

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE VIDA ÚTIL DE ISOLAMENTO DE GERADORES COM ENROLAMENTO
DE ARMADURA REFRIGERADO A ÁGUA

MARCO AURÉLIO SIQUEIRA MAURO

Itajubá, julho de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCO AURÉLIO SIQUEIRA MAURO

ANÁLISE DE VIDA ÚTIL DE ISOLAMENTO DE GERADORES COM ENROLAMENTO
DE ARMADURA REFRIGERADO A ÁGUA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Co-Orientador: Prof. Dr. Manuel Luiz Barreira Martinez

Julho de 2015
Itajubá - MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCO AURÉLIO SIQUEIRA MAURO

ANÁLISE DE VIDA ÚTIL DE ISOLAMENTO DE GERADORES COM ENROLAMENTO
DE ARMADURA REFRIGERADO A ÁGUA

Dissertação aprovada por banca examinadora em
17 de julho de 2015, conferindo ao autor o título de
Mestre Ciências em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Prof. Dr. Manuel Luiz Barreira Martinez
Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto
Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

A minha esposa Sandra pelo apoio e compreensão nas horas necessárias. Pois sem o companheirismo, a motivação e o preenchimento da lacuna que deixava no crescimento de meus filhos, Laura e Ivan, durante os períodos de ausência, não teria concretizado muitas vitórias que hoje tenho em minha vida pessoal e profissional.

Aos amigos José Roberto Ribeiro de Souza e Marco Cesar Castella pelo apoio e incentivo dados durante meu crescimento profissional e pessoal.

AGRADECIMENTO

A DEUS, por ter me dado a dádiva da vida.

Aos meus Pais, que me mostraram o caminho certo no início de minha vida.

A minha Avó, pela dedicação e esforço para minha formação pessoal e profissional depois da falta de meus pais.

A todos os meus familiares, pelo apoio e incentivo nos momentos difíceis.

A minha esposa, pelo amor de muitos anos.

Aos meus filhos Laura e Ivan, pelas horas ausentes de seu pai.

Aos professores, que contribuíram para a minha formação profissional.

Ao orientador Dr. Edson da Costa Bortoni, pela amizade e incentivo a tornar esse trabalho realidade. Estando sempre disposto a ajudar nos momentos em que precisei.

Ao amigo Dr. Marcelo Jacob da Silva, pelo incentivo, ajuda e dedicação na execução dos ensaios necessários nos laboratórios da empresa Voith Hydro Ltda.

A empresa Voith Hydro Ltda por disponibilizar seu laboratório para execução dos ensaios necessários.

A Itaipu Binacional por acreditar no aperfeiçoamento e desenvolvimento contínuo de seus colaboradores.

E a todos aqueles que, embora aqui não mencionados, contribuíram para a realização deste trabalho, o meu muito obrigado.

“A plenitude da vida está em tudo
o que fazemos com paixão”.

RESUMO

Vários estudos realizados em enrolamentos convencionais de geradores apontam como principal causa de falha do enrolamento estatórico o envelhecimento do isolamento. Dentre as fontes de falha podem-se destacar descargas parciais, proteção anti-corona defeituosa, ciclagem térmica, sobrecarga, afrouxamento da fixação e contaminação por umidade, sendo a ciclagem térmica o fator com maior potencial de contribuição. No caso de enrolamentos refrigerados à água pura, com ciclagem térmica irrelevante, a contaminação por umidade também pode ser potencializada, e os ensaios de fator de perda ($\tan \delta$), medição acústica de corona e descargas parciais, relativamente simples quando realizados em enrolamentos convencionais, se tornam elaborados e às vezes complicados de serem realizados devido ao efeito de polarização da água que “falseia” as condições dielétricas do enrolamento. Apesar de controversa, a determinação da vida útil remanescente de um gerador como uma medida da probabilidade de falha do equipamento dentro de um determinado período de tempo, com base no seu regime de funcionamento e dos resultados de diagnósticos, tem sido estudada por diversos autores que procuram quantificá-la através da composição dos resultados de testes e ensaios semelhantes aos realizados no presente trabalho. No caso específico de Itaipu se observa que a principal ferramenta para acompanhamento da condição do isolamento principal do enrolamento estatórico seria a medição de descarga parcial. Porém para a realização destas medições, com certa atenuação de sinal, faz-se necessária a instalação de acopladores capacitivos no enrolamento estatórico, fato que insere no enrolamento um possível ponto de falha, o que não é visto com bons olhos pelas equipes de manutenção mais conservadoras. As perguntas a serem respondidas são: qual a confiabilidade destes acopladores? Levando em consideração os riscos envolvidos, a que custo se aplica esta técnica? Qual o estado atual deste isolamento após 29 anos de operação? O sistema de resfriamento a água impacta positiva ou negativamente na vida útil da isolação do enrolamento estatórico? Considerando estes fatores, este trabalho traz a experiência na determinação do atual estado da isolação, considerando aspectos teóricos e práticos, e quais as principais dificuldades encontradas para a elaboração deste estudo. Como resultado adicional tentar-se-á estimar, com base nos ensaios realizados, qual a condição atual após envelhecimento em operação e se o sistema de resfriamento por água desmineralizada contribui positivamente e de maneira efetiva neste processo.

Palavras-chave: Vida Útil, Remanescente, Enrolamento Estatórico, Água Pura, Envelhecimento Elétrico, Fator de Perda ($\tan \delta$), Descargas Parciais, Gerador.

ABSTRACT

Several studies in conventional windings point that the main cause of failure of the stator winding is the insulation ageing. Among the fault sources it is possible to highlight partial discharges, defective corona protection, thermal cycling, overload, loosening and contamination by moisture, with thermal cycling presenting the test contribution potential. In the case of pure water refrigerated coils with irrelevant thermal cycling, moisture contamination can be enhanced, and the loss factor ($\tan \delta$), acoustic measurement of corona and partial discharges test, relatively simple when performed in conventional windings, become elaborate and sometimes complicated to perform due to the polarization effect of water which distorts the dielectric conditions of the winding. Although controversial, determining the remaining useful life of a generator as a measure of the equipment failure probability within a certain period of time, based on its operating mode/profile and diagnostic results has been studied by several authors who seek to quantify the remaining useful life by composing the results of tests similar to those made in this work. In the specific case of Itaipu, it is observed that the main tool for monitoring the main stator winding insulation condition would be the measurement of partial discharges. But in order to achieve these measurements with some signal attenuation, it is necessary to install capacitive couplers in the stator winding, a fact that inserts a possible point of failure, which is not favorably viewed by more conservative maintenance crews. The questions to be answered are: what is the reliability of these couplers? Considering the risks involved, at what cost is this technique applied? What is the current state of this isolation after 29 years of operation? Does the water cooling system positively or negatively impact in the life of the stator winding insulation? Considering these factors, this work presents the experience in determining the current state of the isolation, considering theoretical and practical aspects, and what are the main difficulties encountered in the preparation of this study. As a further result we will attempt to estimate, based on the performed tests, what is the current condition after ageing in operation and whether the demineralized water cooling system water contributes positively and effectively in this process.

Keywords: Useful life, Remnant, stator winding, Pure Water, Electrical Ageing, Loss Factor ($\tan \delta$), Partial Discharge, Generator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Característica de Polarização de um Capacitor.	19
Figura 2	- Croquis de uma Barra Estatórica típica.	27
Figura 3	- Distribuição das solicitações de tensão na bobina	28
Figura 4	- Gradiente de Tensão na Cabeça de Bobina	29
Figura 5	- Componentes da isolamento do enrolamento	37
Figura 6	- Fluxograma esquemático para a estimativa do tempo de vida útil remanescente de enrolamentos estatóricos	38
Figura 7	- Curvas de envelhecimento elétrico vs solicitação campo elétrico para vários sistemas de isolamento utilizados em estator.	41
Figura 8	- Micrografia do isolamento envelhecido por tempo de serviço.	42
Figura 9	- Arranjo com guardas e airgaps para medições de fator de perda	43
Figura 10	- Comparação dos valores da barra nova e amostra retirada do enrolamento envelhecido	43
Figura 11	- Arranjo experimental para medição de tempos de desagregação.	44
Figura 12	- Circuito hidráulico mais utilizado	46
Figura 13	- Trocador de calor do sistema de água pura de Itaipu	47
Figura 14	- Diagrama esquemático do sistema de água pura.	49
Figura 15	- Localização do dano.	50
Figura 16	- Barra estatórica danificada.	50
Figura 17	- Perda de água no condutor oco.	51
Figura 18	- Visão simplificada parte final estator.	51
Figura 19	- Ensaio de tapping em barra estatórica.	52
Figura 20	- Classificação das regiões delaminadas	53
Figura 21	- Representação esquemática do método de lixamento com trabalho em sentidos alternados	54
Figura 22	- Microscópio ótico de reflexão.	55
Figura 23	- Curva esperada para evolução de $\tan(\delta)$ versus U/U_n	57
Figura 24	- Arranjo adotado para o ensaio de VET	58
Figura 25	- Arquitetura para ensaio de resistencia de isolamento nos estatores dos geradores de Itaipu	63
Figura 26	- Circuito Ressonante do Ensaio de Tangente de Delta	64
Figura 27	- Circuito Ensaio Tangente de Delta	65
Figura 28	- Configuração da aplicação e ensaio de sistemas comerciais	66
Figura 29	- Circuito de ensaio	66
Figura 30	- Gráficos de atenuação do sinal de DP	67
Figura 31	- Diagrama esquemático da instalação dos acopladores	67
Figura 32	- Ensaio com máquina parada – defeitos posicionados em C2 ou C8.	68
Figura 33	- Medições com máquina sincronizada-700 MW(fria/quente) e 500 MW (quente), sem defeito.	69
Figura 34	- Medições com máquina girando excitada não sincronizada-com e sem simulação de defeito	69
Figura 35	- Seção da barra estatórica	72
Figura 36	- Tipos de barra estatórica utilizadas nos enrolamentos estatóricos de Itaipu.	73
Figura 37	- Corte da cabeça da barra estatórica	73
Figura 38	- Esquema de uma fase do enrolamento estatórico	74
Figura 39	- Detalhe de como o calço lateral é retirado com auxílio do ganchinho	75
Figura 40	- Retirada de Bobina ABB.	75
Figura 41	- Sistema de tracionamento da Bobina Siemens	76
Figura 42	- Bobinas Siemens Retiradas de um Enrolamento após 19 anos de Operação.	77
Figura 43	-Cabeça de Bobina Siemens Retirada de um Enrolamento após 19 anos de Operação.	77
Figura 44	- Corpos de Prova para avaliação da Isolação.	79
Figura 45	- Plano de estudo da condição atual da isolamento das barras estatóricas do geradores de Itaipu de fabricação Siemens, atualmente sob responsabilidade da Voith Hydro.	80
Figura 46	- Amostras preparadas para inspeção microscópica.	81
Figura 47	- Visualizações obtidas nas inspeções microscópicas.	81
Figura 48	- Dissecção da Isolação.	83

Figura 49 - Barra nº 4419 perfurada por ensaio de tensão aplicada.....	85
Figura 50 - Resultados VET comparados com Normas IEEE e KEMA.	86
Figura 51 - Solicitação Elétrica da Isolação.....	86
Figura 52 - Curvas de DSC para isolação de barras nova e em operação.	88
Figura 53 - Curvas TG para isolação de barras nova e em operação.	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Classificação dos materiais isolantes em relação à sua estabilidade térmica	23
Tabela 2.	Materiais para Isolação Elétrica – Classificação Térmica	24
Tabela 3.	Levantamento histórico sobre o desenvolvimento da tecnologia de isolamento	36
Tabela 4.	Parâmetros DP	56
Tabela 5.	Fabricantes das UG's de Itaipu	71
Tabela 6.	Parâmetros de projeto dos enrolamentos estatóricos de Itaipu	72
Tabela 7.	Nível de Tensão de Operação das Barras retiradas da UG10	78
Tabela 8.	Resultados do Ensaio de Tangente Delta.....	84
Tabela 9.	Resultados do Ensaio de Descarga Parcial	84
Tabela 10.	Resultados do Ensaio de VET com aplicação de 39 kV.....	85
Tabela 11.	Resultados do Ensaio de Calcinação.	87

LISTA DE SIGLAS

[A]	Amperes
[V]	Volts
[kV]	Quilovolts
[Vcc]	Volts em corrente contínua
[Vpp]	Volts pico a pico
[°C]	Graus Celsius
[pC]	Picocoulomb
[pF]	Picofarads
[nF]	Nanofarads
[Hz]	Hertz
[MHz]	Megahertz
[h]	Hora
[%]	Por cento
[kg.cm ⁻¹]	Quilo por centímetro
[kV/mm]	Quilovolts por milímetro
[W]	Watts
[MW]	Megawatts
[MWh]	Megawatt-horas
[mm]	Milímetro
AC	Corrente Alternada
ABB	Asea Brown Boveri
CU	Cobre
DC	Corrente Contínua
DP	Descarga Parcial
DSC	Calorimetria exploratória diferencial
EUA	Estados Unidos da América
fem	Força eletromotriz
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
Ip	Índice de polarização
IB	Itaipu Binacional
i _r	Corrente de fuga

pH	potencial de hidrogênio
$\tan \delta$	Tangente de Delta
TA	Tensão Aplicada
TG	Termogravimetria
UG's	Unidades Geradoras
UHI	Usina Hidrelétrica de Itaipu
UMCC	Centro de Controle de Motores da Unidade
VET	<i>Voltage Endurance Test</i> – Envelhecimento Elétrico Acelerado
Σ	Somatório

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	SISTEMAS DE ISOLAÇÃO E ESTIMATIVA DE VIDA ÚTIL	19
2.1	Materiais Isolantes	19
2.2	Sistemas Isolantes de Barras do Estator	26
2.2.1	Teoria dos Mecanismos de Degradação	26
2.2.1.1	Esforços Elétricos	26
2.2.1.2	Esforços Mecânicos	29
2.2.1.3	Esforços Térmicos	31
2.2.1.4	Agressões Ambientais	32
2.2.2	Mecanismos de Defeito Comumente Encontrados	32
2.2.2.1	Isolação Classe F	32
2.2.2.2	Isolação Classe B	34
2.3	Estimativa de Vida Útil de Enrolamentos Estatóricos	37
2.3.1	Modelos de Envelhecimento e Ensaio de Envelhecimento Acelerado	39
2.3.2	Impacto da Absorção de Água nas Perdas Dielétricas do Isolamento	41
2.3.3	Redução da Vida Útil do Isolamento por Ciclo Térmico	44
2.4	Enrolamento Refrigerado a Água Pura	45
2.4.1	Enrolamento de Armadura Refrigerado a Água Pura	45
2.4.2	Circuito Hidráulico	45
2.4.3	Circuito de Água Bruta dos Geradores	46
2.4.4	Trocadores de Calor	46
2.4.5	Circuitos Hidráulicos do Sistema de Água Pura	47
2.4.6	Vazamento em Potencial no Sistema de Água Pura	49
3	TÉCNICAS E MÉTODOS DE ANÁLISE DE ISOLAÇÃO	52
3.1	Inspeções Visuais	52
3.1.1	Avaliação Dimensional	52
3.1.2	Tapping Test	52
3.1.3	Inspeção Micrográfica ou Microscopia	53
3.2	Ensaio Elétricos	55
3.2.1	Descargas Parciais (DP)	55
3.2.2	Determinação das Perdas Dielétricas	57
3.2.3	Tensão Aplicada	58
3.2.4	Envelhecimento Elétrico Acelerado	58
3.3	Ensaio Químicos	59
3.3.1	Calcinação	59
3.3.2	Perda de Massa em Estufa	60
3.3.3	Avaliação do Grau de Cura	60
3.4	Ensaio em Enrolamentos Refrigerado a Água Pura em Campo.	61
3.4.1	Ensaio de Resistência de Isolamento	61
3.4.2	Ensaio de Fator de Perda ($\tan \delta$)	64
3.4.3	Influência do Enrolamento Estatórico sobre os Ensaio de Descargas Parciais	65
3.4.3.1	Teste de Sistemas Comerciais	65
3.4.3.2	Avaliação de Sistemas Comerciais	67
4	AValiação Experimental	71
4.1	Unidades Geradoras de Itaipu	71

4.1.1	Enrolamento Estatórico dos Geradores de Itaipu	71
4.1.2	Circuito Elétrico	73
4.2	Metodologia para Montagem dos Enrolamentos Estatóricos das Unidades Geradoras de Itaipu	74
4.3	Detalhes Relativos aos Corpos de Prova	77
4.4	Resultados dos Ensaios e Avaliação dos Resultados	80
4.4.1	Inspeções	80
4.4.2	Ensaios Elétricos	83
4.4.2.1	Tangente Delta	84
4.4.2.2	Descargas Parciais	84
4.4.2.3	Tensão Aplicada	85
4.4.2.4	Envelhecimento Elétrico Acelerado (VET)	85
4.4.3	Ensaios Químicos	87
4.4.3.1	Calcinação	87
4.4.3.2	Avaliação do Grau de Cura	87
5	CONCLUSÕES	89
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Por definição, toda máquina elétrica girante é aquela capaz de transformar energia mecânica em elétrica, denominada gerador, ou elétrica em mecânica, denominada motor [1].

Essas máquinas elétricas podem ser classificadas em máquinas assíncronas ou síncronas, onde a classificação se dá pela interação entre os campos magnéticos do enrolamento de campo com o de armadura. Se estes estão em sincronismo, girando à mesma velocidade, a máquina é classificada como síncrona, caso contrário recebe a classificação de assíncrona.

Percebe-se que, independentemente do tipo de gerador, existem enrolamentos de campo e armadura para o seu funcionamento. Estes enrolamentos são basicamente constituídos de um material condutor, geralmente cobre, revestido por um material isolante, que varia de fabricante para fabricante dependendo do tipo de aplicação ou classe de isolamento adotada. O mais comum nos enrolamentos classe F, com temperatura máxima admissível em serviço de 155 °C, é utilizar mica impregnada com resina epóxi.

A operação confiável de um gerador depende diretamente da integridade da isolamento do seu enrolamento estatórico, que é envelhecido por exposição a uma combinação de solicitações térmicas, elétricas, mecânicas e ambientais. A deterioração contínua do isolamento do estator pode vir a resultar em uma falha que implica em indisponibilidade indesejada do gerador por um longo período de tempo.

O grande dilema a ser respondido pelos especialistas das equipes de manutenção é qual a vida útil remanescente dos enrolamentos das unidades geradoras?

Segundo Sierra e Pérez-Arriaga [2] a vida útil dos equipamentos está diretamente associada à qualidade da manutenção atribuída a ele. Porém, a redução da vida útil de geradores se deve a diversos fatores, tais como carregamento, modo de operação, falhas internas, condições mecânicas, vibração e contaminação. Modelos denominados multi-solicitações têm sido propostos por pesquisadores de vários países, dentre os quais se podem destacar os trabalhos de Srivinas e Ramu [3], Bartnikas e Morin [4], e de Jia et alii [5].

Basicamente, existem dois tipos de métodos para avaliar a condição de isolamento do enrolamento estatórico: o método direto e o método indireto. A avaliação direta da integridade de um sistema de isolamento pode ser obtida pela tensão de ruptura, determinada através de

ensaios destrutivos, o que prejudica a integridade do enrolamento e requer um longo tempo de preparação, ensaio e avaliação. Já uma avaliação indireta pode ser obtida por ensaios não destrutivos, o que mantém a integridade da isolação do enrolamento sob investigação. No entanto, a credibilidade em estimar a condição da isolação utilizando estes ensaios não destrutivos deve estar bem correlacionada com os resultados dos ensaios de degradação.

Por causa da disponibilidade limitada de recursos financeiros e de geradores para ensaios destrutivos, a maioria dos autores avaliou as capacidades de diferentes métodos não destrutivos de diagnóstico com pouca verificação experimental [7,8].

As avaliações do estado de isolamento do enrolamento estatórico, baseadas na tensão de ruptura, foram objeto de estudo por diversos investigadores japoneses durante os últimos anos [8]. Estes autores relataram uma correlação entre a resistência à ruptura e várias combinações dos resultados de diagnósticos de medições, tais como descargas parciais, capacitância, fator de dissipação, e resistência. No entanto, pelo fato dos coeficientes de correlação obtidos entre esses parâmetros e a tensão de ruptura serem menores que 0,5 (a máxima foi de apenas 0,48), outros autores não concordam com estes resultados. Logo, usar apenas parâmetros obtidos por ensaios não destrutivos para avaliar a condição de isolamento do enrolamento estatórico é controverso [9]. Este fato é agravado ainda mais quando se adentra no universo de geradores com enrolamento refrigerado a água, que é o caso de Itaipu, pois a realização de ensaios geralmente simples, disseminados entre os fabricantes e mantenedores, não são tão triviais assim nestes equipamentos e os resultados levantados levam a muita discussão. Além disto, tem-se o agravante de pequenos vazamentos de água pura, difíceis de serem detectados, mas que podem contaminar a isolação e levar a uma falha prematura deste enrolamento estatórico.

Diversos sistemas de isolação a base de mica-epóxi têm sido colocados em serviço desde 1960, e embora este tipo de isolação sofra muito pouca degradação anual, esta degradação avança gradualmente até o momento de substituição do enrolamento estatórico. O que se nota na literatura é que poucas investigações têm sido feitas em isolações a base de mica-epóxi. O que se percebe é que, dentre as investigações realizadas, vários novos parâmetros estão sendo propostos para o diagnóstico. Dentre eles pode-se destacar a impressão digital de descarga parcial (DP), contudo, a correlação entre a resistência à ruptura e os parâmetros de impressão digital de DP ainda não foi relatada com precisão.

Considerando que a determinação da vida útil remanescente de um gerador não significa simplesmente identificar, deterministicamente, o fim do tempo de vida do

equipamento, isto é, o tempo necessário para que ocorra falha total, mas sim, uma medida da probabilidade de falha do equipamento dentro de um determinado período de tempo, com base no seu regime de funcionamento e dos resultados de diagnósticos, os autores Kokko[11,12] e Kimura [12], procuram quantificar a vida útil remanescente através da composição dos resultados de ensaios e modelagem desenvolvidos a priori em seus trabalhos publicados em diversos congressos do setor elétrico internacional.

A Usina Hidrelétrica de Itaipu, que possui uma potência instalada de 14.000 MW, com capacidade de geração anual, nos últimos 10 anos, superior a 87.000.000 MWh, com recorde registrado em 2013 com a geração de 98.630.035 MWh [13], e com responsabilidade sócio-ambiental de destaque para os dois países, Brasil e Paraguai, consorciados neste empreendimento, tem despertado para a verificação do estado atual de seu principal ativo, os geradores elétricos. Dentre as diversas ações em andamento, podem-se destacar as atualizações/modernizações que são implementadas nos principais equipamentos da unidade geradora, seja por aspectos de manutenibilidade, obsolescência ou fim de vida útil. Porém, até o momento não se tem qualquer plano de ação vinculado ao gerador em si, quer seja no rotor ou estator.

Frente às dificuldades encontradas até então com a medição de DP nos enrolamentos estatóricos e à aproximação dos 30 anos de operação de algumas unidades geradoras de Itaipu, é oportuno e estratégico estudar o estado atual da isolação dos enrolamentos estatóricos utilizados nestas unidades. Os geradores de Itaipu foram fornecidos por dois grandes fabricantes, Siemens e ABB, cujas tecnologias de projeto, fabricação e montagem atualmente estão sob responsabilidade das empresas Voith Hydro e Alstom, respectivamente.

A proposta para análise do estado atual da isolação e vida útil proposta nesta dissertação é a utilização de inspeção (avaliação dimensional, tapping e macroscopia), ensaios elétricos (DP, tensão aplicada-TA e envelhecimento elétrico acelerado) e ensaios químicos (calcinação, perda de massa e avaliação do grau de cura), o que permite contribuir com o estado da arte técnico-científico para avaliação do estado atual da isolação de enrolamentos de hidrogeradores cujas barras não podem ser retiradas de maneira íntegra.

Por motivos de disponibilidade de material, isto é, barras estatóricas retiradas de unidades geradoras após longo tempo de funcionamento, neste trabalho se realiza um estudo direcionado ao fabricante Siemens, cujas tecnologias de projeto, fabricação e montagem atualmente estão sob responsabilidade da empresa Voith Hydro. Em oportunidade futura, quando for possível disponibilizar barras estatóricas ABB, cujas tecnologias de projeto,

fabricação e montagem atualmente estão sob responsabilidade da empresa Alstom, será uma grande oportunidade estender o trabalho à este fabricante nos mesmos moldes e condições adotadas e aplicadas neste trabalho.

Este trabalho é constituído de cinco capítulos. O primeiro apresenta a contextualização, motivação e critérios de abordagem utilizados, bem como uma breve apresentação do problema a ser tratado nos demais capítulos.

O capítulo 2 apresenta uma abordagem sobre os sistemas isolantes empregados em enrolamentos estatóricos, estimativa de vida útil, potenciais problemas associados aos enrolamentos estatóricos, a tecnologia utilizada em enrolamentos refrigerados à água pura e alguns problemas relacionados a vazamentos de água.

O capítulo 3 apresenta as principais técnicas e metodologias de análises aplicados à isolamento de barras estatóricas empregadas em laboratório, na área de inspeção, ensaios elétricos e químicos, e arquiteturas utilizadas e particularidades para realização de ensaios elétricos nos enrolamentos refrigerados a água.

O capítulo 4 ressalta as características das unidades geradoras de Itaipu, relativas às características técnicas, metodologias para montagem dos enrolamentos, abordagem e considerações sobre o estudo utilizado, e os resultados finais obtidos.

O capítulo 5 traz as conclusões do estudo realizado.

Capítulo 2

SISTEMAS DE ISOLAÇÃO E ESTIMATIVA DE VIDA UTIL

2.1 Materiais Isolantes

Os isolantes, também conhecidos como dielétricos, são materiais utilizados no confinamento de energia elétrica em determinadas regiões, seja para fins de segurança (isolação), seja para armazenamento de energia. Ao contrário dos materiais condutores e semicondutores, nos materiais isolantes a presença de campo elétrico (aplicação de tensão), provoca o deslocamento de cargas, sem liberá-las, sejam átomos ou moléculas. A consequência é a formação de dipólos elétricos. Portanto, quando um isolante é submetido a um campo elétrico ele sofre polarização.

Os fenômenos devidos à polarização de um dielétrico podem ser julgados através do valor da constante dielétrica, pelo ângulo de perdas dielétricas e, se a polarização vem acompanhada de dissipação de energia que provoca o aquecimento do dielétrico. Neste aquecimento, tomam parte as poucas cargas livres que existem no material, as quais determinam o aparecimento de uma corrente de fuga que flui através do dielétrico e sua superfície. A maioria dos dielétricos se caracteriza por um deslocamento elétrico das cargas como uma função linear do campo elétrico que se cria no mesmo.

Todo dielétrico inserido em um circuito elétrico pode ser considerado como um capacitor de capacidade determinada, como mostra a Figura 1. Como se sabe, a carga em um capacitor qualquer é dada por $Q = C \cdot U$, onde C é a capacitância do capacitor e U a tensão aplicada.

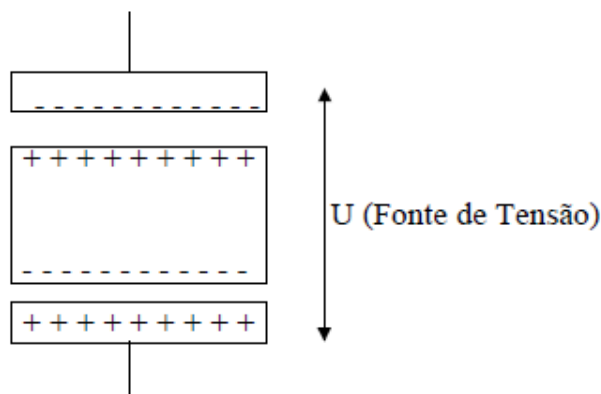


Figura 1 - Característica de Polarização de um Capacitor.

O fenômeno da polarização se apresenta de diferentes maneiras, quais sejam, eletrônica, iônica, dipolar e estrutural.

As polarizações eletrônica e iônica ocorrem de um modo praticamente instantâneo sob a ação de um campo elétrico e sem dissipação de energia, se caracterizando por um deslocamento elástico de íons ou elétrons ligados ao núcleo de um átomo. A polarização eletrônica diminui com o aumento da temperatura, devido à dilatação do dielétrico e consequente diminuição do número de partículas por unidade de volume. Já a polarização iônica é intensificada com o aumento da temperatura, uma vez que se debilitam as forças elásticas interiônicas quando aumentam as distâncias entre os íons quando o corpo se dilata.

