



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GGH/19

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO -GGH**

**GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA- GGH**

**COMPARAÇÃO ENTRE MEDIÇÕES DE DESCARGAS PARCIAIS EM BAIXA FREQUÊNCIA E EM ALTA  
FREQUÊNCIA PARA OS ESTADORES DE MÁQUINAS ELÉTRICAS ROTATIVAS**

**Milene A.S Teixeira(\*)**  
Iris Power LP

**Greg C. Stone**  
Iris power LP

**Howard G. Sedding**  
Iris Power LP

**RESUMO**

O teste de Descargas Parciais (DP) tem sido usado por mais de 60 anos como um método para detectar o envelhecimento da isolamento do enrolamento do estator de motores e geradores maiores que 6 kV. Mais recentemente também tem sido usado por fabricantes de máquinas como meio de assegurar a qualidade do enrolamento. Embora ambos os testes online e offline usem os capacitores de alta tensão para detectar DP, os sistemas de medição de DP em uso funcionam tanto no regime de baixa frequência (menos de cerca de 1 MHz) como na faixa de frequência muito alta (30-300 MHz). Com referência a várias normas internacionais, trabalhos publicados, bem como algumas experiências aqui descritas, as vantagens e desvantagens das duas abordagens serão comparadas. Está claro que os testes de DP offline devem ser feitos na faixa de baixa frequência. Para testes online, qualquer método pode ser usado, mas o método de frequência muito alta tornou-se mais popular entre os usuários finais dos geradores, uma vez que eles mesmos podem executar e interpretar os resultados com um risco relativamente baixo de falsas indicações.

**PALAVRAS-CHAVE**

Descargas Parciais, Geradores, Estadores, Testes Online, Testes Offline

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Descargas Parciais podem ocorrer na isolamento elétrica quando se há tensão maior que 3.3kV. DP somente ocorre quando um gás está presente dentro de vazios da isolamento ou este mesmo gás (normalmente ar) está também em vazios na superfície da isolamento onde existe grande estresse elétrico. Se este estresse for grande o suficiente, o gás terá a ruptura da sua rigidez dielétrica, criando o faiscamento oriundo da energia dos elétrons que irá quebrar a ligação molecular de polímeros orgânicos. Dessa forma DP irá envelhecer o isolamento e, eventualmente, causar a falha. Isso ocorre em uma larga variedade de dispositivos elétricos, como transformadores, disjuntores isolados a gás, cabos de potência e máquinas elétricas rotativas. Como cada descargas causa um fluxo de carga, DP pode ser detectada medindo a corrente de pulsos nos terminais de alta tensão do equipamento. Teste offline de DP tem sido amplamente usado pelos fabricantes por quase 100 anos. O objetivo é encontrar imperfeições criadas durante a fabricação das barras que geram os vazios nas isolações e por consequência levam a falha. Nos últimos 30 anos ou mais, os usuários de equipamentos de alta tensão também estão medindo DP durante o funcionamento e ao longo da vida dos mesmos. Muitos processos de envelhecimento podem criar vazios que podem levar a DP, e, assim, DP é muitas vezes um sintoma de processos de envelhecimento térmico e também termomecânico. Ao monitorar a evolução das descargas parciais (DP) ao longo do tempo, os usuários dos equipamentos tem uma ferramenta poderosa para determinar quando uma manutenção ou substituição do próprio equipamento será necessária. Esse artigo vai falar sobre o uso do teste de DP em enrolamentos estáticos de motores e geradores somente.

Ao contrário dos cabos de alimentação, painéis e transformadores, o teste offline de DP raramente é usado como um teste de garantia de qualidade (QA) para as novas bobinas ou enrolamentos. Apenas nos últimos 10-15 anos tem havido um interesse em usá-lo como um teste de QA [2-4].

