1 Hz. A Tabela 1, por sua vez, apresenta os intervalos e critérios para diagnóstico $\tan(\delta)$ de um cabo XLPE submetido a uma tensão de 3,8 kV.

Tabela 1. Critérios de avaliação do isolamento por $\tan(\delta)$ em cabos XLPE submetidos a 3,8 kV (60 Hz)

Avaliação	$\tan(\delta)$ em 3,8 kV
Não deteriorado	$\tan(\delta) \leq 0,1 \%$
Levemente deteriorado	$0,1 \leq \tan(\delta) \leq 5 \%$
Deteriorado	$\tan(\delta) > 5 \%$

Este método de diagnóstico, assim como os demais citados anteriormente, oferecem um diagnóstico da condição geral do isolamento do cabo e não são capazes do diagnóstico local dos defeitos. A principal crítica a este método é a ampla faixa de referência do meio, “Levemente deteriorado” na Tabela 1 e “Estudo adicional aconselhado” nas tabelas encontradas no guia IEEE 400.2-2013, a qual pode caracterizar no mesmo grupo cabos com condição geral de envelhecimento mas sem nenhum defeito severo e cabos com defeitos individuais que possuem potencial para se tornar defeitos preocupantes, por esta razão, a utilização do diagnóstico $\tan(\delta)$ juntamente com o diagnóstico de DPs é recomendado.

O diagnóstico de cabos isolados via DPs juntamente de técnicas como a Reflectometria no domínio do tempo (Keränen et al. 2019) e Diferença do tempo de chegada (Montanari. 2016) permite a localização do ponto de defeito ao longo do comprimento do cabo, o que pode ser importante para a tomada de decisões sobre substituição ou reparo do cabo. Existe uma extensa possibilidades de aplicações e diferentes metodologias de diagnóstico de cabos isolados por meio da análise de DPs, essas serão discutidas na seção a seguir.

4. DETECÇÃO E DIAGNÓSTICO DE CABOS ISOLADOS VIA DESCARGAS PARCIAIS

Como mencionado anteriormente, as descargas parciais são pulsos intermitentes e rápidos, da ordem de nano segundos, que ocorrem pela proximidade entre duas partes condutoras de eletricidade e o meio isolante, através do efeito de ionização em cavidades gasosas (Bartnikas. 2002). Tais cavidades são geralmente introduzidas durante as várias etapas de fabricação dos materiais isolantes e outras solicitações durante a sua operação e envelhecimento. Conforme o isolamento envelhece as descargas parciais intensificam-se progressivamente, desta forma, as DPs são consideradas um dos principais parâmetros de degradação do isolamentos de equipamentos elétricos.

Os sinais provenientes das DPs podem ser detectados de diversas maneiras, como, por exemplo, através da corrente elétrica, radiação eletromagnética, luz, calor e ondas acústicas, dentre outros (Wu et al. 2015). Serão brevemente comentados a seguir os principais métodos de detecção elétricos, os quais podem ser separados entre métodos convencionais e não convencionais.

É importante mencionar que em prática não é possível completamente eliminar a presença de descargas parciais mesmo para um cabo ou qualquer equipamento elétrico novo, por esta razão, existem limites postulados para que um equipamento seja considerado “livre de descargas”. No caso de cabos isolados, estes limites giram em torno de 5 pC a 10 pC dependendo da classe de tensão.

4.1 Métodos convencionais de medição

Os métodos convencionais de diagnóstico de DPs são normalmente realizados com tensões alternadas de frequências entre 20 e 400 Hz, e amplitudes que podem chegar ao valor de 1,7 vezes a tensão nominal fase-terra do objeto em análise, para o período de uma hora de teste. Dentre os circuitos básicos de testes recomendados pela IEC 60270, o circuito de detecção direta e o circuito de detecção em ponte estão entre os mais comumente utilizados. O circuito de detecção direta é um método preciso com circuito de fácil calibração, baseando-se na conexão em série do elemento isolador em teste com uma impedância de medição, na qual tem-se um amplificador e um circuito de medição conectados para a detecção das DPs (Refaat and Shams. 2018). Este circuito também possui um capacitor de acoplamento para facilitar a transferência de descargas por

meio de um caminho de baixa impedância para as altas frequências.