Já polarização dipolar difere da eletrônica e da iônica com relação ao movimento térmico das partículas. As moléculas dipolares, que se encontram em movimento térmico caótico, se orientam parcialmente pela ação do campo, o qual é a causa da polarização. A polarização dipolar é possível se as forças moleculares não impedirem os dipolos de se orientarem de acordo com o campo. Ao aumentar a temperatura, se enfraquecem as forças moleculares e diminui a viscosidade da substância, de forma que se intensifica a polarização dipolar. No entanto, ao mesmo tempo aumenta a energia dos movimentos térmicos das moléculas, o que faz diminuir a influência orientadora do campo. Assim, a polarização dipolar aumenta a princípio com o aumento da temperatura, enquanto o enfraquecimento das forças moleculares influencia mais que a intensificação do movimento térmico caótico. Depois, quando esta última se intensifica, a polarização dipolar cai a medida que aumenta a temperatura.

A polarização estrutural vem a ser a orientação de estruturas complexas de material, perante a ação de um campo externo, aparecendo devido a um deslocamento de íons e dipolos, na presença de aquecimento devido a perdas Joule. Quanto a sua dependência com a temperatura, têm comportamento semelhante à polarização dipolar.

As particularidades da polarização permitem dividir todos os dielétricos em vários grupos. Ao primeiro grupo podem pertencer os dielétricos que possuem somente a polarização eletrônica, por exemplo, as substâncias sólidas não polares ou debilmente polares em estado cristalino ou amorfo (parafina, enxofre, poliestireno), assim como os líquidos e gases não polares ou debilmente polares (benzeno, hidrogênio e outros).

Ao segundo grupo, pertencem os dielétricos que possuem ao mesmo tempo polarização eletrônica e dipolar. São estas as substâncias polares (dipolares) orgânicas, semilíquidas e sólidas (algumas resinas, celulose, alguns hidrocarbonetos cloretados, etc).

Ao terceiro grupo, pertencem os dielétricos inorgânicos sólidos com polarização eletrônica, iônica e íon-eletrônica dipolar. Este grupo pode ser dividido no subgrupo 1) com polarização eletrônica e iônica ao qual pertencem principalmente as substâncias cristalinas com empacotamento denso de íons (quartzo, mica, sal e óxido de alumínio) e o subgrupo 2) com polarização eletrônica, iônica e dipolar ao qual pertencem os materiais que contêm fase vítrea (porcelana) e os dielétricos cristalinos com empacotamento não denso.

A um quarto grupo, pertencem os componentes ferroelétricos, que se caracterizam por ter polarização espontânea (nos campos elétricos alternados, os materiais com polarização espontânea se caracterizam por uma considerável dissipação de energia), eletrônica e iônica combinadas. Seriam estes materiais o sal de Seignette e o de Rochelle, titanato de Bário e outros.

Em certos casos alguns isolantes apresentam nítida superioridade sobre outros e, em outros, inteiramente inadequados. O exemplo da porcelana é típico: sendo material excelente para isolamento de linhas aéreas, pelas suas propriedades dielétricas, químicas e mecânicas, é inteiramente inadequada aos cabos isolados, pela falta de flexibilidade.

A borracha apresenta excelentes qualidades químicas, mecânicas e elétricas, de modo que é geralmente utilizada nos fios e cabos, mas não é completamente à prova de água, não resiste a temperaturas elevadas e é atacável pelos óleos e pelo ozona.

O fato de um material apresentar propriedades elétricas muito superiores a outros (alta rigidez dielétrica, alta resistividade, baixas perdas) não é suficiente para determinar o seu emprego se as qualidades mencionadas não forem acompanhadas de propriedades químicas e mecânicas adequadas. Assim, as boas propriedades elétricas podem corresponder a uma redução de espessura do isolante a empregar nos condutores das máquinas elétricas. É, porém, necessário que o material seja suficientemente robusto para resistir aos esforços mecânicos durante a construção e o funcionamento.

Muitas substâncias industrialmente empregadas como isolantes não são inteiramente homogêneas, especialmente as de origem orgânica como o algodão, seda, madeira, óleos, etc, sendo, além disto, em geral, deterioráveis.

Uma primeira classificação dos isolantes pode ser feita de acordo com o seu estado [14]:

I - Gases: Ar, anidrido carbônico, azoto, hidrogênio, gases raros, hexafluoreto de enxofre.

II - Líquidos:

- A - Óleos minerais: óleos para transformadores, interruptores e cabos.
- B - Dielétricos líquidos à prova de fogo: Askarel.
- C - Óleos vegetais: Tung, linhaça.
- D - Solventes (empregados nos vernizes e compostos isolantes): Álcool, tolueno, benzeno, benzina, terebentina, petróleo, nafta, acetatos amílicos e butílicos, tetracloreto de carbono, acetona.

III - Sólidos aplicados em estado líquido ou pastoso:

- A - Resinas e plásticos naturais: resinas fósseis e vegetais, materiais asfálticos, goma laca.
- B - Ceras: cera de abelhas, parafina.
- C - Vernizes e lacas: preparados de resinas e óleos naturais, produtos sintéticos, esmaltes para fios, vernizes solventes, lacas.
- D - Resinas sintéticas (plásticos moldados e laminados): resinas fenólicas, caseína, borracha sintética, silicones.
- E - Compostos de celulose (termoplásticos): acetato de celulose, nitrocelulose.
- F - Plásticos moldados a frio: cimento portland empregado com resinas ou asfaltos.

IV - Sólidos:

- A - Minerais: quartzo, pedra sabão, mica, mármore, ardósia, asbesto.
- B - Cerâmicos: porcelana, vidro, micalex.
- C - Materiais da classe da borracha: borracha natural, guta-percha, neoprene, buna.
- D - Materiais fibrosos (tratados e não tratados): algodão, seda, linha, papel, vidro, asbesto, madeira, celofane, rayon, nylon.

Além desta classificação cujo critério é a natureza dos materiais isolantes, estes podem ser classificados visando a sua aplicação, especialmente na construção de máquinas e aparelhos elétricos, cuja temperatura é limitada não pelos materiais condutores ou magnéticos (que são metálicos) e sim pelos isolantes [14]. A durabilidade destes depende de fatores diversos, dentre os quais predomina a temperatura, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Classificação dos materiais isolantes em relação à sua estabilidade térmica [15]

Classe	Temperatura máxima admissível em serviço
Y(O)	90 °C (algodão, seda e papel sem impregnação)
A	105 °C (algodão, seda e papel com impregnação)
E	120 °C (alguns vernizes, esmaltes e fibras)
B	130 °C (mica, asbesto com aglutinante, EPR)
F	155 °C (mica, fibra de vidro com aglutinante)
H	180 °C (elastômeros de silicato)
C	>180 °C (porcelana, vidro, quartzo, cerâmicas)

A vida útil dos materiais utilizados para a isolamento de máquinas e aparelhos elétricos depende de vários fatores, tais como a temperatura, os esforços elétricos e mecânicos, as vibrações, a exposição a produtos químicos, umidade e a sujeira de qualquer espécie.

Reconhece-se que os materiais isolantes podem não suportar as temperaturas a eles atribuídas na classificação se estas forem mantidas durante tempo ilimitado. Essas temperaturas todavia são tais que permitam uma vida útil adequada do material se este for mantido durante longos períodos de tempo com temperatura mais baixa. As normas de equipamento elétrico especificam geralmente a elevação de temperatura permissível acima do ar ambiente ou de outro meio refrigerante.

A isolamento aplicada aos geradores síncronos que compõem os sistemas de geração empregam técnicas muito diferenciadas. O surgimento dos aproveitamentos hidráulicos de grande porte e a demanda de energia elétrica determinaram o desenvolvimento do processo tecnológico de forma a melhor atender as características dos grandes alternadores como: elevação da capacidade dielétrica, melhor estabilidade térmica e química, aumento da capacidade de troca de calor, facilidade no processo industrial de fabricação.

As técnicas iniciais empregavam a laca, material extraído de inseto, com boas propriedades dielétricas, como elemento de suporte para a mica em folhas. Posteriormente surgiam as gerações de isolamento com uso do enfitamento contínuo em base asfáltica.

Com o surgimento das resinas sintéticas (epoxi e poliéster), foi abandonada a geração “CLASSE B”, face às propriedades térmicas, dielétricas e químicas destes materiais.

As pesquisas atuais caminham para a utilização do silicone nos grandes equipamentos, com vantagens em relação à suportabilidade térmica (classe H). Entretanto, algumas dificuldades ainda devem ser superadas.

A Tabela 2 apresenta urna amostragem sobre a evolução dos materiais e sua capacidade dielétrica.

Tabela 2. Materiais para Isolação Elétrica – Classificação Térmica [16]

Classe de Temperatura	Temperatura Limite de Trabalho	Lista	Materiais Isolantes	Materiais de Aglutinação Impregnação ou Revestimentos que entram na Fabricação dos materiais indicados na Coluna Material Isolante	Materiais de impregnação que podem ser Utilizados no Tratamento do Conjunto Isolado
Y 1910-1955	90 °C	Principal	Algodão, seda natural, fibra de celulose regenerada, fibra de acetato de celulose, fibra de poliamida, papel e produtos derivados, papelão prensado, fibra vulcanizada, madeira, resina, anilina-formaldeído, resinas uréia-formaldeído	Nenhum	Nada especificado
		Suplementar	Poliacrílico, poliestireno e o polietileno podem ser limitados a menos de 90°C pela temperatura de amolecimento. Cloreto de polivinila com ou sem plastificantes, borracha natural vulcanizada	Nenhum	Nada especificado
A	105 °C	Principal	Algodão, seda natural, fibra de celulose regenerada, fibra de acetato de celulose, fibra de poliamida, papel e produtos derivados, papelão prensado, fibra vulcanizada, madeira, todos imersos em líquido dielétrico ou impregnado	Nenhum	Vernizes a base de resina natural (goma laca e outras resinas naturais) e de óleos secativos
			Tecido envernizado a base de algodão, seda natural, celulose, fibra de poliamida e papel envernizado	Vernizes a base de óleos secativos e resinas naturais ou sintéticas	Soluções ou suspensões de éteres e ésteres celulósicos
			Laminados de madeira	Resina fenol-formaldeído	Óleo isolante e líquidos dielétricos sintéticos
			Película de acetato de celulose, película de acetobutirato de celulose, resinas poliéster de cadeias cruzadas, esmalte de tipo óleo-resinoso para fios, esmalte a base de resinas poliamida para fios.	Nenhum	Materiais relacionados nas classes de temperaturas mais elevadas
		Suplementar	Elastômeros de policloropreno, elastômeros de butadieno acrilonitrilo	Nenhum	
E	120 °C	Principal	-	-	-
		Suplementar	Esmaltes para fios a base de resina formal-polivinílicas, poliuretano ou epóxi	Nenhum	Resinas sintéticas e a base de asfalto tratadas a óleo Resinas poliéster de cadeias cruzadas, resinas epóxi Materiais relacionados nas classes de temperatura mais elevadas
			Peças moldadas com enchimento celulósico, laminados a base de tecido de algodão, laminados a base de papel	Resinas de melanina-formaldeído, fenol-formaldeído, fenol-furfural	
			Resinas de poliéster de cadeias cruzadas, películas de triacetato de celulose, películas de tereftalato de polietileno, fibras de tereftalato de polietileno	Nenhum	
			Tecidos envernizados a base de tereftalato de polietileno	Vernizes a base de resinas alquídicas	

Tabela 2. Materiais para Isolação Elétrica – Classificação Térmica [16] (Continuação)

Classe de Temperatura	Temperatura Limite de Trabalho	Lista	Materiais Isolantes	Materiais de Aglutinação Impregnação ou Revestimentos que entram na Fabricação dos materiais indicados na Coluna Material Isolante	Materiais de impregnação que podem ser Utilizados no Tratamento do Conjunto Isolado
E	120 °C	Principal	-	-	-
		Suplementar	Esmaltes para fios a base de resina formal-polivinílicas, poliuretano ou epóxi	Nenhum	Resinas sintéticas e a base de asfalto tratadas a óleo
			Peças moldadas com enchimento celulósico, laminados a base de tecido de algodão, laminados a base de papel	Resinas de melanina-formaldeído, fenol-formaldeído, fenol-furfural	Resinas poliéster de cadeias cruzadas, resinas epóxi
			Resinas de poliéster de cadeias cruzadas, películas de triacetato de celulose, películas de tereftalato de polietileno, fibras de tereftalato de polietileno	Nenhum	Materiais relacionados nas classes de temperatura mais elevadas
			Tecidos envernizados a base de tereftalato de polietileno	Vernizes a base de resinas alquídicas	
B 1940-1970	130 °C	Principal	Fibra de vidro, amianto	Nenhum	Resinas sintéticas e a base de asfalto tratadas a óleo
			Tecido envernizado de fibra de vidro, amianto envernizado	Vernizes a base de resinas sintéticas tratadas a óleo	Resinas de poliéster de cadeias cruzadas
			Mica aglutinada (com ou sem suporte)	Goma laca, massa isolante asfáltica ou betuminosa, resinas sintéticas modificadas, resinas alquídicas, resinas poliéster de cadeias cruzadas, resinas de Epóxi	Resinas epóxi (sob esforços mecânicos severos estes materiais podem resultar inadequados, sendo necessário utilizar resinas fenólicas)
			Laminados de fibra de vidro laminados de amianto, peças moldadas com enchimento mineral	Resinas melanina-formaldeído, resinas fenol-formaldeído	
		Suplementar	Peças moldadas com enchimento mineral	Resinas poliéster de cadeias cruzadas	Materiais relacionados nas classes de temperatura mais elevadas.
			Polimono-cloro-trifluoretileno	Nenhum	
F 1960->	155 °C	Principal	-	-	Resinas alquídicas, epóxi, poliéster de cadeias cruzadas, poliuretano com estabilidade térmica elevada
		Suplementar	Fibra de vidro, amianto	Nenhum	Resinas silicone-alquídicas e silicone-fenólicas
			Tecido envernizado de fibra de vidro, amianto envernizado	Resinas alquídicas, epóxi, poliéster de cadeias cruzadas, poliuretano com estabilidade térmica elevada, resinas silicone-alquídicas	Materiais relacionados nas classes de temperatura mais elevadas
H	180 °C	Principal	Fibra de vidro, amianto	Nenhum	Resinas de silicone apropriadas
			Tecido envernizado de fibra de vidro, amianto envernizado	Resinas de silicone apropriadas, Elastômeros de silicone	
			Elastômeros de silicone	Nenhum	
			Mica aglutinada (com ou sem suporte) laminados de fibra de vidro, laminados de amianto	Resinas de silicone apropriadas	
C	>180 °C	Principal	Mica, porcelana e outra cerâmica, vidro, quartzo (a temperatura máxima de operação pode estar limitada pelas propriedades físicas ou químicas)	Nenhum	Aglutinantes inorgânicos tais como vidro e cimento

2.2 Sistemas Isolantes de Barras do Estator

Os enrolamentos de estator das máquinas síncronas com acionamento hidráulico geralmente operam em níveis de tensão nominal de serviço até 18 kV. Seus sistemas de isolamento empregam técnicas de fabricação, desde aquelas adotadas nas décadas de 20 e 30 até a tecnologia mais avançada, empregada nos alternadores de grande diâmetro e alta tensão. Portanto tais sistemas possuem características bastante distintas, diferenciando também os mecanismos preferenciais para falha, que devem ser tratados distintamente conforme se apresenta a seguir.

2.2.1 Teoria dos Mecanismos de Degradação

Os enrolamentos de estatores de hidrogeradores, compostos por barras, são expostos a diversos tipos de solicitações cuja intensidade relativa varia substancialmente, dependendo das particularidades do projeto, tais como tamanho, capacidade, geometria, tensão de serviço e regime operativo, definindo, desta maneira, o elemento principal de degradação [17].

De um modo geral, os esforços que atuam no sentido de degradar a isolamento são os seguintes:

- Elétrico
- Mecânico
- Térmico
- Ambiental

2.2.1.1 Esforços Elétricos

Os esforços que ocorrem na região entre a face do cobre e superfície externa do isolamento serão aqui denominados como “Esforços Internos”, enquanto aqueles que ocorrem ao longo da superfície da bobina serão denominados “Esforços Externos”.

a) Esforços Elétricos Internos

Contribuem para a destruição da estrutura do material isolante devido à presença de campo elétrico na isolamento.

A isolamento sólida da barra do estator é, na grande maioria dos equipamentos, uma composição de camadas de mica natural, com ou sem suporte, e algum elemento de adesão como epóxi, poliéster, asfalto, laca. Estes sistemas, durante o processo de fabricação, ficam sujeitos à presença de vazios ou impurezas (material estranho à isolamento) em seu interior.

Todo o lote de barras fabricado é rigorosamente ensaiado, porém o que ocorre na realidade é a verificação de que tais elementos indesejáveis se situem dentro de faixas consideradas toleráveis e compatíveis com a vida útil esperada. As falhas, que ocorrem durante o processo de fabricação, representam alterações em regiões do meio dielétrico, determinando descontinuidade nos níveis de campo elétrico ao longo do material, com elevação acentuada deste campo elétrico entre as paredes, por exemplo “eletrodos” de uma cavidade. Dependendo da forma da cavidade, material do dielétrico envolvente, tensão aplicada e do gás presente, pode ocorrer a ruptura parcial, denominada “descarga parcial”, provocando alterações na estrutura do material da região.

Devido à característica não regenerativa dos dielétricos sólidos, estas descargas possuem um efeito cumulativo e, portanto, poder de agressão proporcional à energia envolvida no processo.

A mica natural, material inorgânico, possui elevada rigidez dielétrica e térmica, o que proporciona a convivência deste material com níveis apreciáveis de descargas parciais. Entretanto, as resinas utilizadas na aglomeração não possuem resistência semelhante, podendo ocorrer efeitos como delaminação, fratura, endurecimento, despolimerização e formação de gases. Paralelamente ocorre o efeito de não homogeneidade das resinas aplicadas na fabricação, que conduzem à distribuição não uniforme das correntes que fluem pela isolação quando submetida ao potencial de serviço. Neste caso, ocorre a geração não uniforme de calor no bloco isolante e, portanto, pontos quentes com ação degradante localizada e cumulativa. Estes efeitos são particularmente fortes nos isolamentos de classe B.

Os esforços (solicitações) elétricos denominados “internos” possuem intensidades diferenciadas dependendo do trecho da barra, reto ou cabeça de bobina, cuja configuração pode ser representada na Figura 2. A solicitação elétrica em uma parede isolante da bobina estatórica, que é máxima no trecho reto da barra e atenuado na cabeça de bobina, pode ser descrito como o aproximadamente representado na Figura 3[17].

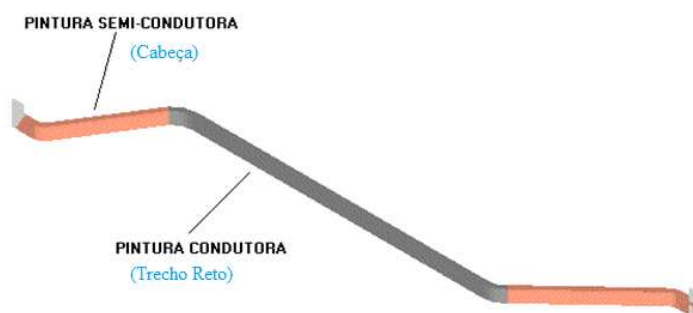


Figura 2 - Croquis de uma Barra Estatórica típica.

Portanto, os sistemas isolantes são fortemente solicitados nos trechos retos por esforço elétrico interno, devendo merecer o cuidado especial durante manutenções preditivas. É importante observar também que o efeito de fadiga nesta região obedece à distribuição do potencial ao longo do enrolamento, esperando-se, portanto, que falhas devido a este tipo de mecanismo ocorram inicialmente em bobinas próximas ao terminal de fase.

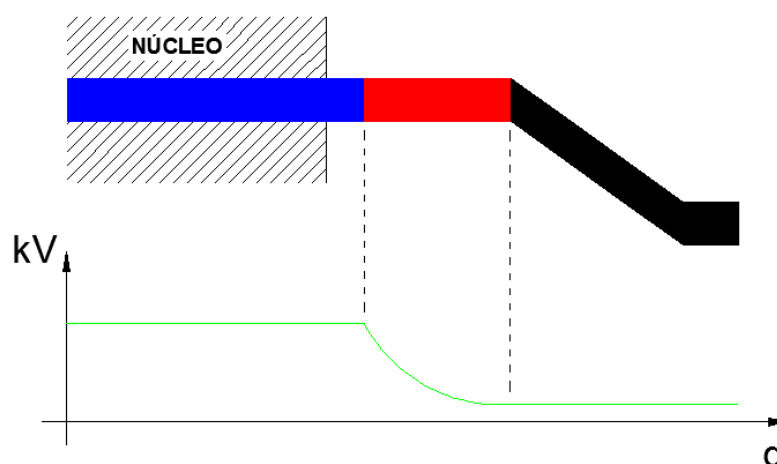


Figura 3 - Distribuição das solicitações de tensão na bobina [17].

b) Esforços Elétricos Externos

São os esforços que atuam na superfície da bobina com ataque sobre os materiais de acabamento e sistema de supressão de descargas parciais.

Os geradores que operam com tensão terminal superior a 4 kV são susceptíveis a descargas no interior da ranhura, originadas de contato não adequado entre a barra e a parede do núcleo magnético. Alguns alternadores dispõem de uma pintura com condutividade controlada que desempenha a função de descarregamento e equalização de potencial na face externa da bobina, disposta conforme ilustra a Figura 2 e conhecidas como pinturas semi-condutora e condutora. A presença da descarga nesta zona leva a deterioração destes sistemas ou dos materiais de acabamento e fixação da bobina, implicando em aumento das folgas laterais e aumento de sua incidência, caracterizando novamente o efeito cumulativo.

Estes efeitos são particularmente perigosos nos isolamentos termorrígidos. Este tipo de isolamento, por não apresentar o efeito de expansão nas temperaturas de trabalho, ou seja, manutenção de suas dimensões originais, é mais sensível a este tipo de problema em função da inexistência de contato pleno e um “travamento natural” entre a barra e a ranhura. É usual a preocupação com este tipo de problema em geradores que operam com tensões superiores a 4 kV.

Outra forma de ação agressiva do tipo superficial ocorre na região das cabeças de bobina, são as descargas de saída de ranhura. Estas descargas têm origem na distorção das linhas do campo elétrico na saída do núcleo e estabelecem um gradiente de potencial na superfície da bobina, que pode ultrapassar a suportabilidade máxima do meio dielétrico ambiente, estabelecendo portanto a descarga parcial, que torna-se sensível em geradores com tensões superiores a 10 kV. Os fabricantes adotam sistemas especiais instalados em forma de anel na bobina, junto à saída do núcleo com capacidade de controlar o alívio de tensão nesta região e estabelecer o gradiente de potencial compatível com o meio dielétrico, conforme ilustrado na Figura 4 [17].

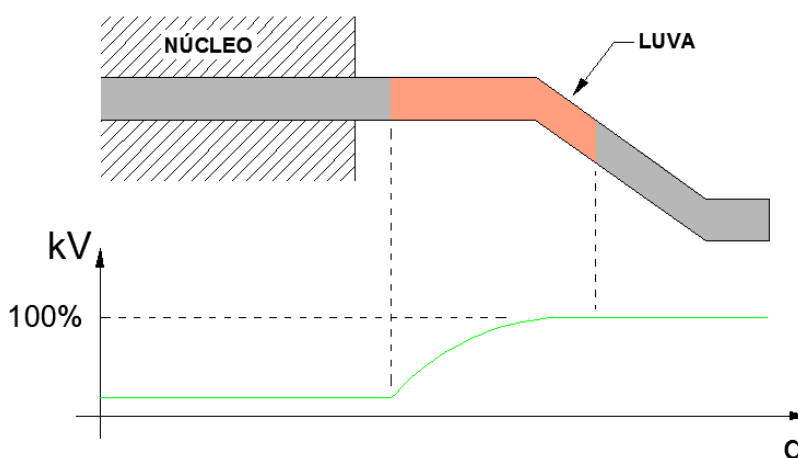


Figura 4 - Gradiente de Tensão na Cabeça de Bobina [17].

2.2.1.2 Esforços Mecânicos

O enrolamento do estator é submetido principalmente a dois tipos de esforços de natureza mecânica. O primeiro, fortemente caracterizado por fadiga e ruptura, tem origem no ciclo térmico ao qual está submetido o equipamento. O segundo, proveniente de interação magnética entre condutores, núcleo e polo, se identifica por movimentos oscilatórios de frequência superior à industrial. Estes mecanismos têm ação distinta quando observados na ranhura ou cabeça de bobina.

a) Esforços Mecânicos por Ciclo Térmico

A expansão diferencial que ocorre entre condutor, isolamento e núcleo magnético produz tensões mecânicas e movimentos cíclicos de baixa frequência que podem levar o material da isolamento à fadiga.

As barras construídas com poliéster e mica, por processo de impregnação posterior, ficam normalmente coladas quimicamente ao núcleo. As resinas responsáveis pelo travamento têm, entretanto, que suportar as tensões mecânicas provenientes da dilatação diferencial

ocorrida entre a barra e ranhura do núcleo, e sabe-se que ao longo de determinado número de ciclos ocorre ruptura das ligações por fadiga, estabelecendo um processo de falha no sistema.

Já as barras com isolamento do tipo mica-asfalto são sensíveis a fraturas transversais devido à baixa resistência à tração do material, o qual deve absorver a expansão do cobre em relação ao núcleo magnético, que é cumulativa ao nível das cabeças de bobinas.

Portanto, o ciclo térmico estabelece um mecanismo definido de falha no equipamento, que dependendo da concepção construtiva enrolamento/núcleo, materiais da bobina e sistemas de fixação, determinaram a suportabilidade do conjunto e, portanto, a participação deste efeito sobre a vida útil do equipamento.

Contudo, regimes operativos com elevada taxa de partidas e paradas ou diferentes carregamentos já determinam um mecanismo provável de falha. Este mecanismo afeta fortemente as barras no nível da ranhura, principalmente nas extremidades do pacote de chapas do núcleo.

b) Esforços Mecânicos por Ação Magnética

A interação dos campos magnéticos dos condutores de cada barra e destes com o campo do rotor (polo e anel amortecedor) resulta em esforços de atração ou repulsão das barras do estator. Na região das cabeças os esforços ocorrem nos sentidos radial e tangencial. Os radiais são estabelecidos pela ação dos fluxos de rotor e estator e em condições de regime, atuam na direção “externa” com frequência dobrada de rede. No sentido tangencial o esforço surge devido ao fluxo magnético estabelecido por corrente nos condutores da barra.

De modo geral, em uma cabeça de bobina, os parâmetros principais que determinam a intensidade da força são:

- Comprimento da parte exposta da barra;
- Campo magnético devido às correntes nos condutores das bobinas vizinhas;
- Corrente de excitação nos polos;
- Corrente nos anéis e barra de amortecimento;
- Geometria da estrutura metálica na região;
- Fluxo principal no núcleo do estator.

Para avaliação da ação destes parâmetros, cita-se, como exemplo, a força devida à interação de condutores do estator, a qual é função do quadrado da corrente. Nos geradores de médio/grande porte, estas correntes podem atingir 6 a 15 pu em regime transitório, o que vale dizer que a força entre condutores fica entre

36 a 225 vezes o valor nominal em regime. Nos hidrogeradores, caracterizados pelas baixas rotações, número elevado de polos e pequeno passo polar e portanto, comprimento reduzido das cabeças de bobina, os esforços são reduzidos e não representam grande preocupação [18].

Fabricantes têm afirmado que, nas bobinas termorrígidas, a própria fixação de ranhura deve suportar todos os esforços, sem necessidade de dispositivos adicionais de fixação como calços radiais e anéis de surto. Nos turboalternadores e motores síncronos, entretanto, estes sistemas de fixação são altamente solicitados e devem merecer especial atenção em inspeções.

Na região das ranhuras, os esforços são sempre no sentido radial, e em condições de regime atuam na direção de dentro para fora, causando efeito de martelamento da barra contra o fundo da ranhura com frequência duas vezes a nominal. Sob condições de surto, podem aparecer esforços que agem no sentido de puxar as barras na direção do entreferro. Esforços normais nas barras podem atingir 10 kg.cm^{-2} .

As considerações apresentadas tentam mostrar a importância e necessidade de se manter sistemas de cunha, anel de surto, calços radiais, tangenciais e amarrações gerais em bom estado. Caso contrário é permitido movimentações da barra que seguramente resultaram em mecanismo de falha de alto risco e acentuada taxa de evolução, que resulta em trincas profundas nas cabeças ou desgaste das paredes na ranhura, finalizando em descarga total no enrolamento.

2.2.1.3 Esforços Térmicos

Os materiais isolantes devem suportar os esforços térmicos por períodos extremamente longos, desde que não ultrapassem os limites térmicos para os quais foram especificados. A sobretemperatura tende a promover a alteração irreversível na estrutura da isolação, sendo os efeitos mais comuns observados:

- Delaminação;
- Fraturas;
- Despolimerização;
- Desplatificação;
- Fragilização.

