



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

BR/GMI/28
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

**VINTE E CINCO ANOS DE EXPERIÊNCIA EM TESTE ONLINE DE DESCARGA PARCIAL EM
HIDROGERADORES**

**Milene De A.S.Teixeira
QUALITROL IRIS POWER**

**Mladen Sasic
QUALITROL IRIS POWER**

RESUMO

As descargas parciais (PD) são pequenas faíscas elétricas as quais indicam qual a condição do isolamento elétrico dos enrolamentos do estator de um hidrogerador. Um método online de medir PD, usando no mínimo dois sensores por fase, tem sido aplicado a muitos milhares de hidrogeradores (incluindo a maioria das grandes hidrelétricas na América do Norte), ao longo de 25 anos, desde a sua introdução comercial.

A tecnologia foi desenvolvida pela Ontario Hydro (agora Ontario Power Generation) em pesquisa originalmente financiado pela Associação de Eletricidade Canadense e a continuação deste trabalho resultou em pesquisas centradas na monitorização contínua, patrocinada pela New York Power Authority e EPRI.

Este artigo irá rever a história do desenvolvimento do teste "PDA", e descrever brevemente o método de ensaio. Avanços na interpretação de PD durante a última década serão descritos. Em particular, níveis elevados de PD foram estabelecidos. Além disso, vários métodos para identificar as causas de PD com base em seus padrões relacionados ao ciclo de 60 Hz AC e ao efeito da condição de gerador em operação são relatados. Finalmente, alguns estudos de casos recentes do uso de teste online de PD, para detectar problemas nos enrolamentos do estator serão abordados.

PALAVRAS-CHAVE

Descargas Parciais, Hidrogerador, Monitoramento, Enrolamento, Estator

1.0 - INTRODUÇÃO

Uma das causas mais comuns de falha em hidrogerador é a ruptura da isolação elétrica do enrolamento do estator. A isolação de alta tensão, a qual é normalmente fabricada com fita de papel de mica impregnada com epoxy, irá se deteriorando gradualmente devido a esforço térmico, mecânico e elétrico, muitas vezes acelerado por umidade e sujeira. Eventualmente, o envelhecimento reduzirá a rigidez dielétrica do isolamento para o ponto onde a tensão transitória a partir do sistema de energia irá causar uma falha elétrica. O processo de falha normalmente leva muitos anos, e às vezes muitas décadas. Se o gerador é retirado de serviço a cada ano ou dois, muitas vezes é possível detectar os processos de envelhecimento com off-line testes e um exame visual do enrolamento do estator por um perito.

No entanto, essas interrupções reduzem a disponibilidade do gerador, e também expõe a máquina a riscos uma vez que o gerador pode ser danificado durante a desmontagem.

Para reduzir a necessidade de interrupções dos geradores, algumas plantas gostariam de implementar a manutenção baseada em condição, em que o gerador está fora de serviço apenas quando as condições

monitoradas indicam que algum problema, passível de gerar falhas, está se desenvolvendo. Há muitos sistemas de monitoramento online, incluindo (classificados por popularidade): Monitoração de temperatura de estator e rotor; monitoração de vibração de mancais; teste de descargas parciais; monitoramento de ozônio; monitoramento de air gap; monitoração de vibração de cabeça de bobinas; monitoração de fluxo magnético de rotores.

- Monitoração de temperature do estator e rotor;
- Monitoração de vibração de mancais;
- Teste de descargas parciais;
- Monitoração de Ozônio;
- Monitoração de Air Gap;
- Monitoração de vibração de cabeça de bobina;
- Monitoração de fluxo magnético de rotor.

Cada um desses sistemas de monitoração detecta problemas diferentes e, portanto, eles tendem a ser complementares.

