

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA**

**REPOTENCIAÇÃO DE HIDROGERADORES: UMA AVALIAÇÃO A PARTIR DE
ESTUDO DE CASO**

EMMANUEL MOURA REIS SANTOS

CAMPINA GRANDE

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

**REPOTENCIAÇÃO DE HIDROGERADORES: UMA AVALIAÇÃO A PARTIR
DE ESTUDO DE CASO**

Dissertação de Mestrado submetida ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Ciências em Sistemas de Energia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadores:

Prof. Dr. Edson Guedes da Costa

Prof. Dr. Luiz Antonio Magnata da Fonte

CAMPINA GRANDE

2014

A minha família e a todos os que acreditaram na realização deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

À Deus, primeiramente, por minha existência e por iluminar meus passos.

Agradeço aos meus pais Ebis e Maria do Socorro e a minha avó Mariquinha, pelo amor, compreensão, educação e dedicação na formação do meu caráter.

À minha esposa Janine e à minha filha Nina, pelo amor, incentivo, paciência e por todos os momentos felizes compartilhados.

Ao meu tio Cláudio, por sua contribuição para minha formação profissional.

Ao Prof. Dr. Prof. Dr. Edson Guedes e Prof. Dr. Luiz Magnata da Fonte, pela excelente orientação.

Ao Departamento de Manutenção da Geração e à CHESF por ter propiciado o espaço e as condições para que este trabalho fosse desenvolvido.

Ao Professor Methódio Varejão e aos colegas Aline Lira e José Roberto, pela ajuda incondicional durante o mestrado.

Em fim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

“Deixe o futuro dizer a verdade, e avaliar cada um de acordo com seus trabalhos e suas conquistas.”

Nikola Tesla

RESUMO

Existe uma grande preocupação dos órgãos governamentais em manter a confiabilidade do sistema brasileiro de geração de energia elétrica devido ao fato de 80% desta energia ser advinda de usinas hidrelétricas, das quais 50% possuem mais de vinte anos de operação. A repotenciação é uma prática que visa estender a vida útil de hidrogeradores, ao mesmo tempo, que procura resgatar a confiabilidade, e elevar a potência da usina. As diretrizes e ações para avaliação técnica de uma repotenciação serão apresentadas, pois, em função de já existirem muitos hidrogeradores repotenciados, é possível estabelecer uma metodologia que contemple os aspectos mais importantes desta prática. Além de descrever o desenvolvimento do processo de repotenciação das unidades geradoras da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II, são abordados os aspectos da repotenciação desses geradores, destacando a metodologia utilizada, abordando o emprego de materiais tecnologicamente mais eficientes e os resultados obtidos.

Palavras-chave: Repotenciação. Gerador. Hidrelétrica Paulo Afonso II.

ABSTRACT

There is a major concern of government agencies in maintaining the reliability of the Brazilian system of power generation due to the fact 80% of this energy is arising from hydroelectric power plants, of which 50% have over twenty years of operation. The repowering is a practice that aims to extend the life of hydro, while seeking to rescue the reliability and increase the potency of the plant. Guidelines and actions for technical evaluation of a repowering will be presented, because, due to already exist many repotenciados hydro, it is possible to establish a methodology that addresses the most important aspects of this practice. And describe the development process of repowering the hydroelectric generating units Paulo Afonso II, aspects of repowering these generators, highlighting the methodology, addressing the use of more technologically efficient materials and the results are discussed.

Keywords: Repowering. Generator. Hydroelectric Paulo Afonso II.

LISTA DE SÍMBOLOS

X_d	Reatância síncrona de eixo direto do gerador
$X'{}_d$	Reatância subtransitória
UMP	Empuxo magnético
D_b	Diâmetro interno do estator
l_e	Comprimento do estator
μ_0	Permissividade magnética
B_{rms}	Valor eficaz da densidade de fluxo magnético no entreferro
m	Inclinação da curva de saturação
I_{f0}	Corrente de excitação a vazio
δ_0	Entreferro nominal
$B_{\delta 0}$	Densidade de fluxo nominal
U	Tensão nos terminais do gerador
δ	Ângulo de erro de sincronização
X''_d	Reatância subtransitória de eixo direto
X_{linha}	Reatância da LT
M_n	Conjugado nominal
λ	Condutividade térmica
A	Seção transversal
l	Comprimento do condutor
S	Potência aparente
m	Numero de fases
I	Corrente nominal fase-neutro
V	Tensão nominal fase-neutro
f_B	Fator de forma do campo de excitação
f_n	Frequência
f_w	Fator de enrolamento
N_C	Número de condutores em série por fase
\emptyset_n	Fluxo por pólo no entreferro
B_n	Densidade de fluxo máxima no entreferro
D_i	Diâmetro interno do núcleo do estator
L_i	Comprimento axial do núcleo do estator
P	Número de pares de pólos
AE	Densidade linear de corrente do estator
c_1	Fator de aproveitamento
N_z	Número de ranhuras especificado
Z_n	Espiras (barras) por ranhura
a	Número de circuitos em paralelo por fase
k_w	Número de camadas
S_1	Seção do fio

S_a	Secção da barra estatórica
L_B	Comprimento da barra do estator
L_e	Comprimento do enrolamento do estator por fase e circuito
R_{a20}	Resistência do enrolamento do estator por fase a 20°C
D_i	Diâmetro interno do estator:
D_A	Diâmetro externo do estator:
L_i	Comprimento do núcleo do estator
L_V	Quantidade de dutos de ventilação do núcleo
F_V	Fator de ocupação dos dutos de ventilação
n_V	Número de dutos radiais de ventilação
b_V	Largura dos dutos de ventilação do núcleo de ventilação do estator

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Opções técnico-gerenciais para usinas em funcionamento.....	22
Figura 2.2	Opções técnico-gerenciais para usinas desativadas.....	23
Figura 2.3	Modalidades de intervenção de repotenciação.....	24
Figura 4.1	Diagrama esquemático de um hidrogerador.....	31
Figura 4.2	Fotografia de um hidrogerador aberto a) montagem do núcleo estatórico. b) pacotes de chapas do núcleo.....	32
Figura 4.3	Diagrama esquemático de um dedo de pressão de um hidrogerador.....	33
Figura 4.4	Influência da variação do entreferro.....	34
Figura 4.5	Diagrama esquemático de uma transposição Roebel dentro do comprimento do núcleo.....	40
Figura 4.6	Fotografia do enrolamento do estator.....	40
Figura 4.7	Gráficos de torque em carcaça com elementos oblíquo e convencional.....	44
Figura 4.8	Carcaça com elementos oblíquos para aplicação em reformas.....	44
Figura 4.9	Fotografia da carcaça da Usina de Raccoon Mountain.....	45
Figura 4.10	Diagrama de um sistema típico de ventilação e refrigeração de hidrogeradores de grande porte.....	46
Figura 4.11	Malha de ventilação.....	47
Figura 4.12	Malha térmica.....	47
Figura 4.13	Fotografia do núcleo do pólo e dos detalhes esquemáticos.....	48
Figura 4.14	Diagrama esquemático de uma bobina polar.....	49
Figura 4.15	Diagrama das aletas de ventilação da bobina polar.....	49
Figura 5.1	Aquecimento com 75% de carga.....	63
Figura 5.2	Aquecimento com 100% de carga.....	63
Figura 5.3	Esquema de medição de resistência ôhmica do estator.....	64
Figura 5.4	Esquema de medição de capacitância do estator.....	66
Figura 5.5	Folga entre isolamento e o cobre da barra.....	72
Figura 5.6	Aplicação da transposição Roebel nos condutores.....	77
Figura 5.7	Processo de enfitamento da barra do estator.....	77
Figura 5.8	Travamento das barras no dispositivo.....	78
Figura 5.9	Seção transversal da barra do gerador.....	79
Figura 5.10	Gráfico Tangente δ	80
Figura 5.11	Ensaio Ponte Schering.....	81
Figura 5.12	Amostras sob ensaio de envelhecimento.....	82
Figura 5.13	Registros durante o curso dos ensaios.....	83
Figura 5.14	Seção das barras na ranhura do núcleo.....	84
Figura 5.15	Simulação no COMSOL do Potencial elétrico da ultima espira da série.....	85
Figura 5.16	Espaço vazio entre o isolamento e parede da ranhura do núcleo.....	85
Figura 5.17	Situação sem tinta.....	86
Figura 5.18	Situação com tinta condutora e com contato com a ranhura.....	87
Figura 5.19	Descargas entre o fim da camada de tinta condutora e a superfície da barra.....	88
Figura 5.20	Barra com pintura semicondutora até 12 cm.....	88
Figura 5.21	Extremidade das bobinas estatóricas, mostrando a proteção anti-corona (regiões em cinza) aplicada imediatamente após a saída do núcleo estatórico.....	89

Figura 5.22	Barra com pintura semicondutora até a cabeça da barra.....	89
Figura 5.23	Barras com papel semicondutivo.....	90
Figura 5.24	Sistema de embutimento das barras do estator.....	91
Figura 5.25	Esquema da medição da resistência de contato barra-ranhura.....	93
Figura 5.26	Detalhe de amarração das barras.....	97
Figura 5.27	Esquema da medição de resistência de isolamento do estator.....	99
Figura 5.28	Esquema do teste de tensão aplicada no estator.....	100
Figura 5.29	Esquema de ligação para o ensaio de corona.....	102
Figura 5.30	Carcaça do estator.....	104
Figura 5.31	Adequação da carcaça do estator. b) Cunha rabo de andorinha.....	105
Figura 5.32	Sistema de prensagem do núcleo antigo. b) Sistema de prensagem do núcleo novo.....	105
Figura 5.33	Pressão exercida no núcleo antigo. b) Pressão exercida no núcleo novo.....	106
Figura 5.34	Folga no núcleo do estator.....	107
Figura 5.35	a) Desmontagem do núcleo antigo. b) Montagem do núcleo novo.....	107
Figura 5.36	a) Duto. b) Chapa de ventilação.....	109
Figura 5.37	Fluxo magnético do rotor para as barras do estator.....	111
Figura 5.38	a) Núcleo estático antigo. b) Núcleo estático novo.....	111
Figura 5.39	Molas prato.....	112
Figura 5.40	Sistema de prensagem do núcleo do estator.....	113
Figura 5.41	Esquema elétrico do ensaio.....	114
Figura 5.42	Desmontagem dos pólos do rotor.....	118
Figura 5.43	Pólos.....	119
Figura 5.44	Espiras da bobina polar recebendo o isolamento Nomex.....	120
Figura 5.45	Compactação à quente das espiras da bobina polar.....	121
Figura 5.46	a) Montagem da bobina com o isolamento contra o núcleo. b) Pólos acabados.....	121
Figura 5.47	Esquema de medição de capacitância do rotor.....	122
Figura 5.48	Esquema de verificação de curto circuito entre espiras do rotor.....	123
Figura 5.49	Registro de um pólo sem curto entre as espiras.....	124
Figura 5.50	Esquema de verificação de polaridade dos pólos.....	125
Figura 5.51	Esquema da medição de resistência de isolamento do rotor.....	126
Figura 5.52	Esquema da medição de resistência ôhmica de campo.....	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Economia e Mercado de Energia Elétrica no Brasil (1980-2015).....	15
Tabela 2 – Ganhos de Repotenciação.....	27
Tabela 3 – Alteração de bobinas para barras Roebel.....	36
Tabela 4 – Principais parâmetros da unidade geradora 01G1.....	59
Tabela 5 – Valores medidos (os valores tabelados abaixo foram retirados das curvas de saturação fornecidas pela CHESF).....	60
Tabela 6 – Valores medidos (os valores tabelados abaixo foram retirados das curvas de saturação em curto fornecidas pela CHESF).....	61
Tabela 7 – Valores medidos de temperaturas – 75% de carga.....	62
Tabela 8 – Valores medidos de temperaturas – 100% de carga.....	63
Tabela 9 – Valores medidos na medição de resistência ôhmica do estator.....	65
Tabela 10 – Valores medidos na medição de capacitância do estator.....	66
Tabela 11 – Principais parâmetros de projeto do novo gerador.....	67
Tabela 12 – Ensaio de Tensão aplicada.....	80
Tabela 13 – Resultados do ensaio Tangente δ	81
Tabela 14 – Constituição da barras na ranhura.....	92
Tabela 15 – Valores da resistência de contato barra-ranhura (Barras inferiores).....	93
Tabela 16 – Valores da resistência de contato barra-ranhura (Barras superiores).....	95
Tabela 17 – Isolação do estator – 5000 Vcc (Antes da tensão aplicada).....	99
Tabela 18 – Isolação do estator – 5000 Vcc (Após da tensão aplicada).....	99
Tabela 19 – Resultados obtidos no teste de tensão aplicada.....	101
Tabela 20 – Teste de resistência ôhmica.....	101
Tabela 21 – Valores medidos na medição de capacitância do estator.....	103
Tabela 22 – Material da chapa do núcleo.....	110
Tabela 23 – Valores medidos no ensaio de curta duração.....	115
Tabela 24 – Valores medidos de temperatura do ensaio de curta duração.....	115
Tabela 25 – Valores medidos no ensaio de duração prolongada.....	116
Tabela 26 – Valores medidos de temperatura do ensaio de duração prolongada.....	117
Tabela 27 – Valores medidos na medição de capacitância do rotor.....	123
Tabela 28 – Resultado da verificação de curto circuito entre espiras.....	123

Tabela 29 – Resultado da verificação de polaridade dos pólos.....	125
Tabela 30 – Resultado da medição de isolamento do rotor.....	126
Tabela 31 – Resultado da medição de resistência ôhmica de campo.....	127
Tabela 32 – Alteração nos dutos de ventilação.....	129
Tabela 33 – Alterações no núcleo do estator.....	129
Tabela 34 – Repotenciação da 01G1 – Resultado da Análise.....	130

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
BNDS	Banco Nacional do Desenvolvimento
FINEL	Fundo de Financiamento da Eletrobrás
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SIN	Sistema Integrado Nacional
ANNEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
UHE	Usina Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
MME	Ministério de Minas e Energia
VPI	Vacuum Pressure Impregnation
PET	Politereftalato de Etileno
PRFV	Polímero Reforçado com Fibra de Vidro
TEAM	Esforços Térmicos, Elétricos, Ambientais e Mecânicos
RCC	Relação de curto circuito
PDEEE	Plano Decenal de expansão de Energia Elétrica
DMG	Departamento de Manutenção da Geração

SUMÁRIO

1	Introdução.....	14
1.1	Considerações gerais.....	14
1.2	Objetivo	17
1.3	Motivação	18
1.4	Organização do trabalho	19
2	Terminologia	20
3	Planejamento da repotenciação	26
3.1	Estudo de viabilidade	26
3.2	Etapas da Repotenciação.....	29
3.2.1	Levantamento de dados.....	29
3.2.2	Projeto básico.....	29
3.2.3	Projeto executivo.....	30
4	Estado da arte	31
4.1	Núcleo do estator	32
4.2	Enrolamento estatórico	39
4.3	Carcaça do estator	42
4.4	Ventilação	45
4.5	Pólo	48
4.6	Isolamento Elétrico	50
5	Estudo de caso	58
5.1	Metodologia.....	58
5.2	Enrolamento do estator	71
5.3	Carcaça do estator	103
5.4	Núcleo do estator	106
5.5	Pólo.....	118
5.6	Análise dos resultados.....	128
6	Conclusão	132
7	Trabalhos futuros.....	134
	Bibliografia.....	135
	Anexo A - Publicação no XVI ERIAC.....	137

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com o crescimento econômico que o país está vivendo, é imprescindível que haja investimentos no setor elétrico, para assim, não só garantir o suprimento de energia elétrica, mas também aumentar a confiabilidade de todo o sistema elétrico. Com isso, os usuários e investidores são tranquilizados, possibilitando, assim, a implantação de novos investimentos.

Atualmente as usinas hidrelétricas constituem a base do sistema de geração de energia elétrica no Brasil, respondendo por 80% da oferta de eletricidade, mostrando que o país tem um potencial hídrico enorme para a geração de energia (ANEEL, 2012). A elevada participação foi alcançada no século XX através da construção de várias usinas de grande porte, sem grandes preocupações com os impactos sociais e ambientais. Com o passar do tempo, e principalmente nos dias atuais, os impactos sociais e ambientais vêm sendo tratados com importância cada vez maior. No presente, a reordenação da matriz energética nacional é orientada pela falta de recursos públicos para investimentos em grandes empreendimentos, esgotamento dos recursos hídricos em locais próximos aos centros de consumo e legislação rigorosa referente aos impactos sócio-ambientais negativos que os projetos podem causar.

Para que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica futura de forma confiável, é necessário buscar alternativas eficientes para se obter o incremento da capacidade de geração de energia elétrica no país. A estratégia a ser adotada para a busca e implementação das alternativas deve levar em consideração a viabilidade técnica-econômica associada, principalmente, aos impactos sócio-ambientais que tais empreendimentos possam vir a provocar (MALDONADO *et al.*, 2005).

Para acompanhar o crescimento econômico, apresentado pelo Brasil nos últimos tempos, o sistema elétrico precisará expandir 56% até 2015 para atender a demanda de energia que está sendo prevista para os próximos anos e afastar a possibilidade de uma crise no setor, como a que ocorreu em 2001, quando o país enfrentou um intenso

acionamento de energia elétrica. Entretanto, uma crise no setor elétrico nos dias de hoje, pode vir a apresentar consequências mais graves devido às dificuldades ambientais e burocráticas que atualmente envolvem a construção de novos empreendimentos energéticos.

Na Tabela 1.1, apresenta-se a trajetória da economia e do mercado de energia elétrica no período de 1980 a 2015. Os dados apresentados até 2005 provêm dos históricos do setor, enquanto os de 2006 a 2015 são previsões relativas ao mercado futuro de energia elétrica de acordo com o PDEEE (2006). Os dados de consumo de energia elétrica incluem a parcela de consumo atendida por autoprodução.

Tabela 1.1 – Economia e Mercado de Energia Elétrica no Brasil (1980-2015)

Discriminação	1980	1990	2000	2005	2010	2015
Produto interno Bruto						
R\$ bilhões [2004]	1.069	1.249	1.624	1.819	2.213	2.745
Variação no período (% ao ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População Total Residente						
Mil habitantes	119.844	145.130	170.894	1.82.508	193.027	202.416
Variação no período (% ao ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per Capita						
R\$ [2004]/hab/ano	8.920	8.606	9.503	0.967	11.465	13.560
Variação no período (% ao ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo de Energia Elétrica						
TWh	122	219	333	374	484	619
Variação no período (% ao ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Consumo de Energia Elétrica per Capita						
kWh/hab/ano	1.018	1.509	1.949	2.049	2.507	3.053
Variação no período (% ao ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0
Intensidade Elétrica do PIB						
kWh/R\$ [2004]	0,114	0,175	0,205	0,206	0,219	0,225
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica						
	-	3,84	1,61	1,02	1,32	1,14

Fonte: PDEEE (2006).

Está previsto para os próximos anos um aumento no consumo de energia elétrica em torno de 5% ao ano, superando a taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), que fica por volta de 4% ao ano. Observa-se ainda, que na década de 80 houve

um aumento percentual expressivo do consumo de energia elétrica por ter sido um período de significativa expansão do setor industrial nacional.

Nesse contexto, a repotenciação de usinas hidrelétricas surge como uma importante alternativa para se obter ganho de potência para o Sistema Elétrico Brasileiro, tendo em vista a predominância da hidroeletricidade na matriz energética nacional. Mesmo com bons programas de manutenção, o natural envelhecimento e desgaste dos equipamentos, e a obsolescência dos sistemas de controle comprometem a qualidade do atendimento à demanda, aumentando a frequência de paradas forçadas e a indisponibilidade da usina no fornecimento de energia elétrica. A Repotenciação consiste em determinar a capacidade de geração atual de uma usina e aplicar melhorias para aumentar sua capacidade de geração ou a reativação com a mesma capacidade de geração, porém com equipamentos mais modernos e mais eficientes.

Analisando-se um empreendimento hidrelétrico novo, devido aos atuais avanços técnicos no desenvolvimento em todas as suas fases (estudo, projeto, construção e operação), os ganhos energéticos que podem, eventualmente, ser obtidos após a sua construção são marginais, visto que os recursos empregados e correspondentes benefícios já foram eficientemente otimizados. Por outro lado, quando se analisa empreendimentos que já operam há alguns anos, os ganhos energéticos com a repotenciação são consideráveis.

Considerando-se o crescimento previsto para demanda de energia elétrica no Brasil, a busca de alternativas capazes de incrementar a capacidade de geração torna-se uma medida bastante atrativa. A repotenciação pode ser uma alternativa para acrescentar potência dentro de realidades locais. De qualquer forma, a repotenciação também é uma grande ferramenta para cumprir com um critério legal para aproveitamento energético dos recursos hídricos nacional, que é o conceito do “aproveitamento ótimo”, já que existem muitos potenciais que estão mal aproveitados (OLIVEIRA, 2012).

A repotenciação é um tema que deve ser considerado de interesse nacional pelo fato de quase 80% da energia elétrica produzida no Brasil ter origem nas usinas hidrelétricas, muitas delas com mais de 30 anos de operação. E por essa razão, próximas das reformas, tendo em vista o período decorrido desde as suas construções, como também, da evolução tecnológica dos materiais ocorrida. Assim, as repotenciações estariam naturalmente associadas às reformas.

O potencial hidroelétrico instalado no Brasil conta com mais de 640 usinas, cada uma com diversos hidrogeradores de variados tamanhos e potências que no total, apresentam capacidade instalada da ordem de 75.000 MW. Normalmente, esses hidrogeradores têm uma expectativa de vida útil de 50 anos, porém, pode ser antieconômico utilizá-los com a mesma capacidade operativa para a qual foram originalmente projetados. Esses hidrogeradores, ao sofrerem um programa de reabilitação, terão a perspectiva de expansão tanto da vida útil como da potência gerada através da repotenciação.

Essa forma de aumentar a capacidade da usina resulta em triplo benefício: é economicamente viável para a maioria dos casos; não causa impactos ecológicos ao meio ambiente e associado a isto não necessita de licença ambiental; e requer tempo de implantação e custo bem menor quando comparado como o da construção de uma nova usina.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar como a repotenciação de usinas hidrelétricas, em particular da Usina Hidrelétrica Paulo Afonso II, localizada no Rio São Francisco, no estado da Bahia, é uma alternativa viável para elevar a capacidade de energia elétrica do parque gerador da CHESF.

A repotenciação visou estender a vida útil de hidrogeradores, ao mesmo tempo, que procurou resgatar a confiabilidade da usina a elevar a sua potência. Técnicas modernas de engenharia, novos processos de fabricação e o emprego de materiais tecnologicamente mais eficientes permitiram a repotenciação destes hidrogeradores devolvendo-lhes nova vida útil, com condições economicamente justificáveis. Este trabalho apresenta a metodologia utilizada na implementação dessa atividade.

Outro objetivo desta dissertação é agregar à academia o conhecimento numa área quase restrita às empresas de energia elétrica, enriquecendo, assim, o banco de informações científicas da instituição.

1.3 MOTIVAÇÃO

O Brasil está vivendo um momento decisivo na área energética. Como se pode observar, muitos obstáculos terão de ser transpostos para que seja possível concretizar, em tempo hábil, o modelo de expansão do parque gerador nacional proposto pelo governo. Não se pode negar que existe uma necessidade real e, de certo modo, emergencial, de se construir novos empreendimentos para que seja possível suprir de forma assegurada a demanda de energia elétrica nos próximos anos. Entretanto, a construção de novas usinas envolve muita burocracia, principalmente para a obtenção das licenças, além de demandar maior tempo para ser concluída e um investimento mais elevado. Com o crescimento de demanda prevista para os próximos anos, juntamente com os obstáculos ambientais que possivelmente irão atrasar a construção das usinas que são prioridades na expansão do parque gerador, a repotenciação das usinas hidrelétricas do país deveria ser planejada para que pudesse ser realizada sem demora. Seria uma opção bastante viável, tanto nos aspectos econômicos, quanto ambientais, para tentar suprir o consumo de energia e evitar que, em um futuro próximo, o Brasil enfrente uma crise no setor elétrico. Dentro dessa filosofia, a repotenciação representa uma contribuição significativa, pois se todas as usinas forem repotenciadas, o aumento no fornecimento de energia elétrica poderia atingir mais de 10% da capacidade de geração atual. Esse procedimento respeita plenamente as condições de sustentabilidade tão discutidas atualmente. Além de se apresentar como uma alternativa econômica e ambientalmente viável, de curto prazo de implementação e que não necessita ser submetida a tanta burocracia para se aumentar a oferta de energia elétrica do país.

Nesse sentido, a Chesf tem se preocupado em expandir e modernizar o seu parque gerador e transmissor, fazendo grandes investimentos em suas instalações, tendo como meta a continuação da prestação de serviços de geração e transmissão de energia elétrica em altos níveis de qualidade e confiabilidade.

Quando se analisa o aumento da capacidade de geração de energia no Nordeste do Brasil, constata-se que os recursos hídricos estão quase esgotados para implantação de novos empreendimentos, contudo estudos realizados mostram que a CHESF pode obter ganhos de potência com repotenciação de suas usinas hidrelétricas, com perspectiva economicamente viável e sem causar impactos ambientais.

A usina Paulo Afonso II (USD) possui seis unidades geradoras, acionadas por turbinas Francis de eixo vertical, com potência total de 443 MW, sendo duas com potência unitária de 70 MW e uma com potência de 75 MW, compondo a USD-A; e três unidades geradoras com potência unitária de 76 MW, que compõem a USD-B. A entrada em operação das máquinas ocorreu no período entre 24/10/1961 e 18/12/1967. Considerando a depreciação dos equipamentos ao longo de quase 50 anos, com impacto na confiabilidade operacional do sistema, foi necessário uma repotenciação.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Com o objetivo de estruturar a metodologia da repotenciação, esta dissertação está organizada em seis capítulos.

O Capítulo 2 aborda as definições e características da repotenciação de usinas hidrelétricas.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica baseada em estudos de casos de repotenciações de hidrelétricas.

O Capítulo 4 descreve os métodos utilizados da repotenciação das unidades geradoras da Usina de Paulo Afonso II.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos na repotenciação da Unidade Geradora.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

2 TERMINOLOGIA

A repotenciação de um empreendimento ou equipamento corresponde a todas as obras que tem por objetivo gerar ganhos de potência e de rendimento. A repotenciação de empreendimentos hidrelétricos é uma alternativa com muitas vantagens técnicas, econômicas e socioambientais, contudo existe uma diversidade de definições do termo “repotenciar” na literatura técnica.

Diversos pontos de vista desse processo são observados, dos quais pode se destacar, dentre outros, o ponto de vista gerencial e o tecnológico. Para um melhor entendimento do leitor, a seguir serão apresentadas definições de termos largamente usados nos processos de repotenciação.

Os principais fatores tecnológicos que justificam a usina a passar pelo processo de repotenciação é a deteriorização dos equipamentos, obsolescência do dimensionamento da usina e defasagem tecnológica. Todos estão relacionados com o fator tempo, e serão definidos a seguir segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2008).

Deteriorização dos equipamentos: A deteriorização é natural e está relacionada à expectativa de vida útil dos equipamentos da usina. A velocidade e a intensidade da deteriorização estão vinculadas aos materiais utilizados e ao regime de operação e de manutenção que foram efetuados.

Obsolescência do dimensionamento da usina: A obsolescência é o fator mais importante para a repotenciação, pois reside nela, as possibilidades dos maiores ganhos de potência. A obsolescência está relacionada aos parâmetros usados para dimensionar os equipamentos da usina, que podem ter utilizados valores de dimensionamentos conservativos devido à tecnologia usada na época. Outros exemplos que podem influenciar esses parâmetros são a evolução da tecnologia de medição e a restituição de vazões afluentes que também são responsáveis por variações, por vezes significativas, encontradas em algumas usinas. A construção de um novo aproveitamento hidrelétrico a montante de outros na mesma bacia hidrográfica, pode implicar em alteração dos parâmetros de potência efetiva e energia firme a serem atribuídos às usinas de jusante da bacia, ensejando uma revisão da cascata do aproveitamento.

Defasagem tecnológica: A defasagem tecnológica é uma variável a que qualquer tipo de usina está sujeita devido aos equipamentos aplicados, muitas vezes superdimensionados e dos materiais empregados, também com dimensionamento excessivo e até superados tecnologicamente. Em razão da defasagem tecnológica, a eficiência dos antigos equipamentos instalados na usina poderá ser, em muitos casos, bastante inferior à de novos equipamentos (turbina, gerador, sistemas de controle, etc).

Existem quatro opções gerenciais a serem consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente: Desativação, Reparo e Prosseguimento Operacional, Reconstrução e Reabilitação. Essas opções são conceituadas como se segue abaixo:

Desativação e o Reparo e Prosseguimento Operacional: A desativação e o reparo e prosseguimento operacional são a inconstância na disponibilidade futura das máquinas. Isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, assim, não justificando investimentos no empreendimento (final de vida útil).

Reconstrução: A reconstrução envolve a construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é a mais aplicada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

Reabilitação: A reabilitação deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Esta opção é a mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas (UHE).

Segundo EPE (2008) e SANTOS (2003), do ponto de vista tecnológico existem duas vertentes para repotenciação de usinas hidrelétricas, com suas respectivas motivações associadas:

Redefinição da potência nominal: Elevação da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto visando “Operar a instalação dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais, maior flexibilidade operativa e observando os aspectos ambientais”.

Elevação da potencia máxima de operação: A elevação da potência máxima ensejada por folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora visa “Atender situações de maior rigor de solicitação operacional, em virtude de insuficiência de investimentos na expansão da geração e/ou no sistema de transmissão de energia elétrica. Nesse caso, acredita-se que

o investimento em R&M (Repotenciação e Modernização) na usina, com envolvimento de novas tecnologias, não seria atrativo.”

Como pode ser visto, independentemente das nomenclaturas e definições para as diversas etapas da vida útil de um empreendimento hidrelétrico, dentro do modelo técnico-científico e econômico atual, os empreendimentos hidrelétricos passam pelas etapas de: “Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental”, “Projeto Básico”, “Projeto Executivo”, “Construção”, “Operação e Manutenção (O&M)”. Contudo também passarão pelas etapas de “Repotenciação” e/ou “Reconstrução” e/ou “Desativação”.

No âmbito deste trabalho, entende-se que no caso de usinas já construídas, principalmente UHE, têm-se a diferenciação de dois casos para tomada de decisão técnico-gerencial, após avaliações de desempenho integrado:

Usina em Funcionamento: onde se tem as opções de Manutenção e Prosseguimento Operacional, Repotenciação, Reconstrução ou Desativação (Figura 2.1).

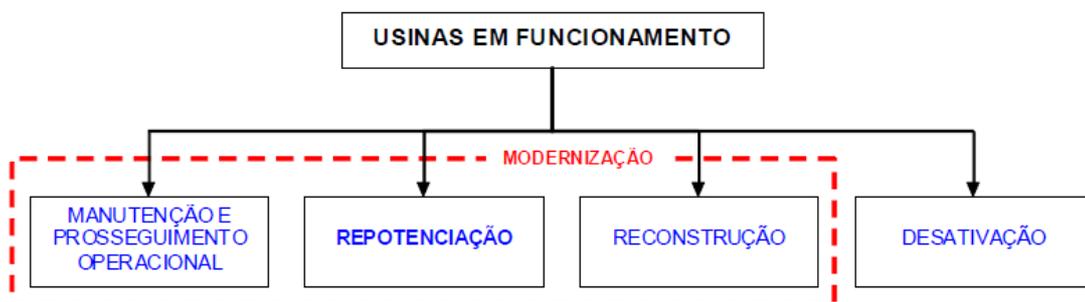


Figura 2.1: Opções técnico-gerenciais para usinas em funcionamento

Fonte: EPE (2008).

Usina Desativada: onde se tem as opções de Reativação (através de Repotenciação ou Reconstrução) ou de Manter a Desativação (Figura 2.2).



Figura 2.2: Opções técnico-gerenciais para usinas desativadas

Fonte: EPE (2008).

Manutenção e Prosseguimento Operacional

A palavra “Manutenção” é derivada do latim *manus tenere*, que significa manter o que se tem e, conforme define KADERC (2008), tem a missão de “garantir a confiabilidade e a disponibilidade dos ativos com segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados”.

Na opção Manutenção e Prosseguimento Operacional considera-se que a disponibilidade futura das máquinas representa aceitável confiabilidade e rentabilidade, permitindo manter a operação da usina dentro de padrões relativamente satisfatórios frente ao estado atual e a vida útil residual dos equipamentos e da própria usina, bem como a constatação da não atratividade de maiores investimentos em intervenções para ganhos energéticos.

Reconstrução

A Reconstrução envolve uma revisão geral do arranjo, com grandes intervenções civis, incluindo barragem, circuito hidráulico de adução, circuito hidráulico de restituição, casa de máquinas e a substituição completa dos equipamentos para conversão energética, o que é equivalente à construção de uma nova usina, ou seja, é a opção que possibilita uma nova vida útil ao empreendimento.

Desativação

A Desativação é aplicada em último caso e ocorre, principalmente, quando há obsolescência do dimensionamento da usina integrada com outros fatores, como: (i) o irreversível desgaste dos equipamentos e respectivos componentes; (ii) deterioração das estruturas civis e hidráulicas ou problemas de segurança estrutural (barragem, fundações, etc.); (iii) problemas ambientais causados por processos de sedimentação, eutrofização, proliferação de macrófitas, interferência de moluscos (efeito macrofouling), etc.; (iv) defasagem tecnológica; (v) baixa disponibilidade futura dos equipamentos, resultando em significativas perdas energéticas e correspondentes perdas econômicas; e (vi) conflito de usos múltiplos.

Repotenciação

A Repotenciação pode ser definida como uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e socioambientais.

As modalidades de intervenção de repotenciação estão representadas na Figura 2.3. A minimização dos custos na execução das intervenções de repotenciação depende de um bom Planejamento, que deve integrar o Projeto, Engenharia, Fornecimento, Comissionamento e Testes.

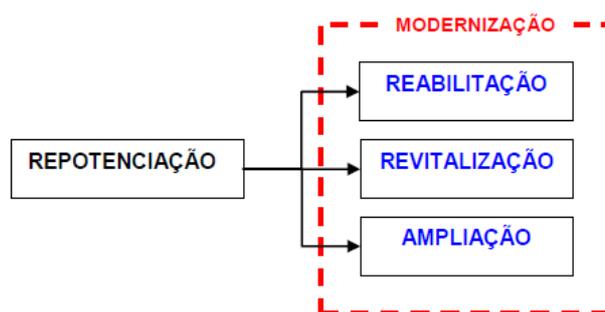


Figura 2.3: Modalidades de intervenção de repotenciação

Fonte: EPE (2008).

A palavra reabilitar significa “restabelecer ao estado anterior”. No contexto que se está abordando, a reabilitação e o restabelecimento dos equipamentos de conversão energética (grupos geradores) as suas condições originais de comportamento (potência e

rendimento), permitindo extensão da vida útil da usina, aliada à redução de custos com indisponibilidade e manutenção.

Os ganhos energéticos nesta modalidade de intervenção de repotenciação estão limitados a potência instalada original, constante no ato de outorga (concessão ou autorização), considerando que qualquer eventual incremento de potência, além da condição original, e devido a avanços tecnológicos.

A palavra revitalizar significa “tornar a vitalizar; insuflar nova vida”. Pode-se dizer que, literalmente, é a modalidade de intervenção que tem como objetivo dar uma nova vida a usina, garantindo uma extensão de sua vida útil, com ganhos bem superiores a modalidade reabilitação, mas que não chega a se configurar em uma ampliação, ao passo que os ganhos energéticos são obtidos com a melhoria ou substituição dos equipamentos de conversão energética, limitando as intervenções, aos circuitos hidráulicos (adução e restituição) e essenciais alterações de adequação na casa de máquinas. É essencialmente aplicável em usinas onde existem folgas de projeto devido ao seu dimensionamento conservativo.

