



XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CB/GGH/02

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO -2

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS- GPT

EXPERIÊNCIA COM O MODO DE FALHA “SPARK EROSION” NO BOBINADO ESTATÓRICO DE TURBOGERADORES DE 200 MVA

Victor M. Lopes Santos
UEGA

Flávio Chiesa
UEGA

Fábio Toshio Nakatani
CONSULTOR

Alvaro J. N. Fogaça
CONSULTOR

RESUMO

O processo de falha denominado “Spark Erosion” ou “Vibration Erosion” ocorre no enrolamento estático de geradores, reduzindo drasticamente a vida útil do equipamento. Este é um raro problema, relacionado geralmente ao processo de fabricação do gerador e ao afrouxamento do enrolamento nas ranhuras, porém é um assunto que gera controvérsias sobre as causas raízes. Este modo de falha ocorre devido ao afrouxamento da barra/bobina dentro da ranhura, juntamente com uma pintura condutiva excessivamente condutiva. Com a pintura condutiva na parte reta da barra/bobina dentro da ranhura com revestimento muito condutivo, as lâminas do núcleo magnético do estator na ranhura entram em curto-circuito, causando a circulação de uma corrente axial ao longo do revestimento condutivo da barra/bobina. Desta forma, um circuito é fechado ao longo das barras de fixação na parte de trás do núcleo do estator (que geralmente estão em contato elétrico com as lâminas do núcleo nesse ponto), radialmente através das lâminas do núcleo e, em seguida, através do revestimento condutivo nas barras/bobinas em cada ranhura. A corrente neste circuito é consequência da tensão induzida no núcleo estático, que está sujeito ao fluxo magnético variável produzido pelo rotor do gerador. As barras/bobinas podem afrouxar durante a operação do gerador. Se a barra/bobina perder contato com o núcleo devido a este afrouxamento, haverá a abertura do circuito acima descrito e uma faísca (spark) ocorrerá junto à superfície externa do isolamento da barra/bobina. Desta forma, devido à elevada frequência de vibração (120 Hz) da barra/bobina dentro da ranhura, diversas faíscas serão continuamente geradas na superfície da barra. Note-se que este é um fenômeno de mau contato elétrico, que independe da tensão gerada em cada barra/bobina, podendo ocorrer em todas as barras/bobinas do enrolamento, mesmo naquelas próximas ao neutro. A energia despreendida neste caso é muito maior que a das descargas parciais: assim o processo de degradação do sistema isolante é muito acelerado no caso da spark erosion.

O presente trabalho apresentará a experiência com 2 turbogeradores idênticos de 200 MVA, 18 kV, 3600 rpm resfriados a ar da UEGA – Usina Termelétrica de Araucária, que apresentaram sinais de deterioração por *Spark Erosion*. Serão descritas as fases de acompanhamento da evolução do processo de deterioração ao longo dos anos de operação, com inspeções periódicas e ensaios elétricos como descargas parciais e inspeção por boroscopia, até a tomada de decisão de rebobinagem completa do estator em ambos os geradores. Neste caso, a tomada de decisão sobre rebobinagem do gerador ocorreu antes das falhas dos mesmos, quando cada gerador tinha respectivamente as seguintes EBH (Equivalent Base Hours): CTG1 36.762 EBH e CTG2 38.687 EBH de operação. Serão mostrados os aspectos e características encontradas no bobinado após a retirada das barras como a condição da pintura condutiva na superfície das barras na parte reta, da luva de supressão de corona, do núcleo magnético e outros. Também será dada uma visão geral do processo de rebobinagem realizado nas instalações da usina e as melhorias e alterações implementadas no novo projeto de modo a evitar a ocorrência deste fenômeno.

Serão apresentadas conclusões sobre as experiências adquiridas, as possíveis causas da ocorrência da *Spark Erosion*, os resultados do processo de rebobinagem e os resultados obtidos em termos de confiabilidade do gerador.