Depois da temperatura do rolamento e monitoração de vibração, a técnica mais utilizada é o monitoramento online de descargas parciais (PD). Esta tecnologia foi inventada por Johnson da Westinghouse há mais de 60 anos atrás. PD são pequenas faíscas elétricas que podem ocorrer dentro do isolamento do enrolamento do estator. PD é normalmente um sintoma de deterioração do isolamento das bobinas ou barras do estator causado pelo envelhecimento térmico, bobinas soltas na ranhura ou enrolamentos contaminados. PD pode também ser uma causa de falha, ainda que o processo de falha é geralmente muito lento se PD é a única causa da deterioração do isolamento. Cada "faísca" de PD produz um pulso de corrente que pode ser detectada nos terminais da máquina. Sistemas de monitoramento PD mede os pulsos de corrente e mostram uma tendência. Se a PD apresenta uma tendência crescente, ou se um gerador tem PD superior ao de outros hidrogeradores idênticos, então o enrolamento do estator que necessita de manutenção pode ser identificados.

Embora, em princípio, PD teste é simples, uma série de melhoramentos tecnológicos eram necessários para fazer o teste online de PD prático. Esse artigo revisa a história de desenvolvimento do teste online de descargas parciais mais popular para hidrogeradores, chamado análise de descargas parciais (PDA teste). Esse teste foi formalmente iniciado a sua comercialização em 1986 e agora é usado aproximadamente 6000 hidrogeradores no mundo.

2.0 - EVOLUÇÃO DE UM PROJETO DE PESQUISA COLABORATIVA ENTRE AS GERADORAS DE ENERGIA DA AMÉRICA DO NORTE

Testes online de descargas parciais estavam disponíveis por alguns fabricantes de hidrogeradores nos anos 50 e 60. Tais testes se mostraram ser eficazes para detectar problemas no enrolamento do estator, em particular provocados por descargas nos slots devido a enrolamentos soltos [1, 2].

Além disso, algumas companhias geradoras, como TVA e Ontario Hydro (agora chamado de Ontario Power Generation) desenvolveram seus próprios métodos de ensaio [3, 4]. Todos os métodos disponíveis usavam acopladores capacitivos ou transformadores de corrente de alta frequência (HFCTs) para detectar o PD. Normalmente, um osciloscópio exibia pulsos de PD em relação sinal AC. Um aspecto comum a estes testes foi a necessidade de um especialista para separar quais os sinais eram oriundos de PD do enrolamento do estator e quais eram de fontes de ruídos externo ou interno a máquina em questão. Essas fontes de ruídos incluem transientes causados por excitadores estáticos, faíscas de anéis do rotor, problemas de conexões elétricas da casa de força, arco do barramento isolado, coronas da subestação, etc. Sem um especialista para interpretar os sinais na tela do osciloscópio, o ruído pode ser interpretado como PD proveniente do estator e um diagnóstico errôneo será concluído.

Nos meados de 1970, a Associação Canadense de Elétrica (CEA) decidiu financiar um projeto de pesquisa para desenvolver um teste PD online menos subjetivo para estatores de hidrogeradores que poderiam ser realizados pelos próprios técnicos e engenheiros da planta. A motivação era reduzir os custos de testes desde que os funcionários próprios fariam os testes em vez de especialistas externos. Além disso, companhias geradoras de energia poderiam determinar o nível de PD livre de qualquer conflito de interesse, que alguns prestadores de serviços de testes poderiam ter com base no nível de PD. A divisão e pesquisa da Ontario Hydro apresentou uma proposta para fazer uma pesquisa com o intuito de encontrar maneiras de separar o sinal de PD do estator de todos os outros diferentes sinais (ruído). O Sr. Mo Kurtz era o líder do projeto. Dr. Ray Bartnikas (Hydro Quebec), o Sr. George Dang (BC Hydro) e Mr. Bill McDermid (Manitoba Hydro) foram os consultores externos. Como será discutido mais tarde, os principais resultados da pesquisa era um sensor de capacitância baixa (ou acoplador) feita a partir de um pequeno pedaço de cabo de energia que está permanentemente ligado ao estator (Figura 1), um método diferenciado para separar PD do ruído e instrumento analógico /digital (o chamado Analisador de descarga parcial ou PDA) para contar os pulsos de PD, medir a sua amplitude e taxa de repetição. O projeto de pesquisa resultou em protótipos de instrumentos que foram utilizados no início de 1980 por várias plantas de geração canadenses que instalaram os acopladores capacitivos necessários. Trabalhos técnicos iniciais sobre teste PDA