4.2 Métodos não convencionais de medição

São chamados de métodos não convencionais os métodos de detecção e medição que utilizam diferentes tipos de sensores, como por exemplo os Transformadores de Corrente de Alta Frequência (HFCT) e métodos com tensões de aplicação com diferentes formas de onda ou diferentes frequências, como por exemplo, os métodos da Tensão AC amortecida (DAC) e os métodos de diagnóstico VLF.

Os HFCT são sensores indutivos que envolvem um condutor, e, quando ocorre um pulso de corrente elétrica, este induz uma tensão no sensor proporcional à variação da corrente. Existem no mercado sensores HFCT com núcleos separados, permitindo assim a sua instalação sem a interrupção do sistema (Wu et al. 2015), por esta razão são comumente utilizados para medições online.

O método DAC utiliza uma tensão amortecida como tensão de excitação para a detecção de DPs. O esquema de energização do cabo utiliza uma fonte de corrente contínua que então é desconectada para a conexão de um indutor externo, gerando assim um circuito RLC, e consequentemente, uma onda oscilatória amortecida de tensão. Devido à alta velocidade de chaveamento, praticamente nenhum distúrbio e/ou interferência é perceptível quanto à detecção dos pulsos das DPs (Wester. 2004).

O método de diagnóstico VLF utiliza uma tensão com frequência de 0,1 Hz para energizar o cabo que esta desconectado da rede, sendo que, desta forma, as DPs são detectadas via sensores posicionados no término do cabo. A principal desvantagem deste método é o limite máximo de comprimento do cabo (cerca de 4 km), essa limitação ocorre devido à atenuação sofrida pelos pulsos ao longo de sua viagem pelo cabo (Steenis et al. 2001). As principais vantagens da metodologia VLF de teste são a facilidade de operação, alta sensibilidade e uma boa equivalência com outros métodos. A utilização do método VLF é comum tanto para descargas parciais como para a Tangente de Delta, sendo utilizada para diagnóstico do nível de estresse dielétrico na isolamento. O diagnóstico TanDelta, combinado com a ferramenta TDR e com o diagnóstico de DPs, o que permite a localização dos pontos mais frágeis e suscetíveis a falhas ao longo do cabo em virtude do estresse de tensão reduzido aplicado durante o diagnóstico VLF (Neir et al. 2019).

4.3 Métodos de diagnósticos de cabos via análise de DPs

A análise de DPs se tornou a principal maneira de diagnosticar cabos isolados por ser um ótimo parâmetro representativo da degradação do material dielétrico. Porém, existem na literatura diferentes aplicações. O principal parâmetro de análise das descargas parciais é a carga aparente, a qual é comparada com valores de referência para obter o diagnóstico da condição do isolamento do cabo. A Tabela 2 (Zaeni et al. 2019) e a Tabela 3 (Gouda. 2011)

apresentam valores de referência da descarga aparente que podem ser utilizados.

Tabela 2. Valores de limites para descarga aparente de DPs

Nível (pC)	Condição
0 - 500	Nível aceitável
500 - 1000	Recomendado o monitoramento do nível de descargas
1000 - 2500	Risco potencial, monitoramento periódico
> 2500	Preocupação principal, sugerido o reparo ou substituição

Tabela 3. Valores de limites para descarga aparente de DPs em cabos XLPE 66 kV até 440 kV

Nível (pC)	Condição
0 - 250	Descargas com valores toleráveis
250 - 1000	Monitoramento regular recomendado
>1000	Risco potencial, reparo ou troca do condutor

Nota-se que os níveis que representam o maior risco em ambas as tabelas apresentam uma diferença notável entre si, o que ressalta a importância de não utilizar o nível de descarga aparente das DPs como o único parâmetro de análise para a estimativa da condição de cabos isolados. Em Hartlein (2010) pode-se encontrar uma lista mais ampla que distingue o tipo de isolamento, o método de medição e os níveis de risco potencial para as DPs em pC.