É mais comum que os usuários finais de máquinas têm usado os testes offline e online de DP para avaliar o estado do isolamento do enrolamento do estator, a fim de determinar se a manutenção é necessária. Modos de falha como bobinas soltas nas ranhuras do estator, contaminação que leva ao tracking elétrico e envelhecimento térmico do isolamento são facilmente detectados [2,5,6]

Existem muitos diferentes tipos de equipamentos para teste de DP que tem sido usados para bobinas e enrolamentos estáticos. A maioria usa um capacitor para detectar as correntes de pulso de DP na presença da alta tensão de 50/60 Hz. A instrumentação para medir os pulsos de corrente Dp geralmente inclui um conversor analógico digital que determina a repetição, a amplitude e o ângulo de fase (em relação ao ciclo de 50/60 Hz CA) da descarga parcial. No entanto, quase todas as marcas de sistemas de monitoramento de DP trabalha em uma parte diferente do espectro de frequência. Uma vez que cada pulso de descarga parcial é o resultado de um breve fluxo de elétrons com duração de apenas alguns nanossegundos, através da transformada de Fourier, são criadas frequências de 0 Hz a várias centenas de MHz por cada descarga. Assim, a DP pode ser detectada em uma ampla faixa de frequências, fato que afetará o que realmente é medido. Este artigo discute como a faixa de frequência afeta a detecção de DP em bobinas individuais e enrolamentos estáticos.

## 2.0 - PADRÕES PARA DETECÇÃO DE DP

A norma mais comum referida para medição de DP é IEC 60270 [1]. Este documento descreve os circuitos de teste para a medição de DP e descreve o processo para calibrar a amplitude em mV medida no pulso DP em pico Coulombs (pC). Pico Coulombs, uma unidade de carga, é tradicionalmente usado para medição de DP, uma vez que o dano ao isolamento orgânico pela descarga será relacionado ao número de elétrons na descarga, isto é, a carga. Uma vez que a parede de isolamento em enrolamentos de estator de alta tensão é parcialmente mica inorgânica, esta suposição pode não ser válida [7]. IEC 60270 assume normalmente que um capacitor detecta DP, e que o objeto de teste também é predominantemente capacitivo (o que não é verdadeiro para os enrolamentos do estator). IEC 60270 também sugere que a frequência de medição esteja em qualquer lugar na faixa de 50 kHz a 1 MHz. Qualquer frequência pode ser usada nesse intervalo, embora categorize duas sub-classes de detecção:

- detecção de banda estreita na faixa de 9-30 kHz com uma frequência central entre 50 kHz e 1 MHz
- Detecção de banda larga na faixa de 100 kHz a 900 kHz.

A detecção de DP acima de 1 MHz não é coberta por esta norma.

Em 2016, a IEC 62478 foi publicada [8]. É um documento complementar à IEC 60270 e cobre a faixa de frequência acima do documento 60270. Em particular, define os seguintes intervalos:

- Baixa frequência (LF) abaixo de 3 MHz (ou seja, aproximadamente a faixa de frequências na IEC 60270)
- Alta frequência (HF) - 3 a 30 MHz
- Frequência muito alta (VHF) - 30 a 300 MHz
- Ultra alta frequência (UHF) - 300 a 3000 MHz.

Além da detecção do DP por capacitores, este novo documento indica que o DP pode ser medido por transformadores de corrente de alta frequência (HFCTs) e diferentes tipos de antenas UHF. Na seção 4.3.6, a norma deixa claro que acima da faixa de LF, uma calibração direta em pC não é viável, como foi apontado no passado [7, 9]. Em vez disso, efetua-se uma "verificação de sensibilidade" comparando um teste de LF para DP convencional (medido em pC) com um teste na faixa HF, VHF ou UHF (medido em mV ou dbm). O documento identifica vários esquemas práticos para a medição da DP acima da faixa LF em painéis comutadores, transformadores e enrolamentos de estator.

## 2.1 TESTE OFFLINE EM ENROLAMENTOS E BOBINAS DO ESTATOR

IEC 60270 e IEC 62478 são normas que se aplicam a qualquer tipo de equipamento de alta tensão. IEC também preparou dois documentos especificamente para os enrolamentos do estator e bobinas em motores e geradores. IEC 60034-27 (que, quando revisto será chamado IEC 60034-27-1) discute o ensaio offline de DP em bobinas e enrolamentos completos do estator [2]. O documento, preparado antes da publicação da IEC 62478, sugere que tanto para bobinas quanto para enrolamentos completos, o teste de DP seja feito na faixa de frequência da IEC 60270 (ou seja, abaixo de 1 MHz) e com um equipamento aquisitor de dados de banda larga (para minimizar a superposição dos efeitos dos pulsos de DP).