estão nas referências [5-7]. Em 1986, a tecnologia foi oficialmente licenciado pela Ontário Hydro e a CEA a FES International, um precursor de Adwel, que mais tarde se fundiu com Iris Power Engineering.



Figura 1: Foto de um sensor tipo cabo de 80 pF (em processo de instalação) que foi amplamente utilizado na década de 1980 para detectar o PD em hidrogeradores.

Na década de 1990 ocorreram diversos desenvolvimentos. Um deles foi a criação de "acoplador de epóxi mica" (EMC) como uma alternativa para o sensor tipo cabo. Outro desenvolvimento foi o desenvolvimento de um instrumento totalmente digital (o chamado PDA-IV) que tinham separação de ruído superior, bem como a capacidade de visualizar o sinal de PD usando a referência AC 50 ou 60 Hz. Finalmente, com o patrocínio parcial da Autoridade de Energia de Nova Iorque (NYPA) e do Instituto de Pesquisa de Potência (EPRI), foi a implementação de sistemas de monitoramento contínuo de PD.

Em 2011, 25 anos após a primeira comercialização da tecnologia PDA, o teste já foi implementado pelas usinas hidrelétricas em todo o mundo. É claro que o Canadá e os EUA foram os primeiros, e então o Brasil. Agora, os países mais desenvolvidos, com significativa geração hidrelétrica, estão usando os testes PDA em maior ou menor grau. A exceção é a França, onde o teste PDA não tem sido implementado.

3.0 - PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS TÉCNICOS PARA DETECÇÃO E MONITORAMENTO

Como mencionado anteriormente, houve três desenvolvimentos técnicos importantes que aconteceram para que o teste PDA se tornasse prático. A seguir discute-se os desenvolvimentos mais importantes (e ignora muitos detalhes menos importantes e "becos sem saída" que não foram utilizados no longo prazo).

Até o desenvolvimento do teste PDA, os sensores mais comuns usados para detectar PD em enrolamentos de estator eram transformadores de corrente de alta frequência conectados entre o estator e o neutro do transformador, e um capacitor nos terminais de saída de 1000 pF. Estes sistemas trabalham na baixa frequência "LF", geralmente <1 MHz. A disponibilidade de osciloscópios de 100 MHz, que possibilitaram leituras (analógica) de pulsos e armazenamentos desses dados, como a Tektronix 466 em meados dos anos 1970, levaram a conclusão de que pulsos de PD tem um tempo de subida de apenas alguns nanossegundos, e, portanto, tinha componentes de frequência de Fourier > 100 MHz. Além disso usando receptores de rádio frequência, foi detectado que a maioria dos ruídos nas plantas de geração hidrelétrica vinham dos excitadores estáticos, e outros equipamentos e manobras que produziam frequências <10 MHz. Assim, para otimizar a relação sinal PD ruído (SNR) e, consequentemente, para reduzir o risco de falsos indícios, foi tomada a decisão de utilizar uma faixa de frequências de medição maior que 40 MHz. Assim a vantagem de um acoplador capacitivo, no terminal de alta tensão pode ser pequeno, o que significava uma capacitância fisicamente menor. Após a experimentação utilizando o condutor central de um cabo de energia, como um eletrodo de alta tensão de um capacitor, e a blindagem do cabo como outro eletrodo de baixa tensão, um acoplador 80 pF foi determinado. O capacitor em 60 Hz resultou em um filtro com frequência de corte de 40 MHz, o que era muito incomum na época. Como discutido nas IEEE 1434 e IEC 60034-27-2, a utilização da frequência muito elevada (VHF) para detecção de PD tem uma limitação no entanto, uma vez que significa que a descarga parcial ocorrendo longe dos terminais da máquina (próximo ao neutro menor tensão e por consequência menor ou insignificante PD) não pode ser detectado.