Tais valores podem ser utilizados para calcular uma estimativa do tempo de vida restante do cabo, como feito por Zaeni et al. (2019). Porém, a divergência entre os valores referências que é encontrados na literatura sugere que o diagnóstico não deve depender apenas dos valores de descarga aparente das DPs para representar corretamente o estado do isolamento do cabo. Uma alternativa é a utilização de sistemas de classificação, como mostrado por Dias e Costa (2012). O sistema de tomada de decisões é baseado na separação em três níveis distintos classificados na forma de um “semáforo” (alertas verde, amarelo e vermelho), tal como mostrado na Tabela 4. A luz verde indica níveis aceitáveis de DPs, não sendo necessária, portanto, nenhuma ação corretiva; a luz amarela indica a presença de níveis preocupantes de DPs, recomendando-se, assim, medições mais frequentes; por fim, a luz vermelha indica risco eminente e sugere a intervenção imediata do cabo no qual foram detectadas as descargas.

Este sistema de classificação e outros semelhantes possuem a principal vantagem de se utilizar tais sistemas de classificação é resumir uma quantidade elevada e complexa de informações em um único quadro de resultados. O problema destes sistemas é que não fica bem claro quais

parâmetros são analisados e quais os níveis de referência para classificar os cabos em cada categoria.

Tabela 4. Sistema de classificação para DPs

Luzes	Diagnóstico / Ação
Verde	Sem presença de DPs / Nenhuma ação corretiva
Amarela	DPs detectadas / Repetir medições em até 6 meses
Vermelha	DPs ativas / Substituir o condutor imediatamente

Desta forma, percebe-se que os métodos de diagnósticos via DPs ainda possuem espaço para aprimoramento, o que leva para o estudo da implementação de outros parâmetros das descargas parciais que possam ser úteis na análise e diagnóstico do isolamento de cabos de energia, principalmente em seus comportamentos ao longo do tempo de vida do cabo, de forma a gerar um prognóstico mais preciso e confiável.

5. ALTERNATIVAS PARA O APRIMORAMENTO DO DIAGNÓSTICO DE CABOS ISOLADOS

A fim de aprimorar o diagnóstico de cabos isolados, é importante incluir, na avaliação, outros parâmetros relacionados aos pulsos e atividades de DPs, além da magnitude da descarga aparente, que é a grandeza normalmente medida. Nesse contexto, na sequência são discutidos parâmetros como a tensão de início (PDIV), tensão de extinção (PDEV), formato e taxa de repetição dos pulsos das descargas parciais.

Como se sabe, a tensão de início é o valor de tensão mais baixo que, aplicado ao cabo, gera atividade de DPs. Este parâmetro é utilizado em testes que envolvem a elevação gradual de tensão e é expresso como sendo $1/\sqrt{2}$ da tensão de pico aplicada. Já a tensão de extinção é o valor mais alto de tensão em que ainda existe a ocorrência de descargas parciais, após a diminuição gradativa da tensão de teste aplicada, sendo também expressa como $1/\sqrt{2}$ da tensão de pico aplicada.

A evolução da PDIV ao longo do tempo foi estudada por Wang et al (2010), onde foram realizados testes de envelhecimento em diversas espécies de isolamento compostas de XLPE e LDPE (polietileno de baixa densidade). Ao longo dos ensaios realizados, foram observados os valores de magnitude das DPs, seus padrões (forma como os pulsos se distribuem em função do ângulo de fase da tensão aplicada), sua taxa de repetição e a PDIV. Os resultados encontrados indicaram que a PDIV tem uma tendência de aumentar ao longo do envelhecimento do isolamento, sendo o maior aumento próximo ao estágio final do tempo de vida do isolamento. A hipótese apresentada para explicar esta tendência são as mudanças químicas e físicas que ocorrem nas cavidades internas do material isolante e, possivelmente, na composição do gás que a preenche. Por outro lado, no caso da tensão de extinção, não há estudos suficientes que avaliem satisfatoriamente o comportamento

da PDEV ao longo do tempo, embora se acredite que esta siga uma tendência semelhante à da PDIV, devido aos mesmos motivos mencionados anteriormente.