As barras e bobinas do estator são principalmente capacitivas por natureza. Assim, a faixa de LF permitirá que a DP seja medida em pC nos testes em bobinas e barras do estator. Teoricamente, isso implica que o mesmo nível

de DP em pC deve ser medido em uma bobina ou barra, independente da faixa de frequência específica e do fabricante do aquisitor de dados de DP. Na prática, pode haver uma diferença de três vezes na amplitude de DP em pC no mesmo objeto de teste [3, 10], presumivelmente devido a diferentes faixas de frequência e impedâncias do aquisitor, mesmo estando na faixa LF. Como discutido mais adiante, diferentes instrumentos de LF também calculam a amplitude de pico de DP de diferentes maneiras.

Os enrolamentos completos do estator são capacitivos e indutivos por natureza. Isto dá origem a um conjunto complexo de frequências de ressonância no enrolamento. Como resultado, com o processo de calibração IEC 60270, diferentes fatores de calibração (pC por mV) são medidos em diferentes frequências. Tanto quanto uma diferença de 30 a 1 na amplitude em pC pode ocorrer no mesmo enrolamento, dependendo se existe uma frequência de ressonância de enrolamento que corresponde à faixa de frequências do aquisitor de dados em LF DP [7]. É por esta razão que a IEC 60034-27 seção 5.2 e 8.1 dizem que uma medição em pC em um enrolamento completo não é formalmente possível, e assim a amplitude de DP (medida em pC ou mV) é um indicador relativo de amplitude de DP. Por conseguinte, a amplitude de DP só pode ser utilizada como um teste de comparação, por exemplo, comparando a amplitude de DP em estatores com exatamente o mesmo projeto utilizando o mesmo aquisitor de dados e faixa de frequência. Alternativamente, se o mesmo aquisitor de dados de DP e a mesma faixa de frequência são usados, então a tendência da amplitude da DP ao longo do tempo pode ser medida cientificamente. De acordo com as normas, não faz sentido técnico dizer 10.000 pC medido em um gerador de 100 MW é menos severo do que 50.000 pC em um gerador de 200 MW, mesmo que o mesmo aquisitor de dados de DP for usado. Isto é porque as frequências de ressonância nas máquinas de 100 e 200 MW podem de ser completamente diferentes, e assim desencadear diferentes respostas a partir do aquisitor de dados de DP.

A IEC 60034-27 indica que é melhor medir descargas parciais em testes offline em um enrolamento completo do estator em faixa de banda larga em LF. Isso ocorre porque em um teste offline, todas as bobinas são energizadas com a tensão do teste e, portanto, qualquer bobina no estator pode ter DP. Devido à natureza indutiva - capacitiva do enrolamento do estator, se ocorrer um pulso DP, por exemplo no fechamento de neutro do enrolamento, e o sensor de DP estiver localizado na extremidade de fase do enrolamento, é provável que o pulso de DP seja atenuado e distorcido à medida que se propaga a partir da extremidade neutra para a localização do sensor DP [11]. Quanto maior a frequência de detecção, maior é o efeito de atenuação [2]. Deste modo, a detecção de DP na faixa LF normalmente produz menos atenuação, e é mais provável detectar DP longe do sensor DP.

## 2.2 TESTE ONLINE DE DP PARA ENROLAMENTOS COMPLETOS

Em 2012, foi emitida a IEC 60034-27-2. Ela discute a medição de DP online em motores e geradores, isto é, durante o funcionamento normal da máquina [5]. Este documento identifica os diferentes tipos de sensores que podem ser usados para a detecção online de descargas parciais (capacitores de capacitâncias diferentes, HFCTs e antenas UHF como SSCs). Há também uma extensa discussão sobre a necessidade de confiabilidade do sensor, já que se um capacitor de detecção de DP falhar, causará uma interrupção forçada da máquina. No entanto, ao contrário dos testes offline, note-se que qualquer faixa de frequência (LF, HF, VHF e UHF) pode ser utilizada e tem sido utilizada. De 1950 a 1980, apenas a detecção de DP em baixa frequência foi empregada, tipicamente com um capacitor de 1 nF em cada fase ou um HFCT no neutro de enrolamento. No entanto, os sinais medidos não continham apenas DP do enrolamento do estator, mas também sinais elétricos de alta frequência provenientes de ruídos e fontes de distúrbios - como corona da linha de transmissão, faiscamento de contatos elétricos e de do anel deslizante, o ruído de comutação do variador de velocidade variável etc. Isso tornou a extração dos pulsos de DP da interferência externa a máquina difícil. Normalmente, apenas especialistas com vários anos de experiência poderiam fazer um diagnóstico confiável [12]. Como resultado, desde a década de 1980, vários pesquisadores exploraram a realização de medições online de DP em frequências mais altas (não apenas em máquinas, mas também em painéis isolados a gás, cabos e transformadores).