Outra inovação foi o uso de um mínimo de dois sensores por fase e também o fato de que é preciso tempo para os pulsos de PD e ruído de viajar ao longo do barramento tipo anel, para fornecer um meio adicional de separar e distinguir PD e ruído. Para utilizar o método "tempo de voo" para separação de ruído, os acopladores são normalmente instalados no final do barramento tipo anel do estator, onde o barramento é conectado ao circuito paralelo de bobinas (Figura 2). A velocidade de propagação de pulsos elétricos ao longo do circuito de barramento em anel é aproximadamente a velocidade da luz: 300,000 km / s, ou de cerca de 1 pé por nanossegundo. O conceito básico é que, se um pulso de ruído elétrico é proveniente do sistema de alimentação (Figura 2a), que vai trafegar no barramento anel, dividindo-se no barramento e se propagado em ambas as direções. Se o circuito de barramento em anel é o mesmo comprimento, tanto para a esquerda e para a direita dos terminais (que é, na verdade, raramente o caso), o pulso de ruído irá chegar aos acopladores de C1 e C2, ao mesmo tempo, e se os cabos coaxiais são do mesmo comprimento, o pulso de ruído aparece nas duas entradas do instrumento PDA ao mesmo tempo. Em PDA mais velhos, houve um circuito diferencial que subtrai os sinais um dos outros. Uma vez que os impulsos chegam ao mesmo tempo e têm a mesma amplitude, a saída do circuito diferencial seria zero, e o ruído não seria contado. Inversamente, se PD ocorrer no fim de uma bobina ao acoplador C1 (Figura 2b), o pulso de PD chega primeiro ao C1, mas iria demorar algum tempo (50 ns no exemplo) para se deslocar ao longo do barramento em anel e então alcançar C2. Assim, seria uma saída real a partir do circuito diferencial PDA, uma vez que o pulso chega C1 antes de chegar ao C2.

O método tempo de voo apenas suprimiu o ruído do sistema de energia. Esse método não suprimiu o ruído que pode vir de enrolamento do rotor. Especificamente, muitos rotores obtêm a sua corrente DC através anéis deslizantes, e é comum que as escovas de carbono provoquem faíscas no anel de deslizamento. Este faíscas pode atravessar o rotor para o enrolamento do estator, e ser confundido com PD do estator. Este problema foi contornado por notar que os sinais oriundos das faíscas do anel de deslizamento, uma vez que é acoplado ao estator, tem um tempo de subida muito lenta, normalmente, muito mais do que 10 ns. Usando o conceito de análise de formas de impulso, se o tempo de subida do pulso detectado no acoplador era demasiado longo, o impulso é classificado como sendo de ruído [8].

A inovação final foi para registrar os sinais de PD digitalmente, usando um analisador de amplitude de pulsos. Isto seguiu-se ao desenvolvimento de um circuito semelhante por Bartnikas para aplicações de pesquisa [9].