O mecanismo de falha por ação de sobretemperatura é de fácil controle, bastando para tal a vigilância dos limites operacionais da máquina. A operação fora destes limites conduz a alterações estruturais que, em última análise, desqualificam o material isolante em suas propriedades físico-químicas.

2.2.1.4 Agressões Ambientais

Máquinas que operam com sistema de ventilação “aberto” apresentam, normalmente, forte contaminação da bobina e núcleo por pó e óleo, que aderem ao conjunto atacando os materiais da bobina, obstruindo dutos de ventilação e aumentando a exigência nas cabeças de bobina. Já as máquinas verticais em circuito fechado têm sido fortemente atacadas por condensação do vapor de óleo proveniente de mancais, que aderem ao pó de lonas de freio, formando uma pasta condutiva no nível das cabeças de bobina, atacando e modificando os sistemas das pinturas anti-corona. Este efeito causa a degradação prematura das cabeças de bobina.

Máquinas em ambiente selado, com presença de descargas parciais, estão sujeitas à formação de ozônio, que em presença do nitrogênio reage formando ácido nítrico, de alto poder corrosivo, que ataca o núcleo magnético e estruturas metálicas do compartimento da máquina.

2.2.2 Mecanismos de Defeito Comumente Encontrados

Busca-se a seguir estabelecer uma relação entre os sistemas típicos de isolamento, a importância relativa de cada mecanismo e os sintomas observados.

2.2.2.1 Isolação Classe F

a) Sistema VPI (Mica-Epóxi):

Este sistema é adotado na fabricação da isolamento de maior responsabilidade, no trecho reto da barra e para geradores de médio/grande porte com tensões superiores a 10 kV. Suas características principais são:

- Solicitação elétrica de serviço - 2 a 2,5 kV/mm;
- Propriedades mecânicas são mantidas praticamente inalteradas em temperatura de até 160°C;
- Baixa flexibilidade;
- Baixa dilatação;
- Não apresenta o efeito de “inchaço”;
- Baixa perda dielétrica;
- Baixa absorção de umidade;
- Boa condutibilidade térmica.

Este sistema, devido à característica mecânica de dureza da parede isolante, apresenta como preocupação a fixação na ranhura.

Em sistemas de isolamento novos, de qualidade assegurada, tem-se tolerâncias dimensionais das ranhuras do núcleo menores que 0,2 mm e fixação das barras ao núcleo por pontos de contato. Caso ocorra baixa eficiência no sistema de fixação da barra ou negligência nas manutenções periódicas, permite-se o surgimento de movimento relativo do conjunto barra-ranhura, proporcionando desgaste dos pontos de contato originais e folga de barra que podem levar a:

- Deterioração da pintura da parte reta da barra;
- Desgaste da parede de isolamento;
- Formação de descarga parcial de superfície;
- Deterioração da isolamento principal;
- Descarga total.

Tem-se verificado também, com grande incidência nestas máquinas, a presença de descargas de superfície na região das luvas anti-corona e, nos geradores com atmosfera de hidrogênio, tais efeitos não são observados.

As barras constituídas de mica-epóxi apresentam elevada resistência da superfície, com tensões de serviços suficientemente altas para estabelecer um gradiente de potencial na saída do núcleo acima da suportabilidade máxima do ar, ocasionando a formação de descargas (corona) nesta região.

Diversos fabricantes afirmam que a isolamento principal suporta estes esforços e, portanto, questionam a restauração. Por outro lado, a prática revela que a degradação perigosa, caso ocorra, é em prazo superior a 10 anos. Concessionárias do Brasil e E.U.A têm optado por paralisar o processo de ataque, restaurando e modificando o sistema de proteção nas cabeças.

Para as máquinas com núcleo longo, menores que 2 m, deve haver uma preocupação em relação à expansão diferencial axial entre núcleo e barra, que pode atingir 2% do comprimento total. Esta expansão causa esmagamento e enrugamento das primeiras camadas da isolamento nas extremidades do núcleo. O efeito é cumulativo e progressivo, resultando em inevitável avaria com largas proporções. Enquadram-se neste grupo os compensadores síncronos rotativos.

Resumindo, os geradores montados com barras mica-epoxi — VPI, devem merecer especial atenção quanto a:

- Fixação da ranhura:
 - Cunhas;
 - Contra-cunhas;
 - Calços laterais;
 - Calços de fundo;
 - Sistemas de ligação barra-ranhura.
- Fixação de cabeça:
 - Anéis de surto;
 - Amarrações;
 - Calços radiais e tangenciais.
- Pintura de alívio de tensão:
 - Pintura condutiva;
 - Pintura semi-condutora (luva anti-corona).

b) Sistema pós impregnado (Mica-Poliéster)

Empregado em geradores de pequeno/médio porte, normalmente com tensões inferiores a 13,8 kV. Apresenta maior flexibilidade que o sistema VPI e menor rigidez. As perdas dielétricas são maiores, porém a diferença significativa é a fixação à ranhura, comumente feita por impregnação a vácuo e resina sintética.

Este sistema é sensível à fadiga desta fixação após um certo número de ciclos térmicos. As cunhas representam papel fundamental na vida do equipamento.

2.2.2.2 Isolação Classe B

A isolação com base asfáltica, conhecida como mica-asfalto, dominou como técnica principal até a década de 60 quando tornou-se obsoleta, principalmente por suas limitações térmicas e dielétricas, sendo substituída pela geração epóxi e poliéster.

As características principais são:

- Rigidez dielétrica $< 1,5 \text{ kV/mm}$;
- Elevada flexibilidade;
- Apresenta efeito de “inchaço”, aumento da seção transversal;
- Perda dielétrica $< 8\%$;
- Condutibilidade térmica ruim (quando comparada com epóxi).

Outras características importantes são:

- Ótima aderência à ranhura devido ao efeito de “inchaço” e “amolecimento” que ocorre próximo à temperatura de serviço. A própria barra promove seu travamento na ranhura, se moldando aos dentes das chapas e dutos de ventilação. As cunhas não apresentam papel tão importante;
- Baixa resistência de superfície.

As barras em classe B promovem uma auto-extinção das descargas de superfície na cabeça (corona), em função da resistência elétrica de superfície. Além dos valores de fabricação serem mais baixos (em relação aos classe epoxi-poliéster), ocorre absorção de água com facilidade, promovendo a fuga de corrente pela superfície e alívio do gradiente de potencial, sem haver necessariamente um sistema especial, como a luva anti-corona aplicada nas barras com resina epoxi.



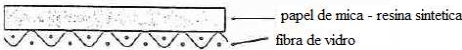

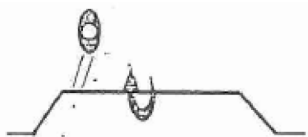
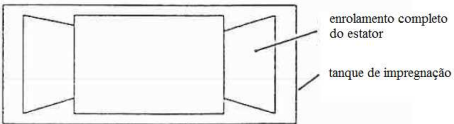
O efeito da sobretemperatura, entretanto, é fatal para esta isolação, causando:

- Delaminação (descolamento das camadas da isolação principal);
- Descolamento cobre-isolação;
- Presença de gases no interior da isolação;
- Desplastificação (efeito de vitrificação);
- Fragilização;
- Fortes descargas no interior da isolação.

Nos núcleos de grande comprimento, o efeito de separação da camada de borda da isolação, que pode inclusive ser feita de material diferente da principal, é mais crítico que nos sistemas mica-epoxi.

A evolução da tecnologia de isolamento utilizada nos enrolamentos de máquinas síncronas, historicamente, pode ser caracterizada quanto ao material e ao processo de fabricação conforme ilustrado na Tabela 3 [19].

Tabela 3. Levantamento histórico sobre o desenvolvimento da tecnologia de isolamento [19]

Ano	Materiais Isolantes	Ano	Processo
1890 ← 1930	<ul style="list-style-type: none"> Escamas de mica ligadas com resina orgânica suportadas com papel; Fitas e fibras de algodão, seda, papel e asbesto; Óleo de linhaça, resinas orgânicas. 	1890 ← 1910	<ul style="list-style-type: none"> Material aplicado manualmente
1930 ← 1950	<ul style="list-style-type: none"> Camadas de mica ligadas com goma-laca suportadas com papel; Camadas de mica ligadas com resina asfáltica suportadas em papel; Fita de mica pré-tratada;  <ul style="list-style-type: none"> Proteção Anti corona: fitas de asbesto e papel grafítico. 	1930 ← 1960	<ul style="list-style-type: none"> Processo “Haefely” – Folha ampla enrolada em torno da barra 
1950 ← 1970	<ul style="list-style-type: none"> Introdução de resinas de poliéster, epóxi, silicone e poliuretano Introdução de mica reconstituída (papel de mica: Samica ou Romica) Introdução de (alto teor de resina) papel de mica ligado com resina sintética (materiais de isolamento Estágio-B) suportados com vidro  <ul style="list-style-type: none"> Novas pinturas anticorona com base de resina sintética com resistência dependente de tensão Introdução de fita de papel poroso de mica com suporte de vidro (conteúdo pouco aglutinante) 	1960 ← 1990	<ul style="list-style-type: none"> Fita continuamente colada manualmente Impregnação com composto asfáltico 
1970 ← 1990	<ul style="list-style-type: none"> Introdução de fibra de vidro como isolamento padrão (aglutinante de epóxi); Introdução de fita de papel poroso de mica com filme de poliéster ou policarbonato como suporte; Introdução de cordões de vidro como suporte e espaçadores em saliências sinuosas; Introdução de fitas de proteção para corona. 	1990 ← 2010	<ul style="list-style-type: none"> Introdução da técnica resina-rica (processo resin-rich-technique RRT) Aplicação de folhas amplas nas partes retas das bobinas ou barras, ou fita continuamente colada e curada em prensa quente Introdução de impregnação a vácuo (vacuum-pressure-technique VPI) para bobina ou barra única Introdução do processo de impregnação do enrolamento de todo o estator (pós impregnação)  <ul style="list-style-type: none"> Introdução de robôs para enfitamento da isolação; Introdução de máquinas de manipulação, por exemplo, para enfitamento de bobina; Introdução de plantas VPI automáticas controladas por computador.

2.3 Estimativa de Vida Útil de Enrolamentos Estatóricos

Os componentes de um sistema de isolamento de um enrolamento, de forma resumida, podem ser ilustrados na Figura 5 e as falhas mais comuns geralmente estão relacionadas a degradação da proteção anti-corona e/ou do material isolante utilizado no sistema de isolamento principal.

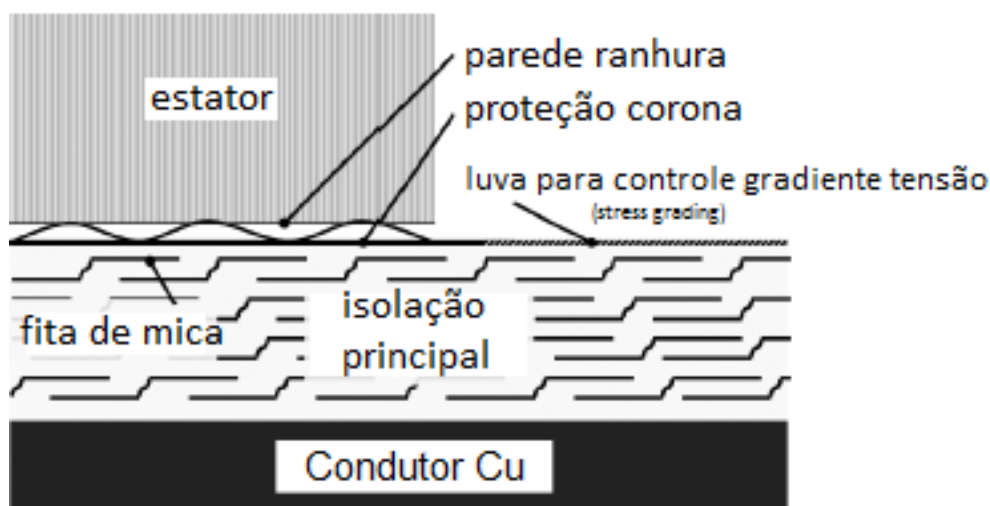


Figura 5 - Componentes da isolamento do enrolamento [20].

Para a estimativa da vida útil são levados em consideração os seguintes fatores: projeto e dados de fabricação, operação e histórico de falhas (modo e condições de operação, ações de melhoria realizadas pela manutenção e resultados das inspeções e diagnósticos). Um fluxograma esquemático das variáveis que influenciam a estimativa de tempo de vida de enrolamentos do estator é apresentado na Figura 6.

Dados de projeto e fabricação, incluindo fabricante, ano de fabricação, sistema de isolamento, materiais, qualidade de fabricação e da instalação, constituem a base preliminar para determinação do tempo de vida útil esperado para o enrolamento estatórico. Nestas condições consideram-se as operação ideais e funcionamento estável. A redução deste tempo estimado de vida útil se deve a fatores associados às condições de funcionamento e do modo de operação, tais como o envelhecimento elétrico, térmico e termomecânico (ciclos térmicos)[9].

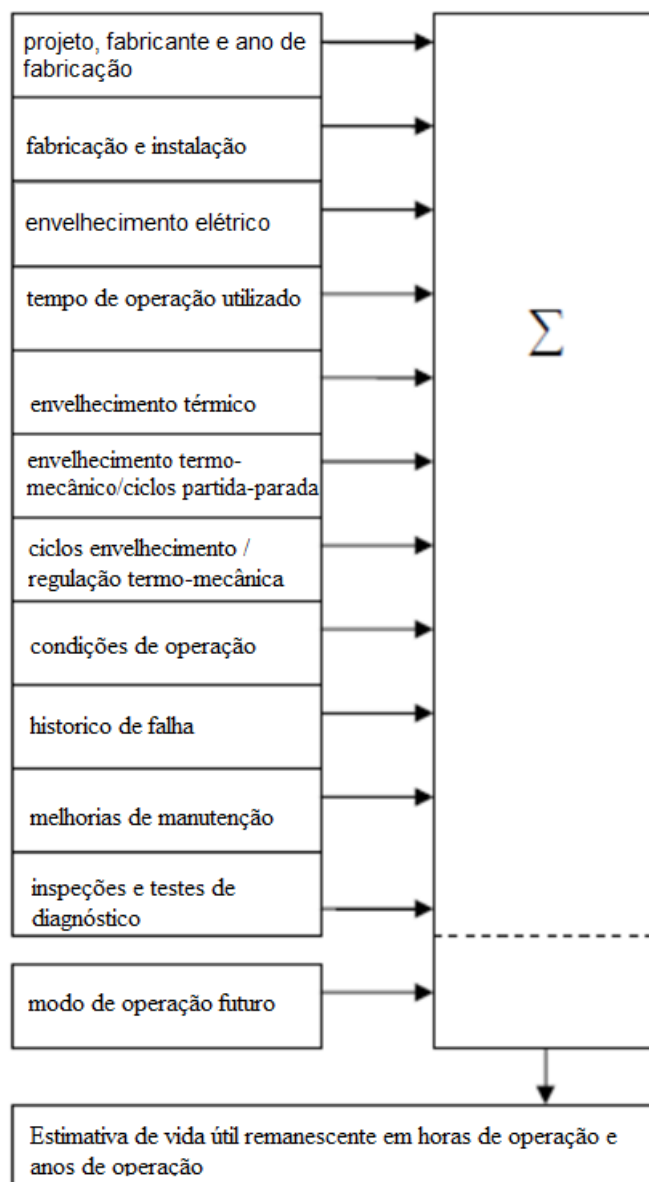


Figura 6 - Fluxograma esquemático para a estimativa do tempo de vida útil remanescente de enrolamentos estatóricos [10].

A estimativa de vida útil está associada a uma tentativa de estimar o instante de intervenção a fim de manter a tolerância ao risco, evitando falhas importantes que resultam em elevadas perdas de produção.

Qualquer ensaio para diagnóstico por si só não é capaz de prever o tempo de vida remanescente. Mesmo quando se utilizam vários métodos de diagnóstico ainda há incerteza na estimativa de vida útil e outros resultados de diagnósticos também se fazem necessários. Em um levantamento estatístico austríaco de geradores hidrelétricos, pontos fortes com diferença significativa das vidas úteis foram percebidos entre sistemas isolantes[9].

Tem-se estudado, nas pesquisas internacionais do CIGRE sobre geradores hidrelétricos, as causas de falha no sistema de isolamentos elétricos [22]. As falhas mais frequentes foram causadas por efeitos de envelhecimento. Mecanismos específicos de falha elétrica eram associados a descargas parciais e proteção corona defeituosa. Outras fontes de falhas foram: ciclagem térmica, sobrecarga, afrouxamento da fixação e contaminação por umidade.

2.3.1 Modelos de Envelhecimento e Ensaio de Envelhecimento Acelerado

Modelos de envelhecimento têm sido propostos para relacionar os níveis de solicitação com a vida do isolamento elétrico. Em muitos sistemas de isolação em funcionamento, há um único fator dominante que influencia a vida útil, enquanto que outros tipos de solicitações têm um efeito significativamente reduzido. No entanto, a vida útil, em muitos casos, é dependente de dois ou mais fatores [9, 25, 26], e para a determinação de envelhecimento térmico, que é o fato mais significativo, o modelo de envelhecimento exponencial é frequentemente utilizado.

O envelhecimento elétrico das barras estatóricas pode ser avaliado com o ensaio de resistência ao envelhecimento elétrico acelerado [25] e o envelhecimento termomecânico pelo ensaio de ciclos térmicos [5]. Ambos os ensaios podem ser utilizados para as barras estatóricas novas ou envelhecidas pelo tempo de serviço, sendo que estes resultados podem ser combinados. Os ensaios são realizados em condições de laboratório com altos níveis de exigência e os resultados são extrapolados para a condição de operação. Nos estudos com solicitações por multi-envelhecimento têm-se observado que muitas vezes as ocorrências simultâneas podem afetar o tempo de vida útil [29,30].

O modelo de envelhecimento elétrico amplamente empregado é o "modelo de potência inversa" [25,26,29,31]. O modelo de envelhecimento é fundamental quando os resultados são extrapolados para o nível de exigência da operação, pois os resultados obtidos podem variar por influência da ordem de magnitude de vários fatores do envelhecimento [23]. O envelhecimento elétrico também possui alguma dependência da temperatura de ensaio, portanto, os resultados extrapolados devem levar em consideração a correção de temperatura[25,29,31]. Os resultados de ensaios de envelhecimento elétrico acelerado em barras retiradas de geradores em serviço foram apresentados por vários autores [32,35], e com base nestes estudos, pode-se concluir que é necessário correlacionar os elementos do modelo de envelhecimento separadamente para cada sistema de isolamento.

Infelizmente, os resultados dos ensaios de resistência ao envelhecimento elétrico acelerado são raramente disponibilizados para os enrolamentos mais antigos. Para a realização deste ensaio, faz-se necessário a remoção de amostra dos enrolamentos (barras estatóricas) de cada unidade operacional, necessitando-se de vários dias por unidade, o que na prática inviabiliza esta alternativa para um grande número de geradores a analisar.

Avaliações de resultados de um ensaio de envelhecimento acelerado por tensão em uma barra estatórica nova com isolamento de mica-epóxi foram extrapolados para as condições operacionais, com a finalidade de se verificar a existência de diferenças entre os resultados do ensaio e os indícios encontrados no enrolamento do estator em funcionamento durante um longo período. Notou-se que a diferença entre os valores extrapolados e os indícios do enrolamento em funcionamento foi bastante significativa. Uma das razões é que os ensaios de envelhecimento acelerado por tensão são normalmente realizados em barras novas, limpas e em condições de laboratório. No entanto, as condições de operação do estator, na prática, são muitas vezes piores, causando o deterioramento das propriedades do isolamento [33].

Exemplos deste deterioramento foram evidenciados nas proteções anti-corona de geradores de eixo vertical, as quais foram desgastadas ou deterioradas por ação de lubrificantes dos rolamentos ou mancais que penetraram nas ranhuras do estator [34], e também em alterações dimensionais provocadas pelo envelhecimento da isolamento e afrouxamento das cunhas de fechamento das ranhuras que permitem vibrações das barras nas ranhuras. Estas vibrações podem levar à remoção da proteção anti-corona do enrolamento próximo as arestas do núcleo do estator, danificando a isolamento e reduzindo o seu tempo de vida. Como consequência disto, ocorrem descargas parciais que aceleram ainda mais a degradação por erosão mecânica dos materiais isolantes [34].

Outro fator que afeta a vida útil é a contaminação do enrolamento estatórico, seja nas cabeças de bobinas ou nos dutos de ventilação do núcleo, que podem dificultar ou até mesmo bloquear a ventilação de arrefecimento, levando a um aumento da temperatura.

Um estudo [33] levantou curvas características de envelhecimento elétrico em função do tipo de material isolante utilizado na confecção do enrolamento estatórico conforme ilustrado na Figura 7. Foram avaliados enrolamentos fabricados nas décadas de 60 e 70 que utilizavam materiais do tipo asfalto-mica, goma-laca-micafólio, micafólio-goma-laca reimpregnado com epóxi, e mica-epóxi. Os dados relacionados a enrolamentos de mica-epóxi consideram geradores fabricados entre meados dos anos 60 e fim dos anos 70. Os mais antigos possuíam cerca de 45 anos de idade, com menos de 400 mil horas de operação. Na base de

dados avaliada, verificou-se apenas um enrolamento de estator de epóxi-mica que foi renovado por causa do fim do tempo de vida. Isso significou afirmar que não foi possível determinar qual a vida útil remanescente, pois os dados eram insuficientes para esta determinação. Para o levantamento das curvas apresentadas foram avaliados os históricos de inspeções e ensaios de diagnósticos, como $\tan \delta$ e descargas parciais.

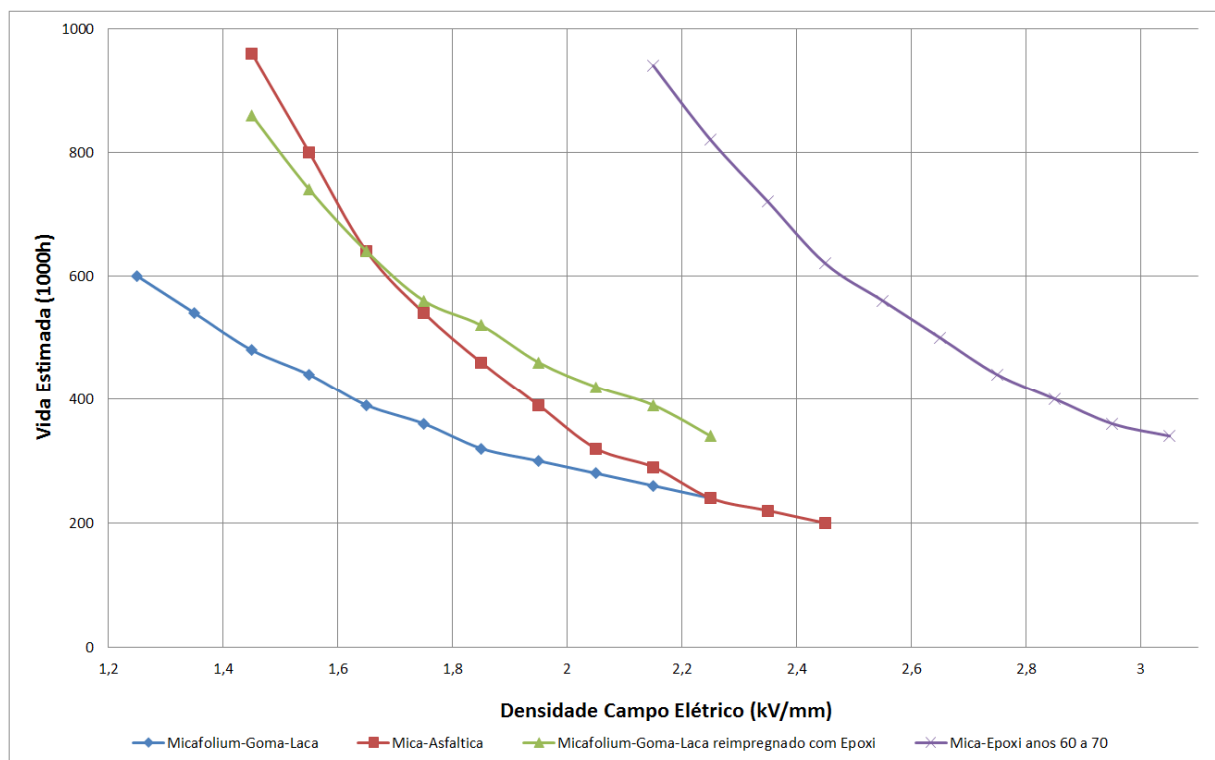


Figura 7 - Curvas de envelhecimento elétrico vs solicitação campo elétrico para vários sistemas de isolamento utilizados em estator [33].

Outra constatação deste estudo foi que, após os anos 70, os fabricantes desenvolveram novas gerações de sistemas de isolamento a base de mica-epóxi. Portanto, é provável que seja necessário levantar as curvas específicas de estimativa de vida útil para cada geração de isolamento. Outro fato que chamou a atenção foi que nestes enrolamentos, relativamente novos, evidenciaram-se frequentes problemas relacionados às proteções anti-corona na região de transição, compreendida entre o final do trecho reto da barra (dentro da ranhura) e início da região curva.

2.3.2 Impacto da Absorção de Água nas Perdas Dielétricas do Isolamento

Para verificar a contaminação do isolamento com a água, deve-se realizar ensaios de fator de perda ($\tan \delta$). O termo fator de dissipação é geralmente usado para definir a perda dielétrica de energia sob tensão AC.

Relatos de outros autores [21,38] indicam que o fator de perda aumenta significativamente pela absorção de umidade pelo isolamento. A alteração destas perdas dielétricas pode, no entanto, ocorrer também como uma consequência do envelhecimento térmico [36] ou uma cura incompleta da resina epóxi utilizada para impregnação do isolamento [37].

Para separar a influência de absorção de umidade a partir dos sinais de envelhecimento térmico, o fator de perda ($\tan \delta$) deve ser medido como uma função da tensão de ensaio aplicada. Isto permite separar as perdas por condução ($\tan \delta_c$) e polarização ($\tan \delta_{pol}$) das contribuições oriundas de descarga parcial ($\tan \delta_{pd}$), sendo que todas essas perdas contribuem para o fator de perda ($\tan \delta = \tan \delta_c + \tan \delta_{pol} + \tan \delta_{pd}$), mas diferem na sua dependência em relação à tensão aplicada e assim sobre o campo elétrico na isolação [38]. Embora as perdas causadas por condução e polarização sejam dominantes abaixo do início da tensão de descarga parcial, vazios e delaminações na isolação dão origem a um aumento da atividade de descarga parcial e podem ocorrer como uma consequência do envelhecimento térmico. Isto, no entanto, não afeta o fator de perda se a tensão aplicada for inferior à tensão de início da descarga parcial destes vazios ou delaminações, como ilustrado na Figura 8.

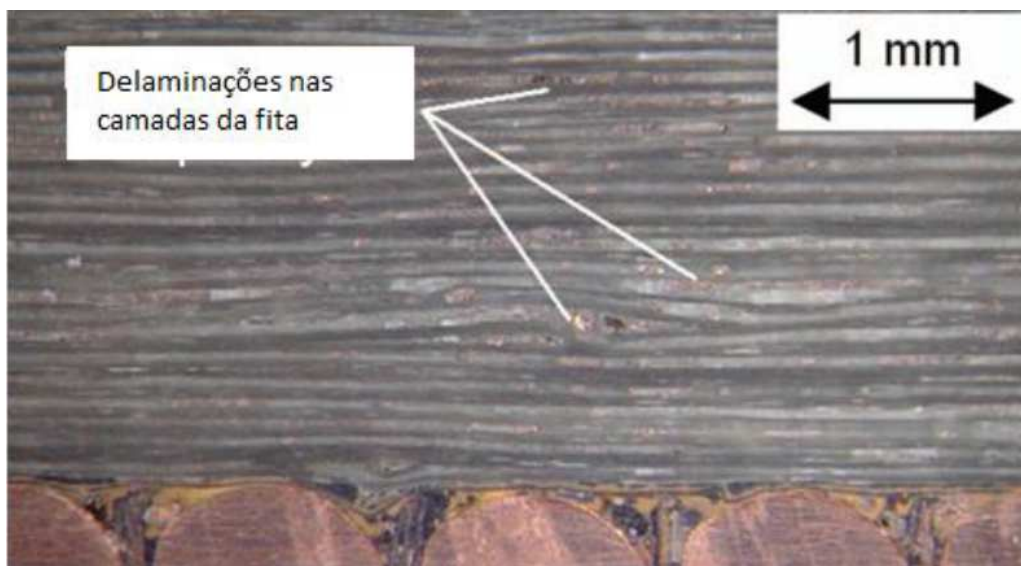


Figura 8 - Micrografia do isolamento envelhecido por tempo de serviço.