A vantagem do monitoramento de DP nas frequências mais altas foi que melhores métodos de supressão de ruído e perturbações eram possíveis [5, 8]. Por exemplo, o método de tempo de voo para separar a DP do estator do ruído do sistema de alimentação pode ser implementado se dois sensores forem instalados por fase na ligação de barramento ou cabo entre o sistema de alimentação e a máquina (Figura 1 na IEC 60034-27-2) [5, 6]. Além disso, os pesquisadores observaram que a forma do pulso é diferente entre a DP do estator e a maioria dos tipos de ruído do sistema de potência. Isso permitiu a separação de ruído com base na análise de forma de pulso no domínio do tempo [5, 6] ou usando uma técnica baseada em software chamada mapas de frequência de tempo [5]. Todos estes três métodos exigem que o tempo de chegada do pulso seja medido com uma precisão no domínio do tempo de alguns nanossegundos e a forma do pulso seja registrada na faixa VHF. Se os sinais foram adquiridos na faixa LF, o tempo relativo de chegada do pulso a partir de dois sensores não pode ser distinguido, nem a forma do pulso. Outro método utiliza antenas UHF dentro do gerador. Na faixa UHF é quase impossível que os sinais de ruído de fora da máquina penetrem dentro da estrutura, em comparação com sinais de ruído LF ou mesmo VHF. Assim, sensores UHF parecem fornecer a maior imunidade de ruído [5, 6, 13].

A limitação do monitoramento online de DP em VHF e UHF DP se dá pelo fato que a DP que se origina no enrolamento do estator, fisicamente distante do sensor, é normalmente mais atenuada do que a DP próxima ao

sensor. Assim, todos os padrões IEC advertem aos usuários que a DP remota aos sensores não pode ser detectado nas faixas VHF e UHF. A referência 11 sugere que os métodos VHF podem detectar DP em apenas 10-15% do enrolamento, embora isto possa ter menos impacto, uma vez que a tensão da bobina / barra vai diminuindo ao longo da fase em direção do fechamento do neutro. Assim, é importante instalar quaisquer sensores o mais próximo possível das bobinas / barras que operam nas tensões mais elevadas que são mais susceptíveis de ter DP, em vez de perto de barras ou bobinas que funcionam em tensões mais baixas.

### 3.0 - COMPARAÇÃO DE DP MEDIDA EM DIFERENTES FAIXAS DE FREQUÊNCIAS

Para ilustrar a diferença entre aquisitores de dados de DP usando diferentes faixas de frequências, descargas parciais offline foi medida em 2 estatores, com DP medida ao mesmo tempo aproximadamente usando diferentes faixas de frequência.

#### 3.1 Comparação LF vs VHF da DP offline no estator de um motor

Os testes offline de DP foram realizados utilizando equipamentos de monitoração em LF e VHF em um enrolamento de estator de motor de 13,2 kV e 6000 HP. O teste LF foi realizado com um analisador PDTech DeltaMaxx usando um capacitor de detecção de 1000 pF. Ele operava no modo de banda larga na faixa de frequência 40 - 800 kHz. A fase C apresentou a maior atividade e é mostrada na figura. 1. A figura 1(a) mostra o padrão de DP em fase resolvida (PRPD) obtida após a estabilização em 8 kV (pouco acima da tensão nominal fase - terra). A figura. 1(b) mostra o gráfico PRPD medido a mesma fase do enrolamento do estator com a mesma tensão usando um sensor de 80 pF e um instrumento TGA-B de Iris Power. A faixa de frequência de detecção DP é de 40-350 MHz, VHF.