Ampliação é a “modalidade de intervenção estruturada em novas construções, conservando parte do existente, resultando em um rearranjo da usina”.

A repotenciação pela modalidade ampliação é aplicável quando houver um subdimensionamento da usina, ou seja, o potencial hidráulico disponível (vazão e queda) está mal aproveitado. A ampliação requer uma revisão em todo dimensionamento da usina, incluindo barragem que pode vir a ser alterada, capacidade dos órgãos de descarga (vertedouro e órgãos de descarga auxiliar), circuitos hidráulicos (adução e restituição) e casa de máquinas.

VEIGA (2001) afirma que a modernização consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando-as, até mesmo tornando-as “desassistidas”, pela digitalização e informatização de seus controles e comandos.

3 PLANEJAMENTO DA REPOTENCIAÇÃO

3.1 ESTUDO DE VIABILIDADE

Segundo Gyori (2007), a repotenciação de usinas hidrelétricas é um empreendimento que envolve aspectos técnicos, econômicos e ambientais como fatores decisivos para a análise da viabilidade. Os resultados econômicos são, sem dúvida, a principal variável que determina a viabilidade de um projeto de repotenciação, já que, diferente da construção de uma nova usina, não encontra barreiras na legislação ambiental que atualmente vem sendo o principal obstáculo para a liberação de muitos empreendimentos energéticos. Um projeto de repotenciação se consolida através de uma análise econômica confiável, utilizando-se de um detalhado estudo técnico.

Usinas construídas há mais de duas décadas são, de fato, o alvo preferencial da repotenciação, de modo que não necessitam, de uma repotenciação mais minuciosa e prolongada. Neste caso, o acréscimo de potência torna-se atraente devido ao custo ser de natureza incremental, não arcando com investimentos em desapropriação, construção de barragem, vertedouro, casa de máquinas, tomada d'água, conduto forçado, comportas, etc. Além disso, os custos ambientais são praticamente nulos. Outro detalhe importante é que etapas como o projeto, a fabricação dos equipamentos, entre outras, são feitas com a usina em operação sendo bastante limitada a necessidade de paradas.

A decisão também envolve estudos preliminares sobre a vida útil da usina e seus principais equipamentos, considerando seu ritmo de envelhecimento. Esta é uma análise que vai definir a extensão da obra, seu orçamento e seu custo benefício.

Para a elaboração do estudo de viabilidade da obra de repotenciação, as seguintes avaliações preliminares da usina devem ser realizadas (VEIGA, 2001):

- Taxa de disponibilidade das unidades geradoras;
- Queda da eficiência operacional das unidades geradoras;
- Perspectivas de ganhos de potência e energia com a repotenciação mínima, leve ou pesada, tendo em vista a reabilitação das unidades geradoras e qual é o sistema, Interligado Nacional (SIN) ou Isolado, que será beneficiado com o acréscimo de energia;

- Análise de sensibilidade das oportunidades de negócio para avaliação econômica (levantamento dos custos/benefícios de cada alternativa de repotenciação).

A Tabela 2.2 indica os pontos prováveis para ganhos de potência. Os dados da tabela permitem uma avaliação preliminar da extensão da repotenciação de uma usina que se pretende executar. A avaliação definitiva da usina deve constar das seguintes etapas:

Avaliação Hidrológica

A avaliação hidrológica consiste na revisão do projeto hidrológico, motivado por alterações climáticas, maior série de dados coletados e, inclusive, melhores condições de monitoramento dos reservatórios. No estudo se reavalia vazão, queda de projeto, potência e energia assegurada.

Tabela 3.1 - Ganhos da Repotenciação

Recapacitação	Tipo	Porcentual de ganho
Hidrológico	Energia/potência	10 a 15%
Circuito hidráulico	Potência	Até 1%
Turbina	Potência	2 a 5%
Gerador	Potência	3 a 20%

Fonte: Veiga (2001).

Avaliação do Circuito Hidráulico

A avaliação do circuito hidráulico consiste no diagnóstico do estado das estruturas civis e mecânicas do circuito hidráulico da máquina, desde as grades na tomada d'água até o tubo de sucção, que podem provocar perdas de carga. Existe uma série de componentes no circuito hidráulico que se deterioram com o tempo e que podem ser recuperados como vigas, as próprias grades, a caixa espiral e septos tanto da tomada d'água como da sucção. A recuperação se constitui em eliminar incrustações, deformações e desgastes tanto das partes metálicas como de concreto, diminuindo a rugosidade das paredes e peças. O reprojeto dessas estruturas deve ser considerado, pois

pode ser um fator relevante, uma vez que pode reduzir perdas e até reduzir as atividades de manutenção, conseqüentemente, reduzindo custos.

Avaliação da Turbina

A avaliação da turbina exige o estudo da sua documentação de projeto e de seu prontuário de manutenções, a inspeção visual detalhada do seu estado de conservação, ensaios de vibração do eixo e a execução de ensaios de rendimento operacional. O ensaio de rendimento da turbina é o ensaio que vai determinar a viabilidade da sua repotenciação, isto é, o restabelecimento de suas condições originais ou, até mesmo, a substituição de sua roda. O ensaio é conhecido como “Index Test” e se utiliza da vazão medida na entrada da caixa espiral da turbina, da queda líquida e do rendimento do gerador, para comparar a potência motora à potência produzida e, então, determinar o rendimento da turbina.

Avaliação do Gerador

A avaliação do gerador consiste na análise das características e do estado de envelhecimento provocado pelos esforços térmicos, elétricos, ambientais e mecânicos (TEAM). Deve-se verificar no prontuário do gerador a existência de sobrecargas imprevistas como excesso de temperatura ou deficiência de construção. Para que a avaliação tenha um alto índice de confiabilidade, deve-se adotar um programa para a avaliação das condições dos componentes do gerador, como: enrolamento do estator, enrolamento de campo, núcleo do estator, rotor, etc.

Avaliação do Sistema de Transformação e Transmissão

O circuito elétrico na saída dos terminais do gerador precisa ser examinado em sua totalidade: disjuntor, barramento de fases isoladas ou cabos elétricos, transformador elevador e assim por diante. Deve ser feita a verificação da compatibilidade da capacidade da instalação com as novas condições de operação da usina, a confiabilidade de seus equipamentos e suas conexões.

Avaliação Geral

As condições de dimensionamento estrutural da usina geralmente não são modificadas, como por exemplo, o nível máximo do reservatório, que deve ser mantido até por problemas de desapropriação e impactos ambientais, mas se pode, devido aos estudos hidrológicos, trabalhar com outras condições de operação.

Por ultimo, é preciso realizar uma análise econômica para verificar a viabilidade e retorno da Repotenciação.

3.2 ETAPAS DA REPOTENCIAÇÃO

Baseados em trabalhos já executados por fabricantes de hidrogeradores, que são também agentes de repotenciação, será abordado neste capítulo as etapas que integram os aspectos mais importantes da repotenciação.

3.2.1 LEVANTAMENTO DE DADOS

O levantamento de dados é sem dúvida o primeiro passo para um reprojeto seguro do hidrogerador. Os dados buscados são classificados preferencialmente em construtivos e operacionais. Os construtivos são parâmetros que expressos na forma de diâmetros, comprimentos, espessuras, profundidade e outros. Ainda fazem parte desse conjunto, informações ligadas aos materiais utilizados na concepção original do hidrogerador. Os dados operacionais são basicamente aqueles obtidos com a máquina na sua potência nominal especificada em regime termicamente estabilizado e os valores de reatância, resistências, constantes de tempo, normalmente adquiridos nos relatórios de ensaios de colocação de serviço.

A tarefa de levantar os dados pode ser árdua, tendo em vista que é bastante comum se deparar com a ausência de desenhos de alguns componentes do gerador. Na maioria dos casos, a falta de desenhos é justificada pela idade da máquina, que geralmente opera pelo menos 30 anos antes da realização da primeira modernização. A partir das informações do projeto original do gerador, o respectivo modelo matemático da máquina deve ser implementado em um software dedicado, permitindo a realização de todos os cálculos elétricos e mecânicos, os quais devem retratar as condições de operação da máquina da maneira mais fiel possível.

3.2.2 PROJETO BÁSICO

A partir da implementação dos desenhos construtivos em um programa de cálculo do fabricante do hidrogerador, os cálculos elétricos e mecânicos se desenvolvem de forma iterativa na busca da melhor alternativa para a repotenciação, levando-se em consideração os limites de todos os componentes envolvidos no aumento de potência e as informações fornecidas pelo cliente.

Assim, o objetivo nesta etapa é um modelar através do programa de cálculo, o mais fielmente possível o comportamento atual da máquina a ser repotenciada, através de ajustes sucessivos de alguns parâmetros como coeficientes de troca térmica, vazão de ar, entre outros. Segundo especialistas, a técnica de ajustes do modelo depende muito da sensibilidade do projetista em alterar os parâmetros de forma adequada, o que certamente envolve longa experiência na arte de projetar hidrogeradores.

Os elementos de aferição empregados na implementação desse modelo são os resultados dos ensaios de aquecimento, perdas e vazão de ar. Entre os principais parâmetros estão: a elevação de temperatura, corrente de excitação, tensão de excitação e reatâncias.

Com o modelo matemático satisfatoriamente ajustado e respondendo às simulações de várias condições operativas de carga e fator de potência, o passo seguinte consiste em analisar as alternativas para a repotenciação.

3.2.3 PROJETO EXECUTIVO

O detalhamento do projeto executivo ocorre logo após a elaboração dos cálculos elétricos e mecânicos. Nesta etapa são fundamentais as instruções internas de fabricação de cada empresa e, embora cada um detenha o seu “know-how”, é possível destacar os critérios mais importantes a serem seguidos por todas elas.

O detalhamento para um hidrogerador novo, invariavelmente, envolve o projeto e/ou especificação detalhada para a fabricação do enrolamento estatórico, da bobina polar, do núcleo do estator, dos ventiladores, do sistema de excitação, dos anéis coletores, mancais, carcaça, fundação, sistema de medição e proteção, sistema de alta pressão de óleo, sistema de frenagem, sistema de refrigeração e sistema anti-incêndio.

4 ESTADO DA ARTE

Em um processo de reforma, determinados componentes do gerador são usualmente substituídos, tais como: núcleo do estator, enrolamento do estator e pólos do rotor. Nestas substituições, por exemplo, a evolução tecnológica dos materiais permite a otimização do projeto e a operação dos novos componentes em uma condição mais severa de operação. Deste modo, é possível afirmar que as novas tecnologias dos materiais empregados, associadas às técnicas avançadas de cálculo, viabilizam a desejada elevação de capacidade de geração. Pode-se visualizar na Figura 4.1 os principais componentes de um gerador.

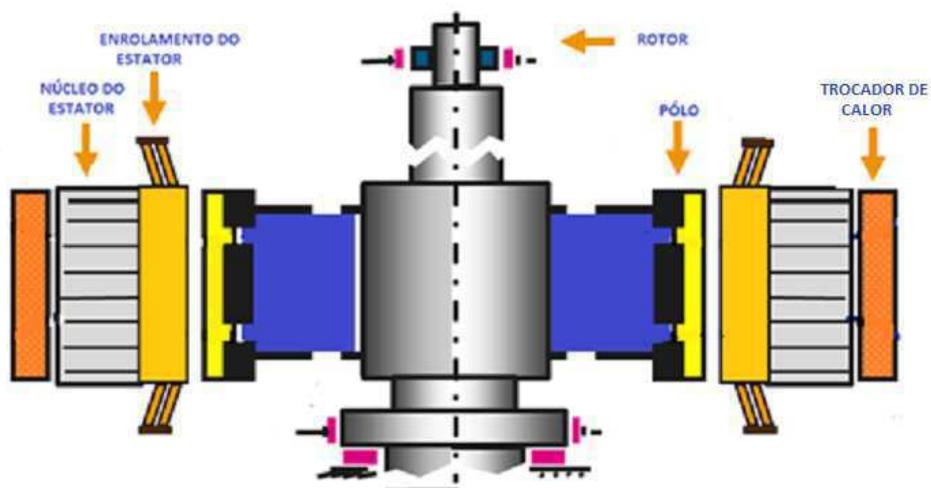


Figura 4.1: Diagrama esquemático de um hidrogenador.

Fonte: Alstom (2012).

Será abordada a seguir uma revisão bibliográfica separada por componentes do gerador, apontando as ações que devem ser tomadas para garantir uma boa compatibilidade entre os componentes originais e os novos. Além da evolução cronológica dos materiais utilizados em isolamentos de hidrogenadores.

4.1 NÚCLEO DO ESTATOR

Com as dimensões do núcleo do estator, o primeiro passo é definir a geometria do segmento do núcleo a ser estampado, considerando os raios externo e interno, dimensões de ranhura e fixação do núcleo à carcaça. A estampagem prevê a fabricação de uma ferramenta de corte a ser montada na prensa hidráulica para a produção das chapas do núcleo. O projetista deve considerar de que forma será conduzida a montagem, que poderá ser contínua ou em seguimentos, para casos de estatores subdivididos.

O núcleo é feito de chapas de aço com pequena porcentagem de silício, de grão não orientado, e de baixo teor de carbono para proporcionar baixas perdas. Depois de estampadas e lixadas é aplicada uma fina camada de verniz isolante e resistente a altas temperaturas. Essa isolamento e o cuidadoso trabalho de montagem contínuo dos segmentos pelos montadores, evita curto-circuitos localizados que provocam pontos quentes e comprometem o rendimento e até a potência nominal prevista.

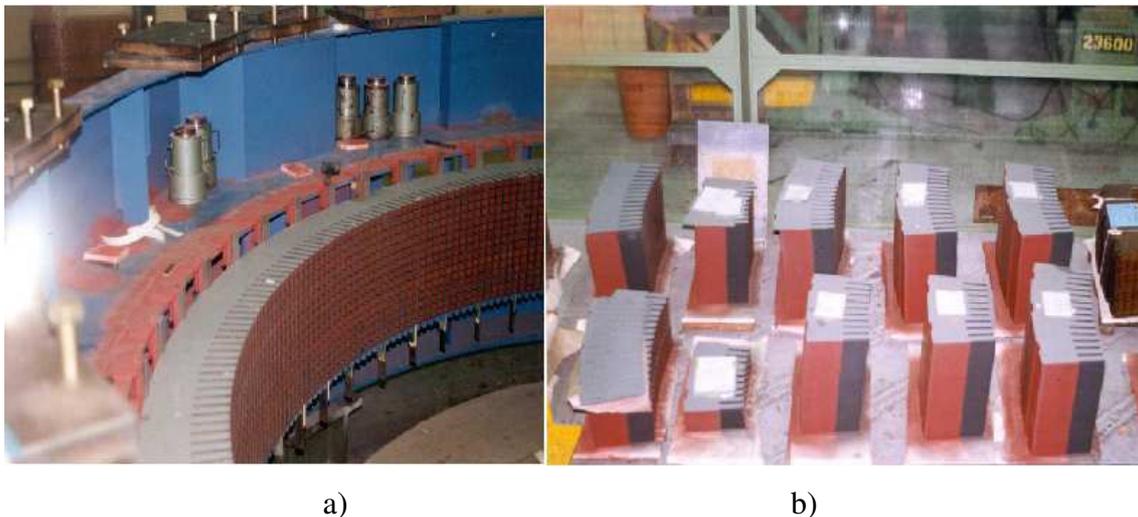


Figura 4.2: Fotografia de um hidrogerador aberto a) montagem do núcleo estático. b) pacotes de chapas do núcleo.

Fonte: Alstom (2012).

No processo de montagem do núcleo, os pacotes de chapas são comprimidos para garantir uniformidade ao longo do seu comprimento. A pressão final é aplicada

através de dedos de pressão e tirantes de passagem que realizam o aperto dos pacotes de chapas, para dar rigidez mecânica ao conjunto e evitar futura deformações.

Posteriormente, dedos de pressão são soldados nas placas, transferindo a pressão para os dentes do núcleo, prevenindo assim vibrações nas extremidades do chapeamento e produzem danos à isolamento das barras. Como podemos observar na Figura 2.6. Para a segurança adicional, a extremidade do chapeamento poderá ser feito de chapas mais grossas e os pacotes finais podem ser escalonados, formando degraus.

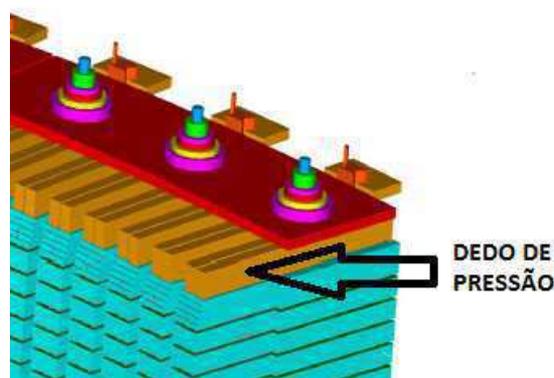


Figura 4.3: Diagrama esquemático de um dedo de pressão de um hidrogerador.

Fonte: Alstom (2012).

O princípio de ventilação de grandes hidrogeradores requer o uso de dutos de ar no núcleo. Para tanto, o núcleo é dividido em pacotes axiais de chapeamento separados por perfis de aço inoxidável soldados na última camada de cada pacote formando os dutos de ar. A geometria e a distribuição dos espaçadores são definidas pelo cálculo mecânico que considera a distribuição de pressão e a área necessária para assegurar ventilação suficiente.

Na face interna da carcaça são soldadas as barras em forma de rabo de andorinha onde serão fixadas as chapas do próprio núcleo, que garantem tolerâncias de projeto e transferem os esforços provocados pela expansão térmica para a carcaça, a qual também se expande pelo efeito da temperatura.

Quando se analisa a repotenciação do ponto de vista do núcleo do estator três trabalhos se destacam, o trabalho de Oda e sua equipe, o trabalho liderado por Uemori e o trabalho de Laussane e sua equipe.

Oda *et al.* (2005) verificaram que de um modo geral, além do prolongamento da vida útil do componente, a substituição do núcleo permite as seguintes otimizações de projeto, as quais podem beneficiar as condições operacionais do gerador:

- Utilização de chapas com perdas (W/kg) menores, reduzindo a temperatura de operação do núcleo.
- Melhorias nos sistemas de prensagem e expansão térmica do conjunto.
- Otimização da distribuição dos dutos de ventilação, resultando em uma melhor distribuição do ar que circula pelo núcleo.

Além da utilização de chapas com perdas menores, adotou-se como procedimento o envernizamento das lâminas, assegurando desta maneira as perdas previstas no cálculo e consequentemente o rendimento garantido do gerador. Outro aspecto importante que foi abordado foi a realização do empilhamento de forma contínua, o que garante uma maior rigidez mecânica e a eficácia da montagem do conjunto, evitando eventuais problemas de ondulação.

Os autores descrevem que ao substituir o núcleo do estator existe a possibilidade de se alterar o valor do entreferro através da modificação do diâmetro interno do núcleo. No entanto, ao se modificar o entreferro do gerador, dentre outras conseqüências, a reatância síncrona de eixo direto do gerador (X_d) pode ser diretamente afetada, seguindo o comportamento mostrado na Figura 4.4.

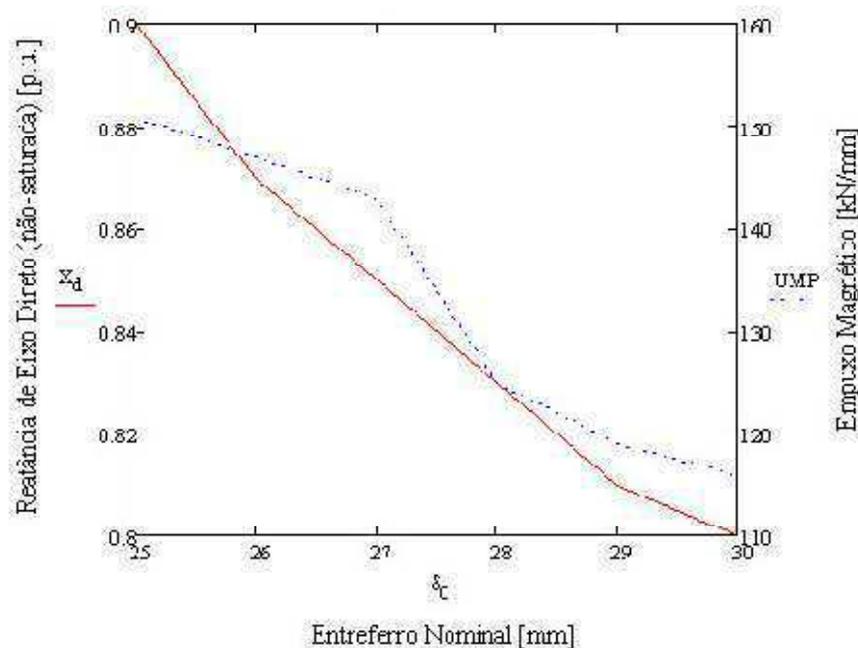


Figura 4.4: Influência da variação do entreferro.

Fonte: Oda (2005).

Outra consequência da redução do entreferro apresentada, foi o aumento das perdas superficiais da sapata do pólo. Oda *et al.* (2005) relatam que se durante o projeto de repotenciação, o cálculo de temperatura do enrolamento do rotor apresentar resultados que podem indicar uma extrapolação dos limites operacionais, uma das ações que pode ser adotada é a redução do entreferro. Contudo, os autores alertam que dependendo do caso, esta solução pode não ser a mais tecnicamente viável, pois além de alterar as características elétricas / dinâmicas do gerador, a alteração pode também resultar em problemas relacionados ao empuxo magnético. Logo, o empuxo magnético (UMP em kN/mm) foi calculado de acordo com a seguinte equação:

$$UMP = \frac{Db \cdot \pi \cdot l_e}{2 \cdot \mu_0} \cdot B_{rms}^2 \cdot m \cdot \frac{I_{f0}}{\delta_0 \cdot B_{\delta 0}} \quad (1)$$

Onde:

- Db: Diâmetro interno do estator.
- l_e : Comprimento do estator.
- μ_0 : Permissividade magnética.
- B_{rms} : Valor eficaz da densidade de fluxo magnético no entreferro.
- m: Inclinação da curva de saturação.
- I_{f0} : Corrente de excitação a vazio.
- δ_0 : Entreferro nominal.
- $B_{\delta 0}$: Densidade de fluxo nominal.

No gráfico apresentado, o estudo foi realizado com uma condição de 100% de carga, em um gerador com as seguintes características básicas: 80 MVA, 13,8 kV e 200 rpm. Conforme mostra o gráfico, a relação entre o entreferro e a força de atração magnética (kN/mm de excentricidade) possui uma característica inversamente proporcional. Assim sendo, os autores afirmaram que uma das diretrizes adotadas durante o projeto de reforma é analisar os impactos causados pela alteração no valor do entreferro. Outro aspecto relacionado ao empuxo magnético que Oda *et al.* (2005) relatam que deve ser analisado é o efeito da substituição do enrolamento de múltiplas espiras por barras do tipo Roebel. No caso desta mudança, se o número de ranhuras for mantido, o número de paralelos geralmente é reduzido para que a quantidade de espiras

por circuito seja mantida próxima do projeto original, conforme exposto na tabela a seguir.

Tabela 4.1 – Alteração de bobinas para barras Roebel.

	Projeto Original	Projeto Novo
Quantidade de Ranhuras	378	378
Tipo de enrolamento	Bobinas de Múltiplas espiras	Barras Roebel
Nº de Circuitos Paralelos	9	2
Nº de espiras por Bobina	5	-
Nº de Espiras por Circuito	70	63

Com a redução do número de circuitos paralelos, o comportamento da reação de armadura foi modificado, levando a uma força magnética resultante diferente da original.

Assim, os impactos desta nova componente de força resultante foram criteriosamente avaliados, mitigando o risco de eventuais problemas mecânicos resultantes de possíveis esforços adicionais.

Uma das ações para a redução do empuxo magnético foi a inclusão de conexões equipotenciais entre os caminhos paralelos do enrolamento do estator. As conexões agiram nas correntes de circulação, na força magnetomotriz de reação de armadura e na indução magnética resultante no entreferro. Conforme apresentado na Equação 1, as forças de atração magnética são diretamente proporcionais ao quadrado da indução magnética. Com isso, as conexões equipotenciais reduzem o empuxo magnético.

Assim sendo, os autores alertam que se na substituição do enrolamento de múltiplas espiras por barras Roebel houver o risco de problemas de empuxo magnético, a implementação de conexões equipotenciais pode ser uma solução tecnicamente atrativa.

Por outro lado, Uemori *et al* (2005) afirmaram, que para ajustes de projeto tem-se o recurso de alterar o número de ranhuras do estator. No entanto, para implantar essa alteração é extremamente importante que seja feita uma análise de problemas relacionados à vibração do gerador, decorrentes das forças parasitas de origem eletromagnética, resultantes da iteração do campo magnético de excitação com o campo devido à reação da armadura. Essas forças estão presentes durante a operação normal do

gerador, podendo coincidir com um dos modos de vibrar do estator, provocando uma situação de ressonância.

Os autores relataram que o modo de vibrar do estator é muito complexo de se calcular com a necessária precisão, pois depende de muitos fatores tais como: aperto do pacote, condição de operação, temperatura do núcleo, acoplamento do núcleo com a carcaça, etc. Resumindo, foi possível afirmar que depende do módulo de elasticidade do conjunto.

Uemori *et al* (2005) relataram que a vibração do núcleo pode ter várias conseqüências, tais como: quebra de lâminas do pacote inferior, trinca nas soldas dos tirantes, afrouxamento de uma grande quantidade de cunhas de fixação das barras na ranhura. No seu trabalho, eles ressaltam que estando, as barras soltas dentro da ranhura, as mesmas sofrem uma força alternada com o dobro da frequência da rede contra o fundo da ranhura e também contra as cunhas, causando vibrações que podem causar desgaste do sistema de proteção anticorona da barra na região interna à ranhura. Este desgaste pode causar descargas parciais, que prejudica a isolação, reduzindo significativamente a vida remanescente das barras.

Além da avaliação dos problemas de vibração, os autores informam que ao se alterar o número de ranhuras, o TIF (*Telephonic Interference Factor*) do gerador deve ser analisado, principalmente se o fator Q (nº de ranhuras por pólo por fase) passar de um valor fracionário para um inteiro ou fracionário com denominador igual a dois (2). Também, destacam que se houver mudança do número de espiras devido a alteração do número de ranhuras, pois ele influencia diretamente nos valores das reatâncias do gerador. E com relação ao X_d , relatam que geralmente os geradores antigos possuíam valores menores, para atender os requisitos de estabilidade do sistema. No entanto, com a expansão do sistema interligado de transmissão de energia, estes requisitos foram alterados, se tornando menos severos. Com isso, verificaram que o valor de X_d pode ser aumentado sem que haja conseqüências para o sistema, desde que as considerações expostas anteriormente sejam relevadas.

No mesmo trabalho, verificou-se que com relação à reatância subtransitória (X''_d), o seu valor deve permanecer próximo ao valor original de projeto, para que o torque de curto-circuito ou torque devido a um erro de sincronização fora de fase não tenham seu valor aumentado. Na Equação 2, apresentada a seguir, é possível verificar que o valor do conjugado de sincronização fora de fase é inversamente proporcional ao valor X''_d .

$$Mfl20 = \frac{U^2 \cdot \sin \delta}{X''d + Xlinha} \cdot \left(1 - \cos \omega t + \tan \frac{\delta}{2} \cdot \sin \omega t\right) \cdot Mn. \quad (2)$$

Onde:

- U: Tensão nos terminais do gerador.
- δ : Ângulo de erro de sincronização.
- $X''d$: Reatância subtransitória de eixo direto.
- $Xlinha$: Reatância da LT (sistema).
- Mn : Conjugado nominal.

Resumindo, Uemori *et al* (2005) verificaram que as substituições do núcleo e enrolamento do estator requerem estudos de impacto de eventuais modificações nas seguintes variáveis: entreferro, tipo de enrolamento (barra Roebel ou bobina) e número de ranhuras. E que de um modo geral, ao se manter a carcaça original, o diâmetro externo do núcleo do estator deve estar compatível com o diâmetro interno da carcaça, visando uma interface integrada entre os componentes.

Lassaune *et al.* (2002) consideraram as diretrizes básicas, bem como as condições de contorno específicas do projeto, para se atingir bons resultados na substituição, e que o núcleo deve ser projetado com chapas de baixas perdas, empilhadas de forma contínua com sobreposição entre lâminas até formar pacotes separados com perfil em duplo T (ou perfil I) de material antimagnético, que formam os canais radiais de ventilação, facilitando a passagem do ar refrigerante até os trocadores de calor ar-água.

Os autores apontaram que a utilização de chapas de aço-silício com baixas perdas, associadas a um projeto otimizado do núcleo estatórico, permite uma sensível redução nas perdas com relação ao projeto original, implicando em uma diminuição da elevação de temperatura do estator.

No trabalho, foi observado que somente o enrolamento do estator foi substituído, mantendo o núcleo original do gerador. E que geralmente, nestes casos, antes da montagem do novo enrolamento, foi realizado o ensaio de aquecimento (ensaio de indução) para verificar se existiam pontos quentes no núcleo. E nos pontos com temperatura elevada identificados, as seguintes ações foram tomadas:

- Identificação do ponto quente;
- Separação das lâminas no ponto identificado;
- Aplicação de verniz isolante de alta capilaridade;
- Execução do teste de indução para comprovar a eficiência do reparo.

Além da correção de eventuais problemas identificados nos testes, no mesmo trabalho, relata que se o dedo de pressão do núcleo for de material magnético, estudos devem ser realizados para avaliação das perdas e da temperatura na região dos dedos com o novo enrolamento do gerador. Os estudos, bem como os eventuais reparos realizados, terão por finalidade, contribuir para a garantia da eficácia operacional do conjunto núcleo-enrolamento.

4.2 ENROLAMENTO ESTATÓRICO

As dimensões nominais da barra estatórica são definidas no cálculo elétrico e deve obrigatoriamente constar do memorial de cálculo. Para o projeto da barra são inicialmente definidas as dimensões do condutor parcial e tipo de sua isolação, e somente após, calculam-se os parâmetros da transposição Roebel. Um sistema de transposição em que fios ocupam dois níveis de altura no meio da bobina, e em intervalos regulares durante o comprimento da parte reta da bobina, que fica posicionada dentro do comprimento do núcleo do estator. Onde, um fio superior e um fio de fundo se cruzam, de tal forma, que cada fio ocupa todas as posições radiais ao longo do comprimento da bobina, evitando o curto circuito entre espiras. Pode-se visualizar a transposição na Figura 4.5.

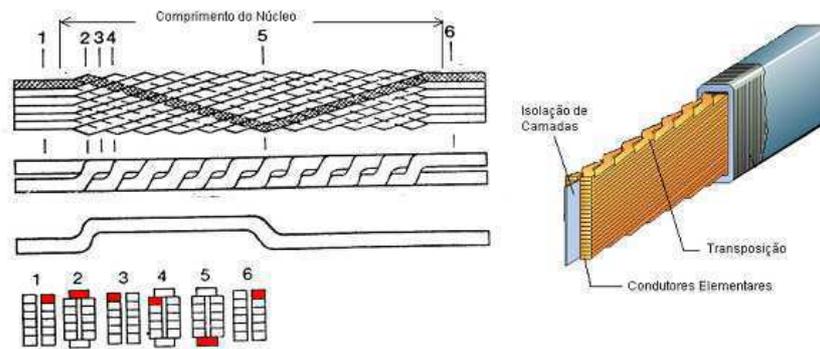


Figura 4.5: Diagrama esquemático de uma transposição Roebel dentro do comprimento do núcleo.

Fonte: Alstom (2012).

Cada fabricante de geradores tem o seu método de aplicar a isolamento à barra, embora estejam todos voltados para sistemas que utilizam a resina à base de epóxi e outros componentes, que tem classe de temperatura F.

A inserção, calçamento e cunhagem da barra na ranhura do núcleo do estator e sua amarração junto à cabeça da barra, também contemplam vários processos e materiais diferentes, desenvolvimento exclusivo de cada fabricante. Essa montagem necessita cuidados especiais e presença de supervisores especialistas que garantam a qualidade e correta aplicação dos métodos e dos processos empregados.

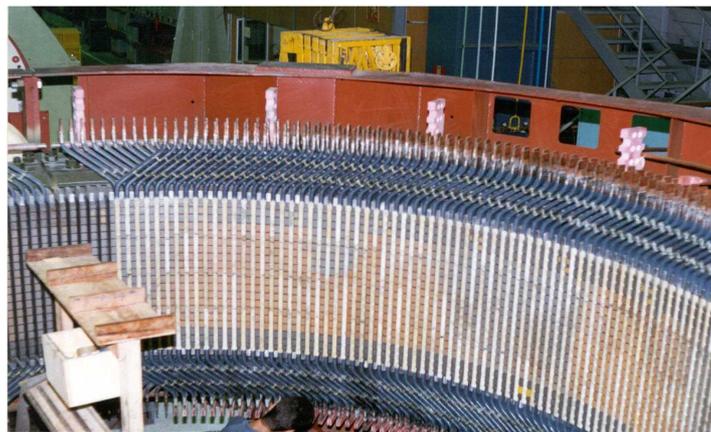


Figura 4.6: Fotografia do enrolamento do estator.

Fonte: Alstom (2012).

Do ponto de vista Enrolamento Estatórico do gerador na repotenciação de hidrogeradores, o trabalho de J. Johnny Rocha (2002) contribui de forma mais clara.

O autor observou que com o advento da tecnologia dos materiais isolantes, a espessura da isolação pôde ser reduzida e a sua rigidez dielétrica aumentada. E que nos dias de hoje são utilizadas isolação com rigidez dielétrica de 3 kV/mm. O autor evidencia que a redução da espessura da isolação trouxe benefícios para o comportamento térmico do enrolamento, pois as perdas por condução são reduzidas, uma vez que a resistividade térmica diminui, conforme a equação apresentada a seguir.

$$R = \frac{l}{\lambda \cdot A}. \quad (3)$$

Onde:

- λ : Condutividade térmica [W/mK].
- A: Seção transversal [m²].
- l: comprimento do condutor [m].

Além disso, o trabalho relata que se durante a substituição do enrolamento do estator, as dimensões da ranhura (largura e altura) forem mantidas, a seção de cobre pode ser diretamente aumentada, reduzindo a resistência ôhmica do enrolamento. Com isso, a capacidade de circulação de corrente é aumentada, permitindo o aumento da capacidade de transferência de potência, sem exceder os limites térmicos do enrolamento. Observou-se também, que os limites de temperatura aumentaram com a evolução tecnológica dos materiais isolantes.

No mesmo trabalho, o autor descreve que nos enrolamentos com bobinas de múltiplas espiras, o fabricante pode utilizar o material isolante do fio de cobre como sistema de isolação entre as espiras. E que essa solução resulta na redução da mão de obra da fabricação das bobinas.

Rocha (2002) relata que se no gerador original existirem problemas de descargas parciais internas à ranhura, deve-se implementar um novo sistema de fixação, consistente de cunha, molas e calços, para que as barras sejam pressionadas, evitando movimentos indevidos e minimizando descargas parciais dentro da ranhura.

Para proteger a isolação contra descargas superficiais, o autor propõe a aplicação de uma proteção contra o efeito corona constituída por uma pintura semicondutiva classe F, aplicada na região que vai dentro da ranhura e na parte das cabeças das barras.

4.3 CARÇAÇA DO ESTATOR

Do ponto de vista deste componente do gerador na repotenciação de hidrogeradores, o trabalho de Morgante *et. al.* (2005) apresenta um método bastante utilizado.

Os autores verificaram que antes do empilhamento do núcleo novo do estator, além das adequações, inspeções de circularidade e nivelamento devem ser realizadas. E que em alguns casos, poderão ser encontrados problemas durante as inspeções, podendo levar à necessidade de correções nas bases do estator, com impactos diretos sobre o cronograma e o custo da execução dos serviços. Se este tipo de problema for detectado durante a inspeção, é imprescindível que serviços para correção de nivelamento e circularidade sejam realizados para se garantir a eficácia de operação do conjunto núcleo-enrolamento a ser implementado.