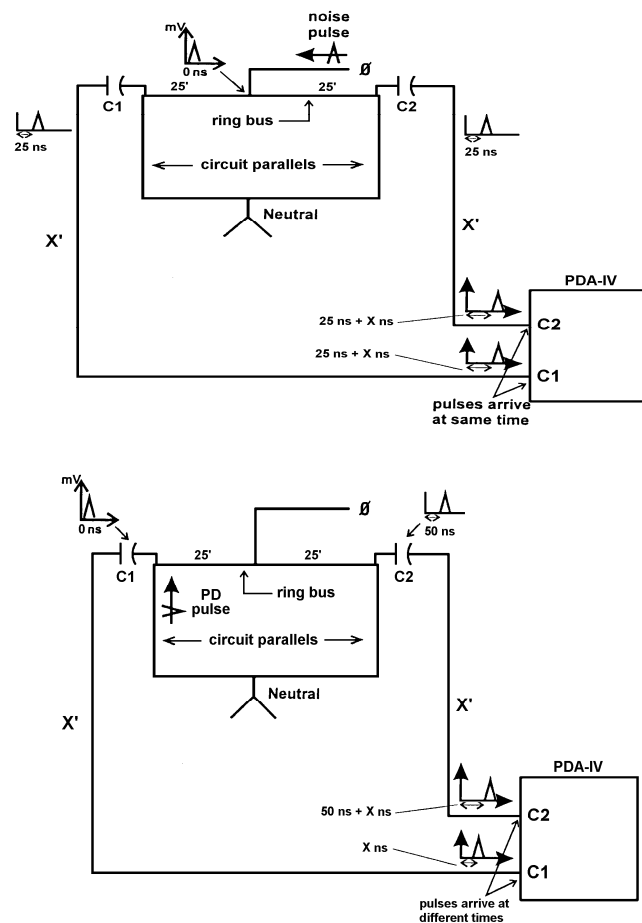


Figura 2: Esquema mostrando uma fase do enrolamento do estator o qual tem 02 paralelos (de muitas bobinas conectadas em série). (a) mostra a resposta devido ao ruído e (b) a resposta devido a PD na bobina localizada no paralelo 1.

Após os desenvolvimentos iniciais quer resultaram em um teste comercial, trabalhos adicionais foram feitos nos anos seguintes para melhorar ainda mais a praticidade do teste. Alguns destes desenvolvimentos incluem:

- Substituir o circuito diferencial analógico com circuitos digitais que apenas obrigava os pulsos de ruídos chegar ao mesmo ainda permitir incompatibilidades significativas nas características de amplitude;
- A introdução da análise de fase e magnitude do pulso, às vezes também chamado de análise da fase de pulso. Isto permite PD a ser exibido em relação ao ciclo AC 50 ou 60 Hz. Conforme discutido mais tarde, este método de visualização, por vezes, pode ser usado para identificar a causa da PD, e, portanto, o processo de falha;
- A utilização lâminas de mica como o dielétrico no sensor de PD, em oposição ao cabo de isolamento XLPE. Tais sensores de PD em epóxi mica são muito mais compacto e fácil de instalar do que o tipo de cabo;
- A aplicação de computador moderno e tecnologia de comunicações para permitir o monitoramento contínuo do PD. Isto facilitou para observar PD remotamente. Este acabou por ser especialmente útil para usinas hidrelétricas, que são operados remotamente ou localizados longe de escritórios de engenharia [10].

4.0 - PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS PARA PD INTERPRETAÇÃO

Talvez o maior desafio é extrair informações úteis e confiáveis a partir de um teste online de PD para facilitar significativa decisões de manutenção quanto ao enrolamento do estator. É agora claro que há duas etapas distintas para interpretação PD: determinar qual estatores hidrogeradores ter estator problemas de isolamento, e então, para as máquinas com problemas, o que é a causa raiz. O último passo determina o quão rápido a ação deve ser tomada (uma vez que alguns processos de falência são lentos e alguns são rápidos), bem como determinar quais são as opções de reparação (por exemplo, a limpeza vs troca de cunhas vs rebobinar).