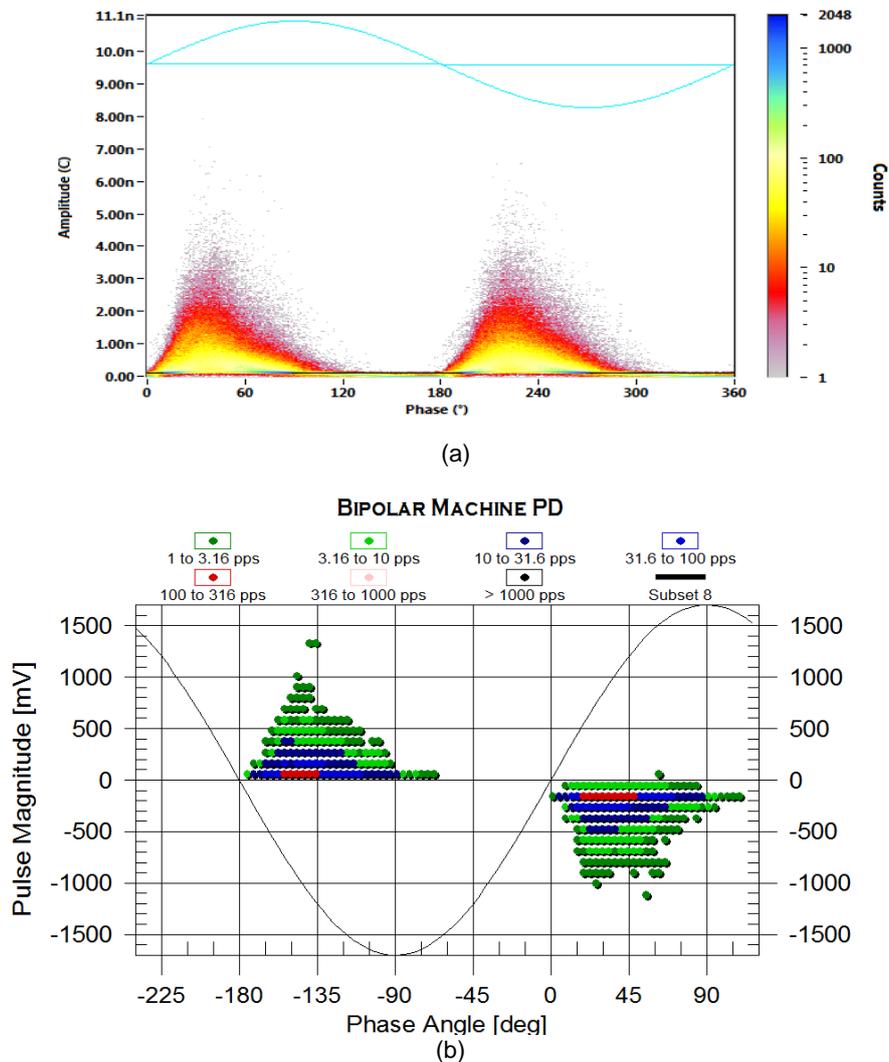


Figura 1 - Teste offline de descargas parciais em um enrolamento de estator medido nas faixas de frequência LF (a) e VHF (b). A escala vertical é a amplitude do pulso aparente em nC ou mV. A escala horizontal é o ângulo de

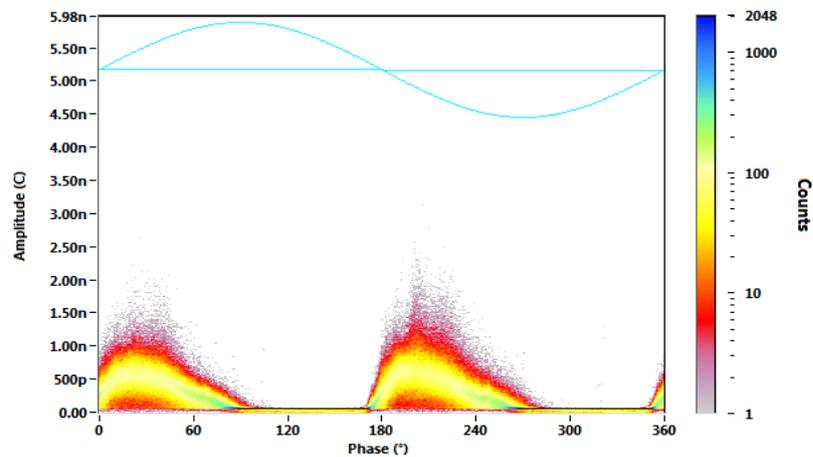
fase do ciclo de 60 Hz AC. A cor dos pontos representa o número de pulsos de DP por segundo. Observe que o gráfico VHF PRPD mostra a polaridade dos pulsos. No gráfico LF PRPD a polaridade do pulso é suprimida, mas pode ser inferida a partir de sua posição no ciclo AC.