O trabalho relata que os serviços de recuperação podem abranger apenas correções pontuais ou intervenções mais complexas nas bases. Ressaltando que este tipo de problema é de difícil identificação, não sendo possível detectá-lo durante as inspeções realizadas nas visitas técnicas realizadas na fase de avaliação técnica da repotenciação. E que dependendo da quantidade de geradores e da abrangência do escopo da reforma, o fornecimento de carcaça nova pode ser uma solução economicamente viável, tendo em vista a possibilidade de redução no tempo total de máquina parada.

Além dos benefícios obtidos com a redução do tempo de máquina parada, o fornecimento de carcaça nova pode trazer benefícios técnicos, uma vez que novas tecnologias de material e projeto podem ser implementadas, por exemplo, tecnologia de elementos oblíquos.

Morgante *et. al.* (2005) descreveram que já houve a introdução dos elementos oblíquos em mais de 120 (cento e vinte) geradores, em diversos países, incluindo todos os geradores da Usina Hidrelétrica de Itaipu e os alguns geradores na Usina de Três Gargantas, na China. E que a adoção de elementos oblíquos representou uma superação das limitações de projetos resultantes de esforços mecânicos e térmicos no estator, no rotor e nas fundações, sendo que alguns dos benefícios obtidos são:

- Redução da solicitação mecânica em seus componentes;
- Melhoria na uniformidade do entreferro em todas as condições de

operação;

- Redução das tensões e reações nas fundações devido a curto-circuito bifásico e erro de sincronização;

No mesmo trabalho, pode-se observar que os elementos oblíquos do estator são utilizados para conectar o estator à fundação, aumentando significativamente a capacidade da carcaça de absorção das deformações térmicas, além de resultar em uma elasticidade adequada, minimizando os impactos das cargas dinâmicas na qual o estator é submetido durante operação.

Morgante *et. al.* (2005) estudaram que as carcaças com elementos oblíquos permitem uma expansão térmica radial praticamente livre do estator, prevenindo a ocorrência de flambagem do núcleo. Por outro lado, a conexão com a fundação é rígida o suficiente na direção tangencial, permitindo a transferência dos torques provenientes do entreferro para as fundações.

Os autores relatam que através do dimensionamento adequado dos elementos oblíquos, com a variação do ângulo e de suas dimensões, o comportamento dinâmico torcional pode ser modificado de maneira a ajustar-se à frequência natural torcional do estator. Esta frequência natural é ajustada para valores abaixo da frequência de excitação devido a curto-circuito e erro de sincronização, resultando em menores esforços nas fundações no caso de ocorrência de um destes eventos.

Também, foi destacado que as carcaças com elementos oblíquos garantem a circularidade e concentricidade adequada ao estator.

A Figura 4.7 ilustra uma comparação realizada entre o torque transmitido à fundação através do estator utilizando elementos oblíquos (frequência natural 12.5 Hz neste caso) e um estator convencional (frequência natural típica de 42 Hz). No exemplo apresentado no trabalho, a frequência de excitação provém de um curto-circuito bifásico, sendo que a frequência da rede é 50 Hz.

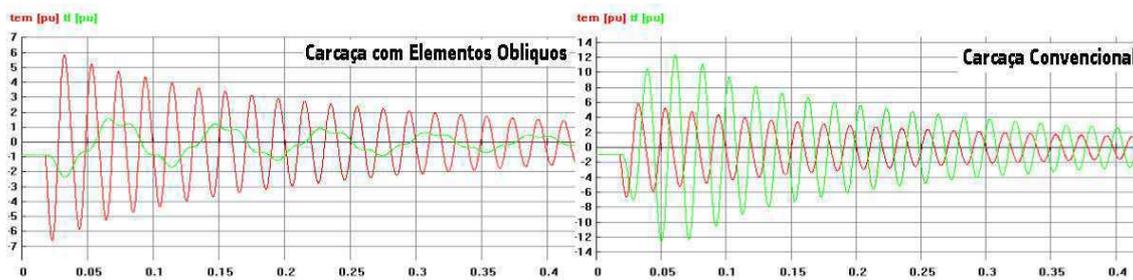


Figura 4.7: Gráficos de torque em carcaça com elementos oblíquo e convencional.

Fonte: Morgante (2005).

Ao analisar o gráfico, Morgante *et. al.* (2005) verificaram que, embora o torque aplicado no entreferro fosse o mesmo nos dois casos (representados pelas linhas vermelhas), o torque transmitido para as fundações no caso de uma carcaça com elementos oblíquos foi muito menor que aquele transmitido pela carcaça convencional.

Morgante *et. al.* (2005) analisaram que na Usina de Raccoon Mountain, nos EUA, o espaço necessário no poço do gerador para uma carcaça com elementos oblíquos foi superior ao utilizado por uma carcaça convencional. Então, a engenharia do fabricante desenvolveu um novo conceito de projeto para a aplicação de elementos oblíquos. Podemos observar o design especialmente desenvolvido para a Usina de Raccoon Mountain na Figura 4.8. Esta solução passou a ser utilizada como padrão para casos similares.

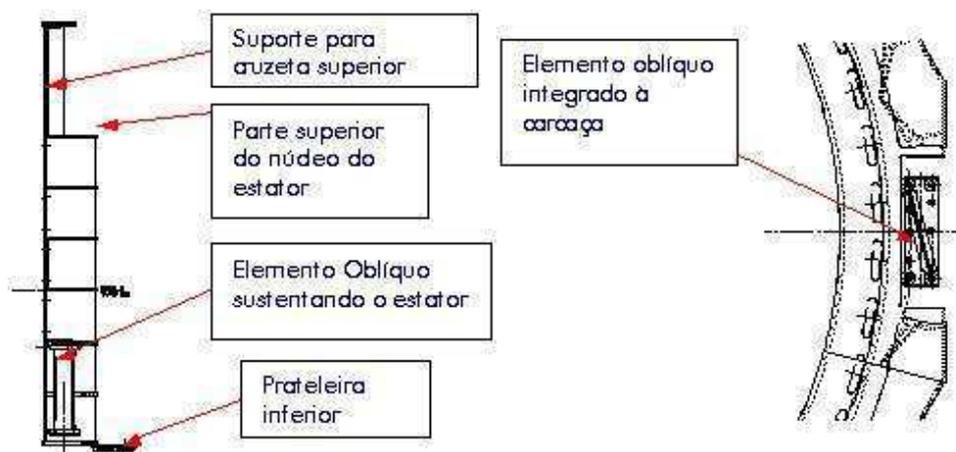


Figura 4.8: Carcaça com elementos oblíquos para aplicação em reformas.

Fonte: Morgante (2005).

Assim, os autores afirmam que o desenvolvimento desta solução viabiliza a aplicação de elementos oblíquos em casos de reformas onde o espaço disponível é limitado, tornando possível a obtenção dos benefícios intrínsecos deste design, ou seja, a garantia de concentricidade, circularidade e a frequência natural do estator controlada, sem a necessidade de maiores intervenções nas fundações.

A Figura 4.9 apresenta uma foto do gerador da Usina de Raccoon Mountain, que mostra a solução adotada para a implementação da carcaça com elementos oblíquos.



Figura 4.9: Fotografia da carcaça da Usina de Raccoon Mountain.

Fonte: Morgante (2005).

4.4 VENTILAÇÃO

As perdas por ventilação podem ser também reduzidas com a utilização de materiais tecnologicamente mais avançados através otimizações de projeto. Com a diminuição destas perdas, haverá uma redução na elevação das temperaturas e um consequente ganho na eficiência do gerador.

Nestes casos, a partir de desenhos específicos do gerador e dados de medição de vazão de ar, é possível realizar estudos para otimização do sistema de resfriamento, proporcionando reduções de temperaturas em pontos críticos.

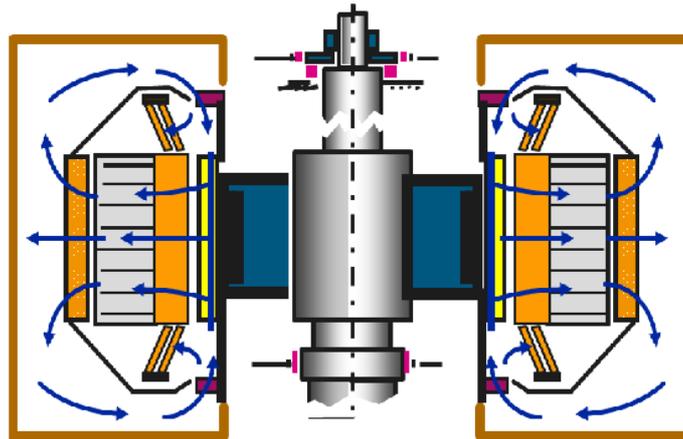


Figura 4.10: Diagrama de um sistema típico de ventilação e refrigeração de hidrogeradores de grande porte.

Fonte: Alstom (2012).

Existem casos em que a repotenciação tem por finalidade solucionar problemas relacionados a um sistema de ventilação ineficiente. O trabalho de Traxler *et. al.* (2008) proporciona uma grande contribuição neste contexto.

Os autores observaram que além de solucionar eventuais problemas, as perdas de ventilação podiam ser também reduzidas. E que a utilização de materiais tecnologicamente mais avançados e as otimizações de projeto, as perdas do gerador podiam ser reduzidas, assim, por consequência haveria uma redução na elevação das temperaturas. Com isso, Traxler *et. al.* (2008) propuseram que uma redução da vazão de ar seria viável, reduzindo assim, as perdas de ventilação e aumentando a eficiência do gerador.

O trabalho descreve que a partir de desenhos específicos do gerador e dados de medição de vazão de ar, foi possível realizar estudos para otimização do sistema de resfriamento, proporcionando reduções de temperaturas em pontos críticos. Ressaltando que além de otimizações e prolongamentos de vida útil de determinados componentes, a repotenciação pode solucionar problemas críticos de ventilação e aquecimento. A Figura 4.11 apresenta uma malha de ventilação típica utilizada na implementação matemática empregadas nos estudos de ventilação realizados.

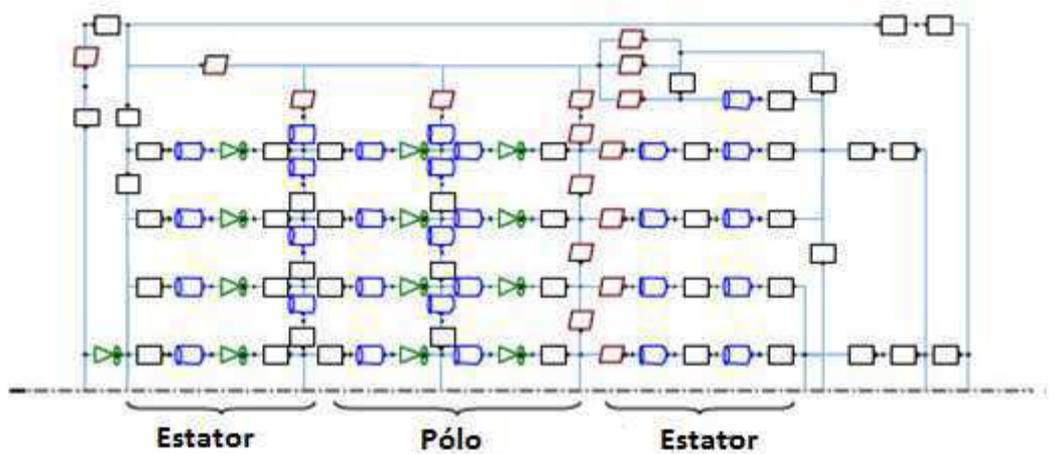


Figura 4.11: Malha de ventilação

Fonte: Traxler (2008).

Analogamente, a próxima Figura apresenta uma típica malha térmica implementada para a realização dos cálculos das temperaturas em diversos pontos.

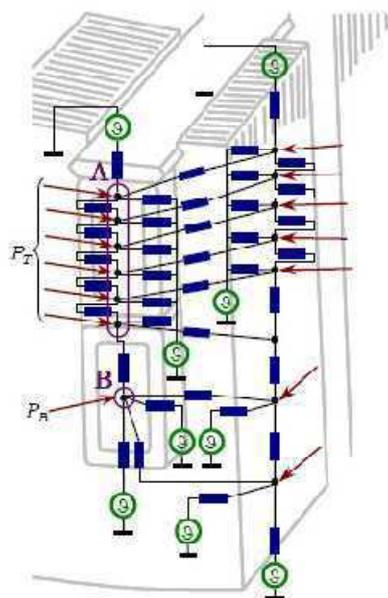


Figura 4.12 – Malha térmica

Fonte: Traxler (2008).

Traxler *et. al.* (2008) propuseram que as malhas de ventilação e térmica devem ser apropriadamente modeladas para se obter um elevado grau de confiabilidade nos cálculos das temperaturas. Assim, os autores evidenciam que é importante que o máximo de informações sejam disponibilizadas para o fabricante durante a execução do projeto de repotenciação.

4.5 PÓLO

Núcleos polares são projetados para serem maciços ou chapeados, considerando entre outros, o tipo de estresse mecânico e modo de operação. Normalmente é uma peça reutilizada na repotenciação, porém o seu reprojeto segue a mesma filosofia do projeto original quanto a existência ou não de placa de pressão, enrolamento amortecedor, ranhuras na sapata polar e sistema de cunhagem ou fixação junto à coroa do rotor ou anel magnético (rotor do gerador).

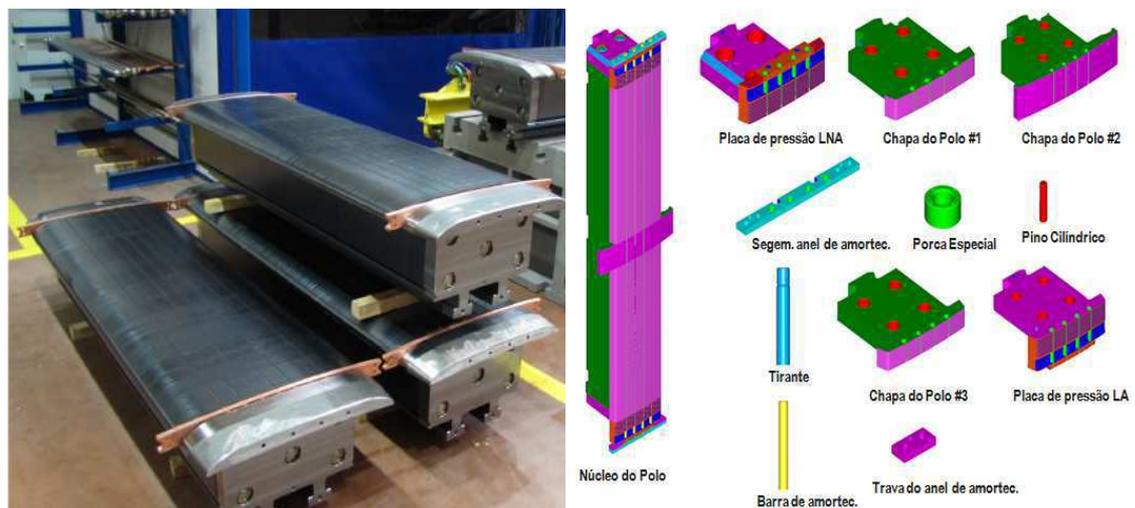


Figura 4.13: Fotografia do núcleo do pólo e dos detalhes esquemáticos.

Fonte: Alstom (2012).

As espiras individuais da bobina polar consistem de seções de cobre maciço meio duro cortado no tamanho apropriado e brazado nas junções por aquecimento em média frequência ou maçarico.

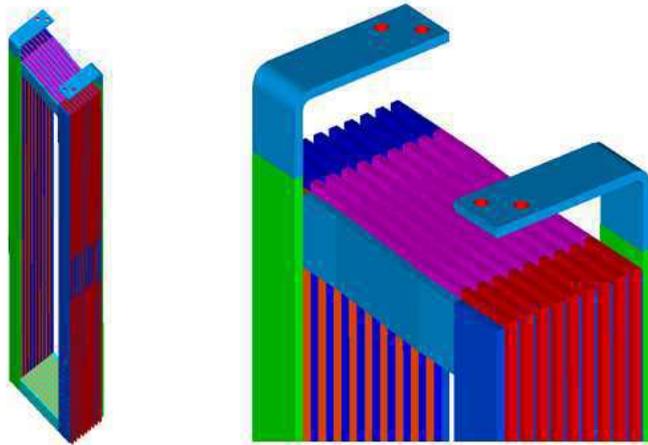


Figura 4.14: Diagrama esquemático de uma bobina polar.

Fonte: Alstom (2012).

Para aumentar a área da superfície e assim melhorar a transferência de calor, pode-se determinar, que um certo número de espiras individuais apresentem maior largura, formando aletas de ventilação através da superfície excedente.

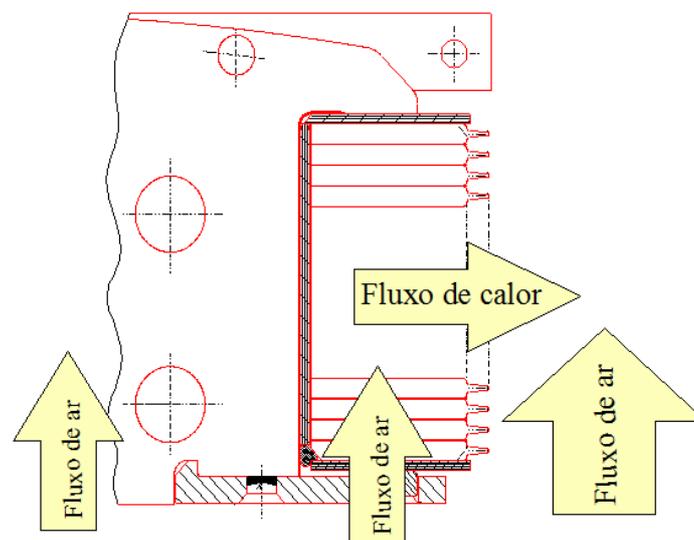


Figura 4.15: Diagrama das aletas de ventilação da bobina polar.

Fonte: Alstom (2012).

A isolamento entre espiras consiste de papel impregnado à base de epóxi que é aquecido durante a compactação da bobina na prensa hidráulica.

Nos lados: superior e inferior, são previstos colares isolantes e nas laterais são previstas placas isolantes de laminados de tecido de vidro. Além do alto esforço

mecânico, estas placas são providas com propriedades de escorregamento ou arranjos para compensar a expansão da bobina relativamente ao núcleo do pólo.

Dependendo do comprimento da bobina, normalmente são previstos suportes a serem montados no espaço entre pólos, que protegem os condutores dos efeitos da força centrífuga que produz a sua flexão.

4.6 ISOLAMENTO ELÉTRICO

Segundo STONE (2004), as máquinas elétricas rotativas, em particular os hidrogeradores, são estruturas complexas que estão sujeitas a solicitações térmicas, mecânicas e elétricas com variado grau de intensidade e importância. Entre os diversos componentes que constituem qualquer máquina girante, destacam-se os sistemas de isolamento pela importância para a operação do gerador, pois falhas no mesmo, produzirá uma interdição por um tempo longo. Observar-se a seguir os processos realizados e a evolução cronológica dos materiais utilizados em isolamentos de hidrogeradores:

Materiais naturais aplicados à isolamento de hidrogeradores

Os sistemas de isolamento dos primeiros hidrogeradores foram fabricados a partir de materiais naturais, sendo os primeiros: fibras naturais de celulose, seda, linho, algodão, lã, e mais tarde, o amianto. As fibras foram usadas em fios individuais, em grupos de fios e em formas combinadas, como em papéis e tecidos de algodão. Posteriormente, foram combinadas fibras com resinas naturais derivadas de árvores, plantas e insetos, bem como derivados de petróleo para produzir materiais isolantes. Além de ceras, asfaltos e resinas naturais como a goma-laca. Materiais sólidos como a mica, amianto, quartzo e outros minerais também foram muitas vezes utilizadas na forma de pó.

Durante a primeira guerra mundial, resinas asfálticas (também chamadas de betume) foram combinadas com flóculos de mica, obtendo-se pela primeira vez obteve um melhor isolamento nas bobinas do estator do gerador. Esses flóculos de mica eram suportados por uma excelente qualidade de papel de celulose em ambos os lados. Embora as práticas utilizadas, difiram entre os fabricantes, um método comum que

estava em uso até a década de 1980, era a impregnação da folha de mica com uma solução de verniz asfáltico em solventes à base de petróleo, como tolueno. Eram utilizados rolos desta folha para aplicação nas bobinas do estator, em seguida, as quais eram cobertas com duas camadas de fita de algodão de sacrifício. Posteriormente, estas bobinas eram transferidas para um tanque grande de vapor quente. Depois de um período apropriado para aquecer o lote de bobinas, um vácuo era aplicado, e o resto do solvente e do ar eram, então, evacuados, o que deixava o isolamento seco e poroso. Em seguida, ainda sob vácuo, todo o lote de bobinas era inundado com asfalto quente derretido. O tanque era, então, pressurizado com azoto gasoso seco, até cerca de 550 kpa (80 psi) e mantido sob pressão durante um período, para que o asfalto impregnasse entre as camadas de mica. Em seguida a pressão do azoto era utilizada para enviar o asfalto de volta para um tanque de armazenamento aquecido, onde aguardava a próxima série de bobinas. Posteriormente as bobinas eram removidas e esfriadas à temperatura ambiente. Quando então, as camadas de fita de algodão de sacrifício eram retiradas, deixando uma superfície lisa. Este processo de vácuo, impregnação e pressurização foi chamado de processo de VPI (Vacuum Pressure Impregnation) e foi patenteado pela Westinghouse Electric Corporation.

Materiais sintéticos aplicados à isolamento de hidrogeradores

Em 1908, o Dr. L. H. Baekeland desenvolveu um processo viável de produção de resinas de fenol-formaldeído que foram usadas para a fabricação de diversos produtos elétricos, tornando-se comercialmente conhecida como “Baquelite”. Posteriormente, outros materiais sintéticos foram usados em isolamentos entre 1920 e 1930, entre os quais, as resinas alquídicas, que foram usadas em 1926 para substituir e ou combinar-se com as resinas naturais em muitas aplicações. A maioria dos hidrogeradores feitos a partir de final dos anos 1920 até os anos 1950 utilizaram versões sintéticas melhoradas dos antigos materiais naturais em seus isolamentos, destacando-se o cloreto de polivinila (introduzido em 1927), a uréia-formaldeído (1923), acrílico (1936), poliestireno e nylon (1938) e de melanina-formaldeído (1939). Entre os anos de 1940 e 1950, houve um grande aumento nos tipos de polímeros sintéticos e resinas. Os poliésteres e polietilenos datam de 1942, fluocarbono e silicones de 1943 e epóxis de 1947. Em 1950 o poliuretano, polipropileno e policarbonato foram introduzidos.

Após a segunda guerra mundial, os poliésteres, derivados da experiência com resina alquídica, que utilizavam ácidos carboxílicos e poliálcoois, tornaram-se muito comum e entraram no mercado de isolamento elétrica. Posteriormente, uma película de isolamento foi feita a partir de Politereftalato de etileno ou PET. Este polímero termoplástico possuía um elevado grau de cristalização e apresentava um alto ponto de fusão (265°C) e grande estabilidade. Com estas qualidades, logo, filmes e fibras deste polímero foram fabricados na Rússia como a Lavasan, na Inglaterra como a Terylene e nos Estados Unidos como a Mylar e a Dracon.

Conforme visto, no início, os materiais naturais e sintéticos eram as únicas opções de materiais para isolamentos. E a experiência de serviço era o principal fator para a determinação da classificação térmica do isolamento. A partir de 1913 reconheceu-se que o isolamento se deteriorava com o tempo, quando exposto ao calor. De modo que materiais foram então, separados em três classes térmicas na base da sua composição genérica:

Classe A, materiais que poderiam ser utilizados à temperatura de até 90°C, e incluíam as fibras naturais orgânicas, tais como papel e algodão e os óleos naturais, resinas e gomas.

Materiais classe B, eram os materiais que poderiam ser utilizados à temperatura de até 125°C, e incluíam os minerais resistentes ao calor, tais como a mica, amianto e sílicas. Geralmente utilizados em combinação com impregnação natural e materiais de ligação (utilizados para combinação de ligas).

Quando estes materiais inorgânicos eram utilizados sem a dependência de aglutinantes orgânicos para manter suas formas, foram classificadas como classe C, de temperatura de 150°C até a incandescência.

Filmes plásticos aplicados à isolamento de hidrogeradores

Conforme visto no item anterior, em 1950, os engenheiros de isolamento começaram a investigar a utilização de novos materiais feitos com filmes plásticos sintéticos. Estes novos materiais possuíam melhor desempenho, facilidade de fabricação e menor custo. Embora alguns destes filmes plásticos tenham sido usados em motores, o produto melhor sucedido foi um laminado de uma fina película de poliéster PET (Politereftalato de etileno) ensanduichada entre as camadas de papel. Este composto foi

amplamente utilizado no isolamento de bobinas de hidrogeradores, tanto para classe 130°C (B) e da classe de 155°C (F), quando usado com verniz apropriado.

Poliéster aplicado à isolação de hidrogeradores

As resinas poliésteres tornaram-se disponíveis a partir de 1942, e evoluíram das resinas alquídicas. As suas primeiras aplicações foram na fabricação de barcos militares na segunda guerra mundial, onde eram combinados com fibras de vidro para a produção de laminados fortes para estas embarcações.

Logo após o fim da guerra, os engenheiros da Westinghouse Electric Corporation iniciaram os trabalhos em laboratório para aplicação da nova química de poliéster, em sistemas de isolamento de alta tensão em motores e geradores. Essa resina era usada para impregnar pedaços de mica, formando uma folha fina e flexível, e utilizando papel de arroz como suporte em um ou ambos os lados da folha. Posteriormente, fitas cortadas destas folhas foram usadas para envolver as bobinas, com muitas camadas, dependendo da tensão de trabalho da bobina. Após esta etapa, os engenheiros impregnaram estas bobinas utilizando um processo VPI modificado, onde as bobinas foram colocadas em um tanque e submetidas a um ciclo de secagem à vácuo, para remover toda umidade, ar e qualquer outro material volátil da bobina. Em seguida, as bobinas eram impregnadas com um material de baixa viscosidade, consistido de monômero líquido, insaturado e reativo contendo 1-2% de um catalisador de polimerização. Posteriormente um gás comprimido era introduzido sob pressão dentro do tanque para ajudar a impregnação do monômero em todas as cavidades. O tempo de pressurização dependia do número de camadas de fitas que precisavam ser penetradas, podendo ser de 10 a 15 minutos para um projeto de baixa tensão e várias horas para a bobina de alta tensão, que possuía um isolamento mais espesso. Após a saturação completa do isolamento, o monômero de impregnação era levado de volta para seu armazenamento. As bobinas eram então, retiradas e em seguida, transferidas para um processo de cura. No caso mais simples, a cura poderia ser realizada num forno aquecido acima da temperatura de ativação do catalisador escolhido. Temperaturas de 80°C até 135°C eram utilizadas para realizar a polimerização final, tornando assim, a resina numa forma sólida estável. Em seguida, um passo final de blindagem e pintura era aplicado utilizando materiais iguais ou semelhantes aos utilizados com verniz asfáltico, finalizando o processo.

A semelhança fundamental deste método de fabricação com o método de fabricação do isolamento de mica asfáltica era o da impregnação a vácuo, utilizando um líquido de baixa viscosidade em uma fita de mica.

A resina poliéster rendeu muitos outros materiais isolantes que beneficiaram a indústria de máquinas rotativas.

Resinas epóxi aplicada à isolação de hidrogeradores

Conforme descrito no item anterior, a resina poliéster foi introduzida em 1942, visto que os epóxidos não estavam disponíveis comercialmente até 1947. A maioria dos epóxidos eram termoplásticos sólidos à temperatura ambiente e não eram muito adequados para utilização como resinas de impregnação de baixa viscosidade. Foi quando a General Electric Company (GE) começou a procurar um melhor sistema de resina termoendurecível no final de 1940, onde vários polímeros novos foram avaliados, incluindo poliéster. Iniciou-se então, o uso das resinas epóxi, que tinham várias vantagens sobre as resinas de poliéster disponíveis na década de 1950, pois possuíam uma melhor estabilidade térmica. Porém, a GE queria desenvolver um sistema epóxi que não dependesse da impregnação das bobinas com uma resina de baixa viscosidade, pois, geralmente, estas resinas requeriam armazenagem refrigerada para atrasar a progressão da viscosidade. Foi quando a GE desenvolveu um epóxi que foi denominado de “resina rica”, sistema este, que foi transformado em fita e enrolada nas bobinas.

Para a fabricação das primeiras bobinas com este novo sistema epóxi, a GE utilizou o mesmo equipamento de processamento do primeiro ciclo de VPI, utilizado para o sistema asfáltico. Onde, o sistema antigo, tornou-se um molde de pressão hidráulica e um ciclo de cura para o novo sistema. Porém o tanque de asfalto seria um contaminante nas camadas superiores de um sistema mica epóxi. Então, um regime de materiais de sacrifício foi utilizado nas camadas do isolamento principal. Posteriormente, um lote de bobinas não curadas foi carregado dentro de um tanque vazio, e foram gradualmente aquecidas sob vácuo, para remover todos os solventes, umidades e ao ar presente nas fitas. Quando o tanque foi inundado, o asfalto quente líquido pressurizado foi transferido para as bobinas, iniciando a cura da composição de epóxi, durante um período de 8 a 10 horas. Em seguida, o gás foi removido e as bobinas foram resfriadas até a temperatura ambiente, em sequencia, os materiais de sacrifício

foram removidos e as bobinas receberam o revestimento semiconductor apropriado, à base de carboneto de silício.

Como a Westinghouse Electric Corporation possuía o licenciamento do processo de vácuo, impregnação e pressurização (VPI). A GE licenciou o papel de mica epóxi e a tecnologia em resina rica. Porém, ao longo do tempo, as primeiras patentes acabaram, e outros fabricantes de geradores desenvolveram seus próprios sistemas de isolamento, usando tanto o VPI, como as tecnologias em resina rica, que ainda persistem até hoje.

Mica aplicada à isolação de hidrogeradores

Mineralogicamente, mica é o nome dado a um grupo de minerais de composição e propriedades físicas semelhantes e são caracterizadas por ser facilmente divididas em um grande número de lâminas flexíveis, finas e duras. Quimicamente, as micas são complexos de silicato de alumínio, com: potássio, magnésio, ferro, sódio, lítio, flúor e vestígios de outros elementos. A humanidade usa a mica natural desde os tempos pré-históricos. Primeiramente usada na forma de pó, para fins ornamentais. E ainda hoje a mica moída é usada em tintas especiais, plásticos e cosméticos.

A mica é extraída em pedaços ou “livros”, que são aparados para excluir pedaços de outros minerais associados, assim, separando a mica em folhas finas irregulares. Porém, a preparação da mica para uso elétrico é uma operação de muito trabalho, e muitas vezes, com famílias inteiras envolvidas no processo. É por isso que a maior parte da mica usada vem da Índia, Brasil e Madagascar.

No início, pedaços de mica foram usados em muitas aplicações de isolamento elétrico, como: capacitores, transistores e em isolamentos de máquinas rotativas. Exceto para o ultimo exemplo, a maior parte das utilizações, eram para peças fabricadas que eram cortadas a partir de livros de mica selecionados. Assim, gerando uma sucata de alta qualidade, onde era utilizada como matéria prima para conversão em papel de mica.

Em plena segunda guerra mundial, a dependência de fontes externas de pedaços de mica levou o governo dos Estados Unidos a criar um programa de desenvolvimento de papéis de mica, realizado pela GE, com a ajuda da Crane & Co. Inc.. Este programa possibilitou a libertação dos Estados Unidos da dependência de fontes estrangeiras de pedaços de mica e assegurou o atendimento às necessidades dos equipamentos elétricos civis e militares do país. Em 1947, o Sr. Gerard de Senerclans visitou os Estados Unidos para promover o uso do papel mica francês, que o mesmo, tinha desenvolvido durante a

ocupação alemã em Paris. Durante suas reuniões com a GE, percebeu-se que houve algumas sobreposições nas duas patentes, e para superar potenciais conflitos, foi elaborado um licenciamento entre as duas partes.

Hoje em dia, o papel mica é feito por vários processos e com diversas fontes de matérias primas. Um destes processos é assar os pedaços de mica em um forno rotativo para extrair a água natural de cristalização da mica, processo chamado de calcinação. Em seguida, são depositados em meio aquoso. Posteriormente, esta solução aquosa é transferida para uma máquina de fabricação de papel modificada, que possui uma correia sem fim porosa. Onde, a combinação da gravidade e vácuo remove a maior parte da água e permite que as placas de mica se liguem, formando uma única estrutura, sem adição de qualquer adesivo. Em seguida, o papel mica, ainda em forma de polpa, é transferido para um tambor aquecido à vapor, onde o resto da umidade é removida para produzir uma folha seca contínua. Então, os rolos deste produto são enviados para aplicação de resinas. Esta adição aumenta a proteção mecânica do produto. Posteriormente, fitas são cortadas destes rolos e usadas para isolamento dos enrolamentos do gerador. Muitas diferentes combinações de resinas são usadas, dependendo da utilização final do material que compõe o papel mica.

Fibra de vidro aplicada à isolação de hidrogenadores

O seu nome correto é PRFV, ou seja, "Polímero Reforçado com Fibra de Vidro", porém é popularmente conhecido como fibra de vidro. É um material composto da aglomeração de finíssimos filamentos de vidro que são altamente flexíveis e possui uma alta resistência a tração quando em comparação ao vidro.

A produção de fibras de vidro teve início em 1922, porém só em 1944 as fibras foram mais utilizadas, com a função de reforçar as resinas de poliéster, que foram introduzidas no mercado em 1942, inicialmente para construções de barcos militares, conforme já dito anteriormente. Depois da guerra, os primeiros filamentos de fibra de vidro começaram a ser usados como reforço de papéis de celulose, protetores da fita de mica. Em seguida, em 1950 os papéis de fibra de vidro apareceram e começaram a ser usados como componentes do isolamento elétrico. E em 1954, mesclas de fibra de vidro e resinas de poliéster foram muito usadas para fabricar anéis de suporte de enrolamentos de gerador, tornando-se um composto popularmente conhecido.

Como o vidro é um material inorgânico, é resistente ao ataque de descargas parciais, porém as fibras de vidro são geralmente rodeadas de polímeros orgânicos, que estão sujeitos a danos causados por descargas parciais. Foi realizado teste em um isolamento composto por vidro em um período de exposição de descargas parciais, e se revelou a erosão dos materiais compostos de polímeros, mas nenhum dano ao vidro. Quando as fibras de vidro são usadas para reforçar as fitas de mica usadas em isolamento de barras estatóricas, oferecem maior resistência às descargas parciais. No início, houve diversas tentativas de se utilizar o vidro, em flocos finos, como substitutos dos pedaços de mica em isolamentos de alta tensão. Onde, algum sucesso foi alcançado, porém, os flocos de vidro são mais frágeis do que os pedaços de mica e de difícil manuseio. Em seguida, alguns trabalhos foram realizados com fitas de vidro finas, que tem uma espessura semelhante aos pedaços de mica. Onde, com a utilização de equipamentos especiais, certo número de fibras de vidro puderam se transformar em uma única fita, que foi impregnada com resina como uma camada de suporte. Esta fita pôde ser usada em isolamento de barras, no entanto, esta construção ficou bem mais cara.