Para medir apenas as perdas dielétricas no interior do material isolante, as medições de $\tan \delta$ devem ser realizadas com um dispositivo protegido [39], como mostra a Figura 9.

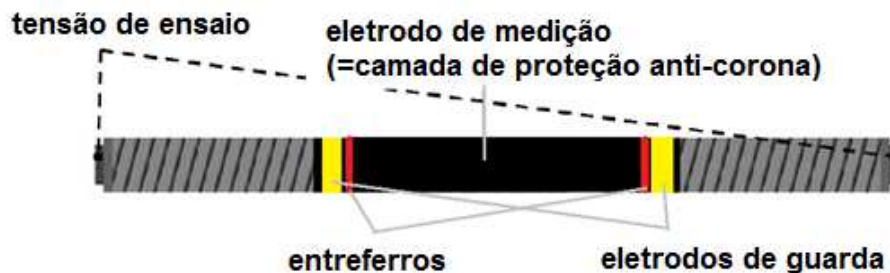


Figura 9 - Arranjo com guardas e airgaps para medições de fator de perda [40].

As perdas dielétricas da amostra, retirada de um gerador em funcionamento por mais de 37 anos [40], são consideravelmente mais elevadas do que o valor correspondente obtido a partir da barra a ser substituída (nova), conforme resultados ilustrados na Figura 10. Enquanto o fator de perda da amostra “envelhecida” é de 9,6% a 0,2 Vpp, o valor correspondente da barra “nova” é de apenas 1,3%. Isto aponta para contaminação por água da amostra.

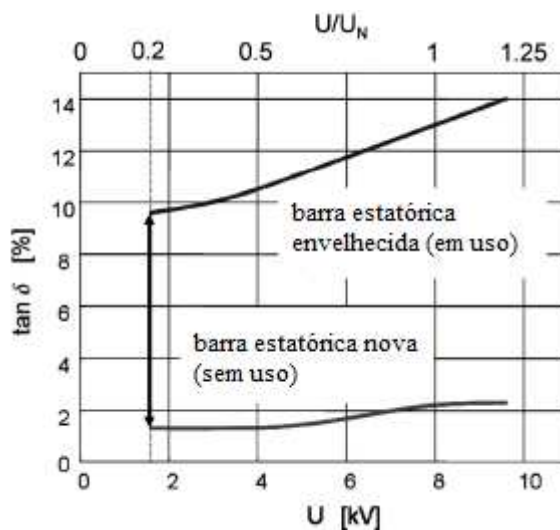


Figura 10 - Comparação dos valores da barra nova e amostra retirada do enrolamento envelhecido [40].

Investigações experimentais em isolantes submersos em água no vácuo-pressurizado mostram que é necessário mais de uma semana para a verificação de uma redução significativa da medição da resistência de isolamento [41]. Contrariamente a esta afirmação a amostra avaliada entrou em contato com a água por um curto período e mesmo assim a isolação absorveu uma quantidade considerável de água. Para esclarecer as causas desta divergência, a amostra contaminada foi dissecada e micrografias foram realizadas, conforme ilustra a Figura 8, e constatando-se delaminação (vazios) na isolação principal.

2.3.3 Redução da Vida Útil do Isolamento por Ciclo Térmico

Uma pesquisa realizada por T. Weiers em 2010 indicou que a isolamento de um enrolamento estatórico tinha degradado significativamente após 37 anos de operação [40]. As micrografias da barra retirada do gerador em serviço, semelhantes aos ilustrados na Figura 8 detectados em outra amostra, apontaram que várias das fitas de mica, que constituíram o isolamento principal, tinham se separado. Além disso, o sistema isolante apresentou fissuras entre a isolamento e os condutores de cobre. A mesma avaliação foi aplicada em uma barra nova onde não se observaram tais vazios. Logo os defeitos observados são consequência do envelhecimento pelo calor e/ou cíclico térmico [42].

Para verificar a hipótese de envelhecimento por calor (ciclo térmico), deve-se utilizar os ensaios de suportabilidade a tensão (VET) em pelo menos cinco barras do enrolamento em avaliação, conforme recomendado pela IEEE 1043 [43]. Porém muitas vezes não se dispõe das cinco amostras para avaliação e, como alternativa, podem-se medir os tempos de propagação da arborescência elétrica pela isolamento de mica-epóxi [47,48]. O arranjo experimental, mostrado na Figura 11 foi montado por T. Weiers (2010) para realização desta verificação, e após análise estatística dos valores de tempo de desagregação medidos na amostra nova e na envelhecida, verificou-se que os valores observados na amostra nova são significativamente mais curtos e as duas séries de tempo de decomposição diferem por um fator de 27, conforme ilustrado na Figura 11[40].

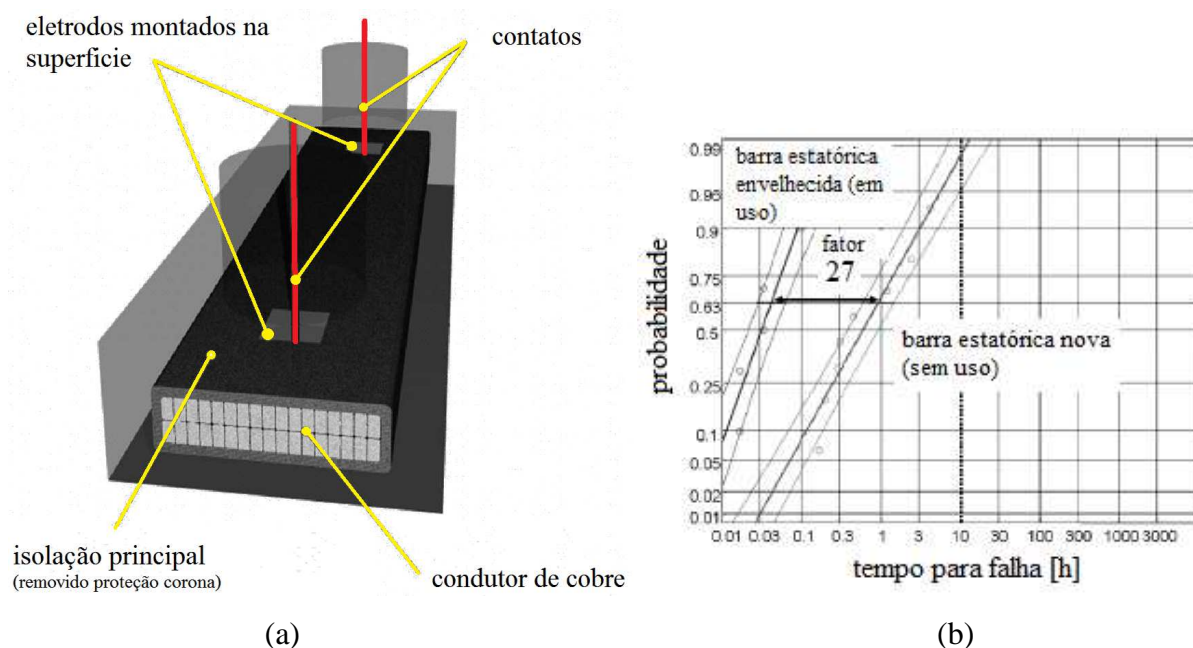


Figura 11 - Arranjo experimental para medição de tempos de desagregação [40].

A redução da vida útil da isolamento pode ser consequência do envelhecimento térmico e ambiente [40], pois a absorção de água pelos espaços vazios no interior da isolamento, que ocorreram como consequência do envelhecimento térmico, deteriorou significativamente a vida da isolamento principal.

2.4 Enrolamento Refrigerado a Água Pura

2.4.1 Enrolamento de Armadura Refrigerado a Água Pura

Os enrolamentos de armadura refrigerado a água são constituídos, basicamente, por dois circuitos distintos, a saber: circuito elétrico e circuito hidráulico.

O circuito elétrico tem as mesmas características dos utilizados em geradores convencionais. Já o circuito hidráulico tem a peculiaridade de conter, como meio refrigerante, um fluido que tem por finalidade controlar a temperatura do enrolamento estatórico, através da circulação forçada deste fluido refrigerante pelas barras estatóricas. Este fluido consiste em água desmineralizada, com maior grau de pureza possível, pH básico e baixos valores de condutividade, recebendo a denominação de “água pura”.

Para atender os requisitos de qualidade da água e das exigências do processo são necessários componentes que realizem a circulação de água pura, o resfriamento, o controle de pH e da condutividade da água. Este conjunto de componentes que asseguram o bom funcionamento do sistema de água pura serão detalhados no capítulo 4, item 4.1, quando se caracterizar o sistema instalado nas unidades geradoras de Itaipu.

2.4.2 Circuito Hidráulico

Conforme descrito, o enrolamento estatórico é composto por barras e, para possibilitar a circulação de água pura nos condutores ocos de cada barra, é necessário a montagem de circuitos hidráulicos distintos. Tais circuitos hidráulicos são compostos pela interligação de tantas barras quanto necessárias. Dentro do gerador, os circuitos hidráulicos assumem várias configurações, entre elas a mais utilizada está representada na Figura 12.

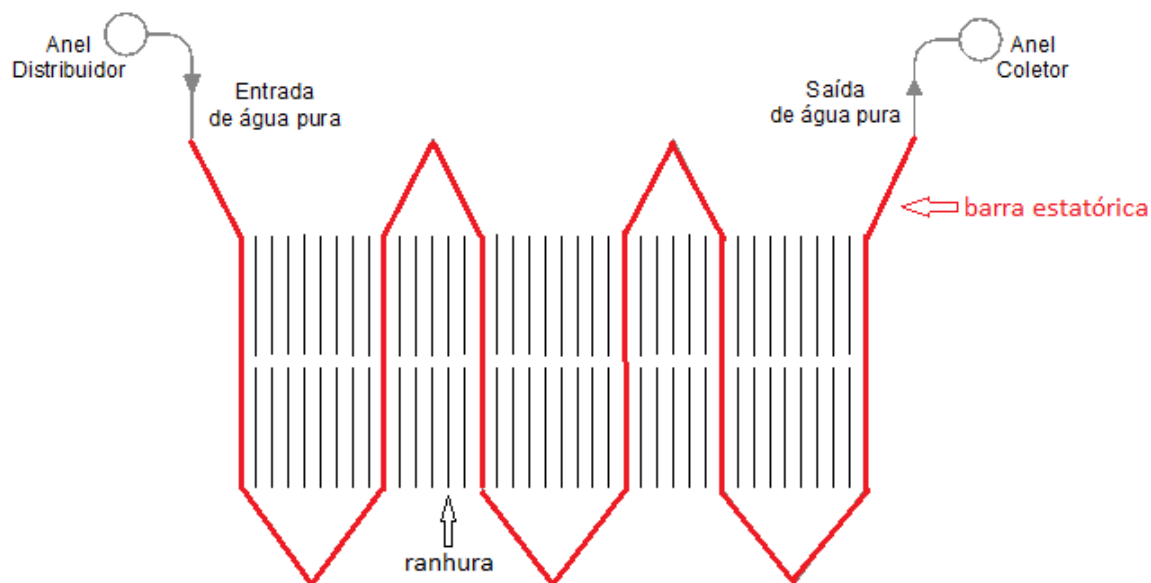


Figura 12 - Circuito hidráulico mais utilizado [46].

A alimentação destes circuitos é realizada pelo anel distribuidor, que fica disposto sobre o estator e fornece água pura com temperatura de aproximadamente 35° C. Em paralelo está instalado o anel coletor, que por sua vez interliga todas as saídas dos circuitos hidráulicos. Este anel recolhe a água aquecida que circulou ao longo das barras de cada circuito hidráulico.

2.4.3 Circuito de Água Bruta dos Geradores

É denominada água bruta a água utilizada como fonte de resfriamento dos trocadores de calor. Para cada unidade geradora, é feita a captação de água bruta na caixa espiral e utilizada nos trocadores de calor dos mancais da turbina, do óleo do regulador de velocidade, radiadores do gerador, transformadores e também no sistema de água pura.

2.4.4 Trocadores de Calor

Os trocadores de calor têm a função de realizar a transferência de calor da água pura que circula pelas barras estatóricas para a água bruta. São constituídos por tubos de aço inox pelos quais circulam água pura e um cilindro, dentro do qual circula água bruta, onde se efetua a troca de calor. A Figura 13 mostra as entradas e saídas de água no trocador de calor e na Figura 14 pode se observar a instalação física dos trocadores de calor no sistema de água pura.

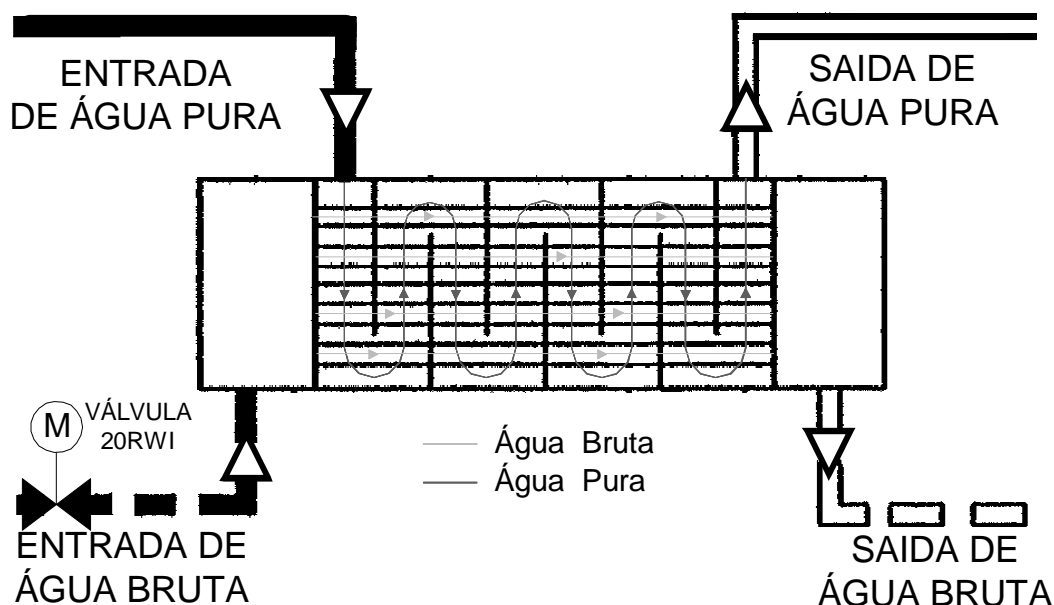


Figura 13 - Trocador de calor do sistema de água pura de Itaipu [46].

Por questões de segurança, a pressão da água pura deve permanecer sempre maior que a pressão de água bruta, pois, se houver algum vazamento nos circuitos internos do trocador, não ocorre contaminação da água pura. O sistema está dimensionado de forma a dissipar todo o calor absorvido através de apenas um trocador de calor.

2.4.5 Circuitos Hidráulicos do Sistema de Água Pura

Os circuitos hidráulicos interligam todos os elementos citados anteriormente, direta ou indiretamente. Para que o objetivo do sistema de água pura seja alcançado, é necessário que estes elementos interligados executem suas funções. Uma visão do funcionamento do sistema é descrita a seguir.

Duas bombas centrífugas estão conectadas em paralelo, embora somente uma delas opere o sistema de água pura. A bomba em funcionamento é responsável por manter o fluxo de água pura no circuito hidráulico principal. Por motivos de confiabilidade operacional, a bomba 1 (alimentada via UMCC – Centro de Controle de Motores da Unidade) é sempre selecionada como bomba principal e funciona em período integral, a outra é ligada caso ocorra alguma falha na bomba principal.

Os trocadores de calor também são ligados em paralelo, mas, neste caso, o funcionamento pode ser conjunto. Toda a água pressurizada pela bomba passa pelo trocador

de calor, e sai resfriada formando um único caminho que passa pelo filtro mecânico ou por um *by-pass*, que possibilita a manutenção do filtro sem parar a unidade geradora.

Após resfriada e filtrada, a água pura entra no anel distribuidor e alimenta os 168 circuitos hidráulicos do enrolamento estatórico, efetuando o resfriamento dos condutores. Em cada circuito hidráulico, a água completa seu caminho passando por seis barras estatóricas, e chegando ao anel coletor.

Neste ponto, a água pura tem sua temperatura elevada devido à troca de calor efetuada no enrolamento estatórico. Ela volta ao circuito hidráulico principal passando pela bomba, pelos trocadores de calor, pelo filtro mecânico e retorna ao estator, formando um circuito fechado.

Existe uma derivação, após os trocadores de calor, pela qual circula uma pequena proporção de água. Ela consiste em um circuito secundário no qual é efetuado o controle de condutividade e pH. Esta derivação é ligada ao circuito hidráulico principal após a saída do estator, próxima à ligação com o tanque de expansão. Este circuito mantém as condições químicas da água, conforme ilustra a Figura 14.

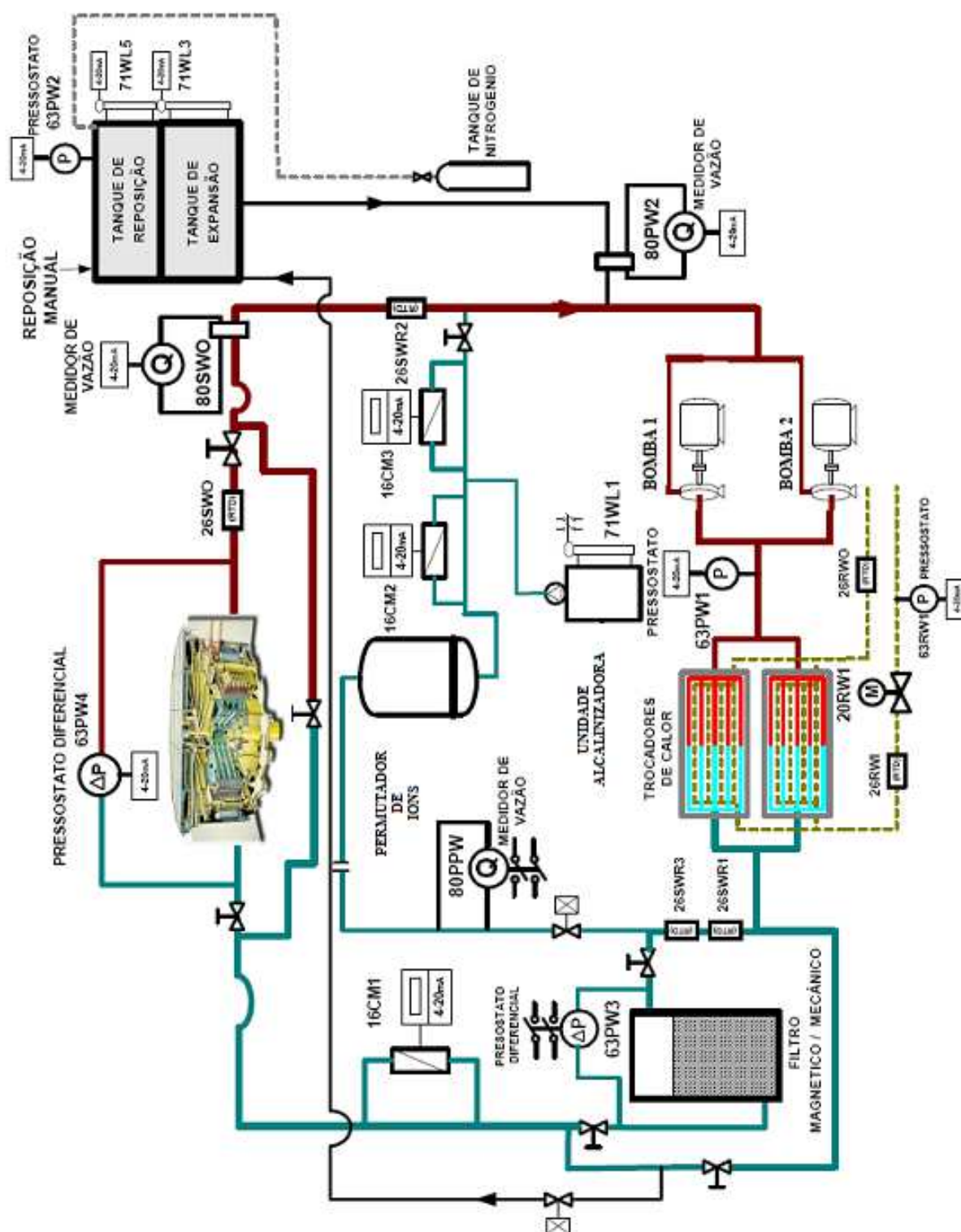


Figura 14 - Diagrama esquemático do sistema de água pura [46].

2.4.6 Vazamento em Potencial no Sistema de Água Pura

Os sistemas de água pura possuem sistemas hidráulicos com inúmeras conexões, as quais podem apresentar pequenas ou grandes perdas de água. Estas perdas podem incidir na

parte externa, não apresentando grandes problemas ao funcionamento, ou na parte interna do gerador que podem levar à perda do mesmo se não detectadas e corrigidas a tempo.

Casos de perda de água na parte interna do gerador são relatados nas Usinas Hidrelétricas de Itaipu [47] e Grand Coulee [48]. Em Itaipu acredita-se que um dos danos tenha sido causado por um objeto estranho de pequenas dimensões que tenha se alojado entre a barra e o anel intermediário inferior. Com o passar do tempo e com a vibração da máquina, o objeto teria perfurado de maneira progressiva a isolamento e os condutores da barra, até atingir os condutores ocultos, provocando o vazamento de água pura, conforme ilustrado nas Figura 15 e Figura 16.

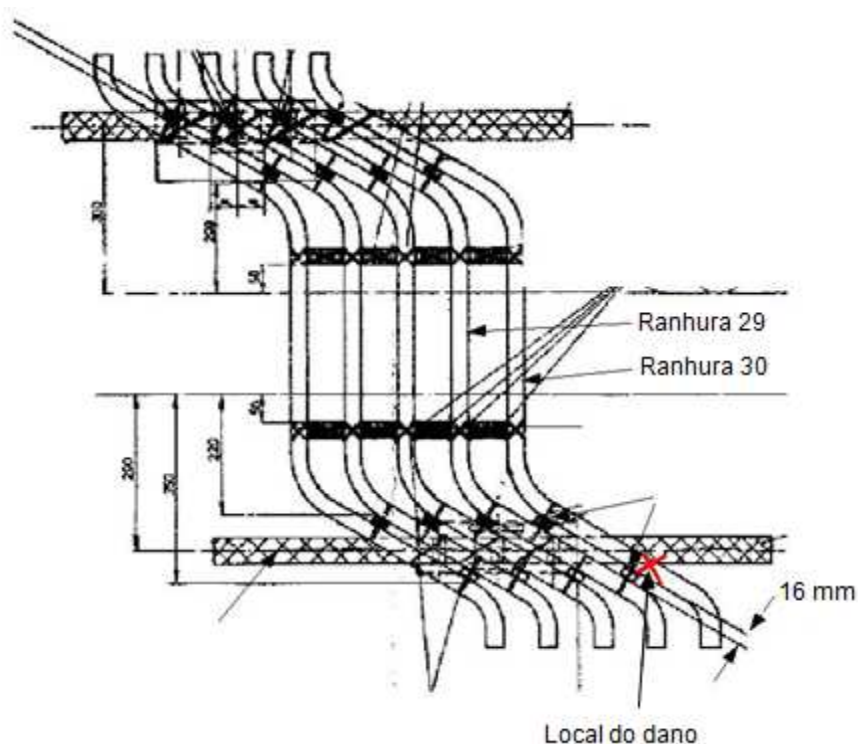


Figura 15 - Localização do dano [47].



Figura 16 – Barra estatórica danificada [47].

Outro caso em Itaipu está relacionado a pequenas perdas de água causadas por porosidade no cobre da barra estatórica (falha no material), conforme mostra a Figura 17, que podem evoluir para uma falha maior.



Figura 17 - Perda de água no condutor oco.

Já em Grand Coulee foram relatados casos de perda de água na conexão hidráulica das cabeças de bobinas que levaram à falhas durante ensaios de alta tensão realizados durante as rotinas de manutenção. As maiores evidências de falhas foram na parte final do trecho reto da barra estatórica, perto da pintura semicondutora, conforme indicado na Figura 18.

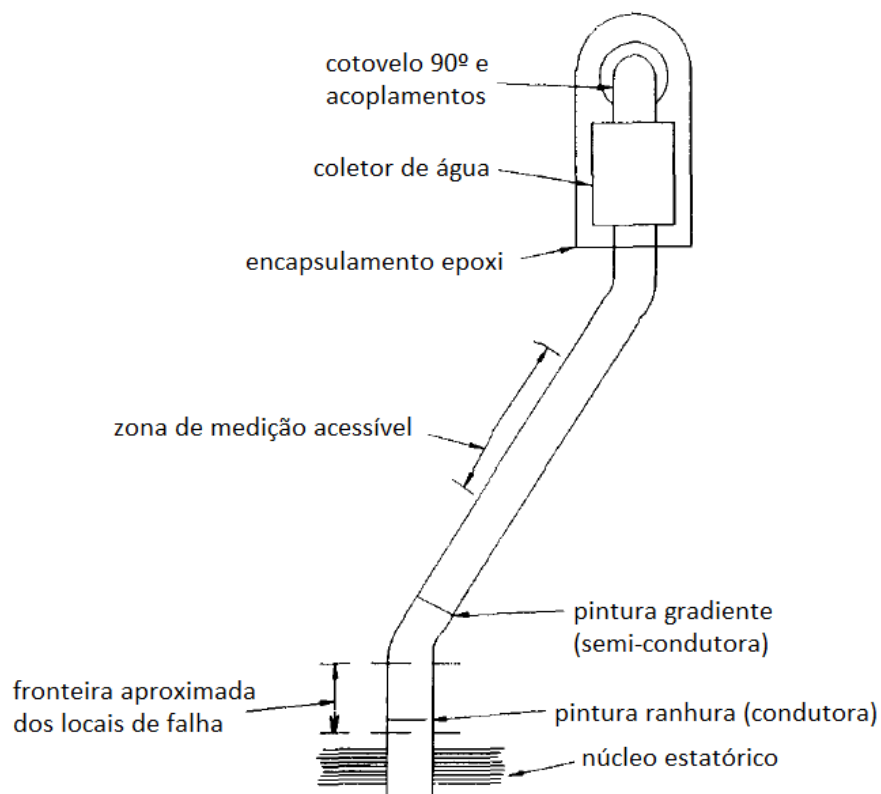


Figura 18 - Visão simplificada parte final estator [48].

Capítulo 3

TÉCNICAS E MÉTODOS DE ANÁLISE DE ISOLAÇÃO

3.1 Inspeções Visuais

As inspeções visuais são métodos utilizados para acompanhar a evolução de uma atividade, processo, produto ou serviço, apenas visualmente. São métodos não destrutivos para determinar a aceitabilidade dentro de um grau de qualidade. Assim, para haver uniformidade nas atividades, utiliza-se, geralmente, a avaliação dimensional, tapping test e micrografia.

3.1.1 Avaliação Dimensional

O objetivo desta medição é avaliar a isolação das barras quanto à deformação, o que poderia indicar ou evidenciar absorção de umidade pela isolação.

3.1.2 Tapping Test

O ensaio de tapping consiste na avaliação da isolação da parte reta da barra através de pequenas batidas com um martelinho, como mostra a Figura 19.

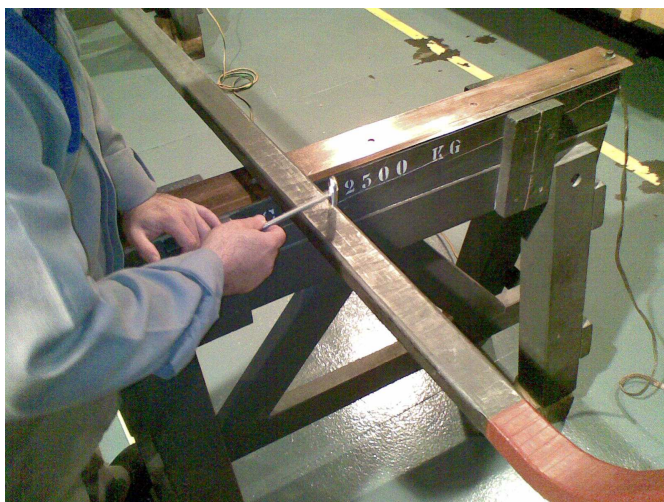


Figura 19 – Ensaio de tapping em barra estática [49].

Com base no som produzido pela batida do martelo ao longo da barra, o operador analisa o estado da isolação, marcando e classificando a região de acordo com o som emitido.

Na Figura 20 vê-se regiões marcadas e classificadas em A e B, que representam regiões com diferentes sons, caracterizando diferentes regiões de delaminação.



Figura 20 – Classificação das regiões delaminadas [49].