PALAVRAS-CHAVE

Gerador, Descarga, Enrolamento Estático, Spark Erosion

1.0 - INTRODUÇÃO

A Usina Elétrica a Gás de Arucária – UEGA – é uma usina a ciclo combinado, composta por duas unidades geradoras a gás e uma unidade geradora a vapor, tendo cada unidade a potência aproximada de 200 MW e 18 kV de tensão nominal. A usina opera desde 2005. Os geradores das turbinas a gás são turbogeradores de eixo horizontal, de dois polos, ou seja, rotação nominal de 3600 rpm. O fabricante destes geradores informou à UEGA, por volta de 2007, que geradores da mesma família haviam falhado com apenas algumas milhares de horas de operação. A causa da falha: “spark erosion”. Este artigo abordará o conceito de “spark erosion”, suas causas e consequências e o histórico da evolução do problema nos geradores da usina, seu acompanhamento e as decisões tomadas no sentido de eliminar o problema antes de uma eventual falha em serviço.

2.0 - A SPARK EROSION

A “spark erosion” é um fenômeno de natureza elétrica que pode ocorrer no interior das ranhuras do núcleo estático de geradores de alta tensão. Ela pode ocorrer tanto em hidro quanto em turbogeradores com resfriamento indireto a ar, sendo mais comum nestes últimos em função do seu elevado comprimento axial. Trata-se de descargas elétricas que podem ocorrer no interior das ranhuras, entre a parede interna da ranhura e a superfície externa do isolamento das barras estatóricas. As descargas acabam produzindo a degradação rápida do isolamento das barras, podendo levar o gerador a um curto-circuito no enrolamento estático com poucos anos de operação.

2.1 Causas e consequências da spark erosion

As descargas no interior das ranhuras podem ocorrer em vários locais, conforme indicado na Figura 1.

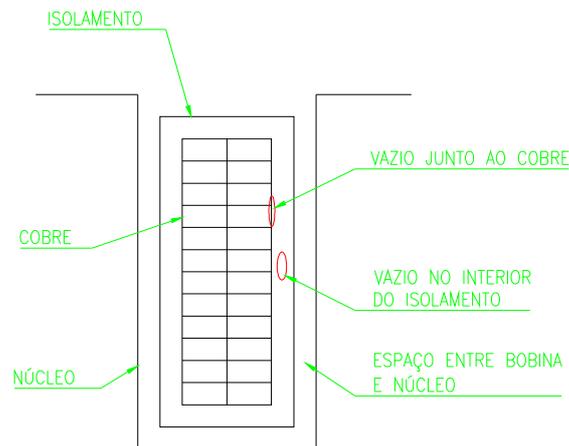


FIGURA 1 – Vazios no interior da ranhura estatórica

A “spark erosion” ocorre no espaço entre a barra (bobina) e o núcleo, sempre que algumas condições específicas ocorrerem. Antes de discutir tais condições, porém, será preciso entender como se distribui a tensão no enrolamento estático, desde o cobre das barras (que tem o potencial máximo nas barras de saída de fase) e o núcleo (que tem potencial zero).

A tensão gerada no enrolamento estático se distribui entre todos os materiais isolantes existentes entre o cobre e o núcleo. Como as barras precisam ter uma folga mínima que permita a sua introdução nas ranhuras, sempre haverá espaços com ar entre a superfície externa da barra e a parede interna da ranhura. Considerando que o ar é um isolante pior do que o isolamento da barra e que a sua espessura é muito menor que a do isolamento, a tensão tenderá a se concentrar no ar. Se a tensão nominal da máquina for elevada, o gradiente de tensão no ar facilmente superará a rigidez dielétrica (3 kV/mm), provocando o aparecimento de descargas parciais no espaço em questão. Para evitar tais descargas, a superfície externa das barras é revestida com uma tinta com características condutivas, de forma que o potencial nulo presente no núcleo seja transferido para a superfície do isolamento da barra, curto-circuitando o espaço de ar existente. Sob este ponto de vista, quanto mais condutiva a tinta, melhor.

Por outro lado, as lâminas do núcleo estático estão imersas no campo magnético girante da máquina e sofrem, portanto, a indução de tensão. Como as lâminas são isoladas umas das outras, a aplicação de um revestimento condutivo nas barras acabará por provocar o curto-circuito entre elas, produzindo uma intensa circulação de corrente nas mesmas. Logo, sob o ponto de vista do núcleo estático, quanto menos condutiva a tinta aplicada sobre as barras, melhor.