Hoje em dia, embora a química do vidro seja bem conhecida. A grande proporção de área de superfície para o volume de filamentos de fibra de vidro está sujeita a possibilidade de ocorrência de ataques químicos. Então, para minimizar este dano, as fibras são geralmente, revestidas com um lubrificante durante a fabricação, que podem ser removidos posteriormente. E em seguida, aplicado um revestimento na superfície da fibra. Diversos lubrificantes e revestimentos estão disponíveis no mercado, e a escolha, depende do tipo de resina ou polímero de fibra de vidro que é usado.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 METODOLOGIA

O aproveitamento hidrelétrico da Usina Hidrelétrica Paulo Afonso II teve início de sua operação comercial na década de sessenta, portanto, estando no final da sua vida útil. As inspeções técnicas realizadas pelo DMG (Departamento de Manutenção da Geração) indicaram a necessidade urgente de modernização dos ativos, em decorrência do elevado grau de deteriorização dos geradores. Esse estudo indicou a necessidade imediata de interferência nas unidades geradoras.

Diante desse quadro, foi necessário implementar um processo de recuperação e repotenciação a curto prazo, sob o risco de uma situação de indisponibilidade forçadas das unidades geradoras por um longo período, acarretando prejuízos a CHESF.

A repotenciação de hidrogeradores é uma prática que vem sendo aplicada pelo mundo há algumas décadas. No Brasil somente a partir de 1993 alguns trabalhos foram apresentados sobre a modernização e repotenciação de usinas.

Atualmente, em função da existência de muitos hidrogeradores repotenciados, foi possível estabelecer uma metodologia que contemple os aspectos mais importantes desta prática.

O presente trabalho foi desenvolvido a partir deste estudo de caso, na qual será apresentada a metodologia aplicada na repotenciação das unidades geradoras 01, 02 e 03, onde componentes como: bobinas polares, núcleo do estator e enrolamento estatórico, que possuíam isolamento à base de resina asfáltica, de classe B e com vida útil superada, foram substituídos por materiais com nova tecnologia, possibilitando condições mais severas de operação, aumentando a confiabilidade e elevando a sua capacidade de geração.

Foi realizado um estudo dos processos que o fabricante realizou em fábrica e na montagem dos hidrogeradores, abordando as melhorias do novo projeto e relatando os benefícios de cada processo.

Foram utilizados livros, dissertações, teses, programas computacionais como o COMSOL. Além de levantados dados técnicos através de manuais, relatórios de

manutenção e desenhos técnicos para analisar a situação da usina antes da repotenciação e indicar a viabilidade e importância da repotenciação das unidades geradoras.

A afirmativa ficará comprovada através da análise dos resultados alcançados, concluindo que a repotenciação foi uma ótima alternativa.

Abaixo, como exemplo, observam-se os principais parâmetros da unidade geradora 01G1 antes da repotenciação:

Tabela 5.1: Principais parâmetros da unidade geradora 01G1

Fabricante	Hitachi
Potência	69.520 kVA
Fator de Potência	0,95
Tensão nominal	13,8 kV
Corrente nominal	2.910 A
Frequencia Nominal	60 Hz
Numero de pólos	36
Velocidade de rotação nominal	200 rpm
Reatância síncrona não saturada eixo direto	0,58 pu
Classe de isolamento do estator	B
Classe de isolamento do rotor	B
Tensão excitação nominal	250 V
Corrente de excitação nominal	1.400 A
Número de ranhuras	378
Comprimento do núcleo	1.550 mm
Diâmetro interno do núcleo	6.830 mm
Diâmetro externo do núcleo	7.600 mm
Entreferro nominal	37 mm

Para realizar a reopontenciação da UHE Paulo Afonso II, iniciou-se um levantamento de dados, onde se constatou a ausência de desenhos dos componentes dos geradores, visto que a usina foi construída na década de sessenta. Diante da falta de desenhos e informações precisas sobre ventilação, aquecimento, perdas e coeficiente de dissipação de calor, foram realizados ensaios de descomissionamento de cada gerador, onde diversos testes e medições foram realizados. Confrontando os dados medidos de tensão, corrente, fator de potência, aquecimento dos enrolamentos rotóricos e estatóricos, aquecimento do núcleo, tensão e corrente de excitação e temperatura do ar frio e quente.

Além dos ensaios de medição da oscilação de eixo (giro mecânico), pressão na caixa espiral e tubo de sucção, medição do nível de ruído, medição de oscilação de eixo com o gerador com carga e medição de vazão de ar nos trocadores de calor do gerador pelo fabricante e com a supervisão da CHESF. Foram realizados os seguintes ensaios a seguir.

Ensaio de levantamento da curva de saturação em vazio

O ensaio levantamento da curva de saturação em vazio teve como objetivo levantar a característica de saturação em vazio do gerador, para confirmação de parâmetros de cálculo e projeto, conforme a Norma IEEE 115 – 1995. Item 4.2.5.

O ensaio não foi realizado, pois foram utilizados registros fornecidos pela CHESF.

Tabela 5.2: Valores medidos (os valores tabelados abaixo foram retirados das curvas de saturação fornecidas pela CHESF)

$U_{média} [kV_{ac}]$	$I_{exc} [A_{dc}]$
3,40	190
5,20	300
6,25	360
7,60	440
9,50	550
11,70	820
13,80	900
14,70	990

16,10	1230
-------	------

Ensaio de levantamento da curva de saturação em curto

O ensaio levantamento da curva de saturação em curto circuito teve como objetivo levantar a característica de saturação em curto circuito do gerador, para confirmação de parâmetros de cálculo e projeto, conforme a Norma IEEE 115 – 1995. Item 4.2.8.

O ensaio também não foi realizado, pois foram utilizados registros fornecidos pela CHESF.

Tabela 5.3: Valores medidos (os valores tabelados abaixo foram retirados das curvas de saturação em curto fornecidas pela CHESF)

$I_{exc} [A_{ac}]$	$I [kA_{ac}]$
0	0,00
200	1,22
400	2,50
600	3,72
800	4,97
1000	6,24

O conhecimento da característica em curto circuito do gerador em conjunto com a característica em vazio permitiu a determinação da reatância síncrona de eixo direto (X_d) do gerador e sua relação de curto-circuito (RCC). Estes parâmetros serviram como referência para comparação com os valores especificados.

Ensaio de aquecimento do gerador com 75% e 100% de carga nominal

O ensaio de aquecimento do gerador com 75% e 100% de carga nominal teve como objetivo avaliar o desempenho térmico do gerador e eficácia dos sistemas de ventilação e resfriamento em operação contínua em carga, conforme a Norma IEEE 115.

Procedimento de Execução:

Inicialmente a unidade partiu e operou em vazio à velocidade nominal. Onde foram verificados os estados operacionais do regulador de velocidade e do sincronizador. Em seguida a unidade foi sincronizada à rede e carregada até aproximadamente 75% da carga nominal. Então, foi iniciado o registro de todas as grandezas elétricas do gerador e demais dados operacionais da máquina.

Os registros foram efetuados com um intervalo de 30 minutos até a estabilização das temperaturas da máquina. Mediu-se também a temperatura de entrada / saída e fluxos de água de resfriamento do gerador e mancais para cálculo das perdas dissipadas pelos sistemas de resfriamento da máquina. Foi Estimado um tempo de aproximadamente 6 horas para que todas as temperaturas da máquina estivessem estabilizadas. O critério de estabilização considerou que as três últimas leituras consecutivas de 30 minutos, não deviam variar mais que 0,5°C.

Posteriormente, repetiu-se o teste com 100% da carga nominal.

Tabela 5.4: Valores medidos de temperaturas – 75% de carga

Hora	temperatura enrolamento do estator - 75% de carga							ar frio [°C]	ar quente [°C]	mancal guia [°C]	mancal escora [°C]	entrada água [°C]	saída água [°C]
	RTD1 [°C]	RTD2 [°C]	RTD3 [°C]	RTD4 [°C]	RTD5 [°C]	RTD6 [°C]	Média [°C]						
16:00	82,00	78,60	80,70	82,50	80,20	82,80	81,10	36,00	38,00	52,00	60,00	28,70	30,70
16:30	80,70	79,40	80,20	84,10	80,40	81,50	81,00	36,00	39,00	52,00	60,00	28,70	30,90
17:00	81,20	81,70	80,70	84,60	80,40	82,00	81,80	37,00	39,00	52,00	61,00	28,70	30,90
17:30	81,20	80,40	80,40	83,50	80,70	82,50	81,50	37,00	39,00	52,00	61,00	28,70	30,80
18:00	81,20	80,20	80,40	82,80	80,70	82,20	81,20	37,00	39,00	52,00	61,00	28,70	30,70
18:30	81,20	80,20	80,40	82,50	80,20	82,20	81,10	37,00	39,00	52,00	61,00	28,70	30,80

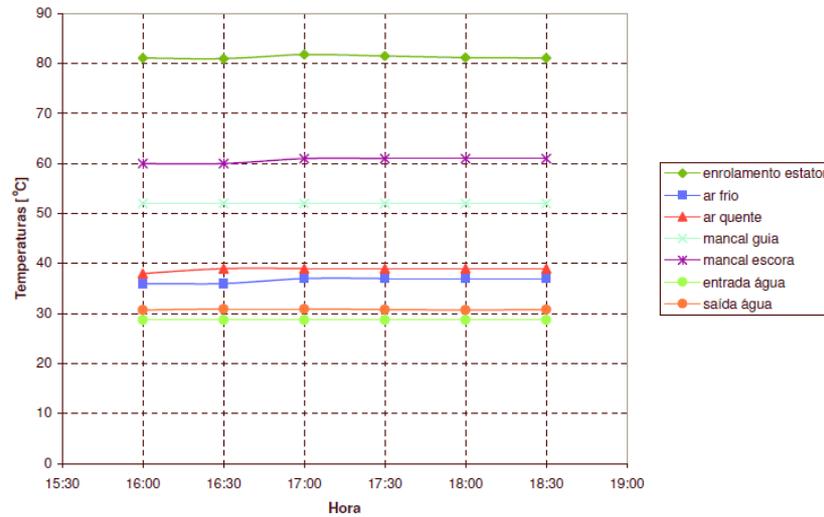


Figura 5.1: Aquecimento com 75% de carga.

Tabela 5.5: Valores medidos de temperaturas – 100% de carga

Hora	temperatura enrolamento do estator - 75% de carga							ar frio [°C]	ar quente [°C]	mancal guia [°C]	mancal escora [°C]	entrada água [°C]	saída água [°C]
	RTD1 [°C]	RTD2 [°C]	RTD3 [°C]	RTD4 [°C]	RTD5 [°C]	RTD6 [°C]	Média [°C]						
09:30	94,40	91,80	93,70	97,00	93,70	96,30	94,50	38,00	40,00	52,00	61,00	28,60	31,20
10:00	95,00	92,60	94,20	97,30	95,00	96,30	95,10	38,00	40,00	52,00	61,00	28,70	31,30
10:30	95,00	92,60	94,40	97,60	94,70	96,50	95,10	38,00	40,00	52,00	61,00	28,70	31,30
11:00	96,30	92,90	94,70	97,80	94,40	96,30	95,40	38,00	40,00	52,00	61,00	28,70	31,30
11:30	95,20	92,60	95,20	97,80	94,20	96,30	95,20	38,00	40,00	52,00	61,00	28,70	31,30
12:00	95,00	92,40	95,00	97,80	94,20	96,50	95,20	38,00	40,00	52,00	61,00	28,70	31,30

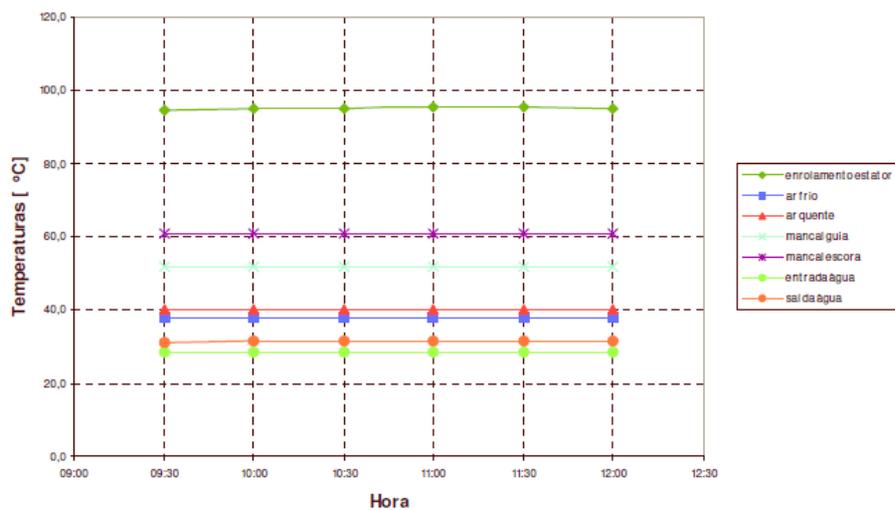


Figura 5.2: Aquecimento com 100% de carga.

As medições de temperatura do enrolamento do estator foram feitas indiretamente (medição de resistência) a partir dos RTDs na borneira de passagem na parte externa da carcaça do gerador. Os resultados obtidos forneceram informações relevantes a respeito das temperaturas de operação do gerador em carga e as perdas dissipadas pelo sistema de resfriamento.

Medição de resistência ôhmica do estator

A medição de resistência ôhmica do estator teve como objetivo controlar os valores de resistência ôhmica das fases do enrolamento estatórico e comparar com os valores calculados, conforme a norma IEEE 118 – 1978.

Procedimento de Execução:

Inicialmente, as fases do enrolamento foram desconectadas do barramento e suas respectivas cordoalhas removidas. As medições foram realizadas de forma direta através de Ponte de Kelvin (Norma IEEE 118, item 4.5.3), após o resfriamento do gerador parado e completa estabilização das temperaturas, e foram registrados dos valores de resistência ôhmica dos enrolamentos do estator e as temperaturas do enrolamento em seis pontos ao longo do núcleo do estator, através de RTDs (T1 à T6) e calculado uma média aritmética.

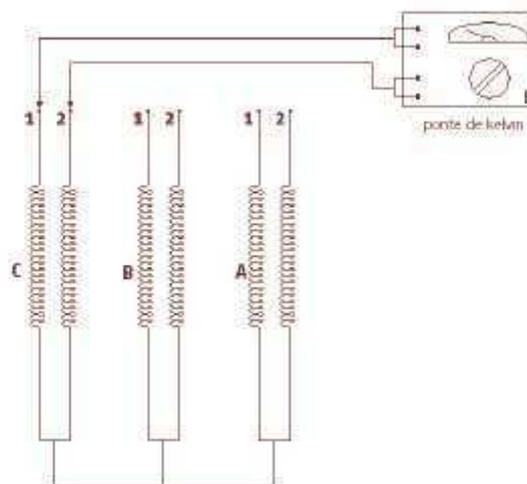


Figura 5.3: Esquema de medição de resistência ôhmica do estator.

Tabela 5.6: Valores medidos na medição de resistência ôhmica do estator

	C_{1-2}	B_{1-2}	A_{1-2}
$R_{ohm}[m\Omega]$	27,667	27,559	27,689

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Média
Temp. RTD $Cu_{10}[^{\circ}C]$	35,3	35,3	32,7	32,7	35,3	32,7	34

	Resistência ôhmica do estator por fase à temperatura média de 34,0 °C
Fase A	13,84445 mΩ
Fase B	13,7795 mΩ
Fase C	13,8335 mΩ

Os resultados forneceram um parâmetro de comparação das resistências ôhmicas dos enrolamentos com os valores calculados.

Medição de capacitância do estator

A medição de capacitância do estator teve como objetivo medir e protocolar os valores de capacitância das fases do enrolamento estatórico e comparar com os valores calculados/especificados, conforme a Norma IEEE 115.

Procedimento de Execução:

Inicialmente, as fases do enrolamento foram desconectadas do barramento de saída e do barramento do cubículo de surtos e suas respectivas cordoalhas flexíveis desconectadas. Foram realizadas medições de corrente e de tensão através de instrumentos, feitas simultaneamente, após completa estabilização das leituras e evitando-se qualquer ponto de queda de tensão (na cablagem, por exemplo) que pudesse gerar erros nos resultados. Após as medições a capacitância foi calculada conforme fórmula abaixo:

$$C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{U}{I}}$$

Onde:

C = Capacitância a ser calculada;

π = Numero Pi, equivalente a 3,141592;

f = Frequência da fonte de tensão. Para este ensaio utilizou-se uma fonte de 60 Hz;

U = Tensão da fonte;

I = Corrente encontrada.

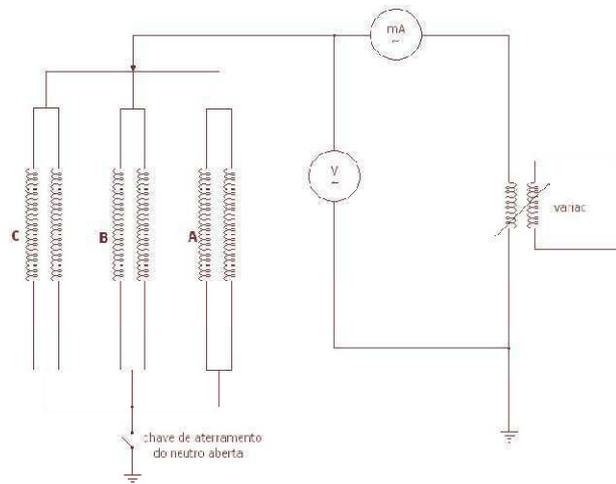


Figura 5.4: Esquema de medição de capacitância do estator.

Tabela 5.7: Valores medidos na medição de capacitância do estator

	Tensão [V_{ac}]	Corrente [mA_{ac}]	$X_c[\Omega]$	$C_{total}[\mu F]$
1	150,20	81,00	1854,32	1,430
(2)	119,80	74,80	1601,60	1656
3	90,00	46,52	1934,65	1,371
4	60,10	30,63	1962,13	1,352
5	30,64	16,50	1856,97	1,428

No cálculo da capacitância por fase foi desconsiderado o ponto (2) da tabela acima, devido ao grande desvio comparado com as demais leituras.

$$C_{total\text{média}} [\mu F] = 1,395$$

$$C_{fase} [\mu F] = 0,465$$

Os ensaios de sobrevelocidade, verificação de parada e partida da unidade geradora, medições com a unidade em patamares de 10% da carga nominal, ensaio de

rejeição de carga, medição do tempo de intermitência do sistema de regulação com potência nominal, medição da tensão de eixo e medição da resistência ôhmica do rotor não foram realizados por dificuldades operacionais.

Com os valores levantados pelos ensaios e medições, foi possível determinar valores aproximados para os parâmetros desconhecidos, e simular o gerador na condição nominal original e na condição de repotenciação, com potência máxima, determinando as induções magnéticas, o aquecimento dos enrolamentos e núcleo, o aquecimento e distribuição do ar de refrigeração nas diversas partes do gerador. Podendo avaliar a real potência máxima do gerador e, conseqüentemente o seu limite de repotenciação.

Posteriormente foi elaborado um modelo matemático em software dedicado do fabricante, para realizar cálculos magnéticos, elétricos e mecânicos da máquina, buscando a melhor alternativa de repotenciação. Consolidado o modelo matemático, pôde-se então, implementar as alterações do projeto com as novas características eletromagnéticas e mecânicas dos geradores. A tabela 5.8 apresenta os principais dados do novo gerador.

Tabela 5.8: Principais parâmetros de projeto do novo gerador

Potência	83.000 KVA
Fator de Potência	0,95
Tensão nominal	13,8 kV
Corrente nominal	3.473 A
Frequencia Nominal	60 Hz
Numero de pólos	36
Velocidade de rotação nominal	200 rpm
Número de fases	3
Classe de isolamento do estator	F
Classe de isolamento do rotor	F
Tensão excitação nominal	228 V
Corrente de excitação	1.292 A

nominal	
Número de ranhuras	378
Comprimento do núcleo	1.550 mm
Diâmetro interno do núcleo	6.816 mm
Diâmetro externo do núcleo	7.540 mm
Entreferro nominal	30 mm

O ganho de eficiência foi o resultado de uma combinação de vários fatores, dos quais os mais importantes foram as melhorias nas propriedades magnéticas da chapa que foi utilizada na fabricação do núcleo do estator e a utilização de materiais isolantes com melhores propriedades térmicas e dielétricas. Esta relação entre as principais dimensões físicas do hidrogenador e sua potência nominal foi função dos materiais específicos empregados nos circuitos magnéticos e elétricos. E é chamada de fator de aproveitamento, derivado das seguintes relações:

$$S = m \cdot V \cdot I. \quad (1)$$

Onde:

- S : Potência aparente, [VA].
- m : numero de fases.
- I : corrente nominal fase-neutro [A].

V é a tensão nominal fase-neutro [V], dada por:

$$V = 2 \cdot f_B \cdot f_n \cdot f_w \cdot \Phi_n \cdot N_C. \quad (2)$$

Com:

- f_B : fator de forma do campo de excitação.
- f_n : frequência em Hz.
- f_w : fator de enrolamento.
- N_C : número de condutores em série por fase.

Onde, Φ_n é o fluxo por pólo no entreferro [Wb], dado por:

$$\Phi_n = B_n \cdot \frac{\pi \cdot D_i}{2 \cdot P} \cdot L_i. \quad (3)$$

Sendo:

- B_n : densidade de fluxo máxima no entreferro em $[\text{Wb}/\text{m}^2]$, também denominado carregamento magnético.
- D_i : diâmetro interno do núcleo do estator em $[\text{m}]$.
- L_i : comprimento axial do núcleo do estator em $[\text{m}]$.
- P : número de pares de pólos.

Como a frequência é função do numero de pólos e da rotação nominal N_n [rpm] do hidrogerador $f_n = \frac{P \cdot N_n}{60}$, tem-se:

$$S = m \cdot 2 \cdot f_B \cdot f_w \cdot N_c \cdot B_n \cdot \frac{\pi \cdot D_i}{2 \cdot P} \cdot L_i \cdot P \cdot \frac{N_n}{60} \cdot I. \quad (4)$$

Rearranjando convenientemente:

$$S = \frac{f_B \cdot f_w \cdot \pi^2}{60} \cdot B_n \cdot \frac{m \cdot N_c \cdot I}{\pi \cdot D_i} \cdot D_i^2 \cdot L_i \cdot N_n. \quad (5)$$

Definindo a constante AE, densidade linear de corrente do estator $[\text{A}/\text{cm}]$, também denominada carregamento elétrico, através de (6), obtém-se (7).

$$AE = \frac{m \cdot N_c \cdot I}{\pi \cdot D_i}. \quad (6)$$

$$S = \frac{f_B \cdot f_w \cdot \pi^2}{60} \cdot B_n \cdot AE \cdot D_i^2 \cdot L_i \cdot N_n. \quad (7)$$

Fazendo, $k_1 = \frac{f_B \cdot f_w \cdot \pi^2}{60}$, a potência pode ser expressa em função dos parâmetros construtivos e operacionais:

$$S = k_1 \cdot B_n \cdot AE \cdot D_i^2 \cdot L_i \cdot N_n. \quad (8)$$

Através dessa equação o coeficiente de utilização c_1 pode ser expresso de duas formas. Em função de parâmetros elétricos define-se:

$$c_1 = k_1 \cdot B_n \cdot AE. \quad (9)$$

A forma mais usual para explorar o fator de aproveitamento é através dos parâmetros físicos e da rotação, como em (10):

$$c_1 = \frac{S}{D_i^2 \cdot L_i \cdot N_n}. \quad (10)$$

O fator de aproveitamento que foi calculado para a 01G1, foi:

$$c_1 = \frac{S}{D_i^2 \cdot L_i \cdot N_n} \cdot 10^9.$$

Onde:

- $S = 83.000$ KVA.
- $N_n = 200$ rpm.
- $D_i = 6816$ mm.
- $L_i = 1550$ mm.

Logo:

$$c_1 = 5,763$$

O valor de c_1 foi considerado orientativo. Os projetistas através de experiência acumulada, adotam para grandes hidrogeradores os valores entre 6 e 8, enquanto para hidrogeradores de pequenas centrais, próximos de 5.

Quando se levantou a necessidade da reforma dos hidrogeradores, teve-se como principal objetivo o reparo dos componentes que estavam com mau funcionamento ou deteriorados devido a desgastes naturais que poderiam tornar a usina inapta para a

operação comercial ou deixar a usina operando apenas com parte de seu potencial. A ação natural do tempo provocou a deterioração dos equipamentos da usina e a redução de sua capacidade nominal ao longo dos anos.

A seguir, serão detalhados os principais procedimentos realizados em cada componente do gerador.

5.2 ENROLAMENTO DO ESTATOR

Em maio de 1979 e março de 1989, nos geradores 01G5 e 01G6, respectivamente, ocorreram curtos-circuitos fase-terra nos enrolamentos estatóricos, ocorrências estas, resultado de falha no projeto do sistema de fixação das barras nas ranhuras e devido a folgas nas lâminas do núcleo do estator. A análise de tais anormalidades fez com que a Chesf tomasse a decisão de implantar soluções para eliminar as deficiências e garantir a confiabilidade operacional desses geradores. Basicamente, as falhas ocorriam por deficiência do projeto utilizado na época do fornecimento original, o qual não previa nenhum calçamento lateral das bobinas estatóricas, permitindo a vibração das mesmas e conseqüentemente a deterioração da sua superfície. Na ocasião, essa recuperação envolveu a retirada de todas as bobinas, seu tratamento superficial e a recolocação nas ranhuras através de um processo mais moderno, com a inserção de calços laterais que impedem a vibração e a deterioração da camada superficial e, conseqüentemente, evitam descargas parciais e curtos-circuitos.

Os geradores 01G1 e 01G2 não foram contemplados nesta recuperação, e apresentaram um histórico de ocorrências, envolvendo curtos-circuitos fase-terra no enrolamento do estator. No caso do gerador 01G1 foram registradas sete ocorrências entre 11/01/1974 e 15/07/2006, sendo que, nesta última ocorrência, houve curto-circuito fase-terra. No caso do gerador 01G2 registraram-se três curtos-circuitos fase-terra no período entre 29/12/1994 e 15/07/2005. Os resultados das inspeções nesses geradores mostraram que o enrolamento estatórico apresentava elevado nível de descargas parciais, atribuído à ultrapassada tecnologia de fabricação da isolação.

Descarga parcial, por definição é uma sucessão de descargas elétricas, incompletas, rápidas e intermitentes, que se verificam em bolhas determinadas por substância dielétrica, quer seja sólida, líquida ou gasosa. Assim, toda descarga elétrica

que se estabelece em uma parte qualquer do enrolamento estático, seja entre duas paredes isolantes, seja entre um condutor e uma parte isolante, pode ser qualificada de descarga parcial. A Figura 5.5 mostra a barra retirada da unidade geradora 01G1 que apresenta folga entre a isolamento e o cobre da barra do estator, acarretando a aparição de descargas parciais.

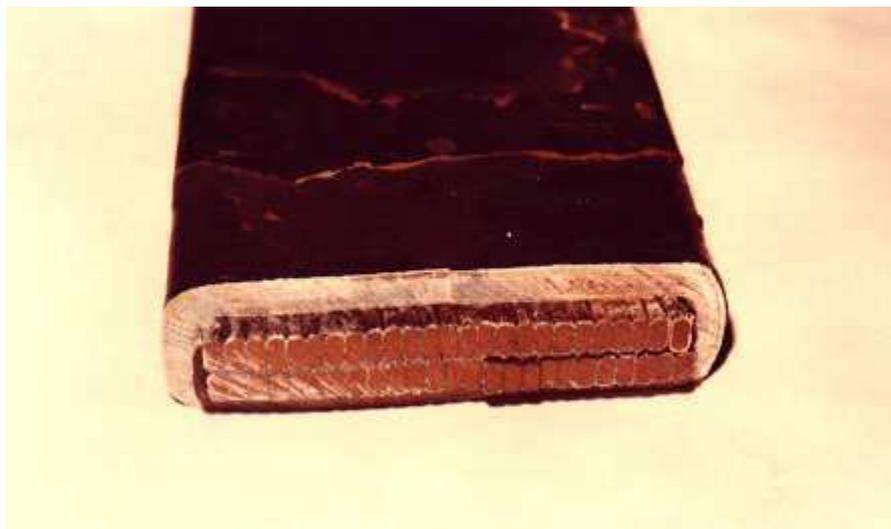


Figura 5.5: Fotografia de uma barra com folga entre isolamento e o cobre da barra.

Diante desse quadro, foi necessário implementar um novo enrolamento estático na Usina Paulo Afonso II, foi projetado e produzido em fábrica, para posteriormente ser montado em campo, e foi composto por barras Roebel, e do tipo imbricado, formado por três fases em conexão estrela com neutro aterrado. Cada fase do enrolamento possui dois circuitos interligados em paralelo. Os componentes principais do enrolamento foram: as barras estáticas embutidas nas ranhuras, conexões de fase e os terminais de saída e de neutro. Cada ranhura recebeu duas barras, barra de topo e barra de fundo. No total de 756 barras, sendo 378 inferiores e 378 superiores.

Para determinar o novo enrolamento estático, cálculos foram realizados considerando as informações abaixo:

- $N_z = 378$, número de ranhuras especificado.
- $Z_n = 2$, espiras (barras) por ranhura, pois foi especificado barra Roebel.
- $a = 2$, número de circuitos em paralelo por fase.
- $k_w = 2$, número de camadas.

$$N_c = \frac{N_z \cdot Z_n}{6 \cdot a}$$

$N_c = 63$ espiras em série por fase

Portanto, verificou-se se o número de ranhuras escolhido era compatível com o circuito magnético do gerador.

$$q = \frac{N_z}{P \cdot mf} = A + \frac{B}{C}$$

$$q = 3 + \frac{1}{2}$$

Onde:

a) Onde N_z deve ser múltiplo de 54 para este caso de $P = 36$ pólos, pois

$$P = 120 \cdot \frac{f_n}{N_n}$$

b) C deve ser divisor de $P/a = 18$.

c) N_z deve poder ser dividido em um número de segmentos adequado para estampagem. Adotado 27 segmentos por volta.

O número de ranhuras adotado atendeu a estes requisitos.

$$\tau_n = \frac{\pi \cdot D_i}{P \cdot mf} \cdot 0,1$$

$$\tau_n = 5,6648 \text{ cm}$$

$$A_{CN} = Z_n \cdot \frac{I_n}{\tau_n}$$

$$I_A = \frac{I_n}{a}$$

A carga linear específica:

$$AE = \frac{DA_{CN}}{\tau_n}$$

$$AE = 613 \text{ A/cm}$$

O passo pleno:

$$\frac{N_z}{P} = 10,5 \text{ ranhuras}$$

O passo de enrolamento em número de ranhuras adotado:

$$y = 9$$

O fator de enrolamento:

$$f_w = 0,9318$$

Para determinar a barra do enrolamento estático, os condutores elementares constituintes da barra estática foram dimensionados de modo a atender aos seguintes objetivos:

- Minimizar as perdas suplementares devidas ao efeito pelicular nos condutores.
- Espessura e largura dos condutores adequados ao número destes na barra de modo a permitir a execução da transposição roebel nesta.
- Obter uma seção de cobre total na barra de maneira a conseguir a densidade de corrente nesta correspondente aos níveis permitidos de elevação de temperatura e perdas no estator.

Logo, as dimensões dos condutores elementares das barras (inferiores e superiores) escolhidos foram:

- largura: $b_1 = 5 \text{ mm}$.
- espessura: $h_1 = 2,5 \text{ mm}$.
- número de condutores: $m_1 = 40$.

Os fios foram do tipo, isolados de 0,20 mm bilateral, e sua seção:

$$S_1 = 12,137 \text{ mm}^2$$

Logo, a seção da barra:

$$S_{cu1} = m_1 \cdot S_1$$

$$S_{cu1} = 485,493 \text{ mm}^2$$

Calculamos a corrente por circuito para carga nominal (I_a):

$$I_a = \frac{I_n}{a}$$

Onde:

I_n é a corrente nominal, dada por 3472,5 A.

a é o numero de circuito paralelos por fase, que são 2.

Logo:

$$I_a = 1736,25 \text{ A}$$

Calculado a seção da barra e corrente por circuito para carga nominal (I_a), podemos então calcular a densidade de corrente nas barras ($S_{\Delta 1}$):

$$I_a = S_{\Delta 1} \cdot S_{cu1}$$

Logo:

$$S_{\Delta 1} = 3,576 \text{ A/mm}^2$$

Determinando o comprimento da barra do estator (L_B), dado o comprimento da parte da barra externa ao núcleo $L_k = 1130 \text{ mm}$:

$$L_B = L + L_k$$

$$L_B = 2680 \text{ mm}$$

Determinando o comprimento do enrolamento do estator por fase e circuito (L_e), dado o comprimento das conexões entre barras e ligações entre circuitos e terminais $L_c = 130 \text{ mm}$:

$$L_e = \frac{N_z \cdot Z_n \cdot L_B \cdot 10^{-3} + L_c}{mf \cdot a}$$

$$L_e = 359,347 \text{ mm}$$

Calculando a seção de cobre da barra do enrolamento do estator:

$$S_a = S_{cu1}$$

$$S_a = 485,493 \text{ mm}^2$$

Determinando a resistência do enrolamento do estator por fase a 20°C (R_{a20}), dada a resistividade do cobre a 20°C $\rho_{Cu20} = 0,01724 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$:

$$R_{a20} = \rho_{Cu20} \cdot \frac{L_e}{S_a \cdot a}$$

$$R_{a20} = 6,380254 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega$$

$$R_{a75} = \frac{234,5 + 75}{234,5 + 20} \cdot R_{a20}$$

$$R_{a75} = 7,759091 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega$$

Conforme visto, cada barra estatórica foi construída a partir de feixes de condutores retangulares individuais, de cobre eletrolítico, recozido, e isolados entre si. Diminuindo assim a área da seção transversal da barra e conseqüentemente o efeito pelicular, pois a corrente tende a fluir sobre a periferia do condutor. Os condutores isolados foram transpostos entre si ao longo da parte reta da barra, sendo o número de transposições adequado ao comprimento da parte reta, de tal forma a não permanecerem na mesma posição relativa, reduzindo assim as perdas por correntes parasitas. Pois o fluxo magnético na barra do gerador é mais elevado próximo ao lado do rotor, se os fios da barra do estator, fossem sempre na mesma posição ao longo de seu comprimento, os fios mais próximos ao rotor teriam uma tensão induzida maior do que os fios mais afastados do rotor. Esta transposição é conhecida como transposição Roebel, Conforme já descrito no item 4.2. Os condutores tiveram sua seção transversal dimensionada para transportar toda a corrente necessária, sem apresentar superaquecimento.

Cada transposição foi reforçada com um isolamento de folha de mica para evitar curto-circuitos entre condutores. Um composto de papel de mica e resina epóxi preencheu os espaços formados por cada uma das transposições. Um separador de papel de poliamida, denominado comercialmente de Nomex, foi colocado entre duas fileiras de condutores com a função de aglutinar e isolar os condutores.



Figura 5.6: Fotografia da aplicação da transposição Roebel nos condutores.

A barra recebeu um isolamento contra terra constituído de fitas de papel de mica reforçadas com tecidos de vidro. As fitas foram aplicadas em máquinas de enfitamento de forma contínua em toda extensão da barra. Uma fita de sacrifício denominada Tedlar foi utilizada nas camadas do isolamento principal.



Figura 5.7: Fotografia do processo de enfitamento da barra do estator.

O conjunto de condutores transpostos com os materiais auxiliares descritos foi moldado em prensa aquecida na extensão correspondente à parte da ranhura do gerador. Esta operação visou formar um conjunto sólido bem aglutinado e dimensões precisas.

Em um dispositivo especial, cada barra adquiriu seu formato geométrico final (raio, braços e terminais). As pontas nuas dos condutores foram soldadas com solda prata formando um terminal sólido em cada extremidade.



Figura 5.8: Fotografia do processo de travamento das barras no dispositivo.