A amplitude de pico de DP ( $Q_m$ ) para a medição em VHF (calculada utilizando a definição para instrumentos digitais na IEC 60034-27) é +816 mV e -912 mV. Este  $Q_m$  é a amplitude em uma taxa de repetição de pulso de 10 pulsos por segundo (pps). O instrumento de medição em LF calculou  $Q_m$  como sendo 2,5 nC, usando a mesma definição de 10 pps. No entanto, alguns instrumentos LF calculam a amplitude de pico de DP utilizando um método baseado numa definição analógica da maior amplitude repetitiva num comboio de pulsos, tal como definido na IEC 60270.

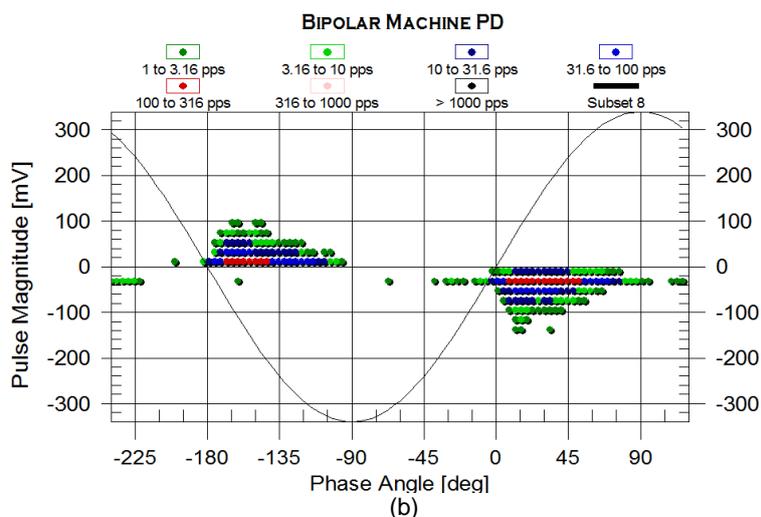
A fase C do enrolamento do estator tem uma razão de 2,7 pC / mV entre os aquisitores de dados LF e VHF. No entanto, note as precauções relatadas na IEC 60034-27 e em vários artigos [2-4, 7, 9] que diferentes marcas de instrumentos de DP poderão mostrar diferentes níveis de pC, mesmo sob as mesmas condições de teste. Os padrões de PRPD e a relação entre DP positiva e negativa são essencialmente os mesmos entre LF e VHF.

### 3.2 Comparação LF vs VHF da DP offline no estator de um turbogerador

O enrolamento do estator de um gerador de 18 kV, 200 MVA refrigerado a hidrogênio também foi submetido a um teste offline de DP usando ambos os instrumentos LF e HF descritos acima. Os ensaios foram feitos a cerca de 9,7 kV, um pouco abaixo da tensão nominal fase - terra, refrigerado a ar à pressão atmosférica. A figura. 2a mostra o gráfico PRPD da fase C, que tinha a atividade de DP mais elevada. O gráfico mostra DP clássica na isolação para terra (ver IEC 60034-27 para parcelas de PRPD associadas a cada tipo de fonte de DP), com atividade DP positiva e negativa aproximadamente iguais. Foi medido um  $Q_m$  de 1,1 nC.



(a)



(b)

Figura 2: Teste offline de DP em LF (a) e VHF (b) em um turbogerador de 200 MVA

A figura. 2b mostra o gráfico LPD medido em VHF na fase C sob as mesmas condições de ensaio que o teste LF. Mostra o mesmo padrão PRPD que para o teste LF. O  $Q_m$  (calculado a 10 pps) é +106 mV e -121 mV. Assim, a relação entre o teste LF em pC e o teste VHF em mV é de 9,1 pC / mV, que é substancialmente diferente da relação medida no motor.

#### 4.0 - VANTAGENS DA MONITORAÇÃO LF E VHF

Testes offline em bobinas / barras e enrolamentos completos do estator devem ser realizados na faixa LF, embora as Figuras 1 e 2 mostrem que os padrões PRPD são essencialmente os mesmos. Para testes de bobina / barra, isto permitirá que a Dp seja quantificada cientificamente em termos de carga aparente (pC). Para enrolamentos, a faixa LF maximiza a sensibilidade a DP em mais bobinas / barras no enrolamento.