Já a taxa de repetição é a quantidade ou a média de pulsos de descargas parciais que ocorrem em um determinado período de tempo, normalmente segundos ou ciclos. A taxa de repetição faz parte do diagrama de análise $\phi-q-n$ e pode ser de grande auxílio no diagnóstico de cabos. De acordo com Wang et al (2010), a taxa de repetição de DPs segue um padrão de evolução parecido com o da carga aparente nos estágios iniciais da vida do isolamento, no sentido de apresentar um comportamento crescente no primeiro quarto do tempo de vida do cabo. A partir deste ponto, o comportamento da taxa de repetição e da carga aparente são opostos, visto que a taxa de repetição decresce lentamente até o momento da falha, enquanto a carga aparente cresce lentamente.

Um outro ponto importante que vale ser ressaltado é o fenômeno conhecido como *Swarming pulsive micro discharges* (SPMDs), que pode ocorrer pouco antes da ruptura do dielétrico. O mesmo é caracterizado pelo decaimento anormal dos valores de descargas aparentes juntamente ao aumento do número de pulsos ou taxa de repetição (Ehara et al. 2000). A existência deste fenômeno reforça o argumento de que a análise de mais parâmetros, além da intensidade da carga aparente, é de grande importância para uma avaliação mais exata da condição do isolamento.

Nesse ponto, é importante enfatizar, inclusive, que a própria magnitude da carga aparente requer certa atenção ao ter seu o comportamento analisado ao longo do tempo. É relatado por Renforth et al (2019) que certos equipamentos podem apresentar grande variação nas atividades de DPs, indicando que tais equipamentos estão sujeitos a flutuações macrosazonais e, por isso, é necessário o estudo de tendências ao longo do tempo para confirmar o que pode ser um comportamento normal do sistema ou, de fato, uma variação que reflete o aumento da degradação do isolamento e envelhecimento do equipamento.

Outra característica que pode ser relevante em diagnósticos via DPs é o formato do pulso medido. Foi estudado por (Wang et al. 2019) como o formato do pulso da descarga parcial se comportava quando a falha em cabos isolados por EPR se aproximava. O resultado encontrado indicou uma diminuição significativa dos tempos de subida e tempos de descida dos pulsos DPs, ou seja, o pulso de DPs se “afina” com o envelhecimento, além de apresentar picos mais altos (maior magnitude). Tal informação pode ser uma grande contribuição para a formulação de um diagnóstico, conjuntamente aos outros parâmetros de DPs já utilizados; porém, não existem valores padrões para o comparativo de tempo de subida ou tempo de descida do pulso, além da dificuldade de se obter tais valores precisamente. Tem-se, dessa forma, que a utilidade desta informação é extremamente dependente de dados históricos provenientes de medições periódicas.

A partir das características citadas até este momento e os métodos de localização do defeito citados anteriormente, pode-se formular diferentes representações que auxiliam as tomadas de decisão em relação à manutenção ou substituição do cabo, sendo estas o mapeamento de DPs e a frequência de ocorrência de DPs (Hartlein et al. 2010). O mapeamento representa a distribuição de todos os eventos de DPs ao longo do comprimento do cabo, enquanto a frequência de ocorrência é a de repetição dos pulsos observados em uma janela de 1% do comprimento total do cabo.

Outra alternativa é utilizar como base modelos estatísticos que representem o nível de confiabilidade do sistema em análise, como o modelo da Tabela 5, apresentado por (Cheng et al. 2020). Tal modelo foi criado a partir do estudo da relação entre o valor da carga aparente com o tempo de vida em cabos isolados de alta tensão, sendo posteriormente calculadas as probabilidades de falhas para as amostras analisadas.