Em resumo, a tinta condutiva a ser aplicada na superfície externa das barras deve ser condutiva o suficiente para curto-circuitar o espaço entre barra e ranhura e prevenir as descargas parciais, mas não deve ser condutiva

demais a ponto de curto-circuitar as lâminas do núcleo e permitir a circulação de correntes elevadas. A circulação de corrente nas barras, quando o gerador está sob carga, tende a fazer vibrar as barras no sentido longitudinal da ranhura com o dobro da frequência nominal ($2 \times 60 \text{ Hz} = 120 \text{ Hz}$). Caso as barras estejam frouxas dentro da ranhura, o atrito com as paredes internas da ranhura vai causar a erosão da tinta. A erosão da tinta vai provocar o rompimento intermitente da conexão elétrica entre a tinta e o núcleo. Caso a tinta seja muito condutiva, as correntes que circulam no núcleo serão elevadas e o rompimento intermitente do contato entre a tinta e o núcleo causará descargas de alta intensidade, capazes de erodir com muita rapidez o isolamento das barras e levando o gerador à falha (curto-circuito) em poucos anos (ver figura 2). Este fenômeno foi batizado de “spark erosion”. Note-se que a “spark” é um tipo de descarga parcial, mas tem um mecanismo causal bem diferente das descargas parciais normais; a “spark” pode ocorrer em todas as barras do enrolamento, mesmo naquelas próximas aos terminais de neutro do gerador, onde a tensão induzida no enrolamento é baixa e onde não ocorrem descargas parciais.

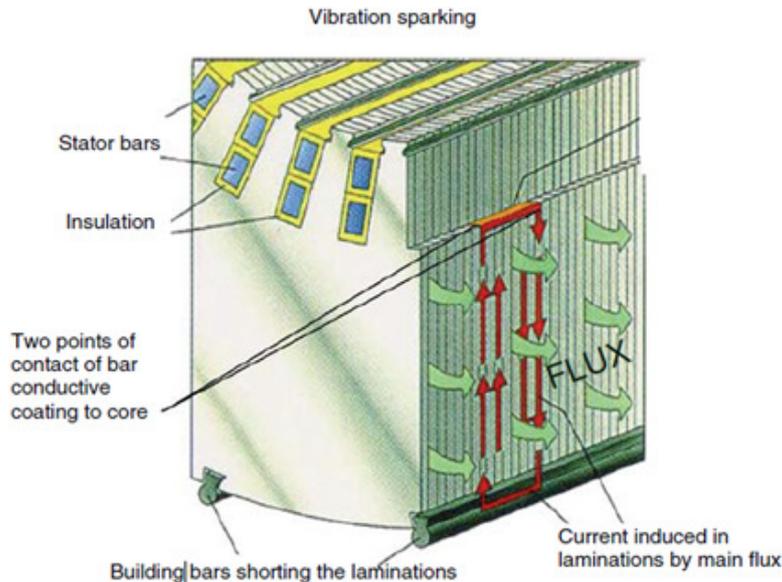


FIGURA 2 – Circuito de corrente no fenômeno de “spark erosion”.
Fonte:STONE, 2014, p. 200.

Em resumo, a “spark erosion” é um modo de falha que poderá estar agindo em geradores desde que haja duas condições presentes: afrouxamento das barras na ranhura (com vibração) e revestimento condutivo externo das barras muito condutivo (altas correntes circulando na tinta)

2.2 Formas de identificar o fenômeno

Pelo fato de ocorrer no interior das ranhuras, a “spark erosion” é um fenômeno de difícil visualização. A melhor forma de confirmar a existência do problema é uma inspeção boroscópica através dos canais de ventilação do núcleo estatórico. O boroscópio permite visualizar indícios de deterioração da tinta condutiva nos canais de ventilação.

A medição de descargas parciais também pode mostrar indícios de “spark erosion”, através de um súbito aumento na intensidade das descargas, já que a “spark erosion” é um modo de falha de evolução muito mais rápida que as descargas parciais normais.

2.3 Crítérios de acompanhamento e avaliação

A inspeção boroscópica pode, por comparação com resultados de outras inspeções, permitir uma avaliação subjetiva do estado de evolução da “spark erosion”. Os fabricantes dos geradores normalmente já lidaram com este tipo de problema e definiram uma escala de avaliação (são dadas notas, de 1 = sem indícios a 8 = falha iminente, relativas à severidade da degradação do isolamento com base nos trechos de tinta que podem ser visualizados) que, se não permite uma previsão precisa do restante da vida útil do enrolamento, pode indicar ao proprietário da usina que se prepare para a substituição do enrolamento estatórico em um futuro próximo.