3.1.3 Inspeção Micrográfica ou Microscopia

Consiste no estudo dos produtos metalúrgicos com o auxílio do microscópio, onde se pode observar e identificar a granulação do material (tamanho de grão), o teor aproximado de carbono no aço, a natureza, a forma, a quantidade, e a distribuição dos diversos constituintes ou de certas inclusões [50].

Devido ao grau de perfeição requerida no acabamento de uma amostra metalográfica idealmente preparada, é essencial que cada etapa da preparação, por lixamento, seja executada cautelosamente. Esta operação de lixamento tem por objetivo eliminar riscos e marcas mais profundas da superfície dando acabamento e preparando-a para o polimento. Existem dois processos de lixamento: manual (úmido ou seco) e automático. A técnica de lixamento manual consiste em se lixar a amostra sucessivamente com lixas de granulometria cada vez menores, mudando-se de direção (90°) em cada lixa subsequente até desaparecerem os traços da lixa anterior, conforme ilustra a Figura 21.

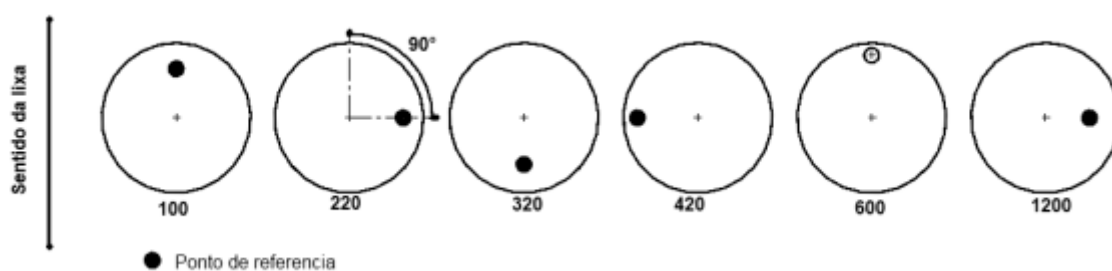


Figura 21 – Representação esquemática do método de lixamento com trabalho em sentidos alternados [50].

A sequência mais adequada de lixas para o trabalho metalográfico com aços é 100, 220, 320, 400, 600 e 1200 (podendo haver variações). Para se conseguir um lixamento eficaz é necessário o uso adequado da técnica, pois de acordo com a natureza da amostra, a pressão de trabalho e a velocidade de lixamento, surgem deformações plásticas em toda a superfície por amassamento e aumento de temperatura. Esses fatores podem dar uma imagem falseada da amostra, por isso devem-se ter os seguintes cuidados:

- Escolha adequada do material de lixamento em relação à amostra e ao tipo de exame final (o que se quer analisar);
- A superfície deve estar rigorosamente limpa, isenta de líquidos e graxas que possam provocar reações químicas na superfície;
- Riscos profundos que surgirem durante o lixamento devem ser eliminados por novo lixamento;
- Metais diferentes não devem ser lixados com a utilização da mesma lixa.

O exame microscópico, com seus fatores de aumento, exige não só cuidados especiais, mas principalmente equipamento muito preciso e altamente especializado. Devido à natureza dimensional das amostras envolvidas e às características comuns de superfície, faz-se necessária a utilização de uma série de técnicas e dispositivos que facilitam o posicionamento das amostras, a iluminação apropriada e avaliação.

Com a utilização de técnicas digitais de captura de imagens associadas ao microscópio consegue-se maior comodidade ao operador, assim como facilita-se a observação da microestrutura em análise, conforme arquitetura mostrada na Figura 22.



Figura 22 – Microscópio ótico de reflexão.

3.2 Ensaios Elétricos

3.2.1 Descargas Parciais (DP)

No guia IEEE 1434-2000 [54] existe uma definição um tanto simples: “Descarga parcial é uma descarga elétrica que somente de forma parcial faz uma ponte no isolamento entre condutores. Uma ionização gasosa transitória ocorre em um sistema de isolamento quando a solicitação excede um valor crítico, e sua ionização produz descargas parciais”, deixando erroneamente a sensação que somente as descargas por ionização tipo corona são DP, sendo o corona um tipo particular de DP [5,59] devido à ionização do ar com efeito luminoso visível [57].

As DP são, em geral, consequência de esforços elétricos locais nas isolações ou na sua superfície e geralmente aparecem como pulsos de curta duração – muito menores que 1 μ s. Tal fenômeno ocorre em cavidades ou inclusões de constante dielétrica diferente da do material que a rodeia. Quando esse material é submetido a um campo elétrico, este se distribui pelo material, submetendo a cavidade ou inclusão a um gradiente de tensão superior ao suportável pela mesma [52]. Esse fenômeno, quando contínuo, dará origem a pequenas descargas disruptivas no interior da cavidade, acarretando um processo temporal, erosivo, de deterioração progressiva do material isolante, seja sólido ou líquido, podendo levar eventualmente à sua perfuração completa [53].

Dois tipos de DP podem ocorrer durante operação do enrolamento estatórico: um é dentro da isolamento principal, o que pode ocorrer em qualquer parte interna da barra estatórica, entre os condutores de cobre e o plano exterior (que é aterrado), e o outro é externo à barra, que é o corona. Qualquer DP pode conduzir à degradação da isolamento de barras do estator, e o grande desafio dos estudos é estabelecer a relação entre DP e a tensão de ruptura remanescente [5]. A fim de auxiliar a análise das DP sugerem-se alguns parâmetros para controlar o estado da isolamento, conforme ilustra a Tabela 4 [61,62].

Tabela 4. Parâmetros DP [5]

Parâmetro	Explicação
Magnitude Descarga q_{mean}	Esta grandeza é o valor médio de descarga q_i observada durante o intervalo de tempo T .
Tensão de fase para criação da descarga U_{inc}	A tensão momentânea durante cada meio ciclo em que a sequência de impulsos de descarga começa.
Corrente de descarga $I(t)$ $I(t) = 1/T \times \sum q_i $	Valor médio da corrente de descarga, onde T é a duração da frequência de alimentação de meio ciclo, e i é o número de descargas consecutivas observadas durante T .
Intensidade da descarga $N_d(t)$	O número total de descargas observado durante T
Potência da descarga P $P(t) = 1/T \times \sum q_i * U_{inc} $	Valor médio da potência da descarga, onde T é a duração da frequência de alimentação de meio ciclo, e i é o número de descargas consecutivas observado durante T .
$H_{qs}(\varphi)$	Distribuição da soma das descargas
$H_n(\varphi)$	Distribuição do número de descargas
$H_{qmax}(\varphi)$	Distribuição dos valores máximos de descargas
Assimetria S_k	Um indicador para a assimetria da distribuição relativa a uma distribuição normal
Desvio K_u	O indicador para o desvio da distribuição normal,
Assimetria Asy	A assimetria de fase é usada para estudar a diferença na tensão de início da distribuição $H_{qs}(\varphi)$ na metade positiva e negativa do ciclo de tensão
Correlação cruzada, fator cc	O fator de cc é utilizado para avaliar a diferença na forma das distribuições $H_{qn}^+(\varphi)$ e $H_{qn}(\varphi)$

Imperfeições ou descontinuidades na isolamento dão origem a DP. Geralmente é caracterizada como uma descarga elétrica que ocorre na região da imperfeição sujeita a um campo elétrico, onde o caminho formado pela descarga não une as duas extremidades dessa região de forma completa [59].

O ensaio de DP visa avaliar o estado da isolamento, fornecendo informações sobre possíveis espaços vazios, delaminações ou descolamentos no seu interior.

O ensaio é realizado de acordo com a norma IEEE 1434. Cada barra é posicionada em cima de dois cavaletes que possuem, na sua parte superior, uma placa de cobre aterrada, como ilustrado na Figura 19. O nível de pico das descargas parciais é registrado aplicando-se a tensão nominal fase-fase. A medição é feita utilizando um capacitor de acoplamento e o limite

máximo admissível de DP adotado pelos fabricantes, em barras novas, fica na ordem de 5000 pC.

3.2.2 Determinação das Perdas Dielétricas

Para a determinação do fator de perdas dielétricas ($\tan(\delta)$) em bobinas sobressalentes de máquinas elétricas, aplica-se na isolação da bobina ou barra uma tensão C.A. de 20 %, 40 %, 60 %, 80 % e 100 % da tensão nominal, e medem-se os respectivos valores de $\tan(\delta)$ e capacitância. Deve-se observar e anotar a temperatura ambiente e umidade relativa do ar e ao terminar o ensaio a tensão não deve ser interrompida bruscamente, ou seja, a mesma deve ser reduzida lentamente ao máximo de 1 kV por segundo.

Para uma isolação conhecida, como o caracterizado na Figura 23, onde $\tan(\delta)$ 0,2 correspondente ao valor medido para 20 % da U_N e $\tan(\delta)$ j correspondente ao valor medido para jx100 % da U_N e , tomando como base os critérios de aceitação - $\tan(\delta)$ 0,2 e variação $\tan(\delta)$ - pode-se estabelecer as seguintes relações:

- Baixos valores para $\tan(\delta)$ 0,2, inferiores a 3%, indicam um elevado grau de polimerização da resina, ou seja, indicam que a resina está adequadamente curada. Já valores elevados para $\tan(\delta)$ 0,2, superiores a 3%, indicam que a resina foi insuficientemente curada.
- A amplitude da variação dos valores de tangente de delta por intervalo de 0,2 U_N , $\Delta \tan(\delta)$, fornece indicações sobre a presença de espaços vazios, não preenchidos corretamente pela resina, no interior do isolamento.

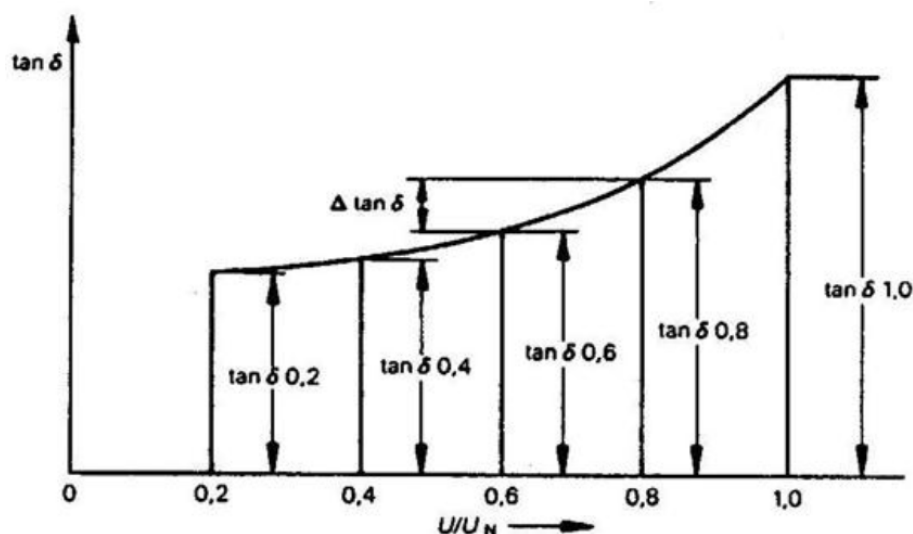


Figura 23 – Curva esperada para evolução de $\tan(\delta)$ versus U/U_N .

3.2.3 Tensão Aplicada

O ensaio dielétrico de tensão aplicada AC é utilizado para detectar defeitos que possam existir no isolamento e que não são detectados no ensaio de resistência do isolamento, devido ao baixo valor da tensão DC aplicada. Este ensaio somente determina a corrente de fuga, entre o enrolamento e a massa (nos locais onde há contato físico entre o isolamento e a massa no estator, ou seja, na parte reta das barras). Nas partes das cabeças de bobinas, fora das ranhuras, providas de proteção contra o efeito corona, a corrente de fuga é relativamente pequena. Nas partes das cabeças de bobinas, desprovidas da proteção anti corona, o ensaio nada revela [60].

3.2.4 Envelhecimento Elétrico Acelerado

Este ensaio segue a norma IEEE 1553, “Norma de uso experimental para ensaio de envelhecimento por tensão de bobinas pré-formadas e barras para hidrogeradores”, aplicável para o ensaio de envelhecimento elétrico acelerado (VET – voltage endurance test) por tensão de bobinas pré-formadas e barras cuja isolação é baseada em mica com resinas à base de poliéster e epóxi, usadas em hidrogeradores que operam em ambiente exposto ao ar, com tensão nominal de 2 a 22kV e frequência de 50 ou 60Hz.

Segundo a norma, faz-se necessária a inclusão de resistências de aquecimento controladas ao longo da parte reta da barra e estas devem estar a uma distância máxima de 150 mm. Para as barras de Itaipu, por exemplo, que possuem trecho reto de 3500 e 3260 mm, são necessárias 8 resistências para atender ao disposto na norma, conforme ilustra a Figura 24, cuja temperatura deve ser controlada durante a realização do ensaio.

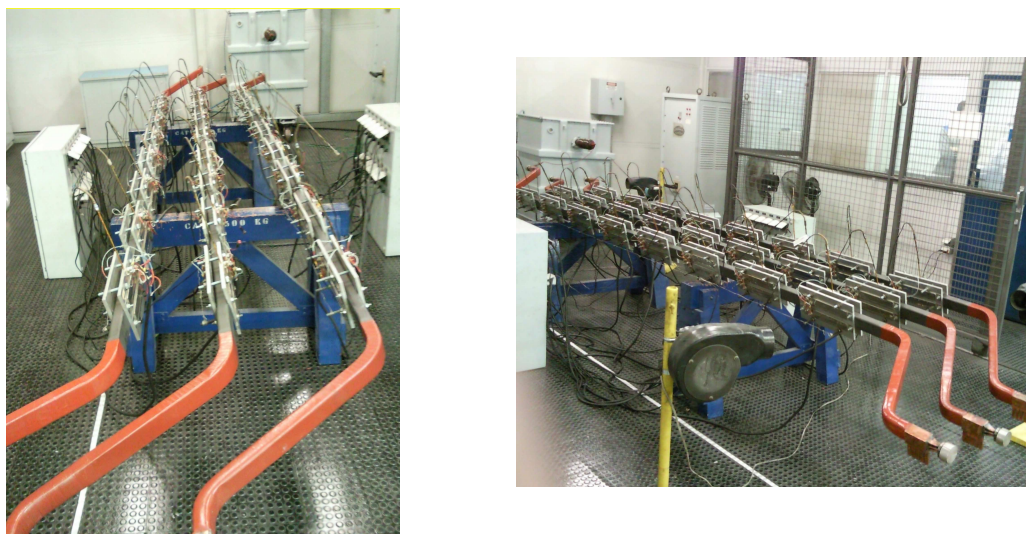


Figura 24 – Arranjo adotado para o ensaio de VET [49].

Segundo a norma IEEE 1553-02 [61], existem dois programas para a realização do ensaio, sendo o programa A definido pela aplicação de tensão igual a 2,17 vezes a tensão nominal do enrolamento durante 400 horas, e o programa B pela aplicação de 2,54 vezes a tensão nominal do enrolamento durante 250 horas. Já a norma KEMA S13/14 [62] define a aplicação de tensão igual a 2,0 vezes a tensão nominal do enrolamento durante 1000 horas, ou 3,0 vezes a tensão nominal do enrolamento durante 10 horas.

Relativamente à análise de resultados a norma IEEE 1553-02 define os seguintes critérios:

- Se todas as amostras suportarem o tempo mínimo de ensaio, todo o lote é considerado aprovado;
- Se pelo menos 26% das amostras falharem entre 50% a 100% do tempo de ensaio, duas barras ou uma bobina adicional devem ser ensaiadas;
- Se seis barras ou três bobinas, já foram inicialmente ensaiadas, os ensaios adicionais não são necessários;
- Se alguma falha ocorrer durante o novo ensaio, todo o lote é rejeitado e as ações corretivas devem ser determinadas após a dissecação das amostras e discussão com o cliente e fabricante;
- Quando uma ou mais falhas ocorrem antes de 50% do tempo de ensaio, dissecação e avaliação microscópica da isolamento devem ser realizadas. Ações corretivas devem ser determinadas.

3.3 Ensaios Químicos

De forma a avaliar o estado dos componentes da isolamento das barras e verificar uma possível degradação, se efetuam os ensaios de calcinação, perda de massa em estufa (método IEC 60811-1-3/2008) e avaliação do grau de cura, os quais são realizados de forma comparativa entre duas amostras.

3.3.1 Calcinação

O ensaio de calcinação possui como fim a quantificação do teor de orgânicos da isolamento das barras.

Para o ensaio de calcinação utilizou-se o procedimento a seguir:

- a) Pesar todas as amostras com uma balança semi analítica – W_1 ;
- b) Colocar todas as amostras dentro de um cadinho de porcelana adequado de acordo com o tamanho da amostra;

- c) Ligar o forno elétrico a 550°C por 10 minutos, para pré-aquecer;
- d) Colocar todos os cadinhos na fornalha e calcinar por 6 horas;
- e) Retirar os cadinhos da fornalha e deixar os destinatários e amostras esfriar em um dissecador (com agentes de secagem), para evitar a absorção de umidade e outras impurezas do ar;
- f) Depois que as amostras tenham arrefecido à temperatura ambiente, pesar todas as amostras – W_2 ;
- g) Calcular o teor de produtos orgânicos em % pela seguinte equação:

$$\text{Material Orgânico} = \frac{(W_1 - W_2) * 100}{W_1}$$

3.3.2 Perda de Massa em Estufa

O ensaio de perda completa de massa em estufa baseado no método da norma IEC 60811-1-3/2008 define a classe térmica do material, fornecendo uma característica térmica específica de acordo com a sua composição. Além disso, a estabilidade térmica de cada material pode ser comparada. O ensaio consiste em extrair os corpos de prova das barras, com dimensões definidas e massas conhecidas e os expôr a temperaturas mais elevadas de modo que a sua perda de massa seja medida em função do tempo.

3.3.3 Avaliação do Grau de Cura

A análise térmica é um grupo de técnicas físico-químicas em que uma propriedade física é medida em função da temperatura e do tempo em um programa de ensaio controlado de temperatura. Duas principais técnicas são utilizadas para a caracterização de polímeros: o DSC (Calorimetria Exploratória Diferencial) e o TG (Termogravimetria). Essas duas técnicas são complementares e permitem uma melhor interpretação dos dados.

A cura do material é um evento exotérmico, isto é, libera energia, que pode ser determinada pela curva de DSC. Com base nessa teoria, foi proposto o ensaio de determinação de grau de cura no compósito isolante. O corpo de prova deve ser extraído do mesmo modo, dividindo-se a espessura da isolação em 3 partes: a parte mais interna, próxima ao cobre (inferior), a parte central da isolação (meio) e a parte mais superficial (superior). Essa divisão é feita para certificar o grau de cura por toda a isolação.

Na técnica de Termogravimetria (TG), a perda de massa é medida em função da temperatura e do tempo e permite a comparação de um material com o outro de acordo com o perfil de degradação térmica de cada material. É complementar à técnica de DSC, pois

permite verificar variações de massa (ganho ou perda), que não podem ser observadas no DSC.

3.4 Ensaios em Enrolamentos Refrigerado a Água Pura em Campo.

Para a realização de ensaios em enrolamentos resfriados a água pura, a polarização da água “falseia” as condições dielétricas da máquina. Sendo assim, esta característica deve ser levada em consideração durante a realização de ensaios neste tipo de isolamento.

3.4.1 Ensaio de Resistência de Isolamento

Os ensaios de resistência de isolamento em enrolamentos convencionais normalmente são realizados em tensões de 500 a 5000 Vcc, e o instrumento utilizado para a realização do ensaio é o megôhmetro. Em média, o tempo de duração da tensão contínua aplicada, para estabilização, é de aproximadamente 10 minutos. Caso a corrente de condução não atinja a estabilização após os 10 minutos, deve-se permanecer o tempo que for necessário. No instante em que o enrolamento sob ensaio é energizado, aparece uma corrente alta, que é diminuindo com o passar do tempo, até um valor estável, e a este processo dá-se o nome de polarização do dielétrico.

Mediante a impossibilidade do uso do megôhmetro, devido a elevada corrente de condução pela água, houve a necessidade de se desenvolver um processo voltado à realidade do gerador de Itaipu. Desenvolveu-se um modelo de ensaio, onde se considera a corrente de fuga pela água pura desde a conexão hidráulica até o coletor principal, ilustrado na Figura 25 [63].

Para a realização do ensaio deve-se atentar para o seguinte procedimento, a ser realizado para cada fase do enrolamento estatórico [63]:

- a) Montar o circuito mostrado na Figura 25(a).
- b) Manter aterrados os enrolamentos que não estão sendo ensaiados;
- c) Medir a temperatura do enrolamento (RTDs), temperatura ambiente e umidade relativa do ar, no poço do gerador, condutividade e temperatura de entrada e saída da água pura;
- d) Com a chave S2 aberta, medir a corrente de cada fase separadamente e das três fases curto-circuitadas;
- e) Com a chave S2 aberta, medir a f.e.m. entre a tubulação de água pura em cada fase separadamente e com as três fases curto-circuitadas;

- f) Com a chave S2 fechada e S1 aberta, efetuar a medição da resistência de isolamento e índice de polarização, com aplicação de tensão de 700 Vcc durante 10 (dez) minutos;
- g) Reduzir a tensão a zero, abrir a chave S2 e aterrar o enrolamento da fase ensaiada;
- h) Montar o circuito mostrado na Figura 25(b), e com a chave S2 fechada, despolarizar por aplicação de tensão reversa de 700 Vcc, durante aproximadamente dois minutos, as duas fases não ensaiadas no passo anterior ligadas em paralelo;
- i) Reduzir a tensão a zero, abrir a chave S2;
- j) Monitorar a corrente de despolarização, até que a mesma retorne ao valor medido em d), e assegurar-se que fique estabilizada por pelo menos 5 (cinco) minutos. Caso a corrente não atinja o valor ou não se estabilize, reaplicar a tensão de 700Vcc por 30 (trinta) segundos e, logo em seguida, monitorar a corrente de despolarização.

Obs: Tomar cuidado para que não ocorra a inversão da polarização da corrente com a aplicação da tensão reversa.

- k) Para os geradores da Itaipu, considerar como valores mínimos: Índice de Polarização maior ou igual a 3 e resistência de isolamento medida após 10 minutos maior que 1000 MW (a 40°C).

Para o desenvolvimento do modelo, foram realizados vários ensaios que levaram às seguintes considerações:

- a) Existe uma elevada corrente de condução pela água desmineralizada da tubulação coletora.
- b) Existe uma f.e.m. originada pela movimentação da água no enrolamento (com a paralisação do movimento da água, esta f.e.m. assume valores desprezíveis).
- c) Para se obter a corrente absorvida pela isolação, as correntes lidas no microamperímetro devem ser multiplicadas pelo fator de correção (FC):

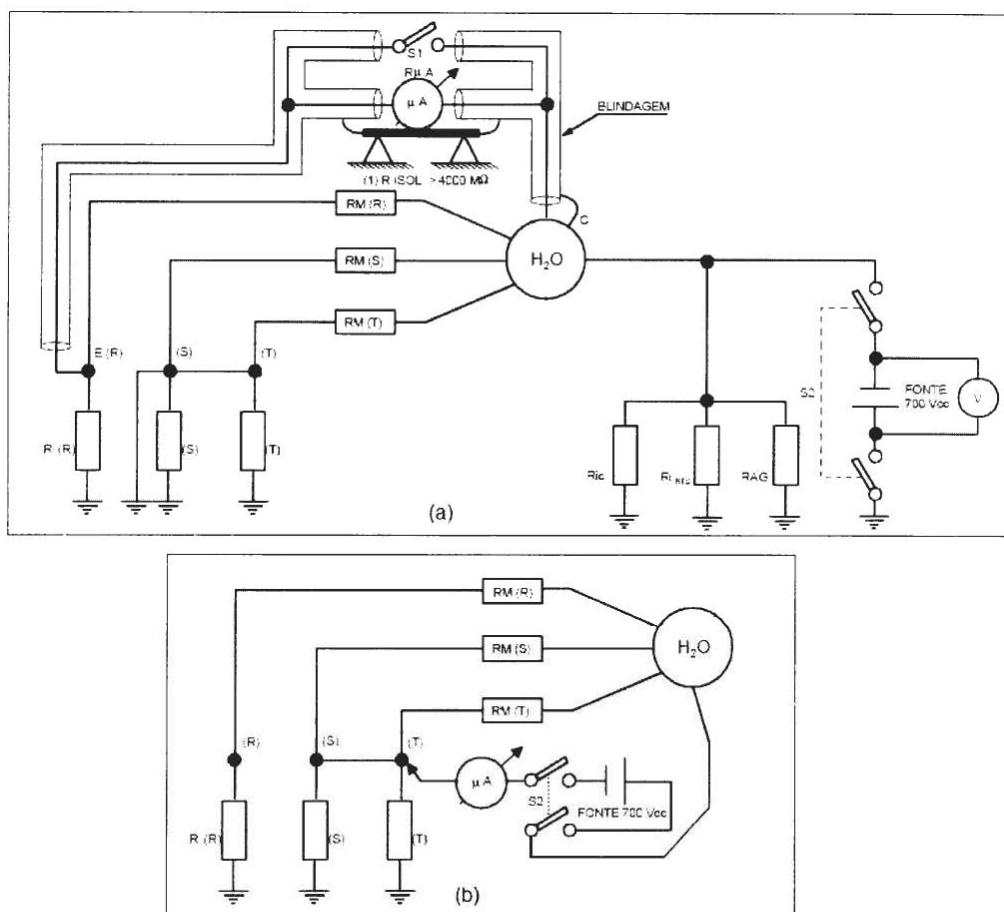
$$FC = 1 + \frac{R_{\mu A}}{R_M}$$

Como $R_{\mu A}$ é muito menor que R_M , o erro cometido é desprezível.

Onde: $R_{\mu A}$ é a resistência interna do micro-amperímetro e R_M é a resistência de isolamento das mangueiras com água pura.

- d) Como a corrente que circula pelo microamperímetro é da ordem de microamperes, a queda da tensão do instrumento é da ordem de milivolts; portanto, a tensão aplicada na isolação do enrolamento pode ser considerada como a indicada no voltímetro V.

- e) A corrente lida no microamperímetro, sem aplicação da tensão da fonte de 700 Vcc, é a corrente que circula pela água pura devido à f.e.m.
- f) Quando da aplicação da tensão, a corrente lida no microamperímetro é a corrente da fonte de 700 Vcc acrescida da corrente que circula pela água pura devido à f.e.m.
- g) Desta forma, para o cálculo da corrente absorvida pela isolação, desconta-se da corrente total, lida no microamperímetro, o valor da corrente que circula pela água pura.



- R_i - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO A MEDIR
- R_M - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DAS MANGUEIRAS COM ÁGUA PURA.
- R_{ic} - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DO COLETOR DE ÁGUA PURA PARA TERRA
- $R_{i\ rtd}$ - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DOS RTDs PARA TERRA
- R_{AG} - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DA ÁGUA PURA PARA TERRA
- C - COLETOR DE ÁGUA PURA (ENTRADA E SAÍDA CURTO-CIRCUITADAS)
- E - CIRCUITO (FASE) SOB ENSAIO
- $R_{\mu A}$ - RESISTÊNCIA INTERNA DO MICROAMPERÍMETRO
- (1) - MESA DOS INSTRUMENTOS COM RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO MAIOR QUE 4000 MOHMS

Figura 25 - Arquitetura para ensaio de resistencia de isolamento nos estatores dos geradores de Itaipu [63].

3.4.2 Ensaio de Fator de Perda ($\tan \delta$)

A medição da $\tan(\delta)$ do isolamento é feita utilizando o conceito de ressonância paralela. Usa-se um reator de indutância variável de forma que sua reatância, na frequência industrial, fique igual à reatância capacitiva do enrolamento sob ensaio - assim a impedância equivalente tende ao infinito.

Com o circuito em ressonância, ilustrado na Figura 26, podem-se medir as duas componentes da corrente resultante: a corrente de fuga (i_r) - fornecida pela fonte de alta tensão - e a corrente de carga (i_c) - medida no reator. A $\tan(\delta)$ é calculada pela seguinte relação:

$$\tan(\delta) = \frac{i_c}{i_r}$$

Para sistemas isolantes, o valor da potência ativa resultante das perdas (devido à corrente de fuga) é normalmente muito menor que o valor da potência reativa envolvida (devido à corrente de carga). Assim, neste caso, o valor da $\tan(\delta)$ - fator de dissipação do dielétrico - e o $\cos(\varphi)$ - fator de potência - são numericamente semelhantes entre si.