Tabela 5. Probabilidades de falhas para cabos de alta tensão

Nível (pC)	Probabilidade de falha (%)
250	20,97
500	43,73
1000	68,86
3000	93,59
5000	97,72

Vale mencionar, contudo, que a conclusão obtida nesse estudo foi baseada em análises envolvendo amostras de 110 kV de um sistema de transmissão, desta maneira, o resultado apresentado pelo autor não pode ser generalizado para outros sistemas com níveis de tensão e variação de carga diferentes.

Ainda com o propósito de se combinar mais parâmetros e/ou grandezas para se tentar obter um diagnóstico mais substanciado sobre a vida útil do cabo, tem-se que uma maneira relativamente é pela combinação dos métodos do fator de dissipação ($\tan(\delta)$) e descargas parciais, devido às características complementares que um método possui em relação ao outro. Por exemplo, a medição do fator de dissipação não é capaz de caracterizar a gravidade nem localizar defeitos, mas apenas de fornecer a condição geral de degradação do sistema. Por outro lado, os diagnósticos baseados na medição de DPs é capaz de localizar tais defeitos mas não é sensível a problemas relacionados a arborescências de água (Neir et al. 2019).

A fim de se contornar a limitação do método da tangente de delta em relação às suas classes de avaliação mediana, denotada na Tabela 1 como “Levemente deteriorado” e “Estudo adicional aconselhado” pela norma IEEE 400.2-2013, as quais podem gerar falsos diagnósticos por serem faixas muito amplas, novos modelos foram desenvolvidos, como apresentado por Neir et al (2019). Em tal modelo, baseado na análise estatística de cerca de 15.000 circuitos de cabos de distribuição XLPE de 22,9 kV, gerando uma base de

dados com 45.000 pontos. No modelo apresentado pelo autor, a condição do cabo pode ser expressa em 10 níveis diferentes, sendo a escala 0 utilizada para um cabo novo, a escala 10 representa o valor máximo de tangente de delta permitido e a escala 7 é considerada como referência de margem de segurança. Vale mencionar que o estudo constatou que cabos com tempo de serviço menor que 13 anos não apresentavam nenhum sinal considerável de envelhecimento e a esta abordagem evitou a substituição de cerca de 200 km de cabos e gerou uma economia de 1.4 milhões de dólares apenas durante o ano de 2015.

Concluindo, existem diversos parâmetros associados às DPs e também a outras medições, os quais não são utilizados com frequência, mas que podem contribuir no aprimoramento do diagnóstico de cabos isolados. Isto mostra a necessidade de estudos que avaliem a evolução de tais características ao longo do tempo, mas de forma conjunta, numa metodologia híbrida capaz de extrair as potencialidades de cada alternativa e fornecer diagnósticos baseados nas indicações de mais de uma delas. Sabe-se que a relação entre os diversos parâmetros e indicadores de estado com o nível de degradação do isolamento é algo bastante complexo; contudo, é fundamental que se faça uso de um maior leque de opções, desenvolvendo-se novas metodologias, para se conseguir diagnósticos mais confiáveis, ao se avaliar a condição de um cabo. Com resultados mais exatos, pode-se aprimorar sobremaneira a qualidade do monitoramento de condição desse importante dispositivo, propondo-se melhores estratégias de manutenção preventiva e preditiva e, por fim, conseguindo-se melhores resultados no processo de gestão de ativos da empresa.

6. CONCLUSÕES

Conforme discutido ao longo do trabalho, a detecção e análise de descargas parciais são fundamentais para o diagnóstico do isolamento de cabos elétricos; porém, considerando as diferentes metodologias de avaliação e diagnóstico normalmente utilizada, percebe-se que a análise é normalmente baseada apenas nos níveis (intensidade) da descarga aparente encontrada, o que muitas vezes não representa satisfatoriamente o estado do isolamento do cabo, gerando falsos diagnósticos.