No caso do monitoramento de descargas parciais, caso a intensidade das descargas dobre de valor em seis meses, é bem provável que a falha do enrolamento esteja a caminho.

2.4 Crítérios de acompanhamento e avaliação

Os fabricantes dos geradores geralmente apresentam duas formas de correção:

- a introdução de calços e/ou adesivos condutivos no interior das ranhuras, se a degradação do isolamento ainda se encontrar em fase inicial (de acordo com a avaliação das inspeções boroscópicas);
- a substituição completa do enrolamento estatórico, caso a degradação já esteja em estado adiantado.

Na primeira alternativa, o problema é que a solução proposta não altera as características do revestimento condutivo das barras, ou seja, se ele está condutivo demais, não há efetiva garantia de que o problema será resolvido.

Na segunda alternativa, o problema acaba sendo o custo da solução, pois será necessário substituir completamente o enrolamento estatórico de uma máquina relativamente nova (com poucos anos de operação).

3.0 - A OCORRÊNCIA DE SPARK EROSION NOS GERADORES DA UEGA

Os geradores das turbinas a gás da UEGA (CTG1 e CTG2) estavam apresentando "spark erosion". O problema foi detectado e informado à UEGA pelo próprio fabricante, com base em falhas ocorridas em geradores semelhantes instalados em outras usinas. A partir da informação, foram contratadas as inspeções boroscópicas periódicas necessárias para avaliar o estado da degradação do isolamento.

A Figura 3 abaixo mostra um dos pontos de inspeção do CTG2, inspecionado em maio/2010:



FIGURA 3 – 7 EE TOP COIL em maio/2010

Em maio/2010, a nota do CTG2 foi "3" (faixa de 1 a 8).

O mesmo ponto, inspecionado em abril/2013, é mostrado na Figura 4.



FIGURA 4 - 7 EE TOP COIL em abril/2013

Como se pode ver, não houve evolução significativa neste ponto em particular. Em outros pontos do CTG2, porém,

a degradação da tinta condutiva ficou bastante evidente, como na Figura 5.



FIGURA 5 – Ponto do CTG2 com a tinta condutiva deteriorada

Em abril/2013, a nota do CTG2 foi “5” (faixa de 1 a 8)

As medições de descargas parciais, por sua vez, também mostraram que a degradação da tinta condutiva estava acontecendo a um ritmo bastante rápido nos dois geradores. A Figura 6 mostra o gráfico da evolução do NQN máximo (média ponderada das descargas parciais) no CTG2. Pode-se facilmente notar que a taxa de crescimento ultrapassou em muito o máximo recomendado (valor dobrando a cada 6 meses). No CTG2, o valor entre jun/2010 e mai/2013 variou de 201 a 4171, com uma taxa de crescimento de 3,45 vezes a cada 6 meses.