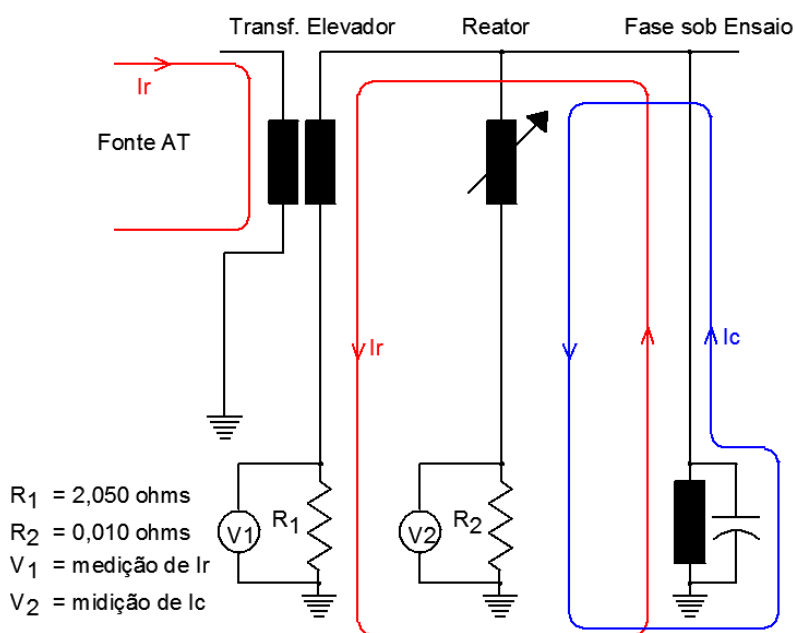


Figura 26 - Circuito Ressonante do Ensaio de Tangente de Delta [64].

Para a realização do ensaio deve-se atentar para o seguinte procedimento, a ser realizado para cada fase do enrolamento estatórico [64]:

- Montar o circuito mostrado na Figura 27;
- Fazer o ajuste da ressonância do circuito de medição com nível de tensão reduzida (1 kV) (variação da indutância do reator de modo que a corrente i_r seja mínima);

Estes defeitos simulados, quando ensaiados isoladamente, fora do enrolamento, apresentaram descargas parciais da ordem de 20.000 pC, barras 1 e 2, e 11.000 pC para a barra 3.

A configuração dos sistemas previa a instalação de quatro acopladores no gerador, sendo um em cada fase, posicionados no cubículo de surto e outro na saída de neutro, posicionado no cubículo de neutro do gerador, conforme Figura 28. O esquemático correspondente é ilustrado na Figura 29.

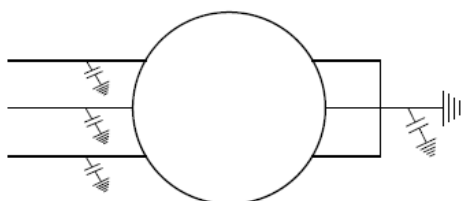


Figura 28 - Configuração da aplicação e ensaio de sistemas comerciais [65].

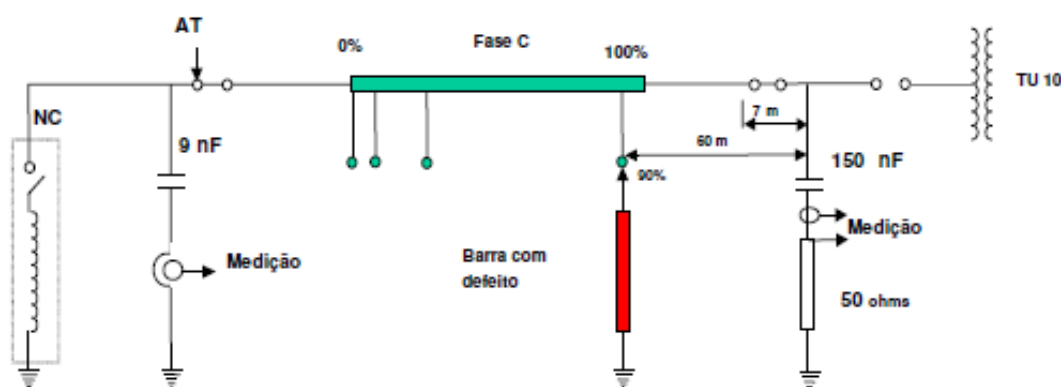


Figura 29 - Circuito de ensaio [65].

As barras com defeitos foram inseridas, uma por vez, nas posições de 0%, 10%, 30% e 100% do enrolamento. Em cada situação foi aplicada tensão nominal fase terra através do terminal de neutro do enrolamento. Em nenhum dos casos os sistemas conseguiram detectar qualquer sinal de descarga.

Na sequência, com o objetivo de verificar a influência do “bus duct”, barramento de conexão entre o gerador e o transformador elevador, os acopladores foram instalados internamente ao enrolamento e os ensaios foram refeitos. Nesta condição os sistemas conseguiram detectar os sinais gerados pelos defeitos simulados, constatando que o “bus duct” interfere negativamente na medição. Através destes últimos ensaios foi possível observar a atenuação do sinal causada pelo próprio enrolamento estatórico, conforme mostrado na Figura 30.

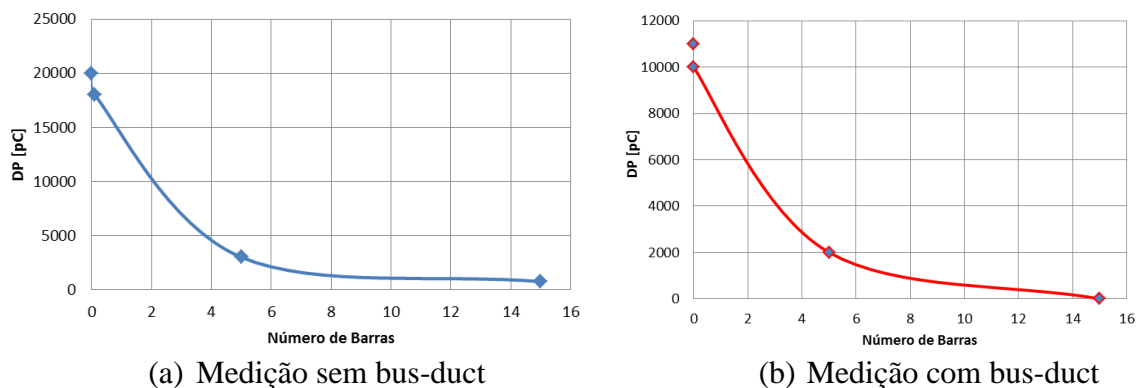


Figura 30 - Gráficos de atenuação do sinal de DP [65].

O primeiro ponto do gráfico com maior valor de descargas parciais corresponde ao valor medido com a amostra fora do enrolamento. Constata-se que somente o fato de conectar as barras no enrolamento o sinal sofreu uma atenuação de aproximadamente 10% do seu valor inicial. À medida que o acoplador era afastado da posição do defeito, a atenuação se tornava bem mais acentuada. Com apenas cinco barras do enrolamento (10%), o sinal foi reduzido para aproximadamente 20% do valor inicial.

3.4.3.2 Avaliação de Sistemas Comerciais

O objetivo principal da pesquisa apresentada era avaliar os sistemas comercializados quanto à capacidade de filtragem de ruídos e detecção de defeitos localizados.

Em função dos resultados obtidos nas duas etapas anteriores, ficou definida uma configuração de ensaios com a instalação de vários acopladores ao longo de uma das fases do enrolamento estático. A configuração adotada está apresentada esquematicamente na Figura 31.

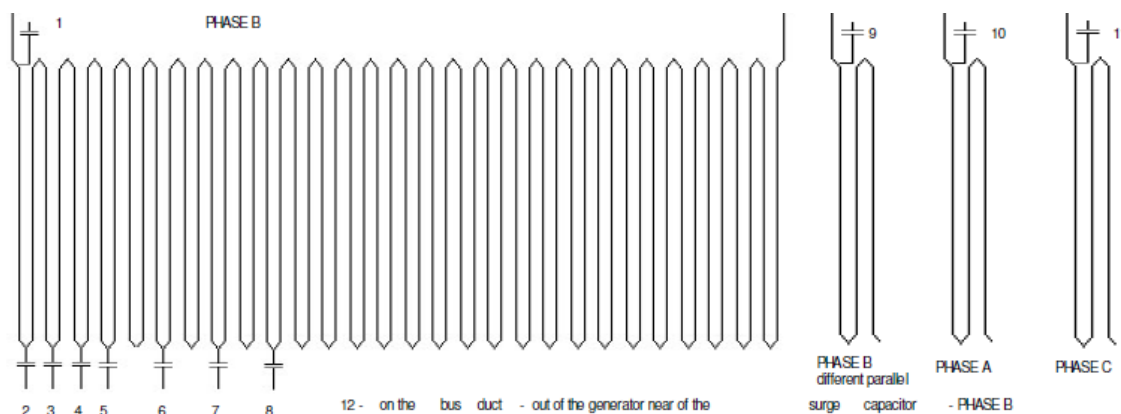


Figura 31 - Diagrama esquemático da instalação dos acopladores [65].

Os ensaios realizados nesta avaliação foram divididos basicamente em três partes. A primeira parte com o gerador parado e simulação de defeitos com aplicação de tensão no

enrolamento. Na segunda parte, o gerador foi monitorado em operação em três condições de carga: a vazio com tensão nominal; sincronizado com 700 MW de carga, a frio e à temperatura estabilizada, e 500 MW de carga com temperatura estabilizada. E na terceira parte, defeitos simulados foram inseridos no enrolamento com o gerador em operação com tensão nominal, porém não sincronizado ao sistema elétrico.

Inicialmente o equipamento de aplicação de tensão foi ensaiado quanto a geração de DP e os resultados indicaram que o equipamento de alta tensão não gera sinais de descarga parcial que poderiam interferir no resultado final dos ensaios. Na sequência, os defeitos simulados também foram ensaiados com o objetivo de determinar os níveis de DP gerados.

Nos ensaios feitos com máquina parada, as simulações feitas com a célula de carga apresentaram valores de DP bastante elevados quando medidos pelos acopladores junto a ela. Os valores extrapolaram a escala do instrumento de medição. Porém, quando utilizou-se a amostra de barra defeituosa, posicionada ora junto ao acoplador C2 e ora próximo ao C8, os valores de descarga parcial foram bem menores e os seus valores registrados encontram-se na Figura 32.

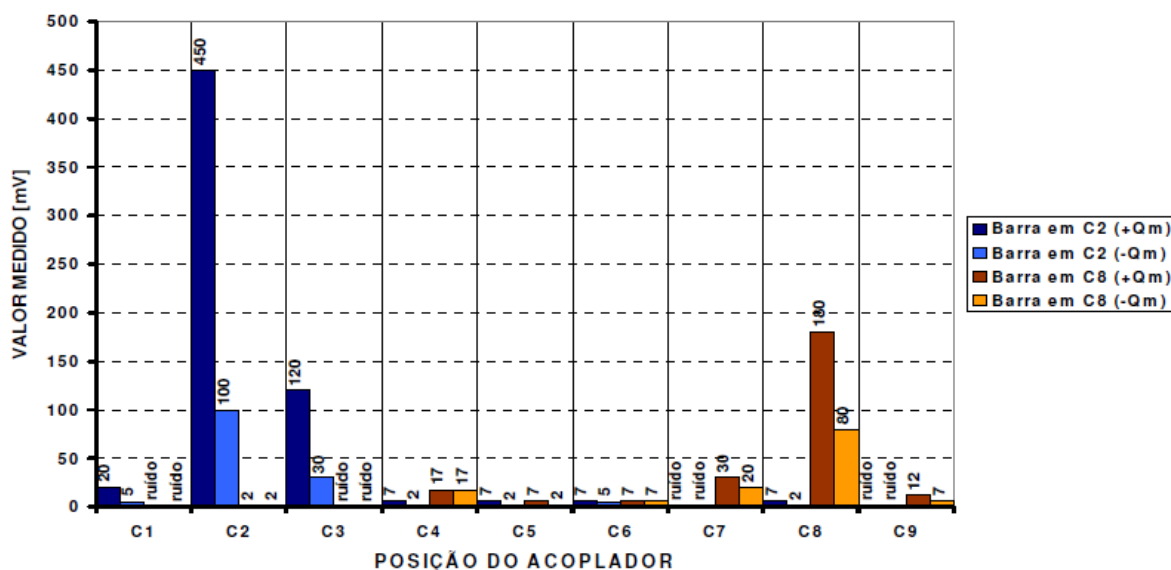


Figura 32 - Ensaios com máquina parada – defeitos posicionados em C2 ou C8 [65].

Para os ensaios realizados com a máquina sincronizada (700 MW, com enrolamento frio e temperatura estabilizada, e 500 MW, temperatura estabilizada), os valores medidos indicam que os sinais de DP, neste caso naturais do gerador, se alteram com as condições térmicas e de carga do enrolamento, conforme mostra a Figura 33, o que sugere que as medições periódicas deve ser realizadas sempre nas mesmas condições operativas. Esta

característica também pode ser utilizada para avaliar o estado de fixação das barras dentro das ranhuras.

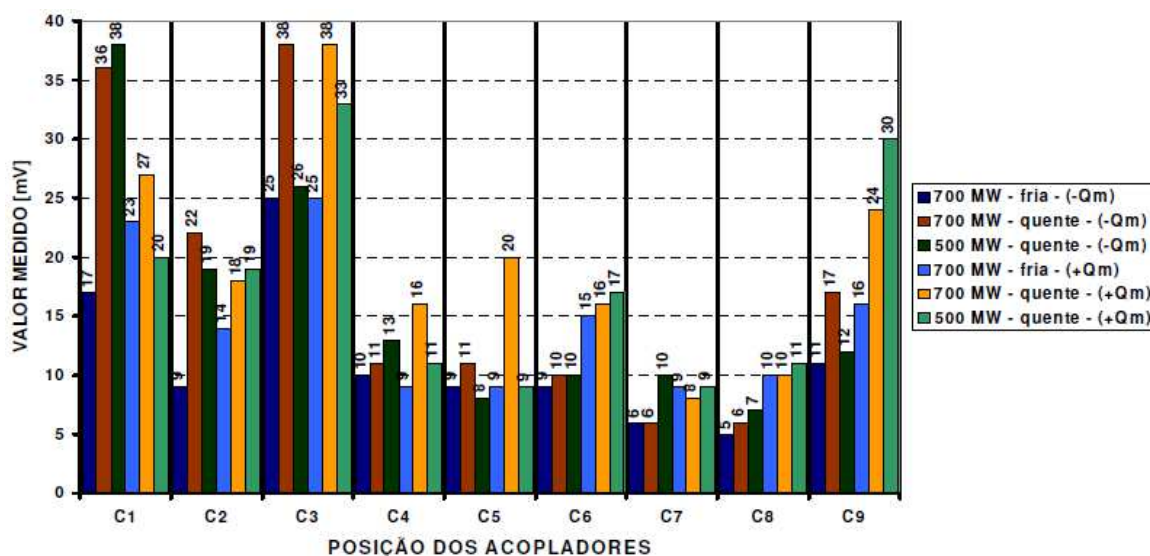


Figura 33 - Medições com máquina sincronizada – 700 MW (fria e quente) e 500 MW (quente), sem defeito [65].

Já para os ensaios realizados com o gerador em operação excitado com tensão terminal de 11,4 kV e defeito simulado conectado junto ao acoplador C8 (gerador não sincronizado), as medições foram feitas com o gerador sem o defeito conectado (com 13,8 kV) e com defeito (11,4 kV) para se compararem os resultados.

Pode ser claramente observado, pela Figura 34, a atenuação do sinal gerado junto ao acoplador C8. Já nos acopladores C7 até o C1 os sinais não tiveram variações significativas, porém está claro que estes valores eram relativos ao defeito simulado, já que os valores medidos quando o gerador estava sem o defeito conectado foram menores.

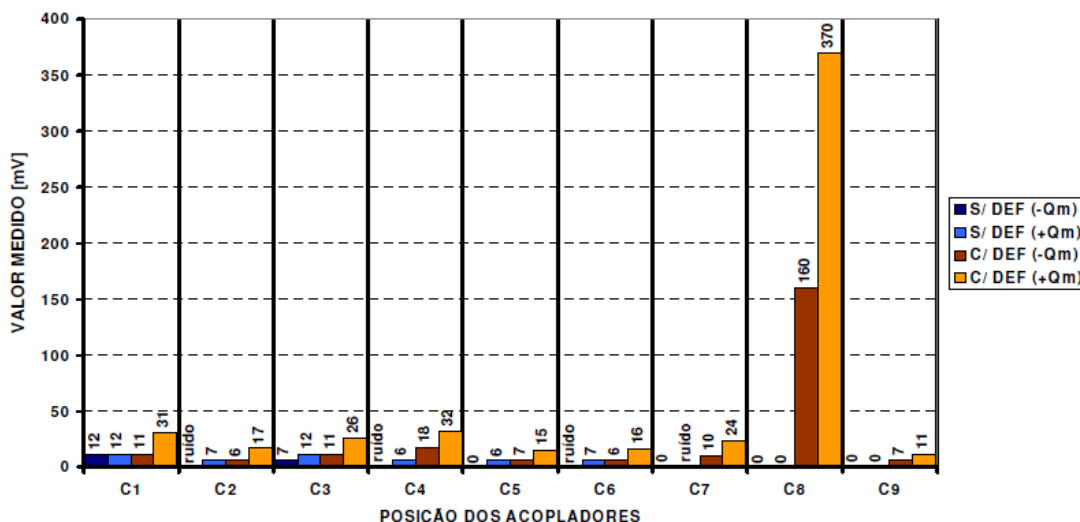


Figura 34 - Medições com máquina girando excitada não sincronizada – com e sem simulação de defeito [65].

Devido a forte atenuação do sinal de DP ao longo o enrolamento, em todas as situações levantadas, verifica-se que não é possível identificar exatamente o ponto de DP, sendo necessário um ensaio complementar, método acústico, por exemplo, para indicar o ponto exato da descarga. Como a maioria dos fabricantes opta por supervisionar apenas 10% do trecho final do enrolamento, onde está a maior concentração de tensão e consequentemente maior probabilidade de falha, caso se deseje aprimorar a supervisão das DP é necessário a instalação de mais acopladores capacitivos. Fato que aumenta o número de pontos passíveis de falha ao longo do enrolamento o que não é visto com bons olhos pelas equipes de manutenção.

Capítulo 4

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL

A operação confiável de um gerador depende diretamente da integridade da isolamento do seu enrolamento estatórico, que degrada ao longo dos anos devido a uma combinação de tensões térmicas, elétricas, mecânicas e ambientais.

Basicamente, existem duas metodologias para avaliar a condição do isolamento do enrolamento estatórico: o método direto e o método indireto. Neste capítulo é tratado sobre os ensaios relacionados ao método direto, bem como uma proposta de avaliação da isolamento do enrolamento estatórico do gerador da unidade 10 de Itaipu após 19 anos de funcionamento.

4.1 Unidades Geradoras de Itaipu

A distribuição dos fabricantes dos geradores da Itaipu, bem como a respectiva data de entrada em operação, estão listados na Tabela 5.

Tabela 5. Fabricantes das UG's de Itaipu [66]

UN.	FREQ. (Hz)	FABR.	No SÉRIE	CONSTR.	OPER.
01	50 Hz	Siemens	01-SP-78-4518	1 ^a	05/05/1984
02		ABB	SP-12251	2 ^a	04/01/1985
03		Siemens	05-SP-78-4519	5 ^a	24/08/1985
04		ABB	SP-12253	6 ^a	20/12/1985
05		Siemens	07-SP-78-4520	7 ^a	07/05/1987
06		ABB	SP-12254	8 ^a	24/07/1987
07		Siemens	09-SP-78-4521	9 ^a	26/10/1987
08		ABB	SP-12255	10 ^a	24/02/1988
09		Siemens	11-SP-78-4522	11 ^a	15/07/1988
9A		Alstom/Voith Siemens	SP-01-021619-01	19 ^a	04/08/2006
10	60 Hz	Siemens	15-SP-78-4525	15 ^a	01/09/1989
11		ABB	SP-12257	14 ^a	29/06/1989
12		Siemens	13-SP-78-4524	13 ^a	11/02/1989
13		ABB	SP-12256	12 ^a	14/09/1988
14		ABB	SP-12252	4 ^a	16/12/1986
15		Siemens	03-SP-78-4523	3 ^a	16/12/1986
16		ABB	SP-12258	16 ^a	11/06/1990
17		Siemens	17-SP-78-4526	17 ^a	11/01/1991
18		ABB	SP-12259	18 ^a	09/04/1991
18A		Alstom/Voith Siemens	SP-01-021627-01	20 ^a	01/04/2007

4.1.1 Enrolamento Estatórico dos Geradores de Itaipu

O enrolamento estatórico das UGs da UHI é do tipo ondulado, composto de 1008 barras dispostas em 504 ranhuras. Estas barras, por sua vez, são constituídas internamente por

30 condutores elementares isolados entre si, sendo seis destes condutores ocos, permitindo a circulação de água pura, conforme mostrado na Figura 35[46].



Figura 35 - Seção da barra estatórica [46].

Como mostrado na seção anterior, os geradores instalados na usina de Itaipu foram fabricados pela ABB e Siemens, cujas tecnologias atualmente foram absorvidas pelas empresas Alstom e Voith respectivamente. Os parâmetros de projeto adotados para os enrolamentos de Itaipu estão listados na Tabela 6.

Tabela 6. Parâmetros de projeto dos enrolamentos estatóricos de Itaipu

Fabricante		ABB / SMS	ABB / SMS
Frequência	Hz	50	60
Potência	MVA	823,6	737
Tensão nominal	kV	18	18
Fator de potência	-	85	95
Diâmetro do rotor	m	16	16
Rotação nominal	RPM	90,9	92,3
Comprimento útil da barra	m	3,5	3,26
Nº pólos	-	66	78
Nº ranhuras	-	504	504
Graus/pólo	-	5,455	4,615
Graus/ranhura	-	0,714	0,714
Passo Pleno	Ranhuras/pólo	7,636	6,462
Passo Pleno	Condutores/pólo	15,273	12,923
Passo Fracionário	Graus	98,214	100,595
Passo Posterior	Condutores	19	11
Passo Anterior	Condutores	11	15
Passo Resultante	Condutores	30	26

As barras estatóricas têm formato especial, tipo P1/P3 (superiores) e P2/P4 (inferiores) ilustradas na Figura 36, que facilitam a construção do enrolamento.

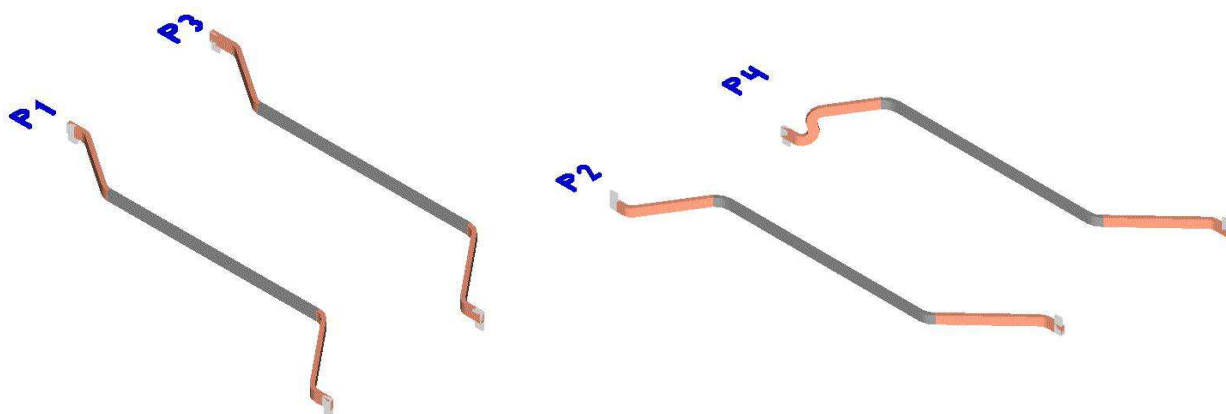


Figura 36 - Tipos de barra estatórica utilizadas nos enrolamentos estatóricos de Itaipu.

Nos terminais de cada barra pode-se distinguir as conexões elétricas e hidráulicas, como mostra a Figura 37.

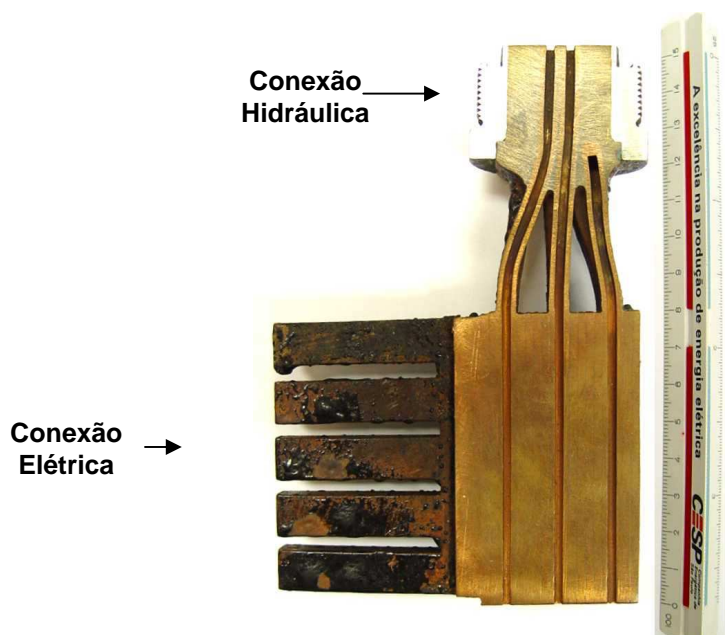


Figura 37 - Corte da cabeça da barra estatórica [46].

4.1.2 Circuito Elétrico

O enrolamento estatórico é dividido em três fases, e cada fase em seis ramos distintos, conectados em paralelo. Um ramo é constituído pela interligação de 56 barras em série. A Figura 38 ilustra a configuração de uma fase. A ligação das barras é feita através da solda dos pentes de cobre existentes nos terminais das barras, formando o enrolamento do tipo ondulado [66].

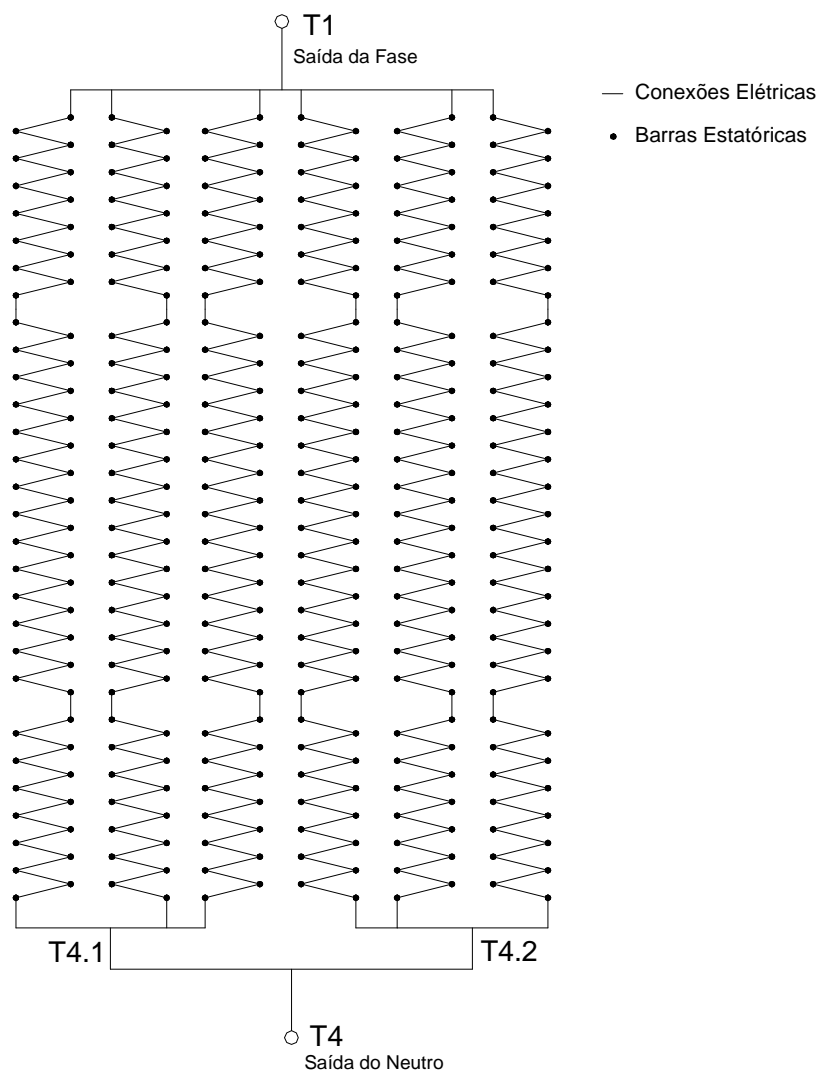


Figura 38 - Esquema de uma fase do enrolamento estatórico [46].