Para a primeira etapa, até mesmo os usuários dos primeiros testes online de PD usaram a tendência ao longo do tempo e também a comparação com outras máquinas semelhantes, como base para decidir quais as máquinas precisam de manutenção. A máquina onde os pulsos de PD estavam dobrando em amplitude a cada ano ou mais, ou uma máquina que tinha PD duas vezes maior que uma unidade semelhante, será a unidade que mais precisa de manutenção. Contudo, em 1998, foi publicado por Warren um terceiro método para classificar a necessidade de manutenção de um estator [11]. Ela separou todos os dados de PD recolhidos utilizando o método de PDA em uma base de dados única, encontrou a distribuição estatística das amplitudes de PD, e determinou quais os parâmetros que tiveram uma influência estatisticamente significativa sobre a distribuição. A tensão de funcionamento do gerador teve o efeito mais significativo sobre a distribuição de PD, enquanto potência e o tipo do isolamento (isto é, asfalto, poliéster ou resina de mica) tiveram quase nenhum efeito. Quando as distribuições estatísticas para cada classe de tensão foram comparados com o estado real dos enrolamentos do estator, como determinado por um exame visual do enrolamento, se o nível de PD de uma determinada máquina for superior a 90% de outras máquinas, então havia uma probabilidade muito elevada de que um significativo problema de isolamento ser encontrado. O resultado é uma tabela de níveis de "alerta" de "alto PD" dependendo da tensão de operação. O último exemplo é mostrado na Tabela 1, que é baseado em dados de milhares de máquinas, mais de 225.000 resultados do teste utilizando instrumentos portáteis. Embora a Tabela 1 é útil para identificar quais máquinas têm problemas quando existe apenas um único resultado de teste desta máquina e não outras máquinas semelhantes na mesma planta, a tendência e testes de comparação são probabilidade ainda mais confiável para avaliar a condição.

Tabela1: Altos níveis de PD (Qm) para hidrogeradores usando capacitores de 80pF instalados nos enrolamentos dos estatores.

Classe de tensão (kV)	Amplitude do Pulso de PD (mV)
6-9	236
10-12	229
13-15	372
16-18	588

Confiavelmente identificar a causa de qualquer nível alto de PD pode ser ainda frustrante, especialmente em máquinas mais antigas, onde vários processos de deterioração podem estar ocorrendo. Alguns dos avanços que tenham sido feitos incluem:

- Compreender que PD não aumenta até a falha, mas em até alguns níveis, embora o envelhecimento continua.
- Reconhecimento de que o efeito da polaridade bem conhecido, o que pode ajudar a determinar se PD é na superfície da bobina ou dentro da isolação, só é eficaz se PD está ocorrendo no slot [12].

- A confirmação de que o efeito da carga e da temperatura sobre PD pode ser usado para identificar barras soltas, estresse e deterioração da camada semicondutora e no envelhecimento térmico, desde que apenas um processo está ocorrendo [6]. Isto tem sido aumentada pelo efeito da umidade, onde PD ocorrendo na superfície das cabeças de bobinas irá aumentar à medida que a umidade diminui [13].
- Desenvolver gráficos das três fases que estariam desfasadas relativamente um do outro de 120 graus para determinar o que está gerando PD através da tensão fase-terra (dentro das ranhuras) ou causados por PD nas cabeças de bobinas resultante do esforço elétrico fase-fase [14].

Além disso, outros pesquisadores demonstraram que, por vezes, pode separar diferentes mecanismos de falha usando mapas tempo-frequência [15].

5.0 - CONCLUSÃO

Todas as tecnologias de diagnóstico têm pontos fracos, e testes PDA não é exceção. A seguir estão algumas limitações do ensaio que foram encontrados durante os últimos 25 anos:

- Testes Online de PD não pode fornecer uma estimativa da vida útil restante do isolamento do enrolamento do estator. Limitou-se a identificar o que as máquinas têm em relação a problemas de isolamento e, por vezes qual é o mecanismo de falha. É necessário um exame visual cuidadoso do estator por um especialista experiente para avaliar o risco de enrolamento levar a máquina a falha.
- Indicações falsas ainda podem ocorrer devido ao ruído, não importa o quão sofisticado o método de separação de ruído. Mesmo com os três métodos de separação de ruído descritos acima, a taxa de imprecisão dos resultados do ensaio PDA é de cerca de 1,5%. Mesmo esta sendo baixa, isso dependerá da instalação dos sensores para reduzir os efeitos do ruído.
- Conexões elétricas mal-feitas dentro do enrolamento do estator pode produzir grandes sinais "PD", mas não indica um problema de isolamento do enrolamento do estator.
- Se vários processos de falência estão ocorrendo simultaneamente no mesmo enrolamento, até mesmo os especialistas discordam sobre qual processo é o mais importante (a vida limitante).
- Se houver um problema de isolamento significativo sobre uma bobina, que não está sendo submetida ou próxima a alta tensão, então tais problemas podem não causar PD (uma vez que a tensão de funcionamento neste ponto pode ser muito baixo), mesmo que uma tensão transitória pode ainda levar a falha.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. G.C. Stone et al, "Electrical Insulation for Rotating Machines", Wiley-IEEE Press, 2004
2. J.S. Johnson, M. Warren, "Detection of Slot Discharges in HV Stator Windings during Operation", AIEEE Transactions, Vol 70, 1951, pp 1998-2000.
3. C.A. Duke, C.R. Goodroe, "Experience with Slot Discharge Detection on Generators", Doble Client Conference Paper 24AC51, 1958.
4. M. Kurtz, "A Partial Discharge Test for Generator Insulation", Ontario Hydro Research Quarterly, Vol 25, No. 4, 1973, pp 1-4.
5. M. Kurtz, G.C. Stone, "In-service Partial Discharge testing of Generator Insulation", IEEE Trans Electrical Insulation, April 1979, pp 94-100. Also presented to the 1978 International Symposium on Electrical Insulation.
6. M. Kurtz, J.F. Lyles, G.C. Stone, "Application of Partial Discharge Testing to Hydro Generator Maintenance", IEEE Trans Power Apparatus and Systems, Aug 1984, pp 2148-2157.
7. J.C. Bromley, W. McDermid, "Application of CEA Partial Discharge Analyzer", Doble Client Conference, April 1982.
8. R. Bartnikas and J. Levi, "A Simple Pulse Height Analyzer for PD Rate Measurements", IEEE Trans Instrumentation and Measurement, 1969, pp 341-345.
9. Pulse shape analysis
10. G.C. Stone, B. Lloyd, M. Susnik, R. Huber, S. Zelingher, "Experience with Continuous On-Line Partial Discharge Monitoring of Hydrogenerator Stator winding Insulation" 2006 CIGRE, Paris, France. Paper A1-203.
11. V. Warren, "How Much PD is Too Much PD", Iris Rotating Machine Conference, Dallas TX, 1998
12. G.C. Stone, "Relevance of Phase Resolved PD Analysis to Insulation Diagnosis in Industrial Equipment" 2010 IEEE International conference on Solid Dielectrics, Potsdam, Germany, July 2010.
13. M. Fenger, et al, "Case Studies on the Effect of Humidity on Stator Winding Partial Discharge Activity" IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Boston. April 2002, p 579.
14. V. Warren et al, "Advancements in Partial Discharge Analysis to Diagnose Stator Winding Problems" IEEE International Symposium on Electrical Insulation CA April 2000. pp 497-500.

15. A. Cavallini, A. Contin, G.C. Montanari, F. Puletti, "Advanced PD Inference in On-Field Measurements, Part I, Noise Rejection", IEEE Trans DEI, April 2003, pp 216-224

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Milene Teixeira é engenheira eletricista graduada pelo CEFET-MG. Atualmente ocupa a posição de gerente de vendas da Qualitrol Iris Power Brasil, segmento máquinas elétricas rotativas.

Mladen Sasic é engenheiro eletricista graduado pela Universidade de Sarajevo. Como mais de 20 anos de experiência está no Iris Power desde 1993. Atualmente ocupa a posição de gerente técnico de serviços em máquinas elétricas rotativas.