Stator PD Online - T : Peak NQN for COPEL: ARC: CT2: SW2: 18/6/2013

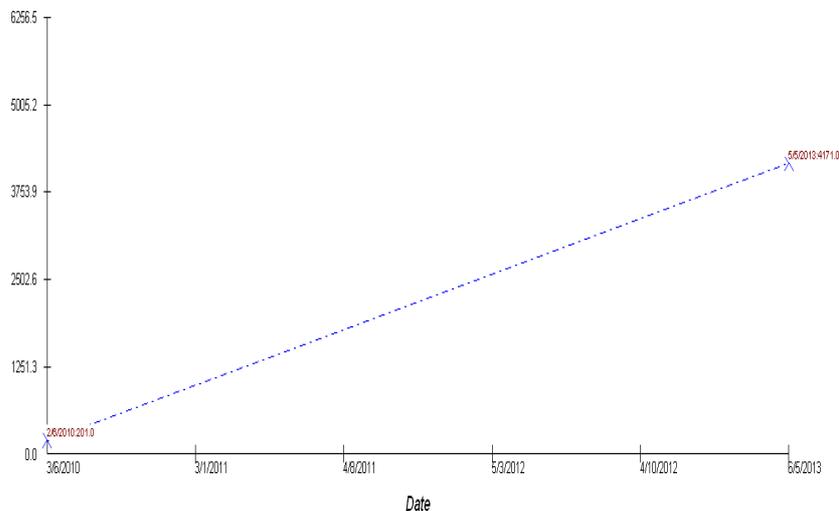


FIGURA 6 –Valor do NQN máximo no CTG2 de junho/2010 a maio/2013

4.0 - REBOBINAGEM DOS GERADORES

4.1 – Planejamento da substituição do enrolamento

Após a avaliação dos relatórios de boroscopia e análise dos níveis de níveis de descargas parciais, foi tomada a decisão de rebobinagem dos geradores CTG2 e CTG1.

Os trabalhos tiveram início com a fabricação de um novo jogo de barras do estator. De modo a minimizar o tempo de indisponibilidade das máquinas, as barras foram encomendadas no próprio fabricante do gerador. Desta forma, não foi necessária a parada do gerador para fazer o levantamento dimensional das barras.

O tamanho e potência do gerador inviabilizam o deslocamento do estator à fábrica assim, uma imensa estrutura foi montada nas instalações da usina para a rebobinagem dos geradores. A parada do gerador teve início com a chegada das barras, fabricadas nos EUA. O planejamento foi realizado em conjunto entre a UEGA e o fabricante

de modo a prover todos os recursos necessários para a rebobinagem do estator, sendo que a grande maioria do ferramental e materiais utilizados foi enviada dos EUA.

Um dos maiores desafios foi implementar a logística dos recursos para chegada no Brasil, devido a quantidade de materiais/ ferramentas e as dificuldades com a alfândega. Todo o trabalho foi feito pela equipe da UEGA que ficou responsável pela logística e pôde prover todos os recursos no tempo pré-determinado.

4.2 – Rebobinagem do CTG2

A rebobinagem do CTG2 teve início em 12/2015. O primeiro desafio foi a retirada do rotor, pois não há estrutura como ponte rolante ou pórticos para esta manobra. Uma estrutura temporária foi montada e um guindaste de 250 toneladas foram utilizados para a desmontagem do rotor.

A primeira inspeção visual com as bobinas montadas no estator não indicava sinais de um bobinado envelhecido. A coloração era uniforme, as amarrações firmes e poucos sinais de corona na saída de ranhura. Porém, quando as barras foram removidas pode-se constatar sinais avançados de deterioração pelo processo de “spark erosion” e descargas parciais na parte reta (região em contato com núcleo). As barras de topo estavam em situação pior que as barras de fundo devido a maior facilidade de movimentação, fato também observado mais próximo ao final do núcleo. Os calços laterais condutivos estavam com o revestimento condutivo bastante deteriorado, evidenciando a ação rápida da “spark erosion”.

A figura 7 mostra a condição do revestimento condutivo da parte reta de algumas barras, praticamente inexistente em algumas regiões.



FIGURA 7 – Parte reta de barras retiradas do CTG2.

4.3 – Rebobinagem do CTG1

A rebobinagem do CTG1 teve início em 10/2016. A avaliação de boroscopia e descargas parciais indicaram uma condição de menor criticidade neste gerador e o reparo pode ser postergado e planejado com um tempo maior.

Neste caso, as barras também possuíam sinais de deterioração na parte reta por “spark erosion”, porém em intensidade menor quando comparado com o CTG2 (ver figura 8).



FIGURA 8 – Parte reta de barras retiradas do CTG1

Em ambos os geradores (CTG1 e CTG2) o diagnóstico preliminar realizado com a boroscopia e análise de descargas parciais foi muito assertivo. O nível de severidade de degradação apontada nas inspeções CTG2=6 (maior severidade) e CTG1=4 (menor severidade) pode ser constatado na condição das barras após a desmontagem das mesmas.

4.4 - Prováveis causas

As principais características encontradas no enrolamento dos 2 geradores após a retirada das barras possuem as condições necessárias para ocorrência do fenômeno *spark erosion*:

- A tinta/fita condutiva utilizada na parte reta possuía condutividade muito alta (alguns pontos com 262 Ω);
- Os calços laterais planos utilizados permitiram vibração das barras no interior das ranhuras, seja por envelhecimento ou montagem com folga excessiva.