4.2 Metodologia para Montagem dos Enrolamentos Estatóricos das Unidades Geradoras de Itaipu

Existem várias metodologias utilizadas para a montagem de enrolamentos estatóricos de grande porte, ou seja, aqueles que utilizam barras estatóricas na sua composição. Dentre eles, podem-se destacar os seguintes:

- Processo de fixação das barras por calçamento lateral, utilizado nas unidades de fabricação ABB instaladas na Usina Hidrelétrica de Itaipu;
- Processo de fixação por massa semi-condutora, utilizado nas unidades de fabricação Siemens instaladas na Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Cada um destes processos apresenta procedimentos distintos para desmontagem e montagem, a saber: [67]

a) Barras Estatóricas ABB:

Procurar movimentar manualmente a barra ou bobina estatórica na ranhura com movimentos suaves. Com o auxílio de uma ferramenta especial, em forma de gancho, introduzir pelos canais de ventilação do núcleo e forçar os calços laterais para fora da ranhura, o suficiente para que possam ser pegos com o alicate de bico, conforme ilustrado na Figura 39. Após a retirada dos calços em toda a extensão da ranhura, puxar com cuidado a barra estatórica para fora até que a mesma saia por completo, conforme mostra a Figura 40.



Figura 39 Detalhe de como o calço lateral é retirado com auxílio do ganchinho



Figura 40 – Retirada de Bobina ABB

b) Barras Estatóricas Siemens:

Devido ao sistema de fixação das barras estatóricas nas ranhuras, o processo de substituição das mesmas exige a presença de pessoal altamente qualificado e extremos cuidados na operação. A massa condutora, utilizada na fixação das bobinas do estator, sofre um processo de cura com elevação da temperatura após a entrada da máquina em operação que configura ao enrolamento uma maior solidez ao núcleo. Caso a massa condutora esteja completamente curada, a retirada da bobina é bastante dificultada e dificilmente a mesma tem condições de reaproveitamento devido ao processo de retirada da bobina da ranhura que é demonstrado na Figura 41.

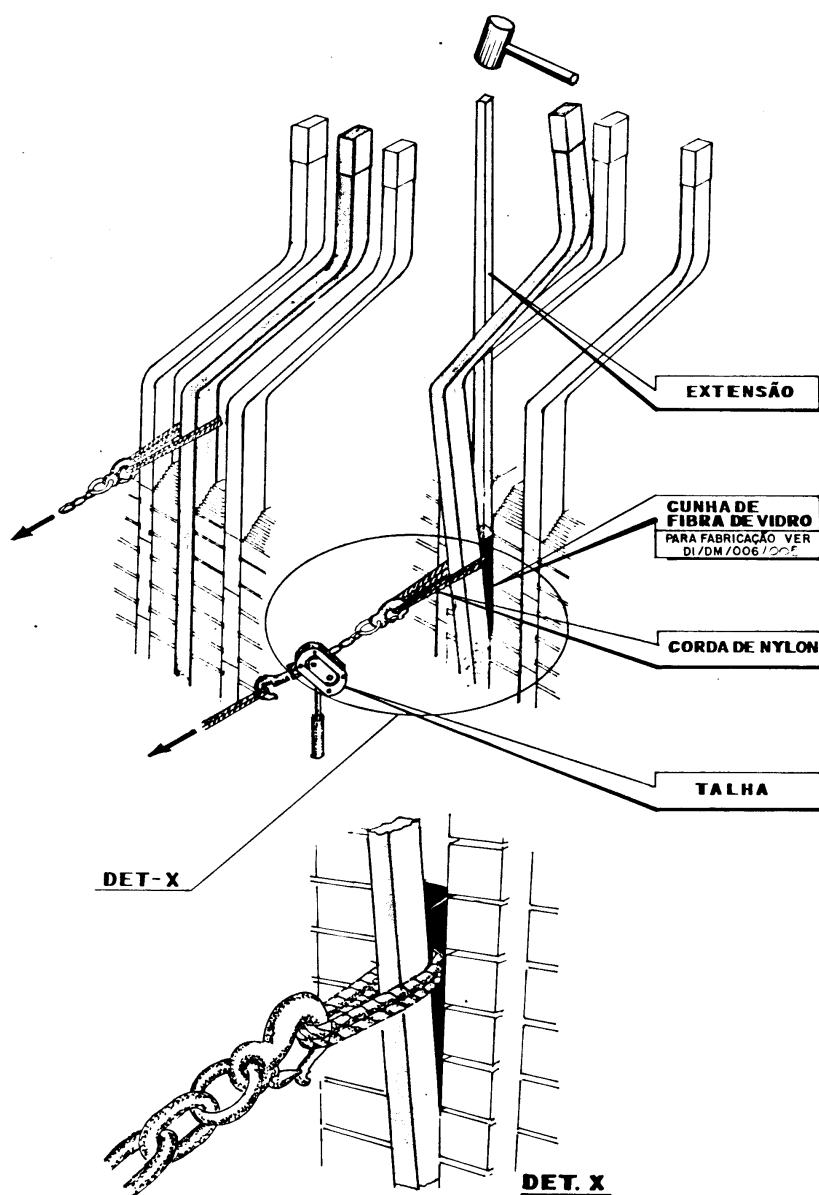


Figura 41 – Sistema de tracionamento da Bobina Siemens [67].

4.3 Detalhes Relativos aos Corpos de Prova

Como é possível perceber, para avaliação da isolação dos enrolamentos estatóricos depende-se da retirada de amostras de um enrolamento em funcionamento para análise do estado atual da isolação e, dependendo do processo empregado para a fixação das barras no núcleo estatórico, a retirada da amostra fica comprometida, ou seja, não é possível retirar uma amostra íntegra para avaliação, como mostram as Figura 42 e Figura 43.

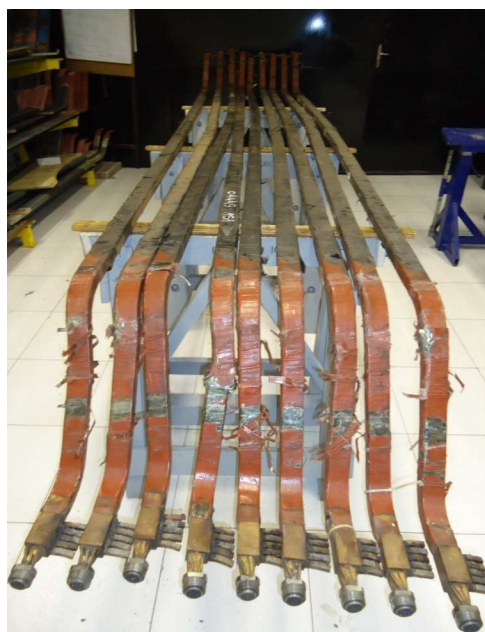


Figura 42 – Bobinas Siemens Retiradas de um Enrolamento após 19 anos de Operação.



Figura 43 –Cabeça de Bobina Siemens Retirada de um Enrolamento após 19 anos de Operação.

Frente a isto deve-se desenvolver um procedimento que permita avaliar, através de um corpo de prova confeccionado a partir destas barras retiradas, o estado da isolação deste enrolamento.

Para o estudo em questão, utilizou-se barras retiradas da UG10 após um reparo que necessitou de substituição de uma barra de fundo por perfuração por corpo estranho, ocorrido em 30/04/2008. As barras disponibilizadas para estudo estavam em operação desde 01/09/1989, totalizando 19 anos de operação, e os níveis de tensão a que estavam submetidos são os elencados na Tabela 7, levantados com base na distribuição de tensão do enrolamento estatístico dos Geradores Siemens – 60Hz [66].

Tabela 7. Nível de Tensão de Operação das Barras retiradas da UG10

		s/n	ranhura	tensão [V]
superior	P1	4457	23	577
superior	P1	4445	24	3526
superior	P1	4453	25	9279
superior	P1	4443	26	6310
superior	P1	4441		
superior	P1	4475		
superior	P3	4159	29	7980
superior	P1	4533		
superior	P1	4544		
superior	P1	4439		
superior	P1	4419		
superior	P1	4449		
inferior	P2	4333	30	371

Após avaliação dimensional das barras disponíveis, constatou-se que:

- 100% das barras P1 têm um corte na isolação na face estreita e estão deformadas (arco), fruto do processo de desmontagem das barras;
- A barra nº 4419 apresentava a isolação perfurada no meio da parte reta por ensaio de tensão aplicada realizado no laboratório da Usina de Itaipu;
- A possibilidade de confeccionar 05 (cinco) corpos de prova, retirados das barras 4333, 4439, 4449 e 4453, onde fosse possível submeter 50 cm da isolação à avaliação da condição atual, o que resultou em um corpo de prova de aproximadamente 170 cm de comprimento, conforme ilustra a Figura 44 [68].

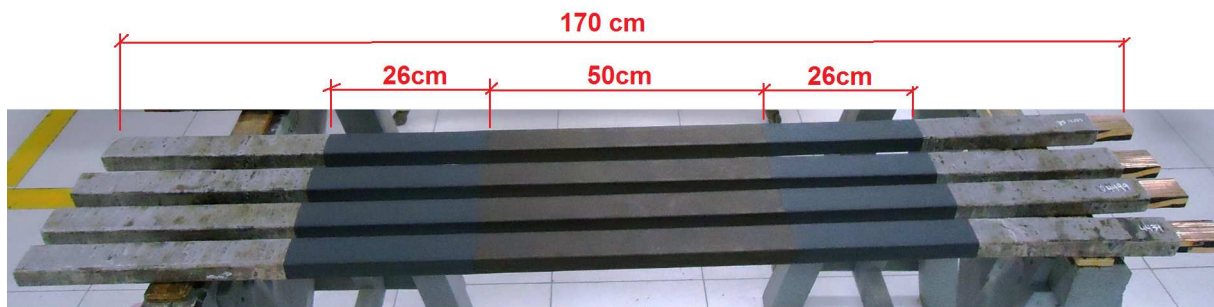


Figura 44 – Corpos de Prova para avaliação da Isolação.

Afim de realizar a avaliação efetiva da isolação sem que parâmetros externos influenciassem os ensaios, fez-se necessárias as seguintes ações:

- Remoção da massa condutora e papel grafitado da parte reta utilizados na fixação da barra ao estator, confirmado pelos ensaios de tangente delta apresentados no item 4.4.2.1;
- Aplicação de nova pintura condutora no trecho de isolação a ser avaliado (OCP ou Pintura Condutora, de coloração preta, constituído de uma pintura com verniz condutivo que tem como base resina alquídica);
- Confeção de nova luva para equalização do gradiente de tensão, nas mesmas condições e com os mesmos materiais aplicados na barra original (ECP ou Pintura Semi-Condutiva, de coloração azul escuro, constituído de uma pintura com resinas alquídica e uréica dopada com carbeto de silício).

Após confecção de 5 corpos de prova idênticos, definiu-se o plano de trabalho para avaliação do estado atual da isolação das barras estatóricas retiradas de operação, ilustrado no fluxograma da Figura 45.

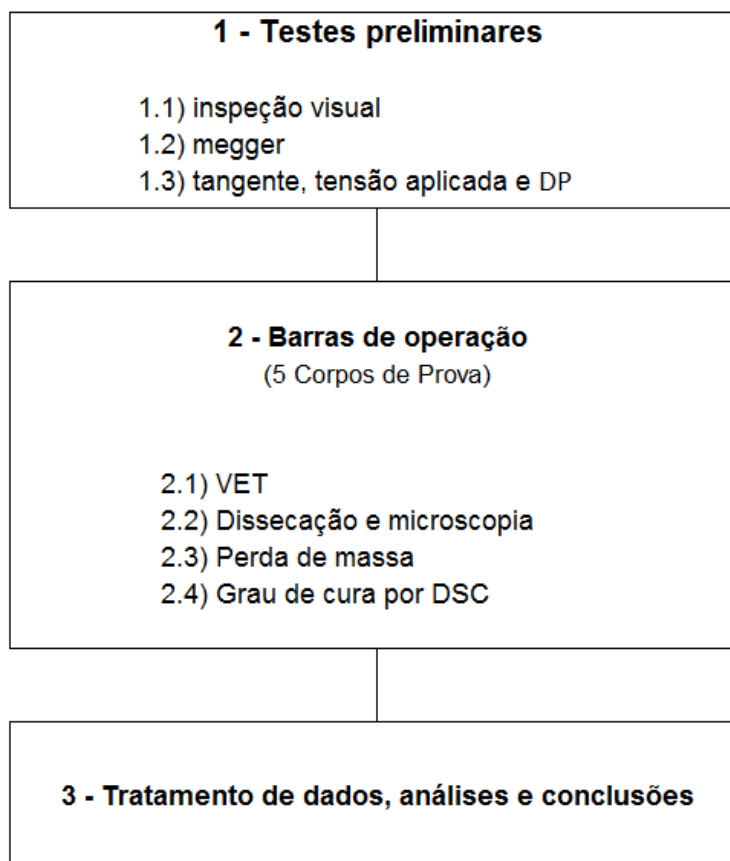


Figura 45 – Plano de estudo da condição atual da isolação das barras estatóricas do gerador de Itaipu de fabricação Siemens, atualmente sob responsabilidade da Voith Hydro.

4.4 Resultados dos Ensaios e Avaliação dos Resultados

4.4.1 Inspeções

A avaliação dimensional é realizada com o objetivo de avaliar a isolação das barras quanto à deformação, o que poderia indicar ou evidenciar absorção de umidade pela isolação. Nas barras disponibilizadas para avaliação as deformações observadas foram fruto do processo de retirada do enrolamento. Nos corpos de prova confeccionados não se constatou deformações.

A microscopia consiste na avaliação da isolação com o auxílio do microscópio, onde é possível identificar vazios e/ou delaminação na isolação. Para um bom acabamento na amostra a ser avaliada é essencial que cada etapa de lixamento ou polimento seja executada cautelosamente. Foram retiradas 4 amostras, com 20 mm cada, sendo duas da barra 4333 e duas da barra 4453, e efetuado o polimento com lixas gramatura 220, 400 e 600, com resultados ilustrados na Figura 46. Na Figura 46 as amostras rotuladas de envelhecidas foram as que passaram pelo ensaio de VET até a ruptura da isolação, enquanto que as rotuladas de

operação são as que não passaram pelo VET, ou seja, amostras cortadas das barras retiradas de operação.

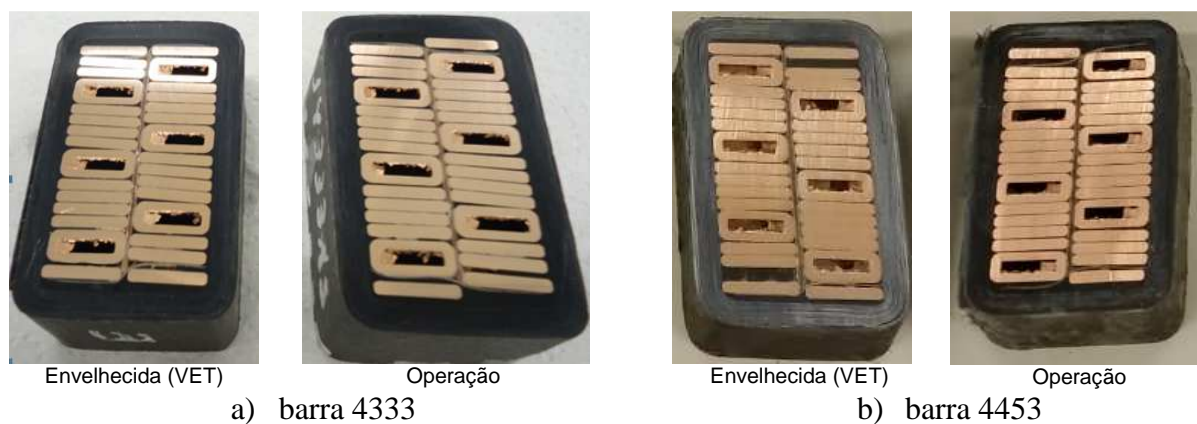


Figura 46 – Amostras preparadas para inspeção microscópica.

Ao analisar as amostras no microscópio, conforme ilustra a Figura 47, constatou-se:

- Homogeneidade da isolamento, não apresentando pontos de vazios e delaminações relevantes;
- Algumas porosidades na massa anticorona de preenchimento (mastic), o que é comumente observado neste componente;
- Alguns vazios pontuais que não influenciaram na degradação pela qualidade da isolamento implementada nas barras em análise;
- Perfeita integridade das camadas de isolamento, muito parecidas com as de uma barra nova (sem operação);
- A definição de duas regiões: preta e cinza, que representam respectivamente mica e poliéster.

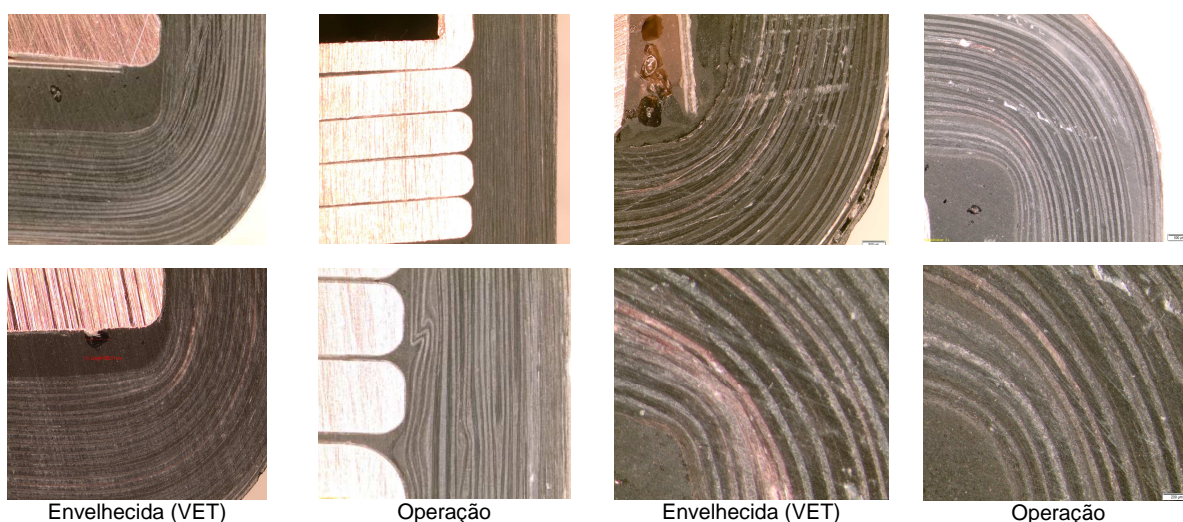
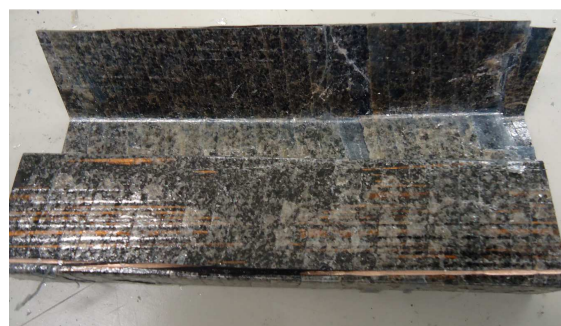


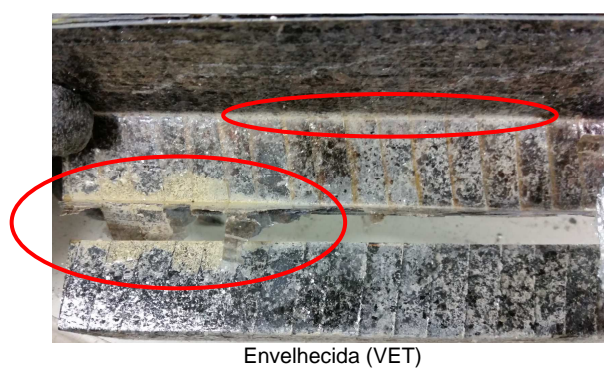
Figura 47 – Visualizações obtidas nas inspeções microscópicas.

A dissecação da isolação foi realizada para verificar as partes internas quanto a aderência, carbonização e bolhas de ar. Ao realizar a dissecação tipo “peeling”, ilustrada na Figura 48, constatou-se:

- a) Boa aderência entre camadas;
- b) Ausência de carbonização entre camadas, o que confirma a não existência de vazios (bolhas de ar) na isolação, inclusive nas regiões curvas (finais das faces) que caracteriza-se pela intensificação do campo elétrico;
- c) Na barra 4333 envelhecida, com tensão de operação de 371V, constatou-se sinais de carbonização por descargas nas primeiras camadas após o cobre, na região curva onde existe a concentração do campo elétrico, destacados na Figura 48-Envelhecida(VET). Fato esperado devido ao nível de tensão do VET;
- d) Na barra 4453, com tensão de operação de 9279V, constatou-se sinais de carbonização por descargas nas primeiras camadas após o cobre, na região curva onde existe a concentração do campo elétrico, destacados na Figura 48-Operação. Fato esperado devido ao nível de tensão e tempo de operação;
- e) Na região de perfuração da barra 4453 encontrou-se um aumento significativo das descargas causado pelo envelhecimento a que esta região foi submetida durante o ensaio de VET, como destacado na Figura 48-Envelhecida(VET);
- f) Todas as camadas apresentaram coloração semelhante, caracterizando uniformidade na impregnação;
- g) Boa aderência da mica com o cobre, verificando-se a presença de resina fortemente aderida ao cobre, indicando que o funcionamento não propiciou degradação da resina impregnante, o que está diretamente associado à temperatura de trabalho do enrolamento.



a) barra 4333



b) barra 4453

Figura 48 – Dissecação da Isolação.

4.4.2 Ensaios Elétricos

Realizaram-se os ensaios nos corpos de prova, confeccionados a partir das barras disponibilizadas para estudo, com os seguintes resultados:

4.4.2.1 Tangente Delta

A fim de verificar a influência dos resíduos de papel grafitado e massa condutora utilizados no sistema de fixação da barra na ranhura do núcleo estatórico, realizou-se a medição de Tangente Delta no corpo de prova extraído da barra 4419, com e sem papel grafitado e massa condutora utilizados no sistema de fixação das barras estatóricas nas ranhuras. Após registro dos resultados do ensaio, apontados na Tabela 8, verificou-se que os resíduos do processo de fixação da barra à ranhura causavam uma variação dos resultados entre 3 e 9%, o que resultou na eliminação de todo o resíduo e aplicação de nova pintura condutora aos corpos de prova confeccionados para os ensaios.

Tabela 8. Resultados do Ensaio de Tangente Delta

Barra	Capac.	0,2*Un	0,4*Un	0,6*Un	0,8*Un	1,0*Un	1,2*Un	Máxima Variação a cada 0,2*Un.
S1_4419 (Com Papel)		0,691	0,653	0,724	0,842	0,948	1	0,12
S1_4419 (Sem Papel)		0,757	0,713	0,756	0,862	0,962	1,03	0,11
4453	693	0,958	0,957	1,04	1,151	1,228	1,28	0,11
4475	692	0,915	0,917	1	1,102	1,181	1,231	0,10
4439	670	1,024	1,031	1,13	1,282	1,4	1,478	0,15
4449	681	1,226	1,21	1,25	1,29	1,33	1,35	0,04
4333_AS	683	0,93	0,914	0,921	0,942	0,971	1,002	0,03
4333_BS	662	1,422	1,422	1,451	1,498	1,538	1,568	0,05

Onde: AS – Referência ao trecho inferior da cabeça de bobina.

BS – Referência ao trecho superior da cabeça de bobina.

Pelos critérios de aceitação definidos no item 3.2.2, percebe-se que os valores de Tangente de Delta medidos estão abaixo de 3% indicando que a resina está adequadamente curada. Os baixos valores de variação de Tangente de Delta, medidos a cada 0,2*Um, indicam que existem poucos, ou quase nenhum, espaços vazios na isolação.

4.4.2.2 Descargas Parciais

A calibração do sistema de medição foi realizada com 500 pC, registrando-se 31pC de ruído de fundo. A temperatura e umidade no instante do ensaio eram 24 °C e 51%, respectivamente e os valores registrados para os respectivos corpos de prova estão apontados na Tabela 9.

Tabela 9. Resultados do Ensaio de Descarga Parcial

Barra	pC	
	10,4kV	18kV
S1_4419	620	560
4453	440	240
4439	274	197
4449	660	540
4333_AS	90	177
4333_BS	40	75

É possível verificar, pelos resultados obtidos, que o nível de DP está abaixo do máximo valor adotado pelo fabricante, para barras novas, que é de 5000 pC.

4.4.2.3 Tensão Aplicada

Pela experiência da barra nº 4419, que apresentou perfuração conforme mostrado na Figura 49, optou-se por não realizar este ensaio nas demais barras. Relembra-se que o processo de retirada proporciona deformação na parte reta e introduz ponto fraco na isolação exatamente no meio da barra, ponto de perfuração.



Figura 49 – Barra nº 4419 perfurada por ensaio de tensão aplicada.

4.4.2.4 Envelhecimento Elétrico Acelerado (VET)

Para o ensaio de VET, a ser realizado nos corpos de provas preparados para o estudo, levantou-se duas possibilidades para o ensaio, utilizando Norma KEMA S13/14 com aplicação de 36 kV ou 54 kV, ou ainda pela Norma IEEE1553 com aplicação de 39 kV ou 45,72 kV. Sendo que para cada norma o critério define 1000 e 10 horas para KEMA, ou 400 e 250 horas para IEEE. Como se está avaliando a partir de um corpo de prova, o qual necessitou ser preparado para o estudo com confecção de nova luva e pintura condutora, optou-se pelo nível de tensão de 39 kV. Após finalização dos ensaios, com ruptura da isolação, obteve-se os resultados listados na Tabela 10.

Tabela 10. Resultados do Ensaio de VET com aplicação de 39 kV.

Barra	H _{inicial}	H _{final}	Tempo [h]
4453	18076	21840	3764
4439		23869	5793
4449		22153	4077
4333_AS		18643	567
4333_BS		23500	5424

Para avaliação dos resultados sob a ótica das normas, onde pela IEEE1553 deveria suportar no mínimo 400 horas e pela norma KEMA S13/14, com os ajustes necessários, 1165 horas, deve-se adotar o valor mais conservador, que no caso seria 1165 horas. Ao observar os resultados percebe-se que apenas um corpo de prova perfurou com tempo inferior a 1165 horas, porém acima das 400 horas indicadas pela IEEE, conforme ilustrado na Figura 50. Este fato pode ser justificado pela pequena curvatura apresentada neste corpo de prova causada pelo processo de retirada da barra estatórica.

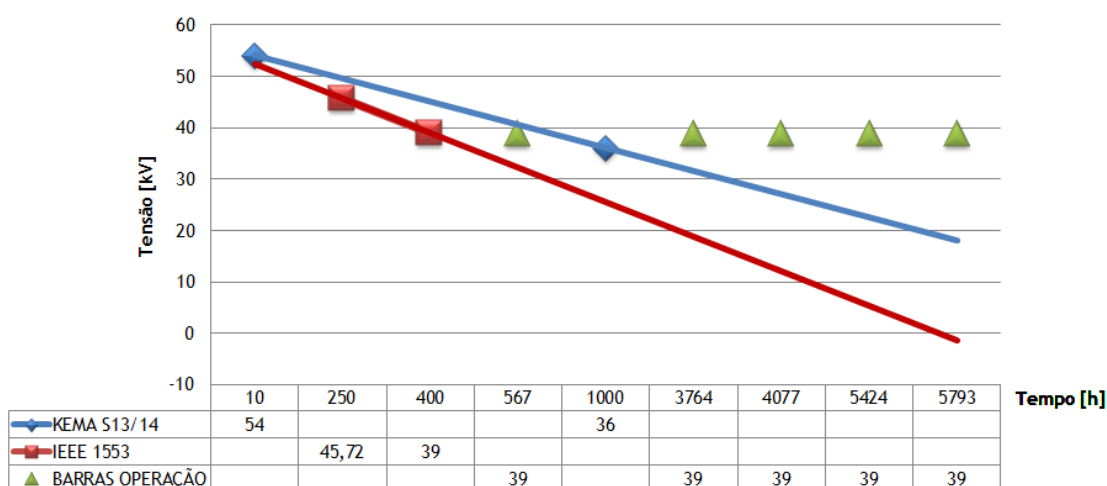


Figura 50 – Resultados VET comparados com Normas IEEE e KEMA.

A fim de verificar a solicitação elétrica da isolação aplicou-se a relação de kV/mm correspondente as barras utilizadas em Itaipu, que no caso possuem espessura útil da isolação igual a 4,15 mm, o que resultou nos valores plotados na Figura 51.