Neste contexto, foi apresentada uma discussão sobre o processo de falha em isolamentos de cabos e os diversos métodos de diagnósticos existentes com foco em seus diferentes critérios de avaliação. Foi dada uma maior ênfase nas técnicas que envolvem a detecção e análise de DPs, sob a perspectiva de sua aplicação no monitoramento e possíveis estratégias de manutenção que podem ser empregadas a partir da sua avaliação. Por fim, foram apresentadas e discutidas outras características associadas à ocorrência de DPs e que podem ser exploradas, além de outros métodos para complementar o diagnóstico desejado, com o objetivo de aperfeiçoar as técnicas atuais e promover avaliações que representem adequadamente o nível de degradação do isolamento de cabos de potência.

Cabe ressaltar, contudo, que a perspectiva apresentada não propõe um método ou procedimento ideal para a realização do diagnóstico de cabos isolados, mas fomenta a discussão e evidencia a necessidade de novas abordagens para esse propósito, apontando opções complementares de análise, obtidas de uma extensiva pesquisa bibliográfica, que permitem contornar as limitações e discrepâncias encontradas nas metodologias de diagnóstico atualmente empregadas. Desta forma, fica como proposta de um trabalho futuro a investigação das alternativas apresentadas e a combinação destas para a proposição de uma nova metodologia de diagnóstico, a fim de se construir um modelo que leve em consideração uma maior quantidade de parâmetros, juntamente a uma técnica inteligente capaz de considerá-los conjuntamente. O produto disso é uma ferramenta mais eficaz para a caracterização do estado de degradação do cabo, favorecendo a definição de políticas mais inteligentes para o gerenciamento desse importante ativo, evitando paradas inesperadas e todos os prejuízos decorrentes de sua indisponibilidade.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- Adhikari, D., Hepburn, D. M. and Stewart, B. G. (2018). Comparison of Partial Discharge Characteristics and Degradation in Several Polymeric Insulators. *IET Science, Measurement and Technology*, pp. 1 – 11.
- Ahmad, M. H., Bashir, N., Ahmad, H., Abd Jamil, A. A. and Suleiman A. A. (2014). An Overview of Electrical Tree Growth in Solid Insulating Material with Emphasis of Influencing Factors, Mathematical Models and Tree Suppression. *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*. Vol. 12, No. 8, pp. 5827 ~ 5846.
- Alam, A (2015). Correlation of Breakdown Strength Parameters and their Estimation. Dissertation Thesis, Zakir Husain College of Engineering and Technology Aligarh Muslim University, Aligarh, India.
- Bartnikas, R. (2002). Partial Discharges: Their Mechanism, Detection and Measurement. *IEEE TDEI*, v. 9, n. 5, p. 763-808.
- Batalović, M., Matoruga, H., Berberovic, S. and Matoruga, M. (2019). "Investigation on Partial Discharge Activity inside the Cable Accessories due to Improper Installation of Power Cable Joints". *IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies*, Novi Sad, Serbia, pp. 1-6.
- Birtwhistle, D. et al. (2004). An accelerated wet ageing test on medium voltage XLPE cable. *Australasian Universities Power Engineering Conference*, Brisbane, Australia.
- Bolarin, O., Petri, H., Martti, A. and Ning, G. (2011). Dielectric response measurements as diagnostic tool of power cable systems. Literature review. Helsinki University of Technology, High Voltage Institute, Report TKK-SJT-47, Espoo, Finland, March, 24 p.