A escolha entre LF e VHF (ou UHF) é mais difícil para testes online. As vantagens básicas do teste LF para testes offline, conforme descrito nos padrões IEC [5, 8], incluem:

- Maior sensibilidade à DP ocorrendo em bobinas mais afastadas (no espaço ou no circuito) do sensor. Esta vantagem é talvez menos importante do que para os testes offline, uma vez que a tensão bobina / barra diminui linearmente através do circuito do terminal de fase para o fechamento do neutro. À medida que a tensão diminui, a amplitude da DP e o número de vazios que produzem DP diminuem também.
- A mesma instrumentação utilizada para testes offline pode ser utilizada para testes online, reduzindo os custos de instrumentação.
- Normalmente apenas um único sensor por fase (3 por máquina) é necessário para o teste LF.

Em contraste, as tecnologias VHF e UHF tem diferentes vantagens:

- Existe maior imunidade ao ruído e perturbações do sistema de potência com os métodos VHF e UHF, o que reduz o risco de falsas indicações de problemas no enrolamento do estator. Também isto implica que são necessários menos conhecimentos para executar e interpretar os resultados de DP, uma vez que existe um risco mais baixo da DP do estator ficar obscurecida pelo ruído. Isto implica em um menor custo de teste marginal. Consequentemente, a monitoração contínua da DP tem menos probabilidade de dar indicações falsas.
- Com alguns dos métodos VHF e todos os métodos UHF, é possível localizar com mais certeza onde a DP está ocorrendo dentro do enrolamento.
- A maioria dos sensores capacitivos de DP em métodos VHF pode satisfazer os requisitos de confiabilidade do sensor estipulados na IEC 60034-27-2, reduzindo assim o risco de um sensor levar a máquina a falha devido a sua instalação.
- Bancos de dados revisados contendo centenas de milhares de resultados de testes foram resumidos em tabelas de DP "alta" e "baixa". Esses níveis de severidade foram confirmados por inspeções visuais em centenas de máquinas [14].

É claro a partir das normas IEC que tanto os testes LF e VHF podem detectar DP em um enrolamento. O método LF tende a ser preferido por OEMs e provedores de serviço de teste que têm a experiência para separar a descarga parcial do ruído e julgar a gravidade com base nas suas respectivas experiência com máquinas semelhantes. Usuários finais de máquinas tendem a usar os métodos VHF e UHF já que o próprio pessoal de campo pode realizar o teste e fazer uma interpretação básica com relativamente pouco treinamento e experiência.

#### 5.0 - CONCLUSÃO

Os testes offline de DP se comparados lado a lado mostraram que a descarga parcial pode ser detectado na faixa de 40-800 kHz (LF) bem como na faixa de 40-350 MHz (VHF). As normas sugerem que faixa de frequência LF seja utilizada para testes offline em bobinas e enrolamentos. No entanto, a escolha do teste LF vs VHF não é tão claro para o teste online de DP motores e geradores. LF pode detectar mais DP no enrolamento, mas ao custo de um risco muito maior de falsas indicações quando comparado ao teste VHF.

#### 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. IEC 60270, "High Voltage Test Techniques. Partial Discharge Measurements.", 2015
2. IEC TS 60034-27, "Off-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines", 2006
3. **A. PETIT, "COMPARISON OF PD AMPLITUDES OF STATOR BARS TAKEN WITH DIFFERENT INSTRUMENTS", PROC IEEE ELECTRICAL INSULATION CONFERENCE, JUNE 2015, PP 255-261.**