Cada barra foi submetida a um tratamento duplo de secagem e polimerização (VPI – Vacuum Pressure Impregnation), onde as barras foram colocadas em um tanque e foram gradualmente aquecidas ($120^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$) sob vácuo ($\leq 0,20$ mbar), para remover toda umidade, ar e qualquer outro material volátil nas fitas durante 12 horas. Em seguida, as barras foram impregnadas com resina sintética à base de epóxi e poliéster. Posteriormente um gás comprimido foi introduzido sob pressão dentro do tanque para ajudar a impregnação da resina em todas as cavidades. Após a saturação completa do isolamento, a resina de impregnação foi empurrada de volta para seu armazenamento. Então, as barras então foram retiradas e em seguida, transferidas para um processo de cura num forno aquecido acima da temperatura de ativação do catalisador escolhido. Temperaturas de 120°C até 140°C foram utilizadas para realizar a polimerização final, tornando assim, a resina numa forma sólida estável.

O aparecimento de cavidades, dentro da isolação principal, é diretamente dependente da eficiência e qualidade deste processo.

Depois de finalizado o processo de VPI, a fita de sacrifício e os moldes foram removidos.

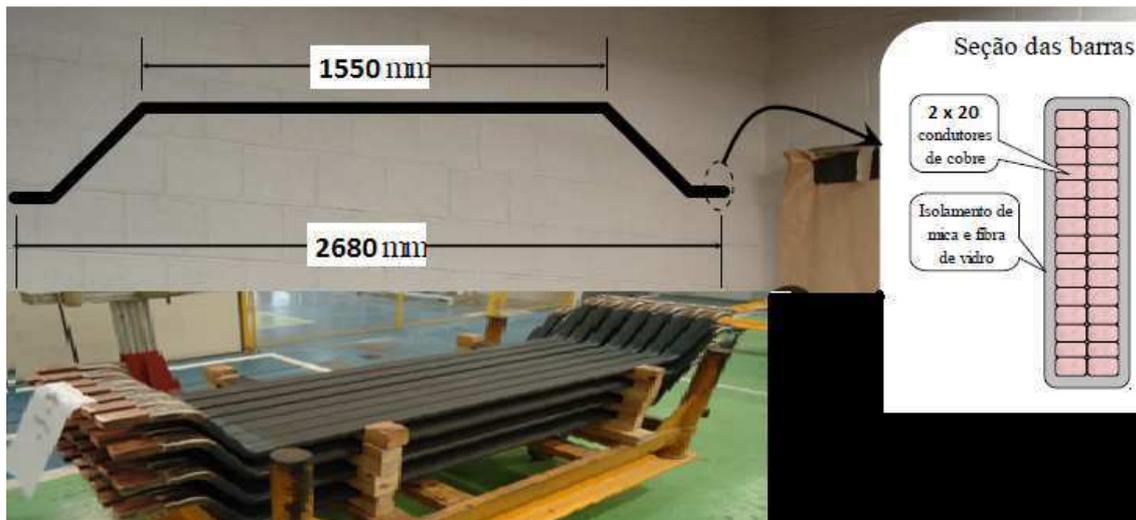


Figura 5.9: Fotografia de seção transversal da barra do gerador.

A nova isolação de mica reforçada com fibra de vidro e aglutinada com resina sintética à base epóxi e poliéster possui camada de espessura mais fina, possibilitando aumentar a seção de cobre do enrolamento. Esse foi o ponto mais significativo para o aumento de potência de máquina.

A fabricação das barras estatóricas foi acompanhada de controle da qualidade para assegurar a uniformidade dos lotes produzidos, através de controle visual, controle dimensional (largura e altura) da parte reta das barras e teste de curto circuito entre os condutores com tensão alternada de 220 V, com objetivo de encontrar e remover curto circuitos entre os condutores.

Além destes testes e controles realizados pelo fabricante e com a supervisão da CHESF. Foram realizados os seguintes testes a seguir, utilizando uma barra como exemplo:

Testes de tensão aplicada

O ensaio de tensão aplicada teve como objetivo verificar se o isolamento do enrolamento está de acordo com as especificações, conforme a Norma IEC 34-1.

Procedimento de Execução:

A isolação da barra foi testada com nível de tensão especificada (41,4 kV), por 60 segundos, durante os quais nenhuma ruptura poderia acontecer.

Tabela 5.9: Ensaio de Tensão aplicada

Nível [kV]	Tempo [s]	URA [%]	Xc[Ω]	Temp. [°C]
41,4	60	51,2	1854,32	26,6

Medição do fator de perdas do isolamento (tangente δ)

Este ensaio teve o objetivo de realizar a medição dos valores de perdas dielétricas, nas várias tensões ensaiadas.

Procedimento de Execução:

O fator de perdas dielétricas foi determinado na temperatura ambiente para um gama de voltagens desde 0,2 da tensão nominal (U_n) até 1,2 U_n , em intervalos de 0,2 U_n . E a tensão nominal utilizada foi de 13,8 kV. Conforme figura abaixo:

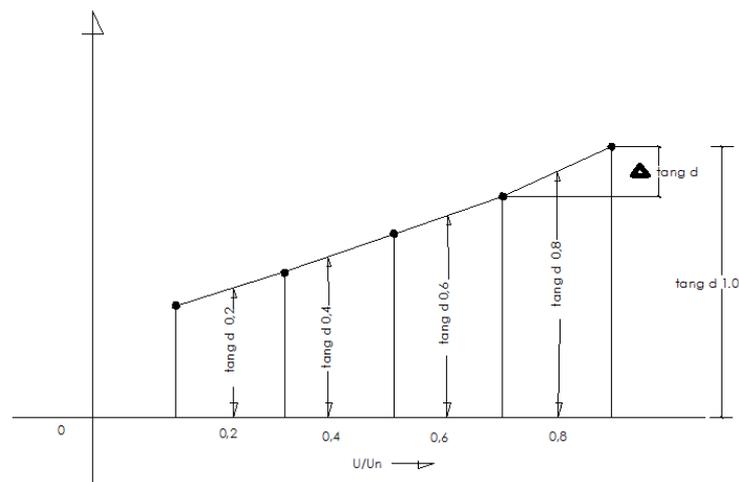


Figura 5.10: Tangente δ versus a relação a tensão aplicada pela tensão nominal.

A barra foi colocada apoiada na sua parte reta de modo a fazer um contato perfeito entre a pintura da barra e o apoio ligado a ponte Schering. O apoio utilizado foi uma barra de cobre fixada sobre isoladores, adequado ao nível de tensão utilizado. Conforme Figura 5.11.

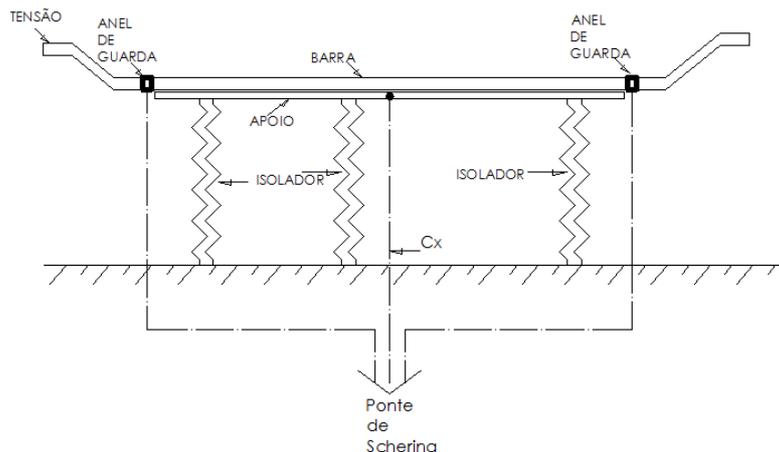


Figura 5.11: Ensaio Ponte Schering.

Os “anéis de guarda” foram colocados na barra, nos pontos de transposição da pintura semicondutora, em ambas extremidades, da parte reta, à fim de permitir a leitura de $Tg \delta$.

Tabela 5.10: Resultados do ensaio Tangente δ

Critérios: $Tang \delta 0,2 U_n \leq 2,0 \%$ - $Tang \delta Máx. \leq 0,4 \%$					
$\frac{1}{2} (Tang \delta 0,6 U_n - Tang \delta 0,2 U_n) \leq 0,25 \%$					
0,2 Un	0,4 Un	0,6 Un	0,8 Un	1,0 Um	1,2 Un
1,06	1,07	1,10	1,11	1,13	1,15

Verificação de corona em ambiente escuro

Este ensaio teve o objetivo de verificar e registrar a presença da corona e os valores da tensão para os quais ela iniciava e se extinguía. O ensaio foi realizado em ambiente escuro.

Procedimento de Execução:

A tensão foi elevada na razão máxima de 1000 V/s até 9,6 kV, diminuindo-se até zero na mesma razão e anotados os valores para os quais as descargas corona se extinguiriam. Para se obter a tensão de extinção de corona, bastaria diminuir a tensão em degraus de 5% do valor de ensaio e anotar o valor. Porém realizado o ensaio, não foram observadas descargas de corona.

Teste de envelhecimento acelerado

Foi realizado o ensaio de envelhecimento acelerado em um conjunto de quatro barras sob temperatura de $(100 \pm 1)^\circ\text{C}$, e tensão de $(31,9 \pm 0,5)$ kV em 60 Hz por 439 horas, conforme recomendações da IEEE 1043/1996.

Procedimento de Execução:

As quatro amostras foram submetidas aos ensaios de envelhecimento acelerado, denominados de *Voltage Endurance*, na forma como recebidas, sem qualquer tratamento de condicionamento prévio. A parte linear das amostras foi coberta em 100% por malhas de cobre estanhado. Os barramentos foram prensados entre placas de alumínio de 500 mm de comprimento, por 155 mm de largura, cobrindo 81% da parte semicondutiva reta, sobre a malha de cobre estanhado conforme Figura 4.14.

Antes de iniciar os ensaios foi verificada a exatidão das leituras de temperatura de todos os 16 sensores, sendo oito destinados ao controle e proteção, tipo PT_{100} , e oito sensores destinados à medição, registro e proteção. Estes últimos constituídos por termopares. Como referencia de temperatura foi utilizada água destilada fervente em banho térmico, em recipiente de parede dupla de aço inox, com isolamento térmico a vácuo. Um termômetro de mercúrio calibrado foi utilizado para conferencia da água fervente, modelo TE3033-5.

A tensão da fonte de alimentação em alta tensão foi verificada e o voltímetro calibrado. A verificação do sistema de medição e registro de tensão com a carga dos barramentos foi novamente efetuada.



Figura 5.12: Amostras sob ensaio de envelhecimento.

A tensão aplicada sobre as amostras foi registrada durante o curso dos ensaios, assim como as temperaturas das placas de aquecimento. Após a aplicação de 439 horas de ensaios, com as amostras submetidas aos ensaios descritos, não foram identificadas qualquer perfuração dielétrica ou verificados desligamentos da fonte por sobrecorrente. A Figura 5.13 mostra as variações da tensão, da corrente e das temperaturas no curso dos ensaios.

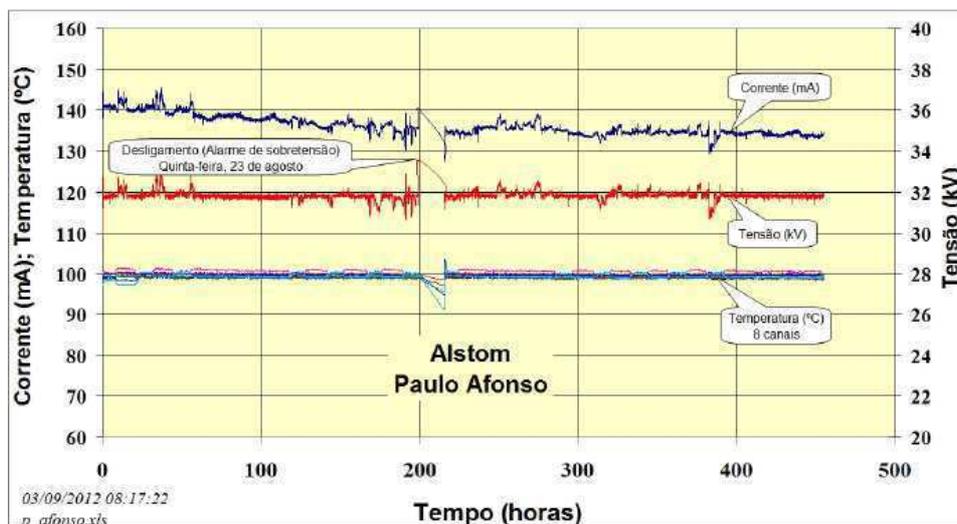


Figura 5.13: Registros durante o curso dos ensaios.

As amostras utilizadas no ensaio de envelhecimento não foram reutilizadas após o ensaio.

Foi realizada também a medição de resistência de superfície de cada barra, realizadas em três pontos da barra: nas duas extremidades e um ponto central. Onde só foram aceitas as barras com resistência superficial abaixo de $50 \text{ k}\Omega$.

A finalidade desta pintura será explicada a seguir:

Descargas internas a ranhura

Estando uma barra submetida a uma tensão “V”, o estresse médio a que está submetido o isolamento, considerado de espessura média “d”, será:

$$\frac{V}{d}$$

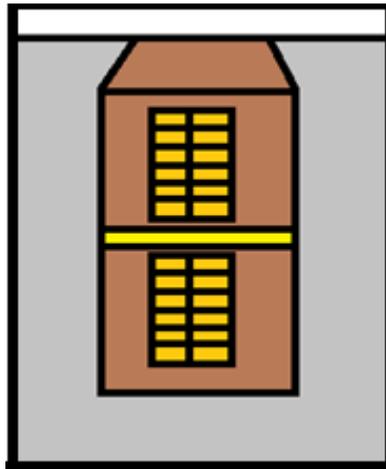


Figura 5.14: Seção das barras na ranhura do núcleo.

Cada fase do enrolamento estatórico possui 63 espiras (N_c) em série, e sua tensão por fase possui o valor de:

$$V_f = \frac{V_n}{\sqrt{3}} = 7,967kV$$

Então, calculando a tensão por espira, temos:

$$tensão\ por\ espira = \frac{V_f}{63} = 126,4V$$

A fim de simular o potencial elétrico da ultima espira da série de cada fase (barra próxima aos terminais do enrolamento do estator), espira esta que possui o maior potencial elétrico, foi utilizado o módulo de potencial elétrico do software COMSOL®. Como se pode observar na Figura 5.15.

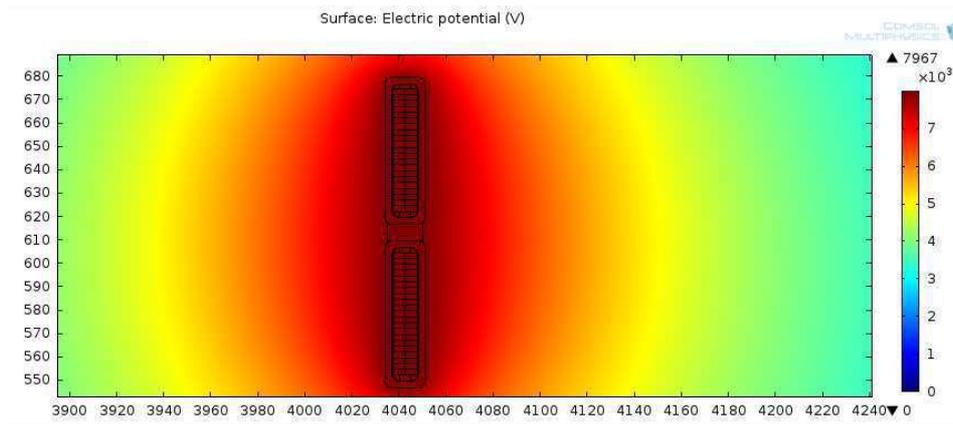


Figura 5.15: Simulação no COMSOL do Potencial elétrico da ultima espira da série.

Existindo um espaço vazio entre o isolamento e parede da ranhura, o estresse a que está submetido o ar será:

$$K \cdot \frac{V}{d}$$

Onde k é a constante dielétrica da isolação.

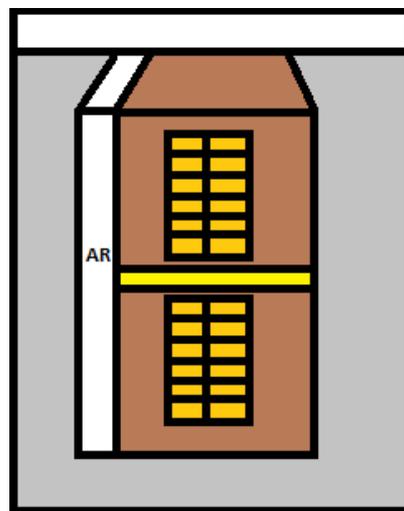


Figura 5.16: Espaço vazio entre o isolamento e parede da ranhura do núcleo.

Logo, valor do estresse, a que está submetido o isolamento da maquina, é:

$$\frac{V}{d} \cong 2,65 \text{ kV/mm}$$

E sendo $k \cong 5$ para os isolamento usados em barras estatóricas, temos o seguinte estresse no ar:

$$5 \cdot 2,65 = 13,25 \text{ kV/mm}$$

Como se sabe, o ar suporta bem 10 kV/mm, sem se ionizar e permitir descargas. Entretanto, como visto acima, nas barras situadas próximas aos terminais do enrolamento do estator, pode ocorrer estresse de até 13,25 kV/mm e, portanto ocorrer descargas no ar. À medida que nos aproximamos do neutro, o estresse vai se reduzindo e ponto é atingido, aonde não ocorrerá mais nenhuma descarga no ar. As descargas em si, quando em valores normais, não trazem qualquer problema para a máquina, entretanto quando estes valores crescem e ficam localizados, podem danificar a chapa do núcleo, queimando-a e produzindo furos, de difícil correção, pois exigirá desmontagem do núcleo.

Para solucionar este problema, foi aplicada uma pintura na superfície da barra com tinta condutora gráfica, de baixa resistividade, desde a superfície do núcleo estatórico, até um comprimento de 25 mm acima deste. Como conseqüência, através de seu contato com a ranhura, a superfície da barra foi aterrada por todo seu comprimento, exceto nos pontos dos dutos de ventilação do núcleo. Este contato foi realizado em vários pontos, pois poucos poderiam produzir potenciais elevados, devido à corrente de carregamento da capacitância.

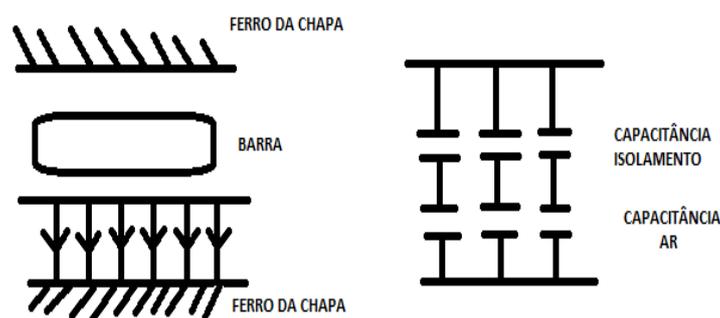


Figura 5.17: Situação sem tinta.

A tensão aplicada ao ar, como já visto pode produzir descargas no mesmo.

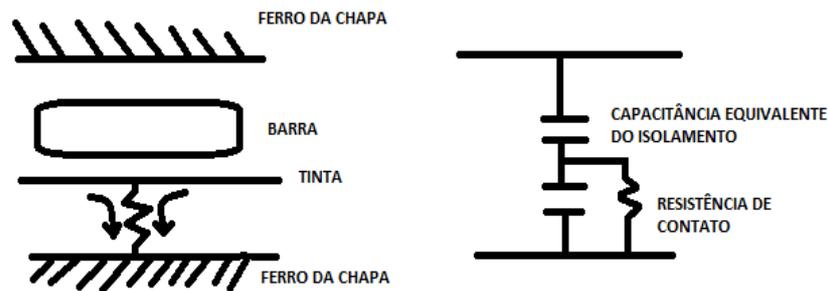


Figura 5.18: Situação com tinta condutora e com contato com a ranhura.

Quando se possui tinta condutora e contatos, o potencial não será suficiente para produzir descargas.

A falta de contato é extremamente danosa, pois toda a capacitância do isolamento é reunida e uma só equivalente e, portanto muito grande. E descargas devem ocorrer, com sérios danos para o ferro da chapa do núcleo.

A solução foi garantir bons pontos de contato entre a tinta e o ferro da ranhura. Porém se contato fosse direto, a tinta condutora faria curto entre as lâminas do ferro, provocando aquecimento. Então foi utilizado um sistema semiconductor que emprega um papel de poliamida e uma massa de silicone, proporcionando um bom contato, sem por as lâminas do ferro em custo. Este sistema será abordado posteriormente.

Descargas externas a ranhura

Quando a barra sai do núcleo, a camada externa do seu isolamento está pintada com tinta condutora, enquanto o restante da cabeça da barra não. A tensão então, nela imediatamente a saída, cresce bruscamente, aonde a tinta condutora não existe. Esta situação pode provocar descargas entre o fim da camada de tinta condutora e a superfície da barra, conforme Figura 5.19. Pois, como se sabe, esta pintura vai inclinando cada vez mais o gradiente de tensão e ao atingir o final da cabeça da barra, produzirá gradientes entre este ponto e outros, gradiente que não existiria, se não houvesse a tinta.

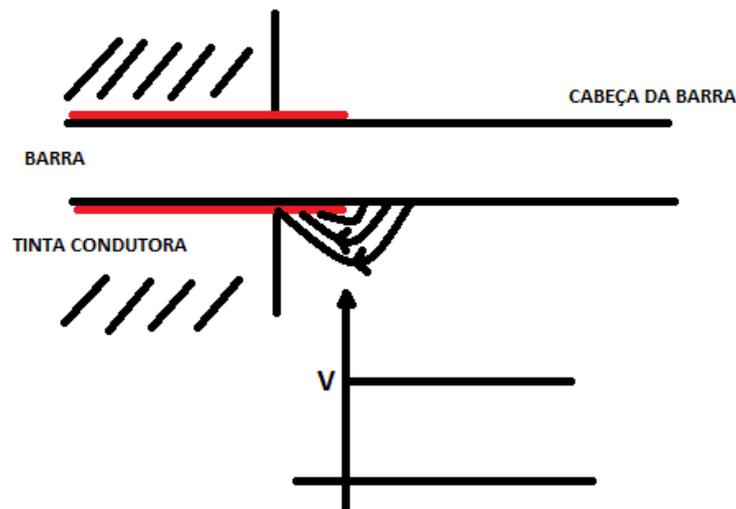


Figura 5.19: Descargas entre o fim da camada de tinta condutora e a superfície da barra.

A solução para este problema foi a pintura da cabeça da barra, até cerca de 12 centímetros da sua saída do núcleo, com tinta semicondutora à base de carboneto de silício (SiC), de modo distribuir melhor o potencial.

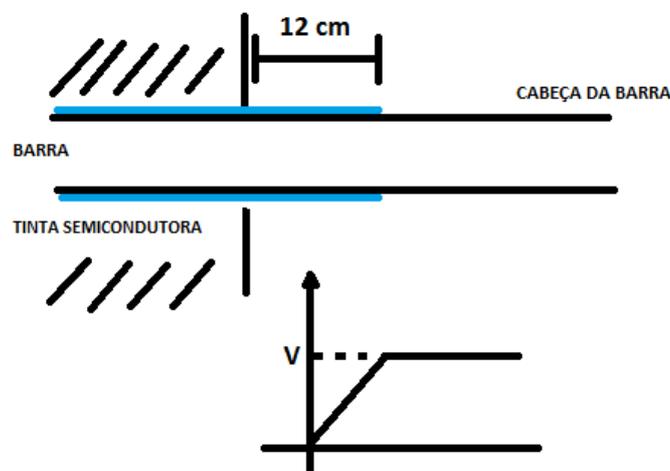


Figura 5.20: Barra com pintura semicondutora até 12 cm.

Foi tomado o cuidado no contato entre as tintas, condutora e semicondutora, pois qualquer espaço entre as duas poderiam gerar descargas. A solução foi sobrepor a tinta semicondutora sobre a condutora, a fim de atenuar o potencial gradativamente da ponta da barra até o núcleo do estator.



Figura 5.21: Extremidade das bobinas estáticas, mostrando a pintura semicondutora (regiões em cinza) aplicada imediatamente após a saída do núcleo estático.

Não houve necessidade de pintar a tinta além da distancia de 12 centímetros, pois poderia causar problema. Pois conforme dito anteriormente, a pintura vai inclinando cada vez mais o gradiente de tensão e ao atingir o final da cabeça da barra, produziria gradientes entre este ponto e outros, conforme Figura 5.22. Este gradiente poderia ser inconveniente, pois a cabeça das barras é um ponto fraco do isolamento devido ao processo de brasagem das cabeças, que será visto mais à frente, o isolamento neste local é mais vulnerável, devido à falta da isolação de mica com fibra de vidro.

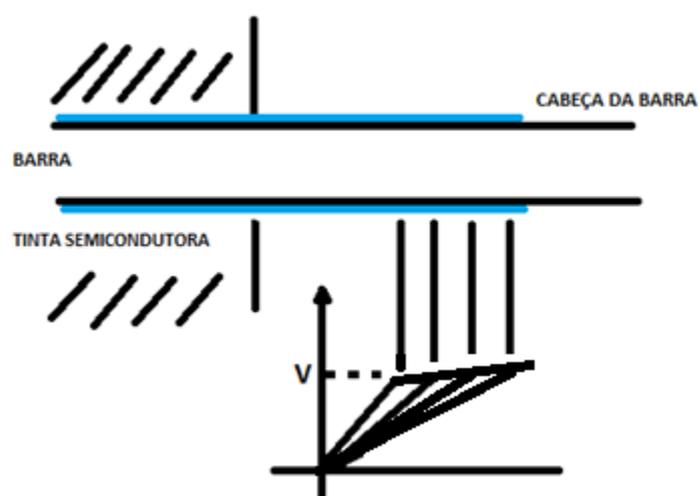


Figura 5.22: Barra com pintura semicondutora até a cabeça da barra.

As descargas em barras desde que de baixa intensidade é bem suportada e não provoca problemas. Entretanto se o nível de ozônio (O_3) ficar grande, é perigoso. A presença destas descargas pode provocar o afrouxamento da barra.

Conclusão dos testes em fábrica

Assim, após o término de todos os ensaios, aprovação e liberação do fabricante e da CHESF, as novas barras fabricadas foram encaminhadas para a hidrelétrica para substituírem as barras do antigo enrolamento.

Montagem do enrolamento estático no núcleo

Iniciou-se então, a montagem do enrolamento estático no núcleo. Onde, para a instalação das barras dentro das ranhuras foi empregado um sistema especial conhecido como "round packing". Este sistema emprega um papel de poliamida Nomex, próprio para este fim, e uma massa de silicone, aplicada no meio da fita de papel semicondutivo dobrada longitudinalmente. Em seguida, e imediatamente antes de introduzir as barras nas ranhuras, cada barra foi envolvida pelo combinado massa-papel. Conforme Figura 5.23.



Figura 5.23: Barras com papel semicondutivo.

Devido à qualidade, espessura e elasticidade do composto massa-papel empregado, a barra se adaptou facilmente à ranhura, garantindo que todos os vazios entre o núcleo e a barra fossem preenchidos. A elasticidade dos materiais empregados, tanto na proteção como na isolação das barras, permitiu acompanhar a dilatação natural do cobre, evitando o surgimento de fissuras no material isolante. Este sistema assegurou

um embutimento perfeito com folga tendendo a zero, mesmo considerando-se variações dimensionais da barra ou da ranhura.

O projeto de cunhagem das ranhuras do núcleo utilizou cunhas planas, abaixo das quais se encontram calços de enchimento e mola (*ripple spring*). As barras foram pressionadas evitando movimentos indevidos e o afrouxamento das cunhas, mitigando o risco de ocorrer movimento radial das barras devido as forças de repulsão e atração que ocorrem quando a corrente circula nas barras. Pois quando as barras são de fases diferentes, em alguns ciclos ocorrem que as correntes estão em direção opostas, e se repelem. Em outros, se atraem por estarem na mesma direção.

Estas forças causariam vibrações, e conseqüentemente, poderiam causar desgaste do sistema de proteção anticorona da barra na região interna à ranhura. Este desgaste pode causar descargas parciais, que prejudica a isolamento, reduzindo significativamente a vida remanescente das barras. O sistema de fixação está ilustrado a seguir:

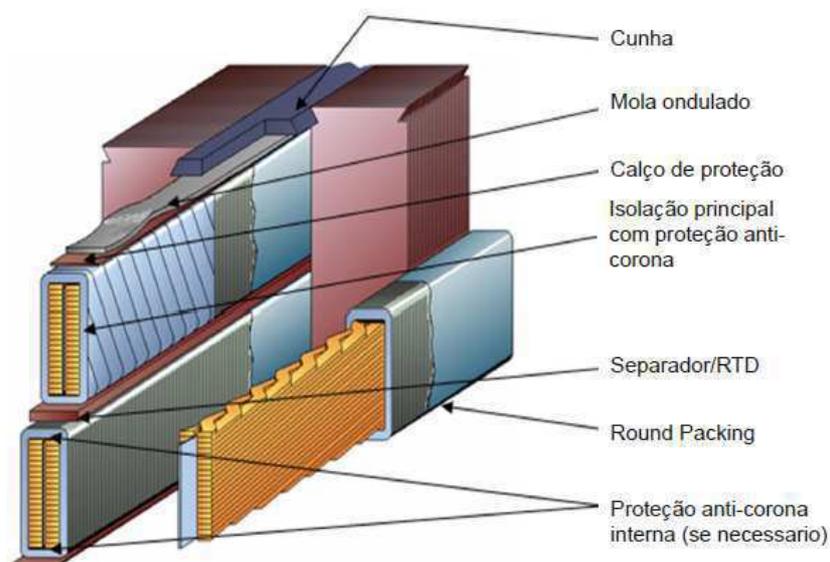


Figura 5.24: Sistema de embutimento das barras do estator.

Para cada ranhura foi utilizada uma mola, e suas cunhas definitivas foram introduzidas na ranhura após o comprimento da última mola ter sido cortado. A mola e cunha foram apertadas e forçadas para dentro da ranhura, aumento o aperto. Assim, as vibrações são evitadas de conseqüentemente o afrouxamento das cunhas.

Abaixo segue a tabela que informa a constituição da barra na ranhura:

Tabela 5.11: Constituição da barras na ranhura

	Altura [mm]
Barra superior	$h_b = 63,11$
Barra inferior	$h_b = 63,11$
Isolação dos fios	$\left(\frac{m_1}{2} + 1\right) \cdot 0,24 = 5,04$
Separador entre as camadas	scam = 6
Calço no fundo da ranhura	cfun = 0,0
Cunha de fechamento	cfec = 6,0
Mola	ccun = 1,3
Round Packing	rph = 0,50
Isolação contra o núcleo	isol_pre = 5,6
Pintura de proteção	pprot = 2 · 0,15
Folga	fol = 2,9
Altura total da ranhura (soma)	$h_n = 144,00$

Após a instalação da barras nas ranhuras, foi realizada a medição da resistência de contato bobina-ranhura, conforme descrição abaixo:

Medição da resistência de contato barra-ranhura

A medição da resistência de contato barra-ranhura teve como objetivo verificar as condições de aterramento da parte reta das barras montadas nas ranhuras, evitando que haja descargas parciais de ranhura e a má dissipação de calor dentro da ranhura, com conseqüente deterioração do isolamento das barras estatóricas.

Procedimento de Execução:

A medição foi realizada em 3 pontos: no LA (lado acoplado do gerador), no centro e no LNA (lado não acoplado do gerador). Os pontos de medição foram realizados nos espaços que ficam entre uma volta e outra da fita. As medições foram feitas através dos dutos de ventilação, com o dispositivo de ponta para contato, conforme mostra a Figura 5.25.

Como critério de avaliação para o limite da Resistência, foi utilizado a fórmula abaixo:

$$R_{max} = 10 \text{ k}\Omega \cdot \frac{500 \text{ mm}}{U}$$

Onde:

500 mm = constante

U = perímetro da parte reta da barra

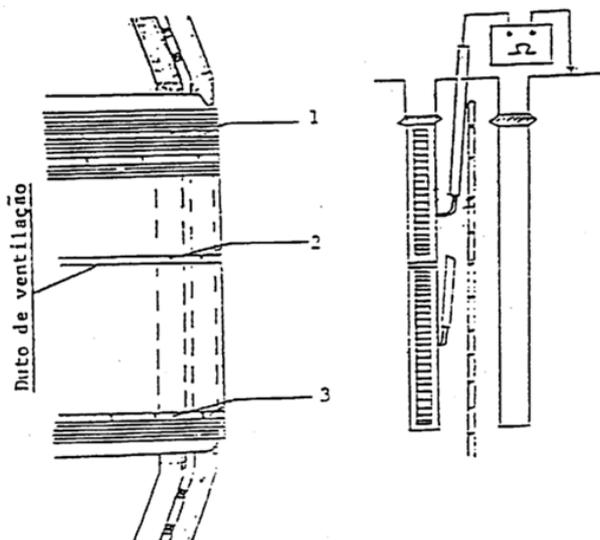


Figura 5.25: Esquema da medição da resistência de contato barra-ranhura.

Tabela 5.12: Valores da resistência de contato barra-ranhura (Barras inferiores)

Ranhura	MΩ										
1	2,20	33	2,10	65	1,43	97	1,56	129	0,98	161	2,28
2	2,10	34	2,22	66	1,42	98	2,15	130	1,24	162	1,02
3	2,54	35	1,75	67	2,53	99	2,10	131	2,39	163	2,24
4	1,15	36	2,75	68	2,07	100	1,92	132	1,90	164	2,37
5	1,77	37	2,36	69	2,13	101	2,47	133	2,06	165	0,95
6	1,63	38	1,15	70	1,87	102	2,72	134	1,98	166	1,28
7	1,07	39	2,98	71	1,28	103	2,16	135	1,06	167	1,92
8	1,24	40	2,62	72	1,85	104	2,45	136	2,08	168	1,08
9	20,6	41	2,15	73	1,38	105	1,73	137	2,43	169	2,08
10	2,48	42	1,67	74	2,58	106	1,08	138	1,78	170	1,53
11	1,19	43	1,19	75	1,35	107	2,15	139	2,15	171	1,08
12	2,53	44	1,05	76	2,87	108	2,08	140	1,87	172	2,07
13	2,37	45	1,56	77	2,66	109	1,28	141	2,98	173	2,52
14	2,89	46	1,15	78	1,15	110	1,86	142	2,08	174	0,93
15	1,02	47	2,29	79	1,18	111	1,68	143	1,73	175	1,12
16	2,48	48	1,73	80	2,08	112	1,05	144	1,54	176	1,48

Ranhura	MΩ										
17	2,67	49	1,92	81	1,08	113	2,10	145	2,08	177	2,08
18	1,08	50	1,85	82	2,25	114	1,68	146	1,22	178	1,37
19	1,82	51	1,87	83	2,14	115	0,98	147	1,32	179	1,98
20	0,98	52	1,05	84	2,10	116	2,43	148	2,38	180	2,68
21	1,92	53	1,56	85	1,18	117	1,77	149	1,92	181	1,34
22	2,21	54	2,27	86	1,23	118	1,50	150	2,38	182	1,90
23	0,95	55	1,25	87	2,15	119	1,37	151	2,93	183	2,45
24	2,83	56	1,37	88	1,98	120	1,42	152	2,81	184	1,60
25	1,05	57	2,28	89	2,30	121	1,35	153	2,16	185	1,28
26	1,28	58	2,98	90	1,75	122	2,38	154	1,93	186	2,40
27	2,23	59	2,40	91	1,78	123	2,71	155	1,82	187	2,70
28	1,70	60	1,24	92	1,68	124	1,28	156	2,03	188	0,98
29	1,48	61	1,56	93	2,42	125	1,43	157	1,57	189	1,32
30	1,87	62	2,10	94	1,09	126	2,32	158	1,67	-	-
31	2,38	63	1,23	95	2,23	127	2,67	159	2,08	Tensão	500 Vcc
32	1,15	64	1,15	96	1,78	128	2,18	160	1,37	Tol.	1 M
Ranhura	MΩ										
190	2,20	222	1,46	254	0,85	286	2,26	318	1,87	350	2,27
191	1,60	223	1,32	255	1,82	287	1,94	319	2,15	351	2,58
192	0,90	224	2,35	256	2,72	288	0,78	320	1,98	352	2,82
193	2,20	225	1,77	257	1,35	289	1,92	321	1,34	353	2,58
194	2,05	226	1,52	258	1,98	290	1,43	322	2,38	354	2,23
195	2,47	227	1,90	259	0,90	291	1,73	323	1,82	355	1,82
196	1,05	228	1,55	260	2,19	292	1,98	324	1,23	356	1,54
197	1,08	229	0,99	261	0,92	293	1,48	325	1,04	357	1,23
198	1,90	230	2,30	262	0,78	294	1,53	326	2,64	358	1,93
199	1,60	231	1,80	263	1,85	295	2,53	327	2,35	359	1,15
200	2,40	232	0,98	264	1,45	296	1,32	328	2,74	360	2,77
201	1,35	233	1,06	265	1,58	297	1,15	329	2,27	361	1,25
202	1,25	234	1,20	266	0,93	298	1,02	330	1,38	362	1,34
203	1,30	235	0,68	267	2,14	299	1,68	331	2,47	363	1,12
204	0,98	236	1,70	268	0,78	300	2,43	332	1,23	364	1,27
205	1,54	237	0,96	269	1,68	301	2,23	333	1,15	365	1,33
206	1,47	238	1,22	270	1,12	302	1,30	334	0,98	366	2,48
207	1,70	239	1,34	271	2,56	303	2,10	335	1,54	367	1,07
208	0,90	240	0,84	272	1,15	304	0,98	336	1,52	368	2,45
209	1,80	241	2,30	273	1,13	305	1,27	337	1,23	369	1,63
210	2,40	242	1,04	274	1,25	306	2,58	338	1,45	370	2,91
211	0,92	243	1,84	275	2,91	307	2,23	339	2,98	371	1,47
212	2,22	244	1,36	276	1,28	308	1,70	340	1,06	372	1,86
213	2,94	245	2,20	277	1,98	309	1,57	341	1,28	373	0,96
214	1,83	246	0,90	278	2,70	310	1,43	342	1,06	374	2,73
215	1,76	247	1,68	279	2,36	311	0,99	343	1,3	375	2,27
216	1,98	248	2,34	280	1,26	312	2,15	344	2,82	376	1,46

Ranhura	MΩ										
217	2,08	249	1,87	281	1,28	313	1,84	345	1,68	377	1,06
218	2,22	250	0,86	282	1,15	314	1,92	346	2,46	378	1,22

Os valores a serem registrados foram corrigidos, isto é, descontando-se os valores de resistência do circuito interno de medição e foi levado em consideração o valor máximo de 8 kΩ. Os resultados foram considerados satisfatórios. Essas medições foram feitas após a montagem das barras inferiores e posteriormente, foi realizada a montagem das barras superiores e realizada novamente a medição.

Tabela 5.13: Valores da resistência de contato barra-ranhura (Barras superiores)

Ranhura	MΩ										
1	2,69	33	2,29	65	1,61	97	2,51	129	1,29	161	2,75
2	1,93	34	1,81	66	1,79	98	2,85	130	1,33	162	2,38
3	1,03	35	2,53	67	1,59	99	1,81	131	2,75	163	2,81
4	2,12	36	1,38	68	2,91	100	1,22	132	1,47	164	1,28
5	3,73	37	2,65	69	1,30	101	2,06	133	1,02	165	1,62
6	1,73	38	1,05	70	1,55	102	2,04	134	2,97	166	2,15
7	1,90	39	1,62	71	1,88	103	1,99	135	2,76	167	2,06
8	1,43	40	2,45	72	2,12	104	1,45	136	2,95	168	1,68
9	2,48	41	1,14	73	2,85	105	2,59	137	1,54	169	2,65
10	2,81	42	1,54	74	1,36	106	1,48	138	1,63	170	2,91
11	2,39	43	1,54	75	2,61	107	1,38	139	1,09	171	1,56
12	1,11	44	1,96	76	2,46	108	1,07	140	2,79	172	1,76
13	1,13	45	1,92	77	2,29	109	2,00	141	2,97	173	2,98
14	1,59	46	1,28	78	1,80	110	1,14	142	2,15	174	1,98
15	2,87	47	1,30	79	1,39	111	1,06	143	2,90	175	2,34
16	1,76	48	1,65	80	1,77	112	2,38	144	2,89	176	2,12
17	2,97	49	2,06	81	1,70	113	1,72	145	1,14	177	1,76
18	2,44	50	1,29	82	1,09	114	1,36	146	1,43	178	2,86
19	1,39	51	2,23	83	1,03	115	1,06	147	3,06	179	1,07
20	1,53	52	1,70	84	2,38	116	1,79	148	1,05	180	1,34
21	1,03	53	1,02	85	1,13	117	1,81	149	2,06	181	2,35
22	1,17	54	1,83	86	1,19	118	3,09	150	1,56	182	1,87
23	1,21	55	2,13	87	2,33	119	1,64	151	1,08	183	2,14
24	2,36	56	1,89	88	1,40	120	1,86	152	1,98	184	1,74
25	1,60	57	1,16	89	1,29	121	1,60	153	2,60	185	1,98
26	1,12	58	2,97	90	2,81	122	1,85	154	2,39	186	2,23
27	1,30	59	1,50	91	1,24	123	1,81	155	1,96	187	2,18
28	2,48	60	1,04	92	1,64	124	2,12	156	2,79	188	2,71
29	1,07	61	1,71	93	2,89	125	1,82	157	1,94	189	1,60
30	2,13	62	1,09	94	1,92	126	1,61	158	1,12	-	-

Ranhura	MΩ										
31	1,02	63	2,96	95	2,11	127	1,74	159	1,85	Tensão	500 Vcc
32	1,91	64	1,08	96	1,67	128	1,14	160	1,28	Tol.	1 M
190	2,79	222	1,42	254	1,93	286	2,38	318	1,08	350	1,25
191	1,42	223	2,43	255	2,27	287	1,32	319	1,11	351	2,40
192	2,39	224	1,61	256	1,51	288	2,35	320	1,80	352	1,69
193	1,38	225	1,14	257	2,01	289	1,17	321	2,79	353	1,76
194	2,78	226	2,15	258	1,42	290	1,26	322	2,89	354	1,13
195	2,85	227	2,89	259	1,90	291	2,85	323	2,20	355	1,32
196	2,88	228	1,83	260	2,80	292	1,84	324	2,02	356	1,77
197	2,73	229	1,38	261	1,52	293	3,23	325	1,34	357	1,33
198	1,98	230	2,08	262	1,39	294	1,92	326	1,99	358	2,05
199	1,03	231	1,34	263	1,56	295	1,45	327	1,56	359	2,34
200	1,64	232	2,05	264	1,62	296	2,95	328	2,51	360	2,26
201	2,81	233	1,83	265	1,22	297	1,03	329	1,08	361	1,40
202	1,65	234	1,93	266	1,87	298	2,83	330	1,61	362	1,55
203	1,57	235	1,28	267	1,43	299	2,58	331	1,12	363	2,46
204	1,84	236	1,93	268	1,03	300	1,43	332	1,09	364	1,53
205	2,09	237	2,78	269	1,54	301	2,48	333	1,25	365	1,93
206	2,98	238	1,97	270	1,65	302	3,77	334	1,07	366	1,24
207	1,87	239	2,16	271	1,24	303	1,33	335	2,13	367	1,44
208	2,97	240	1,98	272	1,27	304	2,22	336	3,03	368	2,75
209	2,37	241	1,81	273	1,90	305	2,19	337	1,01	369	2,50
210	2,78	242	1,48	274	2,19	306	1,11	338	2,67	370	2,40
211	2,54	243	1,90	275	1,66	307	2,29	339	2,28	371	3,16
212	2,92	244	2,43	276	1,48	308	1,35	340	1,30	372	2,11
213	2,13	245	1,14	277	2,72	309	2,66	341	1,09	373	1,22
214	0,68	246	2,61	278	1,94	310	2,17	342	1,92	374	3,05
215	2,03	247	2,20	279	2,02	311	1,46	343	1,14	375	1,50
216	2,12	248	1,19	280	1,71	312	1,36	344	2,17	376	2,88
217	2,32	249	2,64	281	1,27	313	1,15	345	1,92	377	1,99
218	1,73	250	1,88	282	2,91	314	1,19	346	1,31	378	1,97
219	1,84	251	2,30	283	1,59	315	2,11	347	1,46	-	-
220	0,97	252	1,09	284	3,74	316	1,63	348	1,59	-	-
221	2,62	253	2,77	285	1,76	317	1,04	349	1,24	-	-

Os resultados das barras superiores também foram considerados satisfatórios. Após a medição, foi realizada a cunhagem definitiva das ranhuras e a brasagem das cabeças dos enrolamentos.

De modo similar as barras na ranhura, também as cabeças do enrolamento estão submetidas as forças de atração e repulsão, que podem danificar o isolamento. Quando ocorre um curto circuito, os esforços de vibração nas cabeças aumentam muito, podendo

quebrar o isolamento, no seu ponto de saída do núcleo. Para evitar tais danos, as cabeças do enrolamento receberam um sistema de amarração entre barras adjacentes, na camada inferior e na camada superior. Para reforçar o conjunto, a camada inferior foi amarrada a um anel de surto, o que possibilitou o enrolamento, suportar os esforços radiais e tangenciais das cabeças das barras, bem como, eliminando qualquer possibilidade de vibração das mesmas. Foram empregados cordões de fibra de vidro impregnados com resina de poliéster para as amarrações, fazendo um “oito” entre as barras superiores e inferiores.

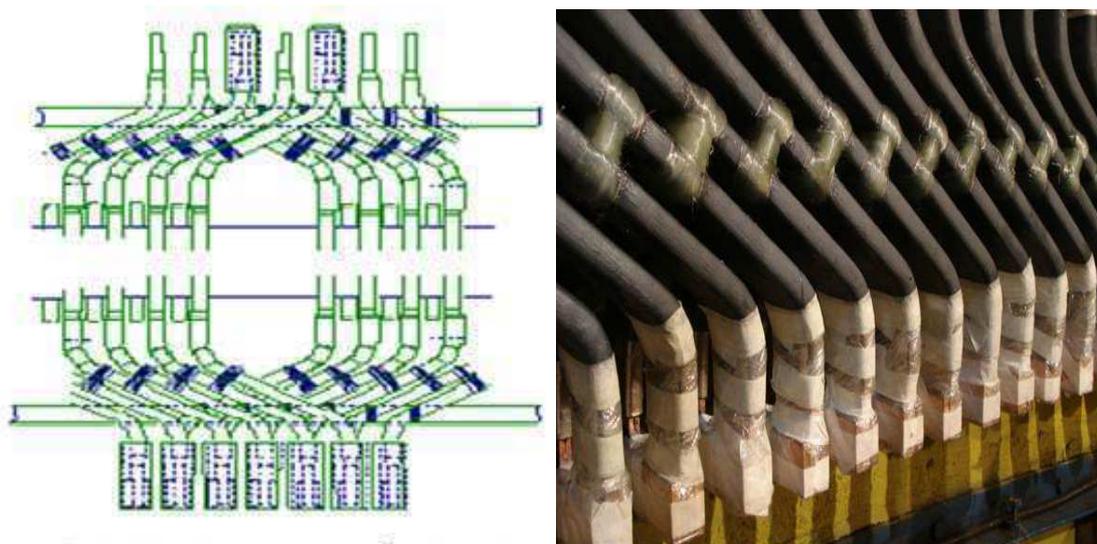


Figura 5.26: Detalhe de amarração das barras.

Com a amarração das cabeças dos enrolamentos, as cabeças das barras foram soldadas com solda prata por 2 chapas de cobres paralelas entre as cabeças. Assim, a montagem do enrolamento estático foi finalizada e foi realizada a verificação de continuidade e resistência ôhmica dos RTD's (termoresistências) do enrolamento, além dos testes a seguir:

Medição da resistência de isolamento do estator

Este ensaio teve como objetivo medir a resistência de isolamento dos enrolamentos e determinar o índice de polarização, conforme a Norma IEEE 43 – 2000.

Procedimento de Execução:

As fases do enrolamento foram desconectadas do barramento de saída de fases. Em seguida, o enrolamento foi descarregado para a terra antes e depois do ensaio para a remoção de qualquer carga residual.

Para a determinação do índice de polarização foram tomados apenas os valores de resistência desta curva média, aos um minuto (R_1) e dez minutos (R_{10}), respectivamente, conforme tabela de resultados. E também foram registradas a temperatura e a umidade relativa do ar.

O índice de polarização informa o momento em que o processo de secagem pode ser encerrado. É muito útil para a determinação da condição de enrolamento dos quais nenhuma informação prévia é conhecida.

A resistência de isolamento e o IP de um enrolamento, variam com a temperatura, com a umidade interna ou externa, com o estado de limpeza, com a idade e com o valor e duração da tensão de ensaio. Quando adequadamente interpretados, embora não sendo uma medida precisa da rigidez dielétrica da isolamento, as leituras oferecem uma indicação útil para o ensaio de tensão aplicada, ou sobre a aptidão do enrolamento para a operação.

Para correlacionar leituras foi necessário que elas fossem tomadas em temperatura, tensão e intervalo de tempo bem definidos. Então, foi aplicada uma tensão contínua de 5000 V, durante 10 minutos.

Método do ensaio:

Uma vez que é impraticável definir o valor mínimo da resistência de isolamento, os valores normalmente recomendados são os existentes na norma. Foi utilizado então, o valor mínimo da resistência de isolamento recomendado para o enrolamento de máquinas elétricas, através da seguinte expressão:

$$R_m = Un + 1kV$$

Onde R_m é o valor mínimo da resistência de isolamento recomendada em Megohms à temperatura de 400°C e Un é a tensão nominal do enrolamento em kV. Nas máquinas em boas condições, valores usuais da resistência de isolamento a serem obtidos no ensaio, são da ordem de 10 a 100 vezes o valor mínimo recomendado

O índice de polarização foi calculado pela expressão:

$$IP = \frac{R_{10}}{R_1}$$

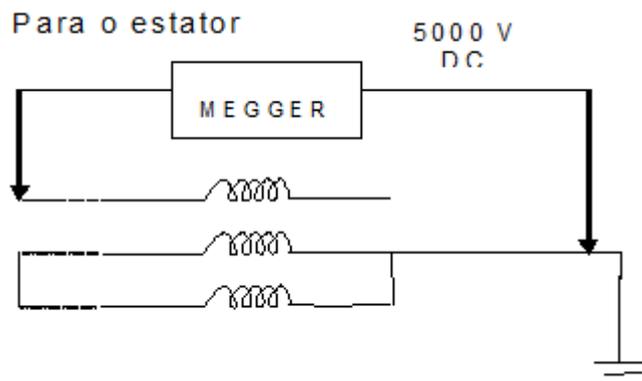


Figura 5.27: Esquema da medição de resistência de isolamento do estator.

Tabela 5.14: Isolação do estator – 5000 Vcc (Antes da tensão aplicada)

	Fase T1	Fase T2	Fase T3
Resistência de isolamento [$M\Omega$] 1'	1330	1340	1370
Resistência de isolamento [$M\Omega$] 10'	7130	6540	6770
Índice de polarização [IP]	5,36	4,88	4,94
Temperatura do enrolamento do estator [$^{\circ}C$]	29,66	29,66	29,66
Umidade relativa [%]	42	42	42

Tabela 5.15: Isolação do estator – 5000 Vcc (Após da tensão aplicada)

	Fase T1	Fase T2	Fase T3
Resistência de isolamento [$M\Omega$] 1'	1470	1450	1590
Temperatura do enrolamento do estator	29,66	29,66	29,66

[°C]			
Umidade relativa [%]	43	43	43

Teste de tensão aplicada no estator

O ensaio de tensão aplicada teve como objetivo verificar se o isolamento dos enrolamentos estava de acordo com as especificações, conforme a Norma IEC 34-1.

Procedimento de Execução:

Antes de iniciar o ensaio, foi efetuada uma inspeção visual completa nos enrolamentos para constatar que os mesmos estavam livres de óleo, graxa, poeira e partículas metálicas. Posteriormente, foi verificado se os valores da resistência de isolamento do enrolamento estavam acima dos valores mínimos recomendados para o teste. Foram também, tomadas leituras simultaneamente das tensões e correntes e foi observado se existia aumento contínuo de corrente ou oscilação da mesma durante os 60 segundos da aplicação da tensão de ensaio, pois isto seria um indício de deterioração do isolamento.

Quando cada fase estava em teste, as demais foram ligadas entre si e à terra, e antes de começar o ensaio da fase seguinte, a fase anterior foi totalmente descarregada, ou seja, aterrada por um período mínimo de 10 minutos.

Durante o ensaio, a tensão foi aumentada na razão de 1000 V/s até o nível de $(2,12 \times U_{n+1})$ kV, ou seja, 30,3 kV, mantida lá por um minuto e depois reduzida à zero, na mesma razão com que foi aumentada.

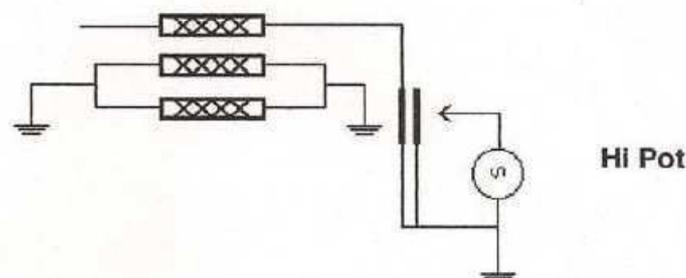


Figura 5.28: Esquema do teste de tensão aplicada no estator.

Tabela 5.16: Resultados obtidos no teste de tensão aplicada

	Fase T1	Fase T2	Fase T3
Tensão de ensaio [kVac] 1'	30,3	30,3	30,3
Umidade relativa [%]	7130	6540	6770
Temperatura do enrolamento do estator [°C]	235,31	215,84	223,43

Medição da resistência ôhmica do estator

A medição de resistência ôhmica do estator teve como objetivo controlar os valores de resistência ôhmica das fases do enrolamento estatórico e comparar com os valores calculados, conforme a norma IEEE 118 – 1978. Descrito anteriormente nos ensaios de descomissionamento.

Tabela 5.17: Teste de resistência ôhmica

Valor especificado (20°C)	Ambiente da medição		Medição de resistência ôhmica		
	Temp. [°C]	URA [%]	Fase T1[mΩ]	Fase T2[mΩ]	Fase T3[mΩ]
Resistência [mΩ]					
6,477	29,66	43	6,34399	6,32722	6,36072
Conversão do valor medido para 20°C			6,11	6,10	6,13
Erro percentual			-5,64	-5,88	-5,39

Verificação visual e correção de corona (por fase)

Este ensaio teve como objetivo verificar e registrar a presença da corona e os valores da tensão para os quais ela inicia e se extingue. Com intuito de comprovar a eficiência do sistema supressor de corona, após a montagem do enrolamento e fornecer dados comparativos para avaliação das condições do enrolamento estatórico por ocasião das revisões / manutenções, a fim de se evitar a deterioração ao longo do tempo.

Procedimento de Execução:

Foi feito um mapa do estator, dividindo-os em regiões bem determinadas. A tensão foi elevada na razão máxima de 1000 V/s até 9,6 kV, diminuindo-se até zero na mesma razão e anotados os valores para o quais o corona se extinguiria. Para se obter a tensão de extinção de corona, bastou diminuir a tensão em degraus de 5% do valor de ensaio e anotar o valor. Foram registradas também a temperatura ambiente e a umidade relativa do ar.

A cada valor de tensão foi feita uma revisão do elemento sob teste e, se fosse verificado corona, a região correspondente seria fotografada e marcada no mapa com o respectivo valor de tensão e também no estator com ponta de giz fixada em cano de “PVC” com 1,5 m de comprimento.

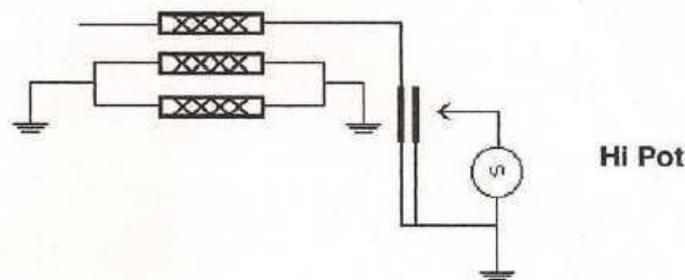


Figura 5.29: Esquema de ligação para o ensaio de corona.

Dependendo dos resultados deste ensaio, correções de ajustes com retoques de pintura gradiente de potencial deveriam ser feitas, porém, realizado o ensaio, não foram observadas descargas de corona com nível acima, e portanto, o ensaio foi considerado satisfatório.

A medição de capacitância do estator

A medição de capacitância do estator teve como objetivo medir os valores de capacitância das fases do enrolamento estatórico, conforme a Norma IEEE 115. Foi utilizado novamente o método de tensão e corrente, conforme descrito anteriormente nos ensaios de descomissionamento.

Tabela 5.18: Valores medidos na medição de capacitância do estator

Fase	Tensão [kV _{ac}]	Corrente [A]	Frequencia [Hz]	Capacitância [F]
T1	5090	1,22	60	$6,35786 \cdot 10^{-07}$
T2	5080	1,21	60	$6,31816 \cdot 10^{-07}$
T3	4930	1,15	60	$6,31816 \cdot 10^{-07}$

Conclusão dos ensaios

Analisando os resultados satisfatórios obtidos nos ensaios, concluiu-se que os métodos e procedimentos aplicados na substituição do enrolamento, foram tecnicamente corretos. Após os ensaios, foi realizada uma limpeza completa do enrolamento e a sua pintura.

Com a substituição do enrolamento, foi possível aumentar a classe de temperatura do material de B para F. Ao mudar o material da isolamento, ganhou-se também espaço no interior da ranhura porque a espessura da isolamento diminuiu, e assim foi possível aumentar a quantidade de cobre e, conseqüentemente, a densidade linear da corrente, função direta do ganho de potencia. Este procedimento foi estimulado pelo fato de que o enrolamento do estator é a parte do hidrogerador com o menor período de vida útil, ou aquela que envelhece mais rapidamente.

5.3 CARÇAÇA DO ESTATOR

Na antiga carcaça, os tirantes eram soldados as prateleiras, não funcionando adequadamente. As placas de pressão não conseguiam transmitir a pressão adequada em toda a superfície do núcleo e o reaperto pelo lado inferior do gerador não era possível, pois as porcas eram travadas por meio de soldas nas faces da carcaça. O problema de fixação se agravava com a ventilação ineficiente. O aquecimento do núcleo provocava uma força radial que tendia a expandir, e como o sistema o sistema de fixação não

funcionava adequadamente e o núcleo estava frouxo, surgiram inevitavelmente ondulações nas lâminas.

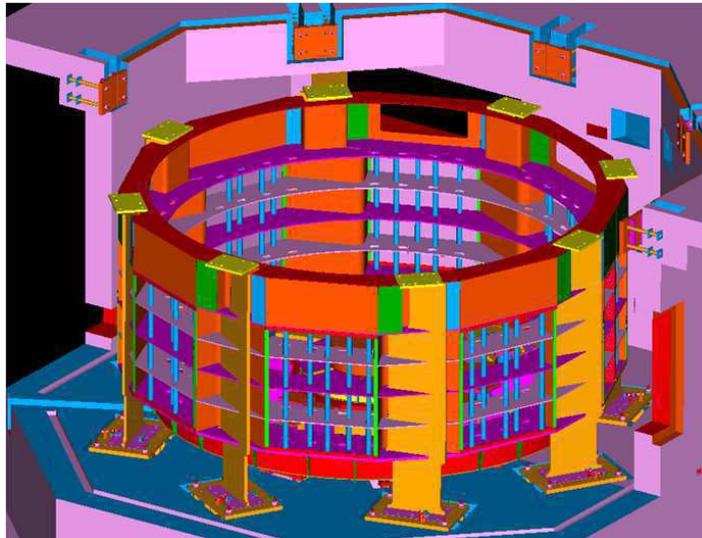


Figura 5.30: Carcaça do estator.

Na repotenciação, a etapa de adequação da carcaça para acoplamento do novo núcleo foi executada com certo nível de dificuldade, principalmente por causa de problemas de nivelamento de alguns itens fabricados diferentemente do projeto original.

Esta etapa foi, basicamente, composta da liberação dos pinos de fixação da carcaça com o piso de concreto e seu nivelamento, retirada das chapas de fixação dos tirantes originais para instalação de novos, centragem da carcaça e fixação das novas chapas de suporte das cunhas “rabo de andorinha”, para fixação dos pacotes de chapas do novo núcleo. Como se pode observar na Figura 5.31.

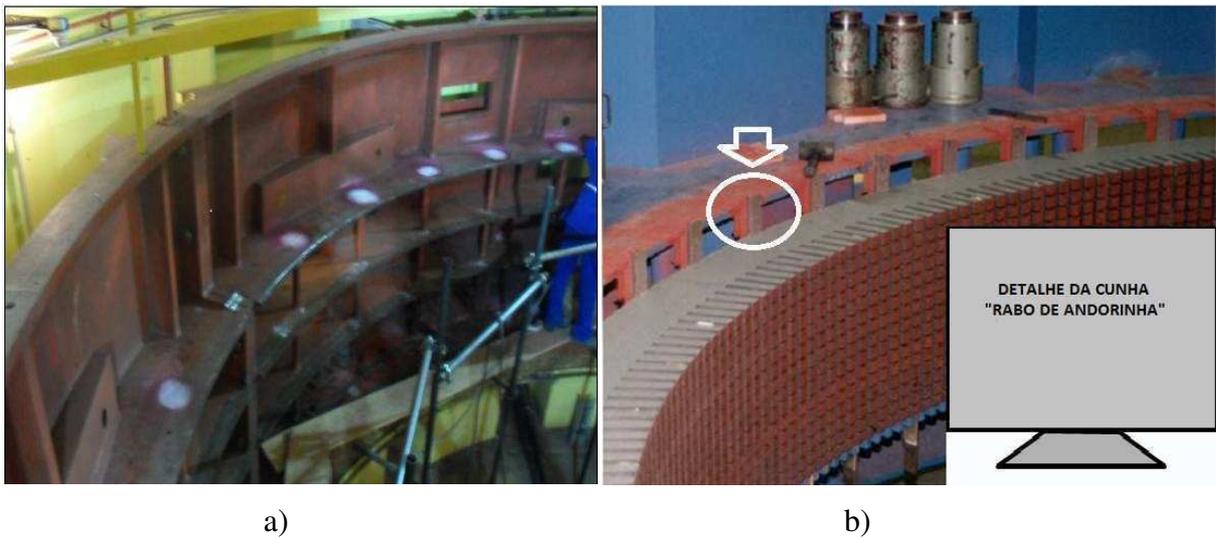


Figura 5.31: a) Adequação da carcaça do estator. b) Cunha rabo de andorinha.

Realizada a adequação e nivelamento de novas placas de pressão e seus respectivos dedos de aperto. Foram também efetuadas aberturas de novas janelas (aberturas) de ventilação na carcaça, melhorando o resfriamento do núcleo e das cabeças de bobinas do novo projeto do enrolamento.

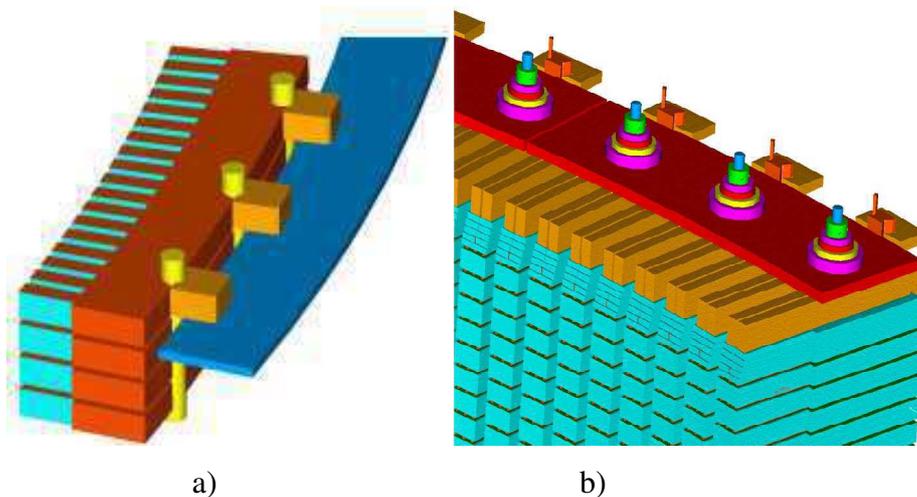


Figura 5.32: a) Sistema de prensagem do núcleo antigo. b) Sistema de prensagem do núcleo novo.

Ao observar a Figura 5.32, é possível verificar as diferenças entre os sistemas de prensagem e o acoplamento à carcaça.

Antes do empilhamento das novas chapas, foram executadas medições visando à centralização da carcaça e a verificação da posição correta das barras “rabo de

andorinha” de apoio do núcleo, isto é, a verificação de espaçamento nos sentidos radial, circunferencial e vertical. Onde foram verificados a centralização e nivelamento dos eixos da turbina e corrigidos. No novo sistema de prensagem com tirantes pré-tensionados passantes pelo núcleo, a pressão é exercida apenas no núcleo, e assim, sem reação sobre a carcaça. Como se pode observar na Figura 5.33.

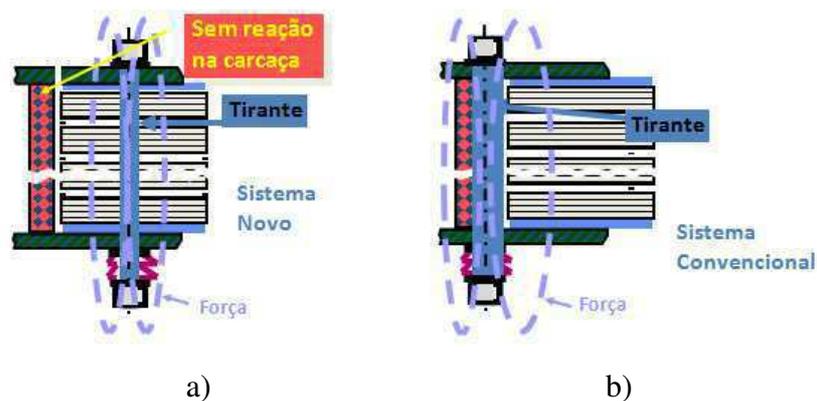


Figura 5.33: a) Pressão exercida no núcleo antigo. b) Pressão exercida no núcleo novo.

5.4 NÚCLEO DO ESTATOR

Conforme visto no item anterior, o antigo núcleo da unidade geradora possuía um sistema de aperto ineficiente. Os tirantes eram soldados às prateleiras da carcaça e não funcionavam no sentido exato da palavra, pois o ideal é que os tirantes não tenham vínculo a carcaça, sofrendo alongamento quando tensionados e funcionando como uma mola para aperto do núcleo. Na concepção anterior, o aperto só era dado pela pressão das placas de aperto, dificultando a compactação das chapas do núcleo.

Existiam consideráveis ondulações e folgas nas lâminas do núcleo, como se pode observar na Figura 5.34. A causa deste fenômeno era a impossibilidade da expansão radial da carcaça. O aquecimento do núcleo provocava uma dilatação do estator, pois a carcaça não era rígida o suficiente de forma que impedisse esta expansão, o aumento do diâmetro do núcleo provocado pelo aquecimento se transformou em ondulações e folgas.



Figura 5.34: Folga no núcleo do estator.

Diante deste quadro, foi necessário implementar um processo de substituição do núcleo. A substituição permitiu otimizar o projeto, melhorando consideravelmente as condições operacionais do gerador. Foi definida, a geometria do seguimento do núcleo a ser estampado, considerando os raios externo e interno, dimensões de ranhura e a fixação do núcleo da carcaça.

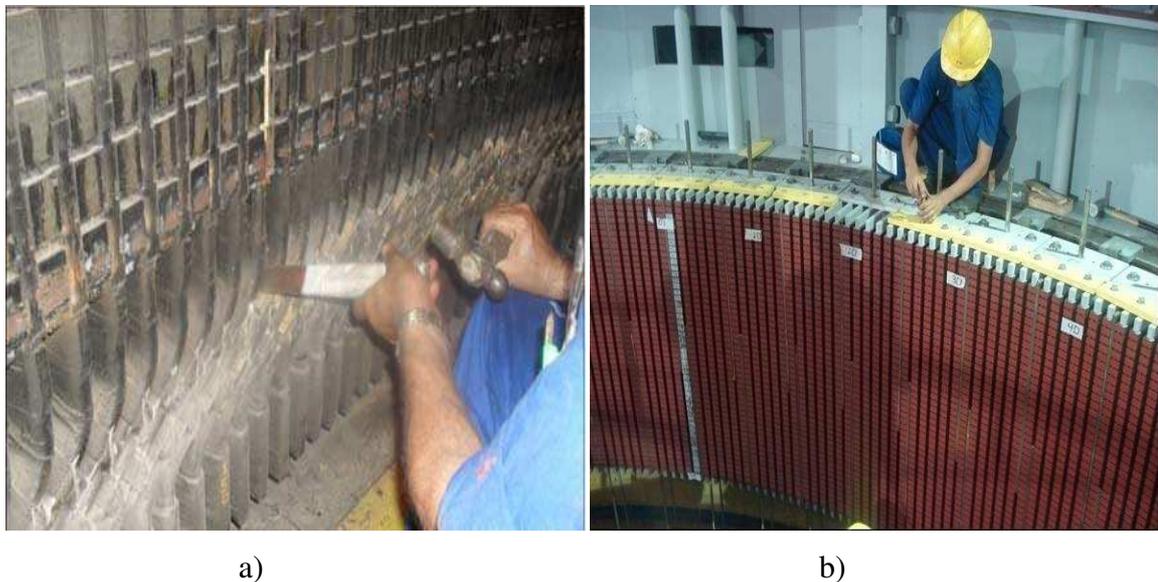


Figura 5.35: a) Desmontagem do núcleo antigo. b) Montagem do núcleo novo.

O diâmetro interno do núcleo do estator e o comprimento axial foram determinados para otimizar o cálculo elétrico assim como a relação peso x GD^2 (efeito de inércia [tm^2]). Segue abaixo os valores utilizados no projeto do novo núcleo:

- Diâmetro interno do estator: $D_i = 6816 \text{ mm}$.
- Diâmetro externo do estator: $D_A = 7540 \text{ mm}$.
- Comprimento do núcleo do estator: $L_i = 1550 \text{ mm}$.

No novo projeto a refrigeração do núcleo foi otimizada, melhorando a distribuição dos dutos de refrigeração entre os pacotes de chapas, que são canais radiais de ventilação, reduzindo a altura de cada duto, porém aumentando a sua quantidade. Inalterando a área total de passagem do ar. O número e o arranjo dos espaçadores foram previstos de tal forma a proporcionar uma distribuição uniforme da pressão de aperto do núcleo e ao mesmo tempo produzir baixa queda de pressão do ar de resfriamento que circula pelos dutos, facilitando a passagem do ar refrigerante até os trocadores de calor ar-água.

A geometria e a distribuição dos espaçadores foram definidas pelo cálculo mecânico abaixo que considerou a distribuição de pressão e a área necessária para assegurar ventilação suficiente.

Então, calculou-se a nova quantidade de dutos de ventilação do núcleo:

$$L_V = F_V \cdot L_i.$$

Onde o fator de ocupação dos dutos de ventilação foi dado por:

$$F_V = 0,194$$

Obtendo-se:

$$L_V = F_V \cdot L_i.$$

$$L_V = 300,7 \text{ mm}$$

Calculando o número de dutos radiais de ventilação:

$$n_V = \frac{N_V}{b_V}.$$

Onde, b_V é a largura dos dutos de ventilação do núcleo de ventilação do estator [mm]:

$$n_V = 50,117$$

Então, o número de dutos radiais de ventilação adotados foi o de 50 dutos.

Para fabricação dos dutos de ventilação foi utilizado aço não magnético para reduzir o fluxo magnético e assim minimizar as perdas Foucault na região, os espaçadores foram soldados nas chapas de ventilação de cada pacote, por meio de solda a ponto. Observamos abaixo a distribuição dos dutos em uma chapa do núcleo.

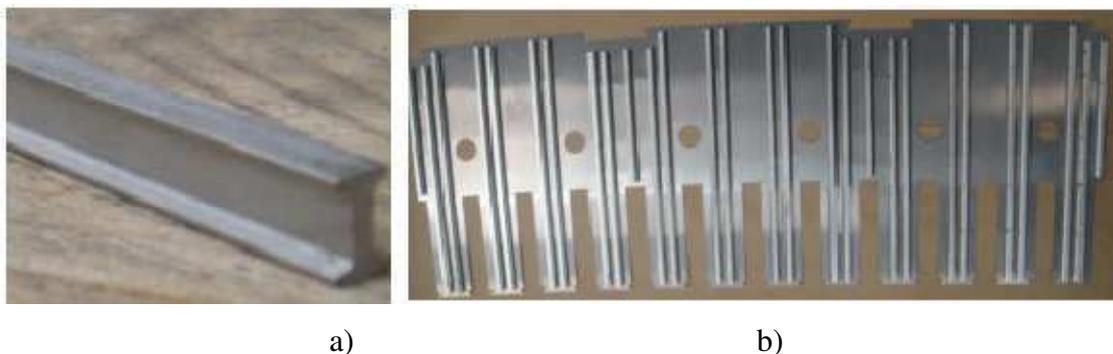


Figura 5.36: a) Duto. b) Chapa de ventilação.

A parte ativa do estator foi formada por lâminas segmentadas de chapa siliciosa, de espessura 0,5 mm, de grãos não-orientados, com perdas máxima de 1,35 W/kg a 1 T e 60 Hz, para reduzir as perdas por corrente de Foucault, pois o uso do aço com silício traz duas vantagens:

- Aumenta a resistência elétrica da lamina, reduzindo assim as perdas (E^2/R) para uma mesma força eletromotriz (FEM).
- Reduz a perda para a mudança da orientação magnética (histerese).

Assim, quanto maior a percentagem de silício, mais adequada fica a lâmina. Entretanto, este aumento na participação do silício torna a lâmina quebradiça, o que dificulta o corte das ranhuras na lâmina. Assim quanto menos espessa for a lâmina e maior a percentagem de silício contiver, mais adequada ela se torna.

Cada segmento do núcleo, formado pelas ranhuras, coroa e assentos das cunhas que interligam o núcleo à carcaça, foram cortadas a partir de rolos, estampados e limpados para retirada de rebarbas, que em geral, ficam nos pontos de cortes da lâmina.

Caso tal procedimento não fosse utilizado, ao empilhar as lâminas, estas rebarbas produziriam curto circuito entre as lâminas, aumentando as perdas.

Após o corte, as lâminas tiveram sua espessura uniformizada, pois ela apresentava-se variável ao longo do perfil da lâmina. O método utilizado consistiu em prensá-la entre dois rolos, a frio. Deste modo, conseguiu-se uma lâmina de espessura perfeitamente uniforme, o que foi de extrema importância para a confecção do núcleo.

Posteriormente, as lâminas foram cobertas com uma fina camada de verniz eletricamente isolante e resistente a altas temperaturas e pressões, reduzindo a expansão térmica no núcleo e conseqüentemente, suas perdas previstas no cálculo, garantindo o rendimento da máquina. Segue abaixo a tabela com as propriedades do material da chapa utilizada.

Tabela 5.19: Material da chapa do núcleo

Espessura (mm)	Designação	Perda magnética máxima (W/kg)				Indução magnética mínima (T)			Envelhecimento magnético máximo (%)	Densidade assumida (g/cm ³)	Fator de empilhamento mínimo (%)	Índice de dobramento mínimo	
		1 T		1,5 T		B2500	B5000	B10000					
		50 HZ	60 HZ	50 HZ	60 HZ								
0,64	E230	2,80	3,55	6,10	7,70	1,54	1,64	1,75	5	7,7	97	10	
	E185	2,20	2,75	4,70	6,00	1,51	1,61	1,72					
	E170	1,95	2,50	4,25	5,40	1,50	1,60	1,71		7,65		5	
	E157	1,80	2,30	3,95	5,00								
0,5	E233	1,70	2,15	3,68	4,66	1,64	1,74	1,84	5	7,75	97	10	
	E230	2,30	2,91	5,40	6,84	1,54	1,64	1,75		7,70			
	E185	1,85	2,34	4,10	5,19	1,51	1,61	1,72		7,65		5	
	E170	1,70	2,15	3,68	4,66								
	E157	1,57	2,00	3,42	4,33	1,50	1,60	1,71				7,60	3
	E145	1,45	1,84	3,33	4,22								
	E137	1,37	1,74	3,14	3,98	1,49	1,60	1,71					
	E125	1,25	1,58	3,05	3,85								
	E115	1,15	1,45	2,90	3,65								
	E110	1,10	1,40	2,70	3,45								
E105	1,05	1,35	2,50	3,20									
0,35	E170	1,48	1,88	3,32	4,20	1,51	1,61	1,72	5	7,65	95	3	
	E157	1,39	1,76	3,11	3,95	1,50	1,60	1,71					
	E145	1,26	1,60	2,93	3,71							1,49	1,60
	E137	1,17	1,48	2,75	3,49								
	E125	1,00	1,28	2,53	3,20								

As chapas siliciosas atuam como um caminho de baixa relutância (baixa impedância magnética) para os campos magnéticos do rotor para as barras do estator, conforme figura abaixo.

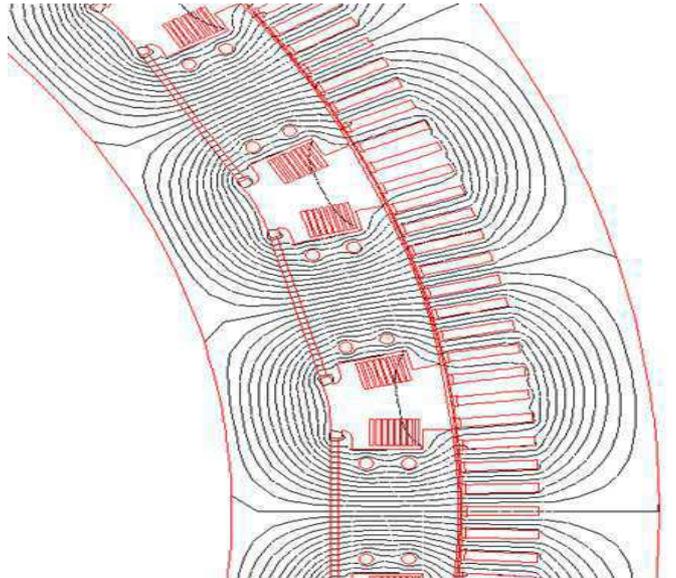


Figura 5.37: Fluxo magnético do rotor para as barras do estator.

No processo de montagem do novo núcleo, o empilhamento das chapas foi de forma contínua, garantindo uma maior rigidez e eficácia na montagem do conjunto de chapas, evitando problemas de ondulação. O máximo cuidado foi tomado para prevenir a formação de curtos-circuitos entre lâminas, que poderiam gerar sobreaquecimentos localizados. Durante a montagem na obra, as lâminas foram posicionadas e guiadas pelas cunhas "rabo de andorinha" instalados na carcaça. Estas são previamente posicionadas precisamente sobre o diâmetro interno da carcaça, garantindo a verticalidade do núcleo. Conforme já descrito no item 5.3.

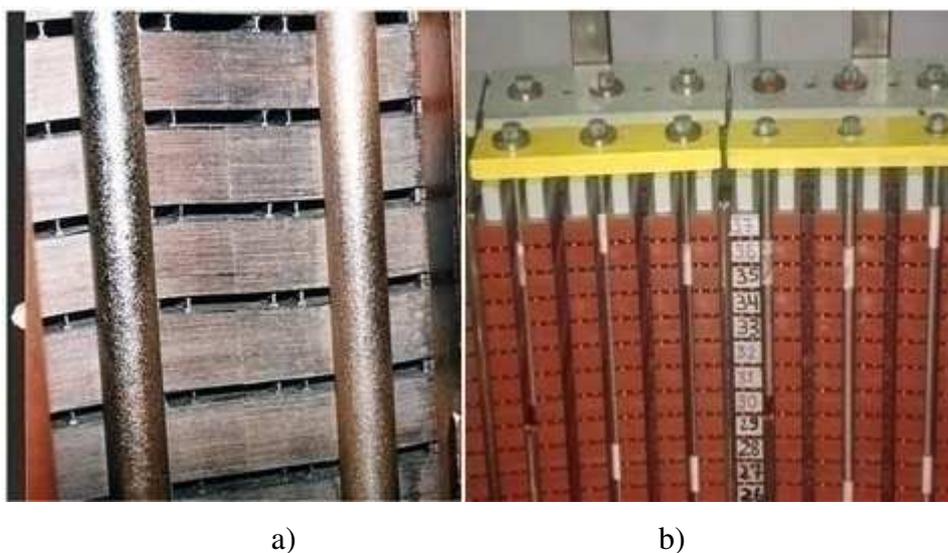


Figura 5.38: a) Núcleo estatórico antigo. b) Núcleo estatórico novo.

A prensagem do núcleo foi garantida pelo aperto das molas-prato, das placas de prensagem e dos dedos de pressão, através dos tirantes de aperto, que atravessam todo o núcleo e foram projetados de modo a manter o núcleo em estado compacto durante o funcionamento da máquina. Conforme já descrito no item 4.1.

Os tirantes foram pré-tensionados através de porca hidráulica, promovendo uma pressão de aperto homogênea ao longo da circunferência e o grau de aperto foi controlado também pela deflexão das molas-prato, para proporcionar aperto equilibrado no núcleo.

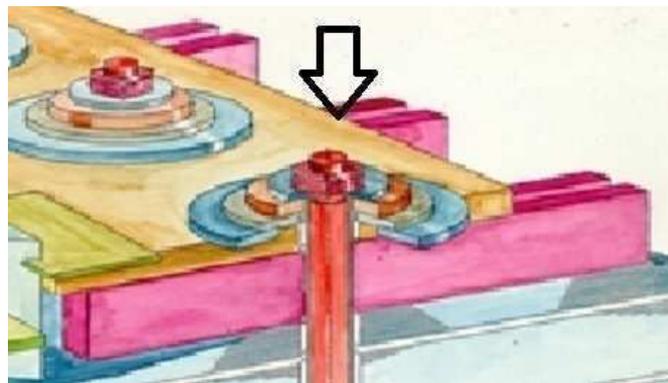


Figura 5.39: Molas prato.

Os dedos de pressão, de material anti-magnético, transferem a pressão de aperto das placas de pressão para os dentes dos pacotes de chapa siliciosa. Assim se assegura que não haja vibrações nos dentes. A Figura 5.40 apresenta uma ilustração do sistema de prensagem mencionado.

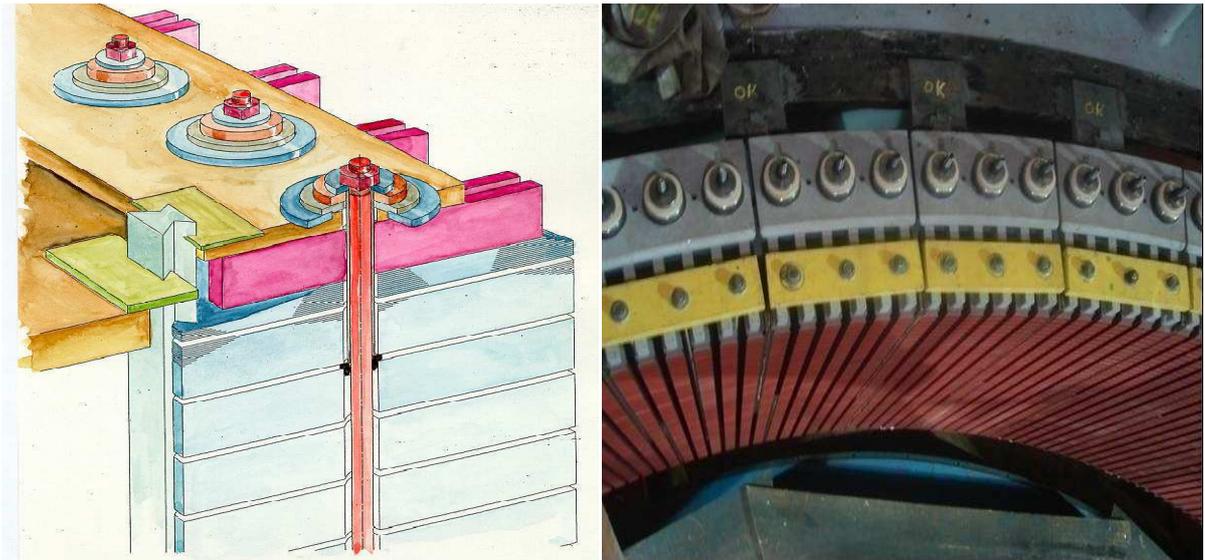


Figura 5.40: Sistema de prensagem do núcleo do estator.

Conforme abordado no item 5.3, o sistema de fixação do núcleo à carcaça foi por meio de tirantes e guias, os quais transmitem os esforços tangenciais e radiais do núcleo à carcaça do estator. O sistema empregado possibilita independência no sentido axial e, portanto permitirá novos reapertos caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina. Este sistema distribui melhor a pressão, resultando um baixo custo de manutenção.

Após o término das operações de empilhamento e prensagem, e antes da montagem do enrolamento. O núcleo magnético do estator foi ensaiado, conforme descrição abaixo:

Ensaio de magnetização do núcleo

O objetivo do ensaio de indução é principalmente a varredura de eventuais pontos quentes no chapeamento. Durante o ensaio, são medidas as perdas específicas no núcleo, conforme norma ANSI/IEEE Std 56.

Procedimento de Execução:

O ensaio foi executado após o término do chapeamento. Inicialmente o núcleo foi aterrado e foi instalada uma fonte de corrente alternada, monofásica e com condições de magnetizar o núcleo com a densidade de fluxo nominal.

Para a realização do ensaio foi instalado em torno do núcleo um determinado número de espiras (6 espiras), adequado à potência exigida para o ensaio e à fonte

disponível. Estas espiras foram uniformemente distribuídas ao longo do núcleo, e ligadas à fonte. Como a tensão foi muita elevada (11,97 kVDC), as espiras foram distanciadas entre si e contra o núcleo e carcaça através de calços de madeira, para reforço de isolamento. Foi também instalado através de outro cabo, de menor capacidade, um número de espiras (1 espira) como “enrolamento secundário” para a medição.

O circuito foi alimentado inicialmente com uma tensão reduzida (5000 Vcc), para controlar os circuitos de medição e confirmar que não havia nenhuma anormalidade.

As equações abaixo foram utilizadas para os cálculos no ensaio:

Indução

$$B = \frac{U}{4,44 \cdot f \cdot n \cdot A}$$

Corrente

$$I = \frac{Pv}{U \cdot \cos \theta}$$

Onde:

Pv = peso W/kg,

f = frequência nominal de operação

n = número de espiras

A = Área do núcleo

U = Tensão eficaz

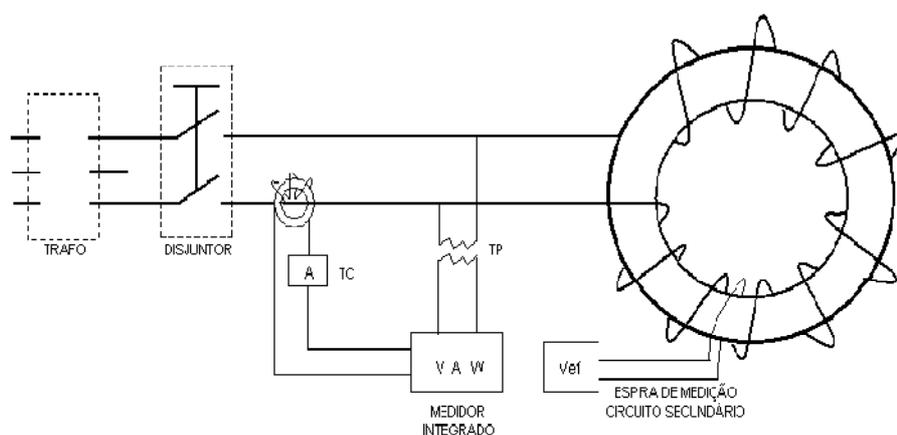


Figura 5.41: Esquema elétrico do ensaio.

Ensaio de curta duração com o fluxo nominal (1,156 T)

Durante os primeiros 15 minutos, (Em geral, para núcleos novos, os pontos quentes já aparecem nos primeiros minutos de ensaio. Aconselhável, observar eventuais pontos quentes pelos próximos 45 minutos, após o que, dependendo do calor gerado pela falha, o aquecimento poderá ficar “mascarado” por dissipação), a verificação da existência de pontos quentes, foi através de varreduras com o aparelho de termovisão, o tempo total do ensaio foi de 01:00 h.

Se fosse encontrado algum ponto quente no núcleo, seria investigada as possíveis causas e proceder com o reparo e somente realizar novo ensaio após 24:00 horas para que as temperaturas se aproximem ao máximo do ambiente.

E se fosse encontrada alguma diferença entre núcleo e carcaça acima de 15° C, o sistema seria desligado imediatamente, e monitorado até que a temperatura atingisse níveis aceitáveis abaixo dos 15° C e só então religado, dando continuidade ao ensaio.

Tabela 5.20: Valores medidos no ensaio de curta duração

Tempo	I (A)	U (V)	P (kW)	B (T)	cos ϕ	f	Vef (V)
18:00	778,00	440,37	89,15	1,159	0,261	60	70,30
18:15	799,80	439,89	91,16	1,156	0,259	60	70,10
18:30	814,90	440,02	92,56	1,156	0,258	60	70,10
18:45	820,00	440,30	93,61	1,156	0,256	60	70,10
19:00	830,00	438,50	93,88	1,149	0,252	60	69,70

Tabela 5.21: Valores medidos de temperatura do ensaio de curta duração

	Núcleo interno			Núcleo externo			Carcaça		
HORA	1-A	2-A	3-A	4-A	5-A	6-A	7-A	8-A	9-A
18:00	26,6	26,4	26,2	26,8	26,6	26,4	26,8	26,4	26,2
18:15	27,2	26,8	28,4	29,6	29,6	29,2	28,4	26,8	26,2
18:30	27,3	27,8	28,4	31,6	32	29,8	28,6	27,6	27
18:45	29,4	29,2	30,4	33,3	34,4	32,2	29,4	28,8	27,4
19:00	32,8	33,2	29,4	36,4	36,6	35,2	31,2	30,5	28,4
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carcaça		
HORA	1-B	2-B	3-B	4-B	5-B	6-B	7-B	8-B	9-B
18:00	27,0	26,6	26,4	26,8	26,4	26,2	26,8	26,6	26,4
18:15	28,0	27,6	26,8	29,8	29,6	29,6	28,2	28,2	26,8
18:30	29,0	30,0	27,2	31,8	32,2	30,6	29,8	29,6	27,4

18:45	30,2	30,2	28,4	33,8	34,2	32,6	30,6	31,2	27,8
19:00	32,6	32,4	30,2	35,8	37,8	34,4	32,8	32,6	28,8
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carcaça		
HORA	1-C	2-C	3-C	4-C	5-C	6-C	7-C	8-C	9-C
18:00	27,2	26,6	26,2	26,8	26,2	26,2	26,8	26,6	26,2
18:15	27,8	27,2	27,0	29,6	29,8	28,8	28,2	28,0	26,8
18:30	29,2	28,6	28,0	31,8	32,2	30,6	30,2	30,2	27,4
18:45	30,2	30,0	28,8	32,6	34,6	31,8	30,6	30,0	27,8
19:00	33,2	30,8	29,2	34,6	37,6	34,8	30,8	31,4	28,8
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carcaça		
HORA	1-D	2-D	3-D	4-D	5-D	6-D	7-D	8-D	9-D
18:00	27,2	26,4	26,4	26,8	26,4	26,0	26,8	26,4	26,2
18:15	28,2	27,4	26,8	30,0	29,8	29,2	28,2	30,0	26,6
18:30	29,4	28,6	27,0	32,2	32,2	30,6	29,8	31,4	26,8
18:45	30,6	30,2	28,6	33,6	34,2	31,8	30,8	31,0	27,4
19:00	33,0	32,5	30,1	37,4	37,6	33,4	32,0	33,6	28,4

Após o ensaio, com a indução de 1,156 tesla, nenhum ponto quente foi encontrado.

Ensaio de duração prolongada com o fluxo de Indução reduzido (0,604 T)

Os mesmos procedimentos do ensaio de curta duração foram tomados, sendo acrescentado três itens, primeiro as espiras que envolvem o núcleo do estator foram re-arranjadas conforme cálculo para (0,604 T), segundo a duração do ensaio passa a ser de 24:00 h. e terceiro as tomadas de foram de hora em hora.

Este ensaio prolongado visou acomodação e melhor compactação do chapeamento do núcleo do estator.

Conforme a Especificação Técnica, as diferenças de temperatura máximas entre pontos homólogos do núcleo tomados do fundo das ranhuras, comparados com pontos tomados da superfície dos dentes, não poderiam ser superiores a 10° C e as diferenças de temperatura de pontos tomados entre núcleo e carcaça durante o ensaio, não poderiam ser superiores a 15°C.

Tabela 5.22: Valores medidos no ensaio de duração prolongada

Tempo	I (A)	U (V)	P (kW)	B (T)	cos ϕ	f	Vef (V)
19:30	118,10	455,26	29,95	0,604	0,557	60	36,65
20:30	120,28	456,03	30,22	0,607	0,551	60	36,82

21:30	121,21	453,68	31,14	0,605	0,548	60	36,71
22:30	123,04	456,27	30,54	0,606	0,544	60	36,74
23:30	123,70	454,59	30,49	0,604	0,542	60	36,65
00:30	124,55	455,34	30,64	0,604	0,540	60	36,65

Tabela 5.23: Valores medidos de temperatura do ensaio de duração prolongada

	Núcleo interno			Núcleo externo			Carçaça		
HORA	1-A	2-A	3-A	4-A	5-A	6-A	7-A	8-A	9-A
19:30	33,8	34,2	34,2	36,8	37,8	34,4	31,8	30,6	29,2
20:30	35,6	36	34,2	38	39,4	34,4	31,7	30,2	29,4
21:30	37,8	37,8	34	39,8	41,6	34,4	36,2	32,4	30,2
22:30	39,2	39	34,8	41,6	42	35,2	36,2	33,6	30,8
23:30	41,2	41,2	36,2	44,2	44,8	35,6	34,8	33,4	32,2
00:30	41,8	41,8	35,8	44,8	45,4	36,4	37,4	35,2	32,4
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carçaça		
HORA	1-B	2-B	3-B	4-B	5-B	6-B	7-B	8-B	9-B
19:30	35,2	34,8	31,8	35,8	37,8	34,8	32,8	33,4	29,6
20:30	36,8	36,2	31,4	37,8	39,4	34,4	36,4	37,2	31,2
21:30	39,0	38,6	32,8	40,4	41,6	35,6	35,6	36,4	31,0
22:30	40,4	39,2	31,2	41,2	42,6	35,6	35,4	37,4	30,8
23:30	41,8	40,8	33,4	43,0	44,8	35,6	37,2	40,8	32,0
00:30	42,2	41,8	33,8	43,8	46,2	36,6	38,6	41,2	32,8
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carçaça		
HORA	1-C	2-C	3-C	4-C	5-C	6-C	7-C	8-C	9-C
19:30	35,2	35,6	31,8	35,4	37,8	34,2	31,4	31,6	29,6
20:30	36,4	37,2	31,2	36,6	39,2	33,3	33,2	33,4	29,8
21:30	39	39,4	31,2	40,0	41,6	35,0	35,6	36,4	30,8
22:30	40,2	40,6	32,5	40,4	42,2	35,4	35,2	35,4	30,6
23:30	41,6	42,4	34,2	41,6	44,4	36,6	37,2	38,8	32,3
00:30	43	43,2	33,4	43,8	46,2	36,2	37,8	40,2	32,3
	Núcleo interno			Núcleo externo			Carçaça		
HORA	1-D	2-D	3-D	4-D	5-D	6-D	7-D	8-D	9-D
19:30	35,4	35,6	30,2	35,8	37,6	33,2	32,8	37,0	29,6
20:30	36,0	35,8	30,8	37,6	39,2	34,0	34,2	37,6	30,4
21:30	39,2	39,4	32,2	40,2	41,4	35,4	36,0	37,6	31,0
22:30	40,4	40,4	32,0	40,8	41,6	35,2	34,8	37,2	29,8
23:30	42,2	42,2	34,2	43,4	44,4	37,6	37,7	41,2	32,0
00:30	43,4	42,8	33,6	44,4	45,2	37,6	39,8	42,6	332,2

Após o ensaio, com a indução de 1,156 tesla, nenhum ponto quente foi encontrado. Então, realizou-se o re-aperto dos tirantes e medições finais da circularidade, nivelamento e centragem do estator.

5.5 PÓLO

O antigo núcleo estatórico da unidade geradora 01G1 era fortemente agredido nas suas extremidades pelo fluxo de borda (fluxo na direção axial), em função do comprimento dos pólos do rotor possuir uma dimensão vertical maior do que a altura do núcleo do estator em 110 mm. Nestas circunstâncias, um valor elevado de perdas elétricas era gerado nos pacotes de chapas extremos do núcleo, as quais elevavam demasiadamente a temperatura de trabalho dos mesmos.

Além da elevação da temperatura de trabalho, que atingia mais de 121 °C de acordo com as medições efetuadas, o fluxo axial também propiciava o aparecimento de elevadas forças entre as lâminas componentes destes pacotes, as quais variavam ciclicamente, gerando fortes vibrações.

Estes valores de temperatura, associados à elevada vibração, provocaram um desgaste prematuro das lâminas, deteriorando-as, causando sérios riscos das mesmas fragmentarem e atingirem as barras estatóricas.



Figura 5.42: Desmontagem dos pólos do rotor.

Então, durante no processo de recuperação dos pólos do rotor, os antigos pólos foram retirados do rotor do hidrogenador e recuperados. A recuperação dos pólos consistiu da desmontagem completa do pólo, avaliação da integridade e manutenção das propriedades eletromagnéticas dos núcleos de todos os pólos onde não foram constatados danos alguns. O serviço de recuperação também incluiu a limpeza e retirada das barras circulares de cobre que compõe o enrolamento de amortecimento, para colocação de novas barras.

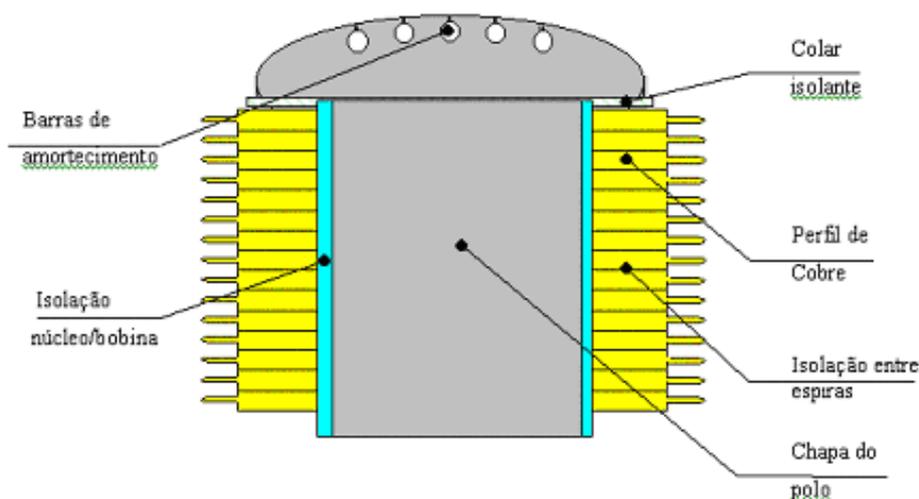


Figura 5.43: Pólo

Núcleo Polar

Conforme dito no item anterior, como núcleo do pólo não possuía nenhum dano, ele foi reutilizado. Núcleo do tipo laminado, formado por chapas de aço de alta resistência, e prensado por tirantes passantes. Nas duas extremidades do pólo foram montadas as placas de pressão, de aço fundido. A pressão de aperto foi mantida pelas porcas sobre as placas. Esta pressão de aperto resultou numa montagem mecanicamente compacta.

Todos os núcleos polares tiveram seus enrolamentos de amortecimentos substituídos por novos, efetuado o reisolamento entre o núcleo polar e as bobinas, foi aplicada nova isolação em tiras de papel de poliamida Nomex laqueado com resina epóxica em estágio avançado de cura, classe F, entre as espiras. Em seguida o núcleo polar recebeu um revestimento de resina epóxi para acomodar a bobina polar.

Bobina polar

As antigas bobinas polares antigas possuíam isolação entre espiras à base de amianto, material classe B, proibido em vários países por ser carcinógeno. E foram substituídas por novas espiras individuais, constituídas de barras de cobre, de seção retangular, as quais foram brazadas ponta a ponta formando assim a bobina. A brasagem foi processada de tal forma que a resistência mecânica à tração e dobramento nas regiões brazadas foram no mínimo iguais às do cobre. Para aumentar as áreas de dissipação de calor e conseqüente melhor resfriamento, as bordas externas das espiras tiveram os perfis estreitados, formando assim uma espécie de aleta de resfriamento. Conforme já descrito no item 4.5.



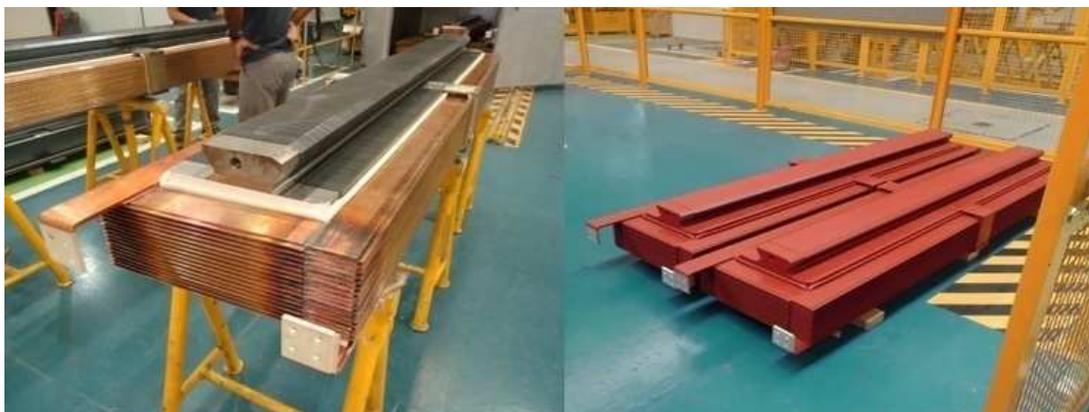
Figura 5.44: Espiras da bobina polar recebendo o isolamento Nomex.

As espiras receberam novos isolamentos Nomex entre si e o conjunto foi compactado à quente em uma prensa hidráulica, sob uma temperatura de 160°C, durante 3 horas, para polimerização do verniz. A pressão de compactação foi adequada para tornar a bobina, um conjunto sólido e resistir às forças centrífugas durante as condições de rotação com sobrevelocidades. Os terminais da bobina foram conectados através de lâminas flexíveis de cobre especial, previstos para absorver a dilatação térmica do próprio terminal e do enrolamento, pela passagem da corrente de excitação.



Figura 5.45: Compactação à quente das espiras da bobina polar.

Finalizado o processo de compactação, a bobina foi montada no núcleo do pólo, recebendo placas isolantes sólidas inferiores e superiores, fabricadas de laminados de resina e reforçadas com manta de vidro, que a apóiam mecanicamente e mantém o isolamento contra o núcleo. As superfícies dos quadros isolantes tiveram um acabamento que permite a livre expansão térmica da bobina.



a)

b)

Figura 5.46: a) Montagem da bobina com o isolamento contra o núcleo. b) Pólos acabados.

Após este processo, os pólos foram pintados e remontados no rotor do gerador. Após a montagem, foram realizados os seguintes ensaios:

Medição de capacitância do rotor

A medição de capacitância do rotor teve como objetivo medir e protocolar os valores de capacitância do rotor e comparar com os valores calculados/especificados, conforme a Norma IEEE 115.

Procedimento de Execução:

As escovas de excitação foram conectadas nos anéis coletores e o barramento de excitação desconectado do painel de excitação, para realizar a medição no rotor.

Então, foram realizadas medições de corrente e de tensão através de instrumentos, feitas simultaneamente, após completa estabilização das leituras e evitando-se qualquer ponto de queda de tensão (na cablagem, por exemplo) que pudesse gerar erros nos resultados. Após as medições a capacitância foi calculada conforme fórmula abaixo:

$$C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{U}{I}}$$

Onde:

C = Capacitância a ser calculada;

π = Numero Pi, equivalente a 3,141592;

f = Frequência da fonte de tensão. Para este ensaio utilizou-se uma fonte de 60 Hz;

U = Tensão da fonte;

I = Corrente encontrada.

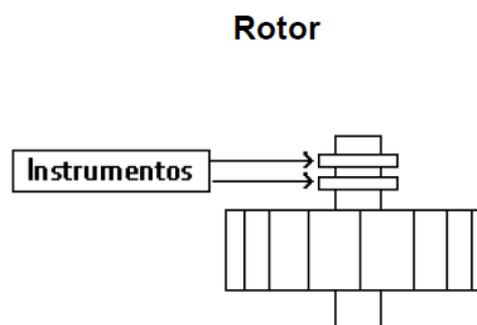


Figura 5.47: Esquema de medição de capacitância do rotor.

Tabela 5.24: Valores medidos na medição de capacitância do rotor

Tensão [Vca]	Corrente [μ A]	Frequencia [Hz]	Capacitância [F]
2460	0,273	60	2,94E-13

Verificação de curto circuito entre espiras do rotor

O objetivo deste ensaio é confirmar a qualidade da isolamento entre espiras das bobinas polares, conforme norma interna da fabricante HTAE60016H.

Procedimento de Execução:

O teste foi executado pólo a pólo, comparando-se a forma de onda obtida na comparação dos 2 primeiros pólos aos seus subseqüentes, até o teste completo de todos os pólos do rotor.

O instrumento utilizado é conhecido como Surge-Test, o qual aplica uma tensão (aos pólos do rotor) de igual amplitude por dois canais em forma de pulsos e mede o tempo que esses pulsos demoram para percorrer toda a extensão das bobinas polares, de forma simultânea. São considerados como curto circuito, as defasagens apresentadas entre as formas de onda de grande amplitude e principalmente onde existir “cruzamento” entre as formas de onda observadas.

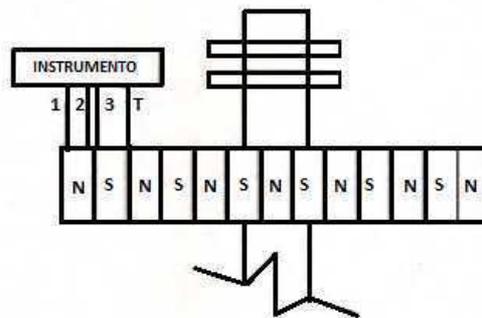


Figura 5.48: Esquema de verificação de curto circuito entre espiras do rotor.

Tabela 5.25: Resultado da verificação de curto circuito entre espiras

Pólo número	Resultado	Pólo número	Resultado
1	OK	19	OK
2	OK	20	OK
3	OK	21	OK
4	OK	22	OK
5	OK	23	OK
6	OK	24	OK

7	OK	25	OK
8	OK	26	OK
9	OK	27	OK
10	OK	28	OK
11	OK	29	OK
12	OK	30	OK
13	OK	31	OK
14	OK	32	OK
15	OK	33	OK
16	OK	34	OK
17	OK	35	OK
18	OK	36	OK

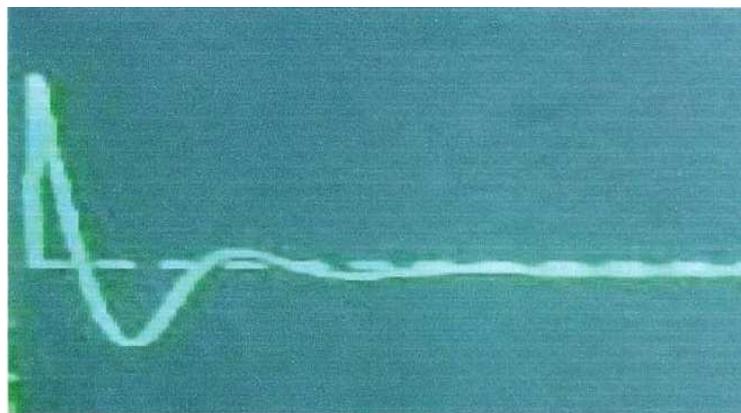


Figura 5.49: Registro de um pólo sem curto entre as espiras.

O resultado foi a perfeita simetria entre as formas de onda observadas. As pequenas diferenças entre as formas de onda, devido a interferências externas, foram desprezadas.

Verificação da polaridade dos pólos

O objetivo deste ensaio é controlar a polaridade dos pólos após a montagem na coroa do rotor, conforme a Norma IEEE 115.

Procedimento de Execução:

Foi instalada uma fonte de corrente contínua próxima ao rotor (uma máquina de solda com um ajuste fino de corrente) conectada nos terminais dos barramentos de excitação. Então, foi-se ajustando uma corrente inicial de cerca de 5% a 10% da corrente nominal de excitação.

Foi utilizada uma bússola para verificar a deflexão na frente de cada pólo. Passando de um pólo para o próximo, a bússola deveria inverter a indicação de norte

para sul, sucessivamente. Caso as deflexões não fossem firmes, se aumentaria gradativamente a corrente até que se obtenha certeza das deflexões.

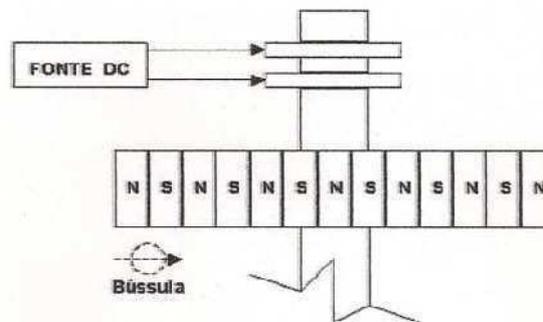


Figura 5.50: Esquema de verificação de polaridade dos pólos.

Tabela 5.26: Resultado da verificação de polaridade dos pólos

Pólo número	Polaridade	Pólo número	Polaridade
1	N	19	N
2	S	20	S
3	N	21	N
4	S	22	S
5	N	23	N
6	S	24	S
7	N	25	N
8	S	26	S
9	N	27	N
10	S	28	S
11	N	29	N
12	S	30	S
13	N	31	N
14	S	32	S
15	N	33	N
16	S	34	S
17	N	35	N
18	S	36	S

Medição de resistência de isolamento do rotor

Este ensaio teve como objetivo medir a resistência de isolamento do rotor, conforme a Norma IEEE 43 – 2000.

Procedimento de Execução:

Foram realizadas leituras de temperatura, tensão e intervalo de tempo. Então, foi aplicada uma tensão contínua de 500 V, durante 1 minuto.

O valor mínimo da resistência de isolamento recomendado para os enrolamentos de campo:

$$R_m = kV + 1 = 14,8 \text{ M}\Omega$$

Onde:

R_m é o valor mínimo da resistência de isolamento recomendada em Megohms à temperatura de 40° C e kV é a tensão nominal do enrolamento em kV.

Rotor: Anel coletor, barramento e conexões dos pólos.

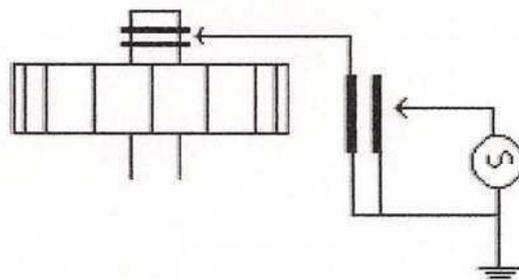


Figura 5.51: Esquema da medição de resistência de isolamento do rotor.

Tabela 5.27: Resultado da medição de isolamento do rotor.

	Antes da tensão aplicada	Após a tensão aplicada
Resistência de isolamento [$\text{M}\Omega$] 1'	1840	1490
Temperatura do enrolamento do rotor [$^{\circ}\text{C}$]	29,5	29,5
Umidade relativa [%]	40	40

Teste de resistência ôhmica

Determinar a temperatura do enrolamento de campo em função da corrente e tensão aplicada aos seus terminais, quando girando em carga por ocasião de ensaio de aquecimento, conforme norma IEEE Std 118.

Procedimento de Execução:

A medição foi feita diretamente sobre os anéis coletores com as escovas levantadas. O valor da resistência ôhmica R_t obtido nesta medição foi transportado para um valor R_s correspondente à temperatura de 20° C, conforme a seguinte expressão:

$$R_s = R_t \left(\frac{20 + k}{T_t + k} \right)$$

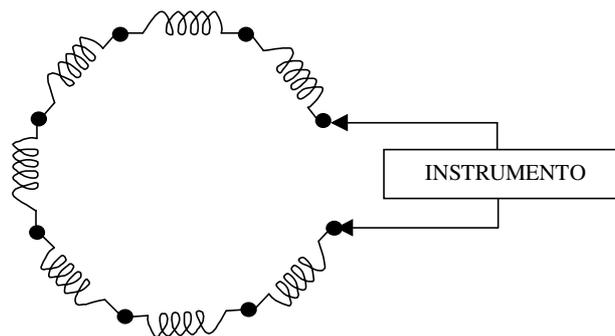


Figura 5.52: Esquema da medição de resistência ôhmica de campo.

Tabela 5.28: Resultado da medição de resistência ôhmica de campo

Valor especificado (20 °C)	Ambiente de medição:		Medição da resistência ôhmica:
Resistência [mΩ]	Temperatura [°C]	U.R.A [%]	Enrolamento rotórico
152,4	30	40	158,33
Conversão do valor medido para 20°C			152,34
Erro percentual [%]			-0,04

Conclusão dos ensaios

Analisando os resultados satisfatórios obtidos nos ensaios, concluiu-se que os métodos e procedimentos aplicados na substituição dos pólos, foram tecnicamente corretos.

5.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o passar dos anos, a confiabilidade e disponibilidade das unidades geradoras da Usina de Paulo Afonso II estava diminuindo, devido ao envelhecimento do isolamento das bobinas estatóricas e das bobinas polares, e a deformação e afrouxamento do núcleo do estator. Aumentando os custos de manutenção e os índices de falhas graves com possibilidade de perda do equipamento. Portanto, foi necessário realizar uma repotenciação nas unidades geradoras, onde os enrolamentos estatóricos antigos à base de mica asfáltica, com classe de isolamento B, foram substituídos por fitas de mica reforçadas com fibra de vidro e aglutinadas com resina sintética à base de epóxi e poliéster, de classe F. O sistema de isolamento, assim constituído, apresenta rigidez dielétrica de 3 kV/mm, baixas perdas dielétricas e o dobro do coeficiente de condutibilidade térmica em relação aos antigos materiais asfálticos que eram utilizados. E com uma camada de espessura de isolamento mais fina que a anterior, possibilitando aumentar a seção de cobre do enrolamento, conseqüentemente a densidade de corrente. Com isso, a capacidade de circulação de corrente foi aumentada, permitindo o aumento da capacidade de transferência de potência, sem exceder os limites térmicos do enrolamento. Esse foi o ponto mais significativo para o aumento de potência das máquinas.

Com a substituição do material da isolamento, a elevação máxima de temperatura do enrolamento estatórico, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, passou para 90 °C, para toda faixa operativa do gerador.

O sistema empregado para inserção das barras nas ranhuras do núcleo do estator assegurou um embutimento perfeito com folga tendendo a zero, mesmo considerando-se variações dimensionais da barra ou da ranhura. Aumentando o coeficiente de transmissão de calor, minimizando a possibilidade de criação de descargas parciais entre o núcleo do estator e as barras e eliminando a possibilidade de calços saindo da ranhura mesmo após anos de operação.

Porém outros fatores ajudaram na repotenciação, como os processos desenvolvidos no núcleo e nos pólos do rotor.

Ao substituir o núcleo, pôde-se conceber um enrolamento otimizado, com a adoção de uma densidade de fluxo magnético no entreferro superior ao original, além de melhorar consideravelmente as condições operacionais do gerador.

Para evitar a flambagem do núcleo foram previstas algumas medidas para prevenir o surgimento deste fenômeno, como a mudança dos dutos de ventilação, melhorando a área de contato entre o ar de refrigeração e o núcleo estático, e a otimização do sistema de prensagem das chapas do núcleo.

Segue a tabela com os dados das alterações realizadas na refrigeração do núcleo estático.

Tabela 5.29: Alteração nos dutos de ventilação

	Projeto Original	Projeto Novo
Quantidade de dutos	30	50
Altura dos dutos [mm]	10	6

Com o propósito de transmitir os esforços radiais e tangenciais provenientes da dilatação térmica, o núcleo e as placas de pressão foram ligados por meio de tirantes verticais. Este novo sistema de prensagem mantém o estator dentro de suas condições concêntricas e cilíndricas e, ao mesmo tempo, permite resistir ao torque nominal e a esforços provenientes de falhas elétricas. O núcleo do estator foi fixado à carcaça por meio de cunhas tipo rabo de andorinha e guias da cunha, os quais transmitem os esforços tangenciais e radiais do núcleo à carcaça do estator. O sistema empregado possibilita independência no sentido axial e, portanto, permitirá novos reapertos caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina.

Observa-se abaixo um quadro comparativo ilustrando as modificações realizadas no núcleo.

Tabela 5.30: Alterações no núcleo do estator

Análise – Núcleo do Estator – PA2		
	Projeto Original	Projeto Novo
Potência [kVA]	69520	83000
Fator de Potência	0,95	0,95
Diâmetro interno do núcleo do estator [mm]	6830	6816

Entreferro [mm]	37	30
Diâmetro externo do núcleo do estator [mm]	7600	7540
Comprimento do núcleo do estator [mm]	1550	1550
Largura da ranhura [mm]	21	17,9
Altura da ranhura [mm]	178	144

As novas bobinas polares receberam novos isolamentos de resina entre si, classe F, substituindo a isolação antiga de classe B. E as bordas externas das espiras tiveram os perfis estreitados, formando assim uma espécie de aleta de resfriamento, melhorando a dissipação do calor. Com a substituição do material da isolação, a elevação máxima de temperatura do enrolamento do rotor, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, passou para 95 °C.

Após a repotenciação, o gerador tornou-se preparado para potência nominal de 83 MVA (uma repotenciação de 19% em relação à potência original de 69,52 MVA), com classe de isolação F e elevou seus limites operacionais.

A Tabela abaixo compara os principais dados do gerador 01G1 original antes da repotenciação, e valores reais medidos em obra após a repotenciação:

Tabela 5.31 – Repotenciação da 01G1 – Resultado da Análise

Parâmetro	CENÁRIO	
	Antes da repotenciação	Depois da repotenciação
Potência nominal	69,52 MVA	83 MVA
Tensão nominal	13800 V	13800 V
Fator de potência	0,95	0,95
Corrente nominal	2910 A	3473 A
Frequência nominal	60 Hz	60 Hz
Rotação nominal	200 rpm	200 rpm
U _f - Tensão de excitação	250 V	270 V
I _f - Corrente de excitação	1400 A	1220 A
Classe de isolação do estator	Classe B	Classe F
Classe de isolação do rotor	Classe B	Classe F

Através da análise dos resultados alcançados, conclui-se que as soluções adotadas reduzirão os custos e o tempo de manutenção. A redução dos custos de manutenção irá gerar uma redução do custo total de propriedade da UHE, enquanto a redução do tempo de manutenção vai aumentar a produção de receita.

O investimento associado ao plano de repotenciação abordado proporcionará uma considerável dilatação do prazo de vida útil dos equipamentos, estimada em 40 anos.

Por outro lado, sabe-se que, normalmente o prazo definido para os leilões de novos projetos de geração hidrelétrica é de trinta e cinco anos, sendo cinco anos para o período de construção e trinta anos para o período de operação, o que é compatível com a expectativa de extensão de vida útil resultante da repotenciação das unidades geradoras.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho procurou mostrar que hidrogeradores em operação há mais de trinta anos podem ser repotenciados empregando um novo projeto, materiais e técnicas de engenharia utilizadas nos projetos de hidrogeradores modernos.

As definições e as principais diretrizes de repotenciação de hidrogeradores baseados em trabalhos já executados por fabricantes foram apresentadas.

Baseado no trabalho executado na UHE Paulo Afonso II, foi possível elaborar uma metodologia que integrou os aspectos mais importantes da técnica, assim, atendendo as necessidades do conjunto de engenheiros e técnicos que lidam com a operação e manutenção de hidrogeradores.

A repotenciação foi a solução ideal, pois proporcionou maior confiabilidade, aumento da disponibilidade das unidades geradoras e o aumento da produção de energia elétrica com melhor eficiência. Obteve-se um ganho de 19% de potência sem interferência na parte civil e com um aumento de vida útil estimada em 40 anos.

Ênfase foi dada aos principais equipamentos envolvidos na repotenciação: núcleo do estator, enrolamento estatórico e pólos do rotor. Com a troca de componentes, foi possível introduzir novas técnicas de engenharia no reprojeto do gerador, também se conseguiu garantia da mesma disponibilidade, aumento de sua expectativa de vida e redução dos custos de manutenção, trazendo-os para uma situação compatível com o atual estado da arte da tecnologia de geração de energia hidrelétrica.

A utilização de isolamentos mais eficientes e das ligas mais leves, dos aços siliciosos de baixas perdas, tornaram proveitosa as substituições das partes vulneráveis do equipamento por componentes portadores de uma suportabilidade e de uma perspectiva de vida bem superiores. Benefícios de segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica foram conseguidos através desta repotenciação. Com a vantagem de não oferecer impactos ecológicos e com um tempo de implantação muito inferior ao da construção de uma nova UHE, além das vantagens econômicas.

Diante de todas as considerações aqui apresentadas e dos resultados positivos alcançados através deste estudo de caso, pode-se afirmar que a repotenciação de usinas existentes ao invés da construção de novas hidrelétricas é uma alternativa promissora para se elevar a capacidade instalada da CHESF e do parque gerador nacional.

Por último, deve-se destacar a importância dos estudos de repotenciação e modernização de hidrogeradores de propriedade da CHESF, equipamento de elevado valor que deve ser preservado para garantir sua plena funcionalidade.

7 TRABALHOS FUTUROS

O resultado do trabalho instiga a continuidade da realização de outros estudos, percebendo a necessidade do aprofundamento, outros aspectos devem ser analisados, tais quais:

- Estudo de caso das futuras modernizações das Usinas Hidrelétricas de Paulo Afonso IV e Xingó e da digitalização da Usina Hidrelétrica Luiz Gonzaga;
- Análise das questões mecânicas, não só no gerador, como também na turbina, caixa espiral e outros hidromecânicos da Usina de Paulo Afonso II;
- Estudo de repotenciação de uma turbina hidráulica através de aplicação de revestimento epóxi nas paredes internas do conduto forçado;
- Realizar ensaios de otimização do sistema de resfriamento de hidrogeradores através de CFD (Computational Fluid Dynamics);
- Realizar a análise técnica-econômica da viabilidade da repotenciação da Hidroelétrica Paulo Afonso II com a inserção de benefícios ambientais.

BIBLIOGRAFIA

Y. ZHONGGUO, T. KLAMT: **Design and shop testing for xiang jia ba 23kv stator winding** – Asia Conference Sarawak 2010.

W. MORGANTE, T. KUNZ, M. UEMORI: **Repotenciação da Usina de Elevação de Racoon Mountain (USA)**, XVIII SNPTEE-2005.

M. UEMORI, P. ODA, J. BEFFA, F. SÁ: **Reabilitação, Modernização e Futura Repotenciação das Máquinas de Ilha Solteira**, XVIII SNPTEE-2005.

P.R. ODA, C. A. MARIANO, E. MORALES, F. SÁ, M. UEMORI, W. OLIVEIRA: **Redução do Empuxo Magnético Desbalanceado do Rotor da UG11 da UHE Ilha Solteira**, X SNPTEE 2010.

G. TRAXLER, R. ZICKERMANN, A SCHWERY: **Advanced Calculation of Temperature Rises in Large Air-Cooled Hydro-Generators**, ICEM Portugal 2008.

A. ST-HILARE, P. LUDEWIG, F. LOUSEAU, J. TADEL, L. BORNARD, M. SABOURIN: **Performance of the St-Lawrence Rehabilitated Turbines: Step-up from Model to Prototype** - Hydrovision 2004 – Montreal, Canada

B. MICHEL, M. COUSTOM, M. SABOURIN, M. FRANCOIS: **Hydro Turbines Rehabilitation** - Hydro 2004 – Porto, Portugal.

LAUSSANE, SWITZERLAND; P. EBERLE, M. COUSTOM, M. SABOURIN: **Refurbishment of low head Francis turbines**, AIRH 2002.

J. JOHNNY ROCHA: **Limitaciones constructivas de devanados estáticos y la opción entre barras tipo roebel o bobinas de múltiples espiras**, IX ERLAC-2002.

F. SÁ: **Repotenciação de Hidrogeradores: Uma proposta de metodologia de análise e implantação** - ABB Power Generator.

G. STONE, E. A. BOULTER, I. CULBERT, H. DHIRANI: **Electrical insulation for rotating machines: design, evaluation, aging, testing, and repair**. John Wiley & Sons, USA, 2004.

T. KUNZ, D. SCHAFER: **Technical Training on Hydro Generators**. Hydro Generator Technology Centre, HGT, Birr, 2001.

O. A. M. ASTORGA, P. A. PARNUNZIO, D. F. GYORI, J. L. SILVEIRA: **“Repotenciação de PCH - Aspectos Técnicos, Econômicos e Socioambientais.** Universidade Estadual Paulista - UNESP, Guaratinguetá – SP, 2008.

EPE, 2008, “Nota Técnica DEN 03/08: **Considerações sobre a Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas**”. Rio de Janeiro - RJ, 38p.

A. KARDEC, J. NASCIF: **“Manutenção Função Estratégica**”. 2a Edição, Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, - RJ, 2008.

O. A. MALDONADO, J. L. SILVEIRA, P. A. PANUNZIO, D. F. GYORI: **Technique-economical Viability of Repowering of Small Hydroelectric Power Plant considering the Social and Environmental Insert.** In: THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGIES AND POWER QUALITY, n°4, v.1. p. 50-55, Palma de Mallorca, 2006.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE: **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015,** Brasília, 2006.

A. M. OLIVEIRA: **Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: avaliação técnica e econômica.** Dissertação (mestrado em Engenharia de Energia) - Programa de Pós- Graduação da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2012.

Z. SOUZA, E. C. BORTONI, A. H. SANTOS: **“Estudos para Implantação de Centrais Hidrelétricas**”. Edição ELETROBRAS, Rio de Janeiro - RJ.

J. R. C. VEIGA: **Oportunidade de Negócios com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais.** 2001. 119f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2002/Teses/>>.

ANEXO A - PUBLICAÇÃO NO XVI ERIAC



A EXPERIENCIA DA CHESF NA REPOTENCIAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS DA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO II

E.M. REIS*
CHESF/UFMG
BRASIL

E.G. COSTA
UFMG
BRASIL

L.A. MAGNATA
UFPE
BRASIL

Resumo - A repotenciação é uma prática que visa estender a vida útil de hidrogeradores, ao mesmo tempo, que procura resgatar a confiabilidade da usina, com maior potência. O presente trabalho foi desenvolvido a partir do estudo de caso, na qual será apresentada a metodologia aplicada na repotenciação das unidades geradoras 01 e 02 da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II, onde componentes como: bobinas polares, núcleo do estator e enrolamento estatórico, que possuíam isolamento à base de resina asfáltica, de classe B e com vida útil superada, foram substituídos por materiais com nova tecnologia, possibilitando condições mais severas de operação, aumentando a confiabilidade e elevando a sua capacidade de geração.

Foi realizado um estudo dos processos que o fabricante realizou em fábrica e na montagem dos hidrogeradores, abordando as melhorias do novo projeto e relatando os benefícios de cada processo. A repotenciação foi a solução ideal, pois proporcionou maior confiabilidade, aumento da disponibilidade das unidades geradoras e o aumento da produção de energia elétrica com melhor eficiência.

Palavras-Chave : Repotenciação, Hidrelétrica Paulo Afonso II, Gerador.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, em relação a geração de energia elétrica no Brasil, todos os cálculos apontam para a necessidade de investimentos vultosos dirigidos ao atendimento do crescimento da demanda no país. A CHESF, por necessidade imperiosa devido as várias ocorrências e objetivando manter a disponibilidade que sistema elétrico requer, decidiu repotenciar as unidades geradoras de PAII, mudando a classe de isolamento B para a classe F de acordo com o estado atual da arte. O incremento de potência para cada gerador foi de 13,5 MVA.

2. MOTIVAÇÃO

As freqüentes ocorrências, o fim do sobressalente de barras estatóricas aliado com o tempo de operação das unidades geradoras Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II (início de operação 1961) foram os principais pontos que levaram a CHESF a modernizar tais unidades.

3. REPOTENCIAÇÃO

3.1. Gerador

As unidades 01 e 02 da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso II apresentavam as seguintes características técnicas :

✓ Fabricante :	HITACHI	ALSTOM
✓ Potência Nominal contínua :	69,52 MVA	83 MVA
✓ Fator de Potência Nominal	0,95	0,95
✓ Tensão Nominal :	13,8 kV	13,8 kV
✓ Frequência Nominal :	60 Hz	60 Hz
✓ Número de pólos :	36	36
✓ Velocidade de rotação nominal :	200 rpm	200 rpm
✓ Corrente nominal :	2910 A	3473 A
✓ Regime de operação :	Contínuo	Contínuo
✓ Número de fase :	3	3
✓ Número de ranhuras :	378	378
✓ Tipo de enrolamento :	Imbricado	Imbricado
✓ Classe de isolamento do estator:	B	F

3.2. Enrolamento estático

Os geradores 01G1 e 01G2 apresentaram um histórico de ocorrências, envolvendo curtos-circuitos fase-terra no enrolamento do estator. No caso do gerador 01G1 foram registradas sete ocorrências entre 11/01/1974 e 15/07/2006, sendo que, nesta última ocorrência, houve curto-circuito fase-terra. No caso do gerador 01G2 registraram-se três curtos-circuitos fase-terra no período entre 29/12/1994 e 15/07/2005. Os resultados das inspeções nesses geradores mostraram que o enrolamento estático apresentava elevado nível de descargas parciais, atribuído à ultrapassada tecnologia de fabricação da isolamento.

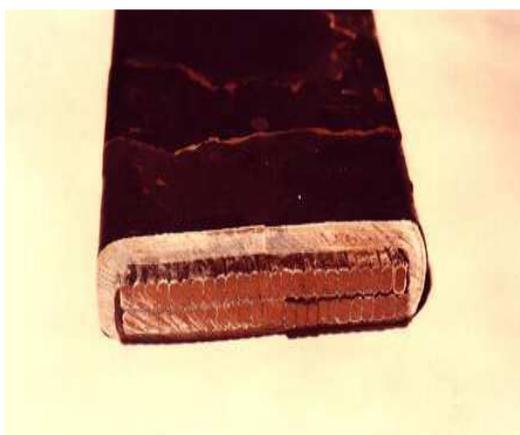


Fig. 1 – Folga entre isolamento e o cobre da barra

A repotenciação do enrolamento estático foi determinada pela melhor qualidade da isolamento elevando a classe de isolamento térmica de B para F.

A isolamento térmica classe F usada nas barras estática dos geradores 01 e 02 de Paulo Afonso II é do tipo Micadur. O sistema de isolamento Micadur utiliza fitas de tecido de vidro com mica e resina sintética à base de epóxi e poliéster, impregnada a vácuo, a qual apresenta uma rigidez dielétrica de 3 kV/mm, baixas perdas dielétricas e um melhor condutibilidade térmica comparada com isolamento térmica classe B.

O enrolamento estático é constituído por duas barras, superior e inferior, as quais são formadas por vários condutores, isolados entre si, e transpostos usando tecnologia ROEBEL.

O aumento da potência não deve ser creditado apenas ao emprego de materiais tecnologicamente superiores, porque melhorias aplicadas ao sistema de ventilação proporcionaram esse adicional e uma redução da ordem de 19% na seção transversal das barras do enrolamento do estator.

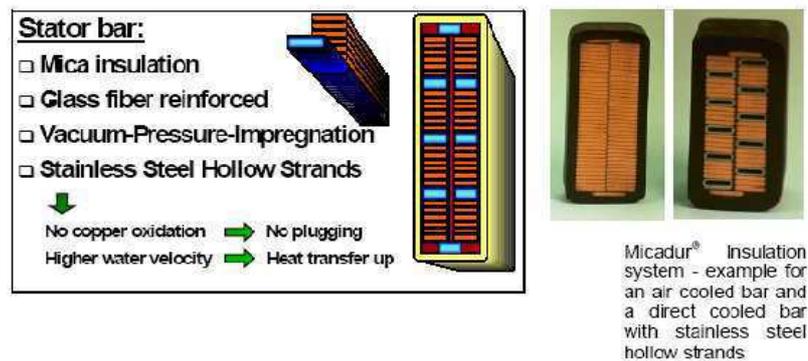


Fig. 2 – Sistema de Isolação Micadur

O projeto de cunhagem das ranhuras do núcleo utilizou cunhas planas, abaixo das quais se encontram calços de enchimento e mola (ripple spring). As barras foram pressionadas evitando movimentos indevidos e o afrouxamento das cunhas, mitigando o risco de ocorrer movimento radial das barras devido as forças de repulsão e atração que ocorrem quando a corrente circula nas barras. Pois quando as barras são de fases diferentes, em alguns ciclos ocorrem que as correntes estão em direção opostas, e se repelem. Em outros, se atraem por estarem na mesma direção.

Estas forças causariam vibrações, e conseqüentemente, poderiam causar desgaste do sistema de proteção anticorona da barra na região interna à ranhura. Este desgaste pode causar descargas parciais, que prejudica a isolação, reduzindo significativamente a vida remanescente das barras. O sistema de fixação está ilustrado a seguir:

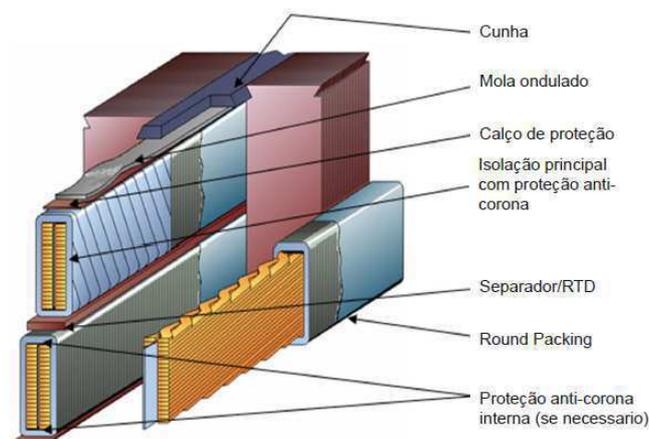


Fig. 3 – Sistema de embutimento das barras do estator

3.3. Núcleo do estator

O antigo núcleo da unidade geradora possuía um sistema de aperto ineficiente. Os tirantes eram soldados às prateleiras da carcaça e não funcionavam no sentido exato da palavra, pois o ideal é que os tirantes não tenham vínculo a carcaça, sofrendo alongamento quando tensionados e funcionando como uma mola para aperto do núcleo. Na concepção anterior, o aperto só era dado pela pressão das placas de aperto, dificultando a compactação das chapas do núcleo. Existiam consideráveis ondulações e folgas nas lâminas do núcleo, como podemos observar na Figura 4. A causa deste fenômeno era a impossibilidade da expansão radial da carcaça. O aquecimento do núcleo provocava uma dilatação do estator, pois a carcaça não era rígida o suficiente de forma

que impedisse esta expansão, o aumento do diâmetro do núcleo provocado pelo aquecimento se transformou em ondulações e folgas.

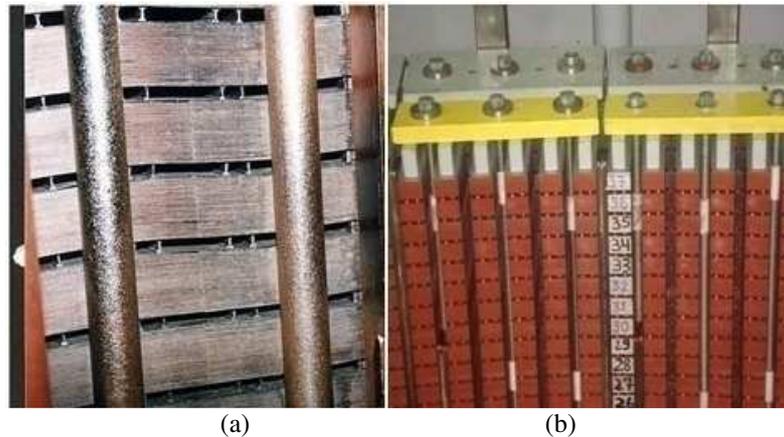


Fig. 4 – (a) Núcleo estatórico antigo. (b) Núcleo estatórico novo.

O núcleo substituído foi fabricado com chapa de silício, de grão não orientados, laminado a frio, com revestimento em verniz isolado eletricamente em ambos os lados, com perda máxima de 1,35 W/Kg a 1 T, 60Hz. O novo núcleo estatórico considerou os raios externo e interno e dimensões de ranhura para acomodação do novo enrolamento, além de melhorar consideravelmente as condições operacionais do gerador.

Para evitar a flambagem do núcleo foram previstas algumas medidas para prevenir o surgimento deste fenômeno, como a mudança dos dutos de ventilação, melhorando a área de contato entre o ar de refrigeração e o núcleo estatórico, e a otimização do sistema de prensagem das chapas do núcleo.

No processo de montagem do novo núcleo, o empilhamento das chapas foi de forma contínua, garantindo uma maior rigidez e eficácia na montagem do conjunto de chapas, evitando problemas de ondulação. O máximo cuidado foi tomado para prevenir a formação de curtos-circuitos entre lâminas, que poderiam gerar sobreaquecimentos localizados. Durante a montagem na obra, as lâminas foram posicionadas e guiadas pelas cunhas "rabo de andorinha" instalados na carcaça. Estas são previamente posicionadas precisamente sobre o diâmetro interno da carcaça, garantindo a verticalidade do núcleo.

A prensagem do núcleo foi garantida pelo aperto das molas-prato, das placas de prensagem e dos dedos de pressão, através dos tirantes de aperto, que atravessam todo o núcleo e foram projetados de modo a manter o núcleo em estado compacto durante o funcionamento da máquina.

Os dedos de pressão, de material anti-magnético, transferem a pressão de aperto das placas de pressão para os dentes dos pacotes de chapa siliciosa. Assim se assegura que não haja vibrações nos dentes. A Figura 5 apresenta uma ilustração do sistema de prensagem mencionado.

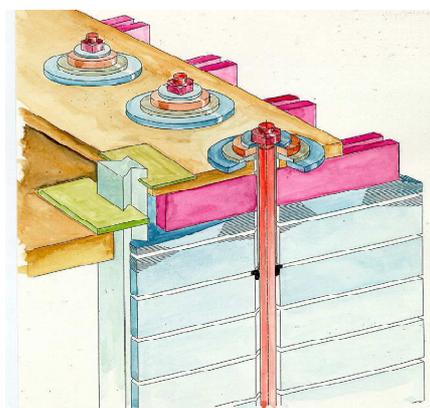


Fig. 5 – Sistema de prensagem do núcleo do estator.

O sistema empregado possibilita independência no sentido axial e, portanto permitirá novos reapertos caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina. Este sistema distribui melhor a pressão, resultando um baixo custo de manutenção.

3.4. Carcaça

Na antiga carcaça, os tirantes eram soldados às prateleiras, não funcionando adequadamente. As placas de pressão não conseguiam transmitir a pressão adequada em toda a superfície do núcleo e o reaperto pelo lado inferior do gerador não era possível, pois as porcas eram travadas por meio de soldas nas faces da carcaça. O problema de fixação se agravava com a ventilação ineficiente. O aquecimento do núcleo provocava uma força radial que tendia a expandir, e como o sistema de fixação não funcionava adequadamente e o núcleo estava frouxo, surgiram inevitavelmente ondulações nas lâminas.

A etapa de adequação da carcaça para acoplamento do novo núcleo foi executada com certo nível de dificuldade, principalmente por causa de problemas de nivelamento de alguns itens fabricados diferentemente do projeto original. Esta etapa foi, basicamente, composta da liberação dos pinos de fixação da carcaça com o piso de concreto e seu nivelamento, retirada das chapas de fixação dos tirantes originais para instalação de novos, centragem da carcaça e fixação das novas chapas de suporte das cunhas “rabo de andorinha”, para fixação dos pacotes de chapas do novo núcleo. Como pode-se observar na Figura 6.

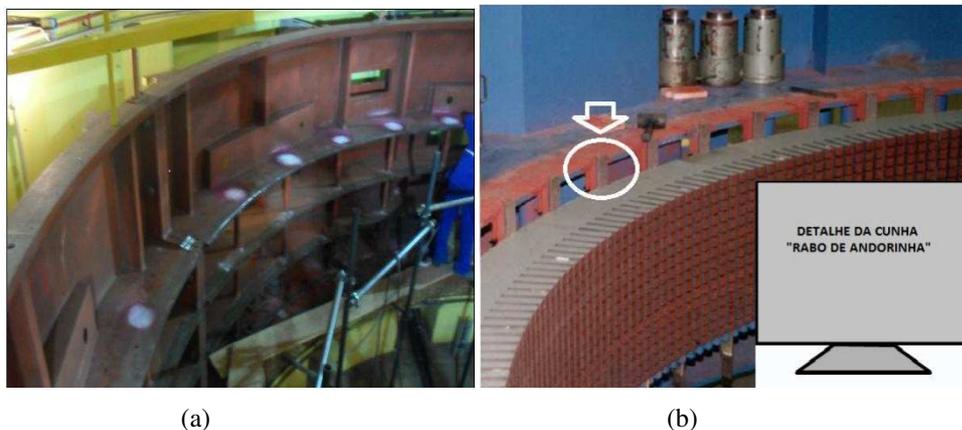
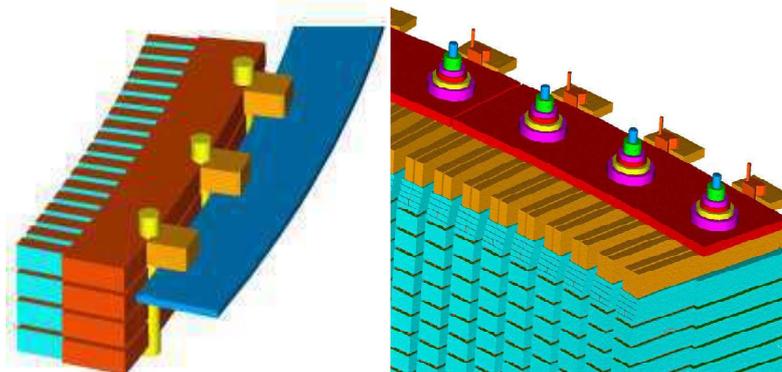


Fig. 6 