Nota-se na figura 9 que os calços laterais retirados do CTG2 praticamente tiveram todo o seu revestimento condutivo deteriorado pelo efeito dos “sparks”.



FIGURA 9 – Calços laterais da parte reta retirados do CTG2.

4.5 - Melhorias no projeto

As principais melhorias identificadas em relação ao projeto original dos geradores de modo que o fenômeno de “spark erosion” novamente não se manifestasse foram: a inserção de calços laterais ondulados (desta forma, mesmo com a acomodação das barras com o tempo de operação, as mesmas permanecem firmes) e a condutividade da pintura condutiva da parte reta das barras foi alterada.

Estas alterações, somadas a um rigoroso critério de montagem das barras, composto por ensaios elétricos e inspeções durante o processo, além de critérios de aceitação muito bem definidos, tiveram como resultado um enrolamento de alta qualidade (ver figura 10).



FIGURA 10 – Enrolamento estatórico do CT-02 após a rebobinagem.

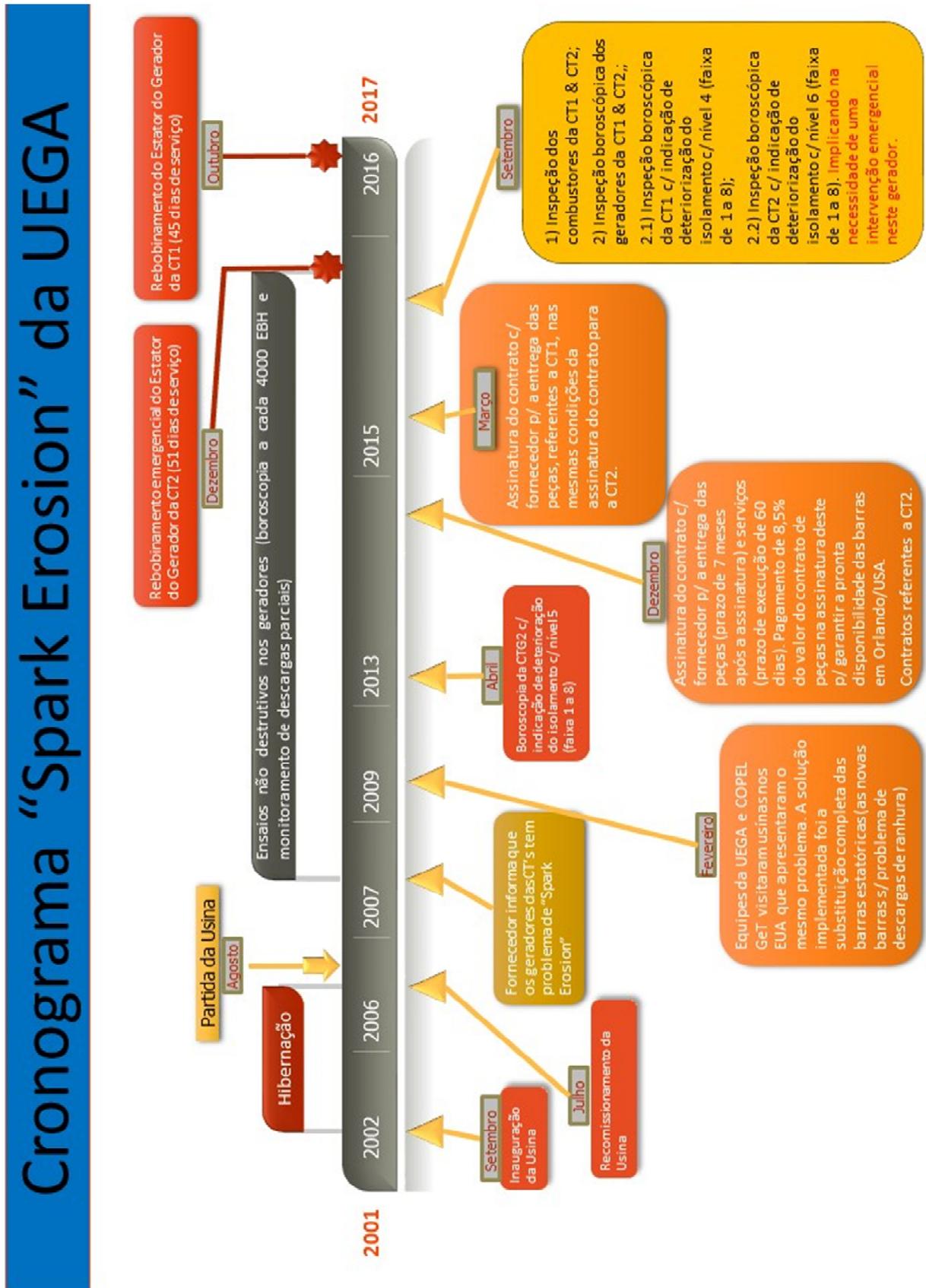


FIGURA 11 – Ordem cronológica dos eventos relacionados ao "Spark Erosion" na UEGA.

6.0 - CONCLUSÃO

Grandes geradores (principalmente turbogeradores) podem apresentar o fenômeno de “spark erosion”, que pode levar o equipamento à falha em poucos anos depois do início da operação comercial. Trata-se de um fenômeno que possui duas causas: a elevada condutividade do revestimento condutivo das barras do enrolamento estatórico e o afrouxamento das barras no interior das ranhuras. O primeiro é um problema de projeto, enquanto que o segundo pode ser de projeto (tipo de fixação das barras nas ranhuras) como de montagem (enrolamento deixado frouxo na montagem do enrolamento). A solução recomendada é a substituição do enrolamento estatórico completo, com o adequado controle da condutividade do revestimento das barras e a verificação do projeto e da execução da fixação das barras no interior das ranhuras. O momento da substituição pode ser definido com base nos resultados das inspeções boroscópicas e das medições de descargas parciais.