- Cheng, Y. et al. (2020), "Statistical Analysis of Partial Discharge Faults of HV Cables". 2020 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Knoxville, TN, USA, pp. 422-425.
- Dias, E. J. e Costa, P. R. (2012) "Diagnóstico dos Cabos Subterrâneos de Energia em Belo Horizonte Através do Método de Descargas Parciais: Uma Viabilidade para Manutenção Preventiva/Preditiva", XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI, Rio de Janeiro, Brasil.
- Ehara, Y., Kishida, H. and Ito, T. (2000), "Prediction of tree initiation by phase angle analysis of discharge magnitude and discharge luminescence on partial discharge," 2000 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (Cat. No.00CH37132), pp. 321-324 vol.1.
- Fuhr, J. and Aschwanden, T. (2017). Identification and localization of PD-sources in power-transformers and power-generators. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, no. 1, pp. 17-30.
- Gouda, O. and El-Faraskory, A. (2011). Partial Discharge Testing of XLPE Underground Cables Insulation. LAP Lambert Academic Publishing GmbH & Co. Germany.
- Gulski, E., Seitz, P. P., Bodega, R. and Hermans, T. (2008). "On-site Testing and PD Diagnosis of HV Power Cables," Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Vancouver, BC, Canada, 2008, pp. 650-653.
- Hartlein, R. et al. (2010), "Diagnostic Testing of Underground Cable Systems (Cable Diagnostic Focused Initiative)," NEETRAC, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology. Georgia. USA.
- Keränen, J., Hämäläinen, A. and Vepsäläinen, J. (2019). "Feasibility Experiences of On-line Partial Discharge Monitoring of Medium Voltage Cables in Helen Electricity Network Ltd". 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärddla, Estonia, pp. 1-4.
- Montanari, G. C. (2016). Partial discharge detection in medium voltage and high voltage cables: maximum distance for detection, length of cable, and some answers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 32(5), pp. 41-46.
- Neier, T., Knauel, J., Bawart, M. J. and Kim, S. (2019) "A Statistical Approach for Condition Evaluation and Residual Lifetime Estimation of MV Power Cables," 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, pp. 791-795.
- Nogueira, F. (2008). Uma Contribuição a Estimativa de Indicadores de Desempenho do Estado Operacional de Cabos Isolados sob a Ação das Arborescências, Tese de Doutorado, UFU, Minas Gerais, Brasil.
- Patsch, R. and Jung, J. (2000). Improvement of the return voltage method for water tree detection in XLPE cables. Presented at Electrical Insulation, IEEE International Symposium on, pp. 133-136, Anaheim, CA, USA.
- Refaat, S. S. and Shams M. A. (2018). "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), Doha, Qatar, pp. 1-5.
- Renforth, L. A., Giussani, R., Mendiola, M. T. and Dodd, L. (2019). "Online Partial Discharge Insulation Condition Monitoring of Complete High-Voltage Networks". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 1, pp. 1021-1029.
- Soma, K., Aihora, M. and Kataoka, Y. (1986). Diagnostic Method for Power Cable Insulation. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-21, n°. 26.
- Steenis, E. F., Ross, R., Van Schaik, N., Boone, W. and D. Van Aartrijk, M. (2001) "Partial discharge diagnostics of long and branched medium-voltage cables," ICSD'01. Proceedings of the 20001 IEEE 7th International Conference on Solid Dielectrics (Cat. No.01CH37117), Eindhoven, Netherlands, pp. 27-30.
- Wang, L., Cavallini, A., Montanari, G. C., Testa L. and Spa T. (2010) "Patterns of partial discharge activity in XLPE: From inception to breakdown," 2010 10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics, pp. 1-4.
- Wang, K., Xiang, E., Xing, L., Zhao, X., Liu, H. and Huang, J. (2019). "Study on Partial Discharge Characteristics of Scratched EPR Cables Based on Pulse Sequence Analysis," 2019 4th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), pp. 371-376.
- Wester, F. J. (2004) "Condition Assessment of Power Cables Using PD Diagnosis at Damped AC Voltages". ISBN 90-8559-019-1, Ph.D. thesis TU Delft.
- Wu, M., Cao, H., Cao, J., Nguyen, H., Gomes, J. B. and Krishnaswamy S. P. (2015). "An overview of state-of-the-art partial discharge analysis techniques for condition monitoring". *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 31, no. 6, pp. 22-35.
- Yin, W., Irwin, P. and Schweickart, D. (2008) "Dielectric breakdown of polymer insulation aged at high temperatures", International Power Modulators And High Voltage Conference, Las Vegas, USA, pp.537-542.
- Zaeni, A., Khayam U. and Viviantoro, D. (2019), "Methods for Remaining Life Prediction of Power Cable based on Partial Discharge with Regard to Loading Factor Calculation and Voltage Variation," 2019 2nd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), Denpasar, Indonesia, pp. 180-185.