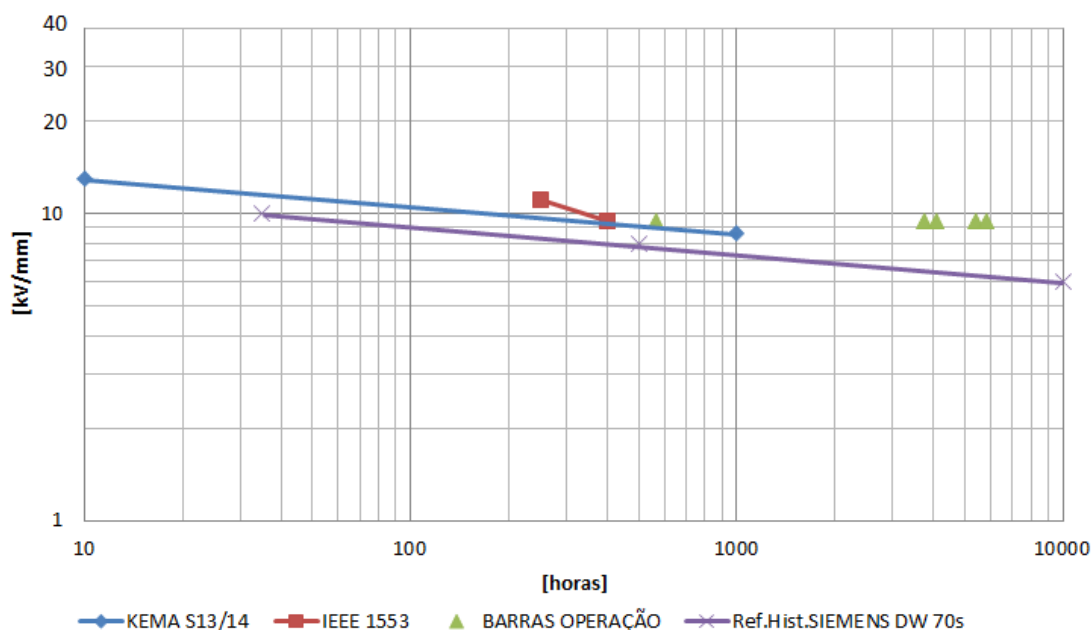


Figura 51 – Solicitação Elétrica da Isolação.

Observa-se na Figura 51 que a sobreposição dos resultados atuais com a curva de referência histórica do sistema, levantada pelo fabricante ao longo do processo de fabricação desta tecnologia, normas IEEE 1553 e KEMA S13/14, mostra que os valores obtidos para os corpos de prova estão à direita das curvas, mostrando que os tempos obtidos são consistentes como o esperado para a tecnologia empregada nas barras, mesmo após 19 anos de operação.

4.4.3 Ensaios Químicos

Realizou-se os ensaios em 16 amostras de 20 por 50 mm, retiradas das barras 4453 e 11369, em operação e nova (de estoque) disponibilizadas para estudo, com os seguintes resultados:

4.4.3.1 Calcinação

Após realização do ensaio, conforme procedimento listado no item 3.3.1 obteve-se os resultados listados na Tabela 11.

Tabela 11. Resultados do Ensaio de Calcinação.

Barra	Conteúdo Orgânico (%)	Valor Residual (%)
11369 (nova)	$39,4 \pm 1,3$	$60,6 \pm 1,3$
4453 (operação)	$38,5 \pm 1,6$	$61,5 \pm 1,6$

4.4.3.2 Avaliação do Grau de Cura

As medições de DSC foram realizadas com o equipamento NETZSCH DSC 200 F3 previamente calibrado. A variação de temperatura foi realizada pela taxa de aquecimento de 10 °C/min. Já as medições foram realizadas usando uma massa de amostra de 15 mg em cadinhos de alumínio fechado, sob uma atmosfera dinâmica de nitrogênio de 50 mL/min.

Os resultados obtidos estão plotados na Figura 52, e pode-se observar que os valores obtidos para a isolamento da barra nova e da barra retirada de operação são semelhantes.

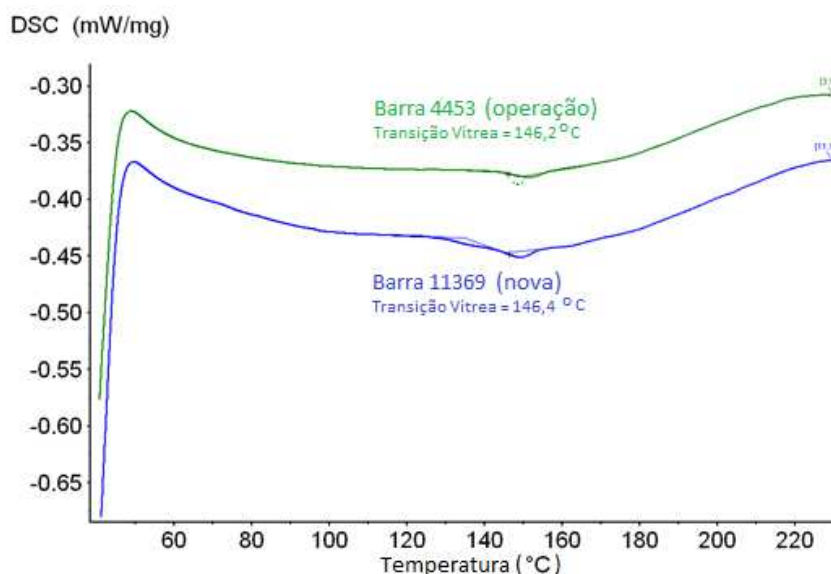


Figura 52 – Curvas de DSC para isolamento de barras nova e em operação.

Medições de TG foram feitas utilizando o equipamento NETZSCH TG 209 F3 previamente calibrado. A taxa de aquecimento foi de 10 °C/min. Já as medições foram realizadas usando uma massa de amostra de 15 mg em cadinhos de alumínio fechado, sob uma atmosfera dinâmica de nitrogênio de 10 mL/min.

Os valores obtidos estão plotados na Figura 53. Observa-se que as curvas são semelhantes e a perda de massa final também foi quase a mesma.

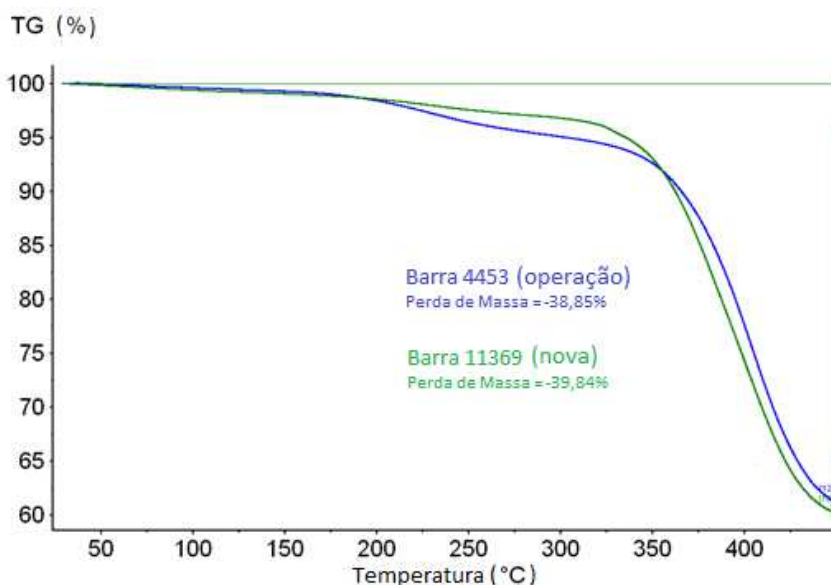


Figura 53 – Curvas TG para isolamento de barras nova e em operação.

Pelos resultados dos ensaios de calcinação e grau de cura, verifica-se grande semelhança entre as cadeias poliméricas da isolamento da barra nova quando comparada com a isolamento da barra em operação.

Capítulo 5

CONCLUSÕES

A operação confiável de um gerador depende diretamente da integridade da isolamento do seu enrolamento estatórico, que é envelhecido por exposição a uma combinação de solicitações térmicas, elétricas, mecânicas e ambientais. A deterioração contínua do isolamento do estator pode vir a resultar em uma falha que implica em indisponibilidade indesejada do gerador por um longo período de tempo.

A vida útil dos equipamentos está diretamente associada ao plano de manutenção e qualidade da execução a ele associado. Porém a redução da vida útil do enrolamento se deve a diversos fatores como modo de operação, carregamento, condições mecânicas, vibração, contaminação e falhas internas decorrentes do processo de fabricação.

A maioria dos fabricantes estima que a vida útil esperada, para o enrolamento de hidrogeradores convencionais, é na faixa de 30 a 40 anos em condições normais de operação e com um número relativamente modesto de ciclos térmicos, que estão geralmente associados aos ciclos de partidas e paradas das unidades geradoras.

Diversos sistemas de isolamento a base de mica-epóxi têm sido colocados em serviço desde 1960, e embora este tipo de isolamento sofra muito pouca degradação anual, esta avança gradualmente até o momento da falha. O grande desafio das equipes de manutenção e operação destas unidades geradoras é determinar qual o melhor momento para a substituição do enrolamento antes de sua falha por envelhecimento da isolação, justificando os investimentos associados e definindo o melhor momento para a substituição sem comprometer a confiabilidade e disponibilidade do equipamento.

O que se nota na literatura é que, infelizmente não há uma realimentação sistemática sobre o fim da vida dos sistemas de isolamento. Para geradores convencionais, refrigerados a ar, pouca informação esta disponível para comparar máquinas que operem ou tenham operado em regime de base com outras que operaram em regime de partida e parada frequentes, para atendimento da ponta, ou ainda unidades reversíveis. Quando se restringe o universo para geradores refrigerados por sistemas não convencionais, como água pura, por exemplo, quase nenhuma informação é disponibilizada.

Outra dificuldade constantemente relatada é a disponibilidade limitada de recursos financeiros e amostras de enrolamentos estatóricos, para a realização de ensaios, muitas vezes

destrutivos, que permitam verificar o estado atual da isolação e quem sabe estimar a vida útil remanescente.

Devido à responsabilidade sócio-ambiental de destaque que a Usina hidrelétrica de Itaipu tem para o Brasil e Paraguai, ela vem desenvolvendo diversos estudos para verificar a confiabilidade e obsolescência de seus equipamentos e, caso necessário, propor atualizações/modificações para garantir excelentes índices de disponibilidade e confiabilidade de suas unidades geradoras.

Para avaliação do estado atual da isolação das barras do gerador, um dos principais ativos da usina, cujo enrolamento estatórico é refrigerado a água pura, realizou-se ensaios elétricos e químicos, comparando-os com valores de referência, sejam de norma, histórico do fabricante ou até mesmo dados coletados do mesmo isolamento quando novo, ou seja, que não tenha sido submetido às condições operacionais.

O primeiro desafio foi como realizar os ensaios elétricos nas barras disponibilizadas, visto que 100% das barras P1 apresentam um corte na isolação na face estreita e estão deformadas (arco), fruto do processo de desmontagem das barras. Após avaliação dimensional criteriosa das 13 barras disponibilizadas constatou-se a possibilidade de confeccionar 05 (cinco) corpos de prova (ref. IEEE 1043), retirados das barras 4333, 4439, 4449 e 4453, onde fosse possível submeter 50 cm da isolação à avaliação da condição atual, o que resultou em um corpo de prova de aproximadamente 170 cm de comprimento.

A fim de realizar a avaliação efetiva da isolação sem que parâmetros externos influenciassem os ensaios, fez-se necessárias a remoção da massa condutora e papel grafitado, aplicação de nova pintura condutora no trecho de isolação a ser avaliado e confecção de nova luva para equalização do gradiente de tensão, nas mesmas condições e com os mesmos materiais aplicados na barra original (ECP ou Pintura Semi-Condutiva, de coloração azul escuro, constituído de uma pintura com resinas alquídica e uréica dopada com carbeto de silício).

Os resultados de suportabilidade elétrica, verificados com o ensaio de envelhecimento elétrico, indicaram um comportamento compatível com o esperado para a tecnologia de isolação utilizada nas barras originais do projeto Itaipu, de fabricação Siemens cujas tecnologias de projeto, fabricação e montagem atualmente estão sob responsabilidade da empresa Voith Hydro, e em conformidade com as normas IEEE 1553 e KEMA S13/14.

Pelas inspeções realizadas durante microscopia e dissecação por “peeling” foi possível verificar que não existem mecanismos de degradação desenvolvidos durante os 19 anos de

operação desta unidade geradora. Constatou-se também a ausência de carbonização e bolhas de ar bem como a boa aderência entre as camadas de mica, inclusive com o cobre.

Percebe-se pelas curvas de DSC e TG que existe grande semelhança entre as cadeias poliméricas de isolamento da barra em operação e da barra nova, e ambas as isolações estão totalmente curadas e em seu estado final de reação.

O sistema de água pura responsável pelo resfriamento do enrolamento de armadura, associado ao regime de operação desta unidade geradora que apresentou, em média, uma parada a cada 7,35 dias, contribui positivamente na redução dos impactos relativos à ciclagem térmica do enrolamento, um dos principais responsáveis pela degradação da isolamento principal do enrolamento de geradores convencionais refrigerados a ar.

Pode-se perceber que o regime de operação em unidades geradoras convencionais impacta diretamente sobre a exigência da isolamento, seja pela variação do carregamento ou pelos ciclos de partida e parada, que resulta em constantes variações de temperaturas. Estas variações de temperatura causam esforços internos nas barras estatóricas devido às diferenças entre os coeficientes de dilatação térmica do cobre e do isolante. No caso de geradores refrigerados a água pura, percebe-se pelos resultados dos ensaios realizados neste trabalho, que este efeito é minimizado ou até mesmo eliminado. Este fato pode ser explicado pelo resultado positivo da regulação da temperatura do enrolamento durante operação, pois a maioria dos sistemas de água pura, que são projetados para operar com temperatura constante, regula a temperatura de entrada ou saída do estator, independentemente da carga associada ao gerador.

Procurou-se verificar se o efeito positivo do sistema de água pura tinha correlação com o nível de tensão de funcionamento da barra estatórica, pois em sistemas convencionais as barras que sofrem maior degeneração da isolamento são as de maior potencial. Pelas constatações e análises feita durante as inspeções por dissecação “peeling”, verificou-se que o sistema de água pura corrobora em maior intensidade, nas barras de maior potencial, reduzindo a maioria dos esforços que degradam a isolamento, pois os efeitos potencializados, comumente encontrados em barras resfriadas a ar, foram percebidos com muito menor intensidade nas barras resfriadas a água.

Assim, do ponto de vista da isolamento é possível afirmar, pelos resultados observados, que o estado da isolamento das barras analisadas, operadas no gerador 10 da usina de Itaipu por quase 20 anos, é semelhante ao estado da isolamento de uma barra que nunca operou. Desta maneira conclui-se que as isolações das barras em operação não sofreram degradação até o

momento e seguramente devem suportar uma operação nas mesmas condições, sem problemas futuros, nas próximas décadas.

Por fim, pode-se sugerir dois trabalhos futuros. Primeiro, que o mesmo tipo de avaliação possa ser realizado nas isolações das barras aplicadas nos geradores instalados na usina de Itaipu fornecidos pela ABB, cujas tecnologias de projeto, fabricação e montagem atualmente estão sob responsabilidade da empresa Alstom.

Segundo, da mesma maneira que especialistas em isolação afirmam que cada 10 °C de sobretemperatura ao limite da classe de isolação implicam em redução da vida útil pela metade, estabelecendo uma correlação entre sobretemperatura de operação com vida útil, verificar a correlação de vida útil com a redução da temperatura de operação em relação ao limite de temperatura. Quanto se ganha em estimativa de vida útil e qual a relação de custos versus benefício associado a isto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] I. I. Kosow, “**Máquinas Elétricas e Transformadores**”, 14ª edição. São Paulo: Globo, 2000.
- [2] J. Sierra, I. J. Pérez-Arriaga, “*Unity for All,*” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7, no. 5, pp. 18- 25, oct. 2009.
- [3] M. B. Srivinas, T. S. Ramu, “*Multifactor Aging of HV Generator Stator Insulation Including Mechanical Vibrations*”, *IEEE Tranaction on Electrical Insulation*, vol. 27, no. 5, pp. 1009-1021, oct. 1992.
- [4] R. Bartnikas, R. Morin, “*Multi-Stress Aging of Stator Bars with Electrical, Thermal, and Mechanical Stresses as Simultaneous Acceleration Factors*”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 702-714, dec. 2004.
- [5] Z. Jia, X. Peng, Z. Guan, L. Wang, B. Yue, “*Evaluation of the Degradation of Generator Stator Ground Wall Insulation Under Multistress Aging*”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 474-483, jun. 2008.
- [6] M. Kurtz, J. F. Lyles, G. C. Stone, “*Application of PD testing to hydrogenerator maintenance*”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-103, no. 14, pp. 2148–2157, aug. 1984.
- [7] Y. J. Kim, J. K. Nelson, “*Assessment of deterioration in Epoxy/Mica machine insulation*”, *IEEE Trans. Electr. Insul.*, vol. EI-27, no. 5, pp. 1036–1040, oct. 1992.
- [8] K. Kimura, “*Progress of insulation aging and diagnostics high voltage rotating machine windings in Japan*”, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 9, no. 3, pp. 13–20, jun. 1993.
- [9] G. C. Stone, H. C. Sedding, B. A. Lloyd, B. K. Gupta, “*The ability of diagnostic tests to estimate the remaining life of stator insulation*”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. EC-3, no. 4, pp. 833–841, dec. 1988.
- [10] V. Kokko, “*Electrical Aging in Lifetime Estimation of Hydroelectric generator stator windings*”, *ICEM 2010 Conference*, sep. 2010.
- [11] V. Kokko, “*Failure Risk Estimation for Hydroelectric Generator Using Condition Index*”, *Conference ViennaHydro 2010, Austria Vienna*, nov. 2010.
- [12] K. Kimura, “*Progress of insulation aging and diagnostics high voltage rotating machine windings in Japan*”, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 9, no. 3, pp. 13–20, jun. 1993.
- [13] Itaipu Binacional, disponível em <http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>, acesso em out. 2013.
- [14] N. D. Mora, J. F. R. Lucas, M. A. Maran, “**Materiais Elétricos: Compêndio de Trabalhos**”, UNIOESTE – Universidade Federal do Oeste do Paraná/Campus de Foz do Iguaçu – LAMAT – Laboratório de Materiais, Foz do Iguaçu, Paraná, 2010.
- [15] ABNT NBR IEC 60085:2012, “**Isolação elétrica — Avaliação térmica e designação**”, ago. 2012.

- [16] K. Jonsson, D. Rudolfsson, ***“Diagnostic Test of Insulation (DTI). A Test Package to determine the condition of generator stator winding insulation”***, Asea Generation, 1986.
- [17] P. M. S. Lara, ***“Aspectos Básicos do Projeto, Fabricação, Montagem, Funcionamento e Manutenção de Hidrogeradoras”***, Sinergia Engenharia e Consultoria Ltda, Belo Horizonte, Minas Gerais, 2013.
- [18] P. Brandl, ***“Force on end winding of AC machine”***, Brow Boveri Review, vol 67, feb. 1980.
- [19] K. Nylundm, R. Schuler, ***“Insulation Systems for Synchronous Machines”***, In Proc. Int. Conf. Evol. Mod. Aspects Synchronous Mach., Zurich, Switzerland, 1991.
- [20] T. Weiers, V. D. Houhanessian, C. E. Stephan, ***“Significance of diagnostic tests on humid thermoset winding insulations”***, in Proc. Int. Conf. Cond. Monit. Diagn., pp. 114–117, Changwon, Korea, 2006.
- [21] C. Sumerer, ***“Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis”***, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, no. 3, pp. 678-685, jun. 2008.
- [22] CIGRE, ***“Hydrogenerator Failures - Results of the Survey”***, CIGRE Study Committee SC11, EG11.02, 2002.
- [23] G. C. Stone, ***“The Statistics of Aging Models and Practical Reality”***, IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol. 28, no. 5, pp. 716-728, oct. 1993.
- [24] G. C. Montarini, L. Simoni, ***“Aging Phenomenology and Modeling”***, IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol. 28, no. 5, pp. 755-776, oct. 1993.
- [25] IEEE Std. 1043-1996, ***“Recommended Practice for Voltage-Endurance Testing of Form- Wound Bars and Coils”***, 1996.
- [26] IEEE Std. 1310-1996, ***“Recommended Practice for Thermal Cycling Testing of Form-Wound Stator bars and Coils for Large Generators”***, 1996.
- [27] R. Bartnikas, R. Morin, ***“Multi-Stress Aging of Stator Bars with Electrical, Thermal, and Mechanical Stresses as Simultaneous Acceleration Factors”***, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 4, pp. 702-714, dec. 2004.
- [28] J. K. Nelson, S. Azizi-Ghannad, ***“Theory and Application of Dynamic Aging for Life Estimation in Machine Insulation”***, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 7, no. 6, pp. 773-782, dec. 2000.
- [29] J. E. Timperley, J.R. Michalec, ***“Estimating the Remaining Service Life Time of Asphaltic-mica Stator Insulation”***, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 9, no. 4, pp. 686-693, dec. 1994.
- [30] R. Morin, J. P. Novak, R. Bartnikas, R. Ross, ***“Analysis of In- Service Aged Stator Bars”***, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 10, no. 4, pp. 645-652, dec. 1995.
- [31] C. Sumerer, T. Weiers, ***“Significance of Defects Inside In- Service Aged Winding Insulations”***, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, no. 1, pp. 9-14, mar. 2008.

- [32] M. Bélec, C. Hudon, **“Long term Aging Test on Stator Bars exposed to End Arm Discharges”**, IEEE conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, San-Fransisco, pp. 829-832, oct. 1996.
- [33] V. I. J. Kokko, **“Electrical Ageing in Lifetime Estimation of Hydroelectric Generator Stator Windings”**, IEEE XIX International Conference on Electrical Machines – ICEM 2010, Rome, 2010.
- [34] R. Brüttsch, M. Tari, K. Fröhlich, T. Weiers, R. Vogelsang, **“Insulation Failure Mechanisms on Power Generators”**, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vo. 24, no. 4, pp. 17-25, aug. 2008
- [35] J. J. Smit, R. Ross, **“Manufacturing influences on the H. V.-A. C. endurance of epoxy-resin insulation”**, in Proc. CIGRE Symp., pp. 610-1–610-10, Vienna, Austria, 1987.
- [36] P. G. de Lima, E. Marconi, F. I. Duarte, **“Thermal cycling and endurance life tests on stator bars performed in Brazil by ABB”**, in Proc. Int. Conf. Evol. Mod. Aspects Synchronous Mach., Zurich, Switzerland, pp. 178–181, 1991.
- [37] A. Helgeson, **“Dielectric response during curing of a resin-rich insulation system for rotating machines”**, in Proc. CEIDP, Austin, TX, pp. 289–292, 1999.
- [38] M. Farahani, H. Borsi, E. Gockenbach, **“Partial discharge and dissipation factor behavior of model insulating systems for high voltage rotating machines under different stresses”**, IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 21, no. 5, pp. 5–19, oct. 2005.
- [39] F. T. Emery, **“Basics of power factor measurements on high voltage stator bars & stator windings”**, IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 20, no. 3, pp. 40–45, jun. 2004.
- [40] T. Weiers, **“Symptoms of Winding Insulation Aging After 37 Years of Service Life in a Hydrogenerator”**, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.25, NO.1, mar. 2010.
- [41] J. E. Timperley, B. S. Nindra, **“Evaluation of epoxy VPI insulation for high voltage stator windings”**, in Proc. ISEI, Anaheim, CA, pp. 528–531, 2000.
- [42] W. McDermid, **“Insulation systems and monitoring for stator windings of large rotating machines”**, IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 9, no. 4, pp. 7–15, aug. 1993.
- [43] IEEE Standard 1043, **“Recommended Practice for Voltage-Endurance Testing of Form-Wound Bars and Coils”**, 1996.
- [44] Y. Yoshida, H. Mitsui, **“Rotating machine insulation”**, IEEE Trans. Electr. Insul., vol. EI-21, no. 6, pp. 953–958, dec. 1986.
- [45] G. Börner, R. Schlenker, M. Eberhardt, W. Mosch, **“Endurance of solid insulation under combined thermal and electrical stress,”** in Proc. ISH, Dresden, Germany, pp. 187–190, 1991.
- [46] M. A. S. Mauro, A. L. O. Torres, R. C. Faria, **“Descrição de Funcionamento do Sistema de Água Pura”**, Sistema de Manutenção e Operação – DDF.EQ.002.R1, Foz do Iguaçu, Paraná, mai. 2009.
- [47] M. A. S. Mauro, N. S. R. Quoirin, A. L. O. Torres, **“A Experiência da Itaipu Binacional no Reparo do Enrolamento Estatístico da Unidade 10”**, XX SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, Pernambuco, nov. 2009.

- [48] R. C. Arbour, B. Milano, *“Diagnosing High-Potential Test Failures in Large Water-Cooled Hydrogenerators”*, Disponível em http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=208231&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D208231 – Acesso em jan. 2013.
- [49] M. A. S. Mauro, N. S. R. Quoirin, A. L. O. Torres, *“Relatório Técnico 6210-50-19919-P-R0 – Ensaaios Especiais em 8 Barras Estatóricas Siemens do Estoque Reserva a fim de Avaliar a Condição Operativa das Mesmas”*, Foz do Iguaçu, Paraná, ago. 2011.
- [50] R. A. Rohde, *“Metalografia – Preparação de Amostras . Uma abordagem prática”*, Disponível em <http://www.urisan.tcche.br/~lemm/metalografia.pdf>. Acesso em out. 2013.
- [51] IEC 60270:2000, *“High-voltage test techniques - Partial discharge measurements”*, IEC International Electrotechnical Commission, 2000.
- [52] E. Kuffel, W.S. Zaengl, *“High Voltage Engineering Fundamentals”*, pub. Pergamon Press, First edition, ISBN 0-08-024213-8, 1992.
- [53] WEG Informações técnicas, *“DT-11: Características e especificações de transformadores de distribuição e força”*, p.178. Disponível em http://diacca.ifrn.edu.br/wiki/lib/exe/fetch.php?media=corpodocente:breno.moura:disciplinas:dt_11_transformadores.pdf – Acesso em mar. 2013.
- [54] IEEE1434™–2000, *“IEEE 1434™-2000: IEEE Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery”*, IEEE 2000.
- [55] Stone G.C., Boulter E. A., Culbert I., Dhirani H., *“Electrical Insulation for Rotating Machines - Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair”*, p20. pub. John Wiley & Sons, ISBN 0-471-44506-1, 2004.
- [56] Bartnikas R., *“Partial Discharges. Their Mechanism, Detection and Measurement”*, IEEE, 2002.
- [57] IEEE Std 100-2000, *“The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms”*, Seventh Edition. IEEE 2000.
- [58] E. Gulski, F. H. Kreuger, *“Computer-aided recognition of discharge sources”*, IEEE Trans. Electr. Insul., vol. 27, no. 1, pp. 82–92, Feb. 1992.
- [59] F. H. Krueger, *“Partial Discharge Detection in High-Voltage Equipment”*, 1.ed. London: Butterworths, 1989.
- [60] Sistema de Manutenção e Operação de Itaipu – Instrução de Manutenção – *“IM.LA.216.R7 – Ensaio de Alta Tensão CA em Gerador (Rotor e Estator)”*, Foz do Iguaçu, Paraná, mar. 2010.
- [61] IEEE Std 1553-2002 Trial-Use Standard for Voltage-Endurance Testing of Form-Wound Coils and Bars for Hydrogenerators. IEEE 2002.
- [62] KEMA S13/14, *“Specification for hydrogen, liquid and air-cooled, synchronous a.c. generators with rated voltage 5 kV and above”*, Arnhem, apr. 2009.
- [63] Sistema de Manutenção e Operação de Itaipu – Instrução de Manutenção – *“IM.LA.215.R7 – Resistência de Isolamento CC em Enrolamento Refrigerado a Água”*, Foz do Iguaçu, Paraná, mar. 2010.

- [64] Sistema de Manutenção e Operação de Itaipu – Instrução de Manutenção – **“IM.LA.403.R0 – Ensaio de Tangente de Delta em Enrolamento Estatórico”**, Foz do Iguaçu, Paraná, mar. 2011.
- [65] J. Simão F., M. F. Latine, J. C. Henning, M. Chilavert, G.C. Brito, R.C.Faria, W.B.Machado, A.F.S.Levy, **“Descargas Parciais em Geradores – A Experiência de Itaipu”**, XVIII SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Paraná, out. 2005.
- [66] W.B.Machado, **“DDF.EQ.001.R1 - Descrição de Funcionamento dos Geradores 50/60Hz. Sistema de Manutenção e Operação”**, Foz do Iguaçu, Paraná, mar. 2001.
- [67] Sistema de Manutenção e Operação de Itaipu – Instrução de Desmontagem e Montagem – **“IDM.EQ.006.R2 – Bobinas do Estator”**, Foz do Iguaçu, Paraná, nov. 1996.
- [68] R.H Schuler, G. Lipták, **“Long Time Functional Test on Isolation Systems for High Voltage Rotating Machines”**, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, 1976.