4. M.J. da Silva, et al, "On the Variability of PD Results Among Expert Independent Laboratories", Proc IEEE Electrical Insulation Conference, June 2016, pp194-197
5. IEC TS 60034-27-2 "On-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines", 2012.
6. G.C. Stone, V. Warren, "Objective Methods to Interpret Partial-Discharge Data on Rotating-Machine Stator Windings" IEEE Transactions on Industry Applications. Vol.42, No.1, January/February 2006, pp 195-200.
7. G. C. Stone, "Calibration of PD Measurements for Motor and Generator Windings--Why It Can't Be Done," IEEE Electrical Insulation Magazine, 9-12, January 1998.
8. IEC 62478, "High Voltage Test Techniques – Measurement of Partial Discharges by Electromagnetic and acoustic Methods", 2016
9. I. Kemp et al, "Calibration Difficulties Associated with PD Detectors in Rotating Machines", Proc IEEE Electrical Insulation Conference, October 1987.
10. S. Ul Haq et al, "Comparative Study of IEC 60270 Compliant Instruments for PD Pattern Acquisition", IEEE PCIC, Sept 2016.
11. M. Henriksen et al, "Propagation of PD and Noise Pulses in Turbine Generators", IEEE Trans EC, Sept 1986, pp161-166.
12. G.C. Stone, "A Perspective on Online Partial Discharge Monitoring for Assessment of the Condition of Rotating Machine Stator Winding Insulation", IEEE Electrical Insulation Magazine, Sept 2012, pp 8-12.
13. G.C. Stone et al, "Relative ability of UHF antenna and VHF capacitor methods to detect partial discharge in turbine generator stator windings", IEEE Trans DEI, Dec 2015, pp 3069-3078.
14. H.G. Sedding, et al, "Progress In Interpreting On-Line Partial Discharge Test Results From Motor And Generator Stator Windings", Paper A1 – 202, CIGRE, 2016

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

### Greg Stone

O Dr. Greg Stone é Engenheiro especializado em dielétricos e pesquisador da Iris Power. Dr. Stone possui Ph.D em engenharia elétrica pela Universidade de Waterloo, e é engenheiro profissional registrado em Ontário. Por 15 anos, trabalhou para a Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, desenvolvendo testes de diagnóstico e envelhecimento acelerado para determinar o estado do isolamento elétrico em equipamentos de alta tensão. Ele também foi o principal mentor para o teste PDA, um teste de descarga parcial online para testes de enrolamentos de estator de geradores de energia hidráulica, que é agora o teste predominante de seu tipo, e usado pela maioria dos principais geradores de energia em todo o mundo. Dr. Stone é autor de mais de 80 artigos científicos (muitos convidados), escreveu um livro, detém 4 patentes, e representa o Canadá na Comissão Técnica Internacional Electro na área de máquinas rotativas. Em 1984, ele foi selecionado pelos 300.000 membros do Instituto de Engenheiros Elétricos e Elétricos (IEEE) como Outstanding Young Engineer, o único canadense a ser selecionado. Ele também é ex-presidente da IEEE Dielectric and Electrical Insulation Society. Ele é um membro do IEEE.

### Howard Sedding

Dr. Howard Sedding formou-se em engenharia elétrica e eletrônica na Universidade de Strathclyde (Bsc) e, em seguida, adquiriu MSc e PhD. Sua tese de doutorado foi sobre a degradação do isolamento de mica epoxi usado em máquinas rotativas. A maior parte da carreira do Dr. Sedding foi dedicada à Divisão de Pesquisa da Ontario Hydro, mais tarde conhecida como Kinectrics. Ele esteve envolvido ou foi responsável por inúmeros projetos relacionados à especificação, testes, monitoramento e manutenção de sistemas de isolamento elétrico sólido, líquido e gasoso em uma ampla gama de equipamentos elétricos de alta tensão. Ele é atualmente, empregado como engenheiro de isolamento na Iris Power. Howard é membro ativo de inúmeros comitês técnicos e contribuiu para muitos padrões IEEE e IEC relacionados ao isolamento elétrico. Especificamente, é o presidente do comitê canadense de IEC TC112 (Avaliação e qualificação de materiais e sistemas de isolamento elétrico), o Secretário Internacional de IEC TC42 (Técnicas de teste de alta e alta tensão) e é o representante canadense para Cigre SC A1 Máquinas rotativas). Em 2006 foi Presidente Geral do IEEE Symposium Internacional de Isolamento Elétrico e foi co-presidente técnico da conferência de isolamento elétrico em 1999 e 2001. De 1994 a 1999 ele foi membro do DEIS AdCom. Howard é autor e co-autor de mais de 150 artigos técnicos.



Milene Teixeira

Milene Teixeira é graduada em engenharia industrial elétrica pelo CEFET-MG. Possui duas especializações sendo em engenharia da produção pela FEG-UNESP e em marketing pela FGV. Atua como gerente nacional de vendas pela Iris Power LP em todo território brasileiro desde 2011. Autora e co-autora de mais de 6 artigos na área de manutenção preventiva. Membro do CIGRE-Brasil e do comitê A1 Máquinas rotativas.