No caso dos geradores CTG1 e CTG2 pôde-se encontrar as duas principais causas de ocorrência do fenômeno de “spark erosion” e confirmar a alta velocidade do processo de degradação do bobinado. As inspeções preliminares se mostraram com um bom grau de precisão, em ambos os geradores os níveis de degradação encontrados nas inspeções tiveram resultado similar ao resultado encontrado após a retirada das barras, desta forma, o momento para substituição do enrolamento se mostrou acertada. As melhorias implementadas no enrolamento devem eliminar o efeito do “spark erosion”, porém somente com o tempo de operação e acompanhamento podemos afirmar com certeza que o fenômeno foi eliminado.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) STONE, G. et al. "Electrical Insulations for Rotating Machines" - Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair. 2, Ed., 2014, USA.

(2) MOORE,A., KHAZANOV,B., MOUDY,H. Stator Winding Failure Due to Sparking Erosion, In: 5th EPRI Turbine Technology Transfer Workshop, August , 2008.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Victor M. Lopes Santos

Victor Manuel Lopes Santos graduou-se Engenheiro Eletricista na Universidade Tecnológica Federal do Paraná em 1992 e é funcionário da UEG Araucária Ltda desde 2001 exercendo hoje a função de Gerente Técnico da Usina Termoelétrica de Araucária

Flávio Chiesa

Flávio Chiesa graduou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Paraná em 1981, especializou-se em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1994 e concluiu Mestrado em Engenharia Mecânica com ênfase em Planta de Geração Térmica, pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná em 2002. Designado pela Sócia Copel, atua como Diretor Técnico da UEG Araucária Ltda., desde 2007 até a presente data

Fabio Toshio Nakatani

Fabio Toshio Nakatani graduou-se Engenheiro Eletricista em 2001, pela Universidade Estadual de Londrina. Possui 10 anos de experiência na manutenção de máquinas elétricas. Atualmente atua como consultor na área de máquinas elétricas rotativas e trabalha com análise preditiva e diagnósticos de máquinas elétricas.

Alvaro J. N. Fogaça

Alvaro Fogaça graduou-se Engenheiro Eletricista em 1983, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e concluiu Mestrado em Métodos Numéricos em Engenharia em 2003, pela Universidade Federal do Paraná. Possui 18 anos de experiência como projetista de grandes hidrogenadores e 20 anos de experiência em Engenharia de Manutenção de usinas. Atualmente atua como Consultor Independente na área de máquinas elétricas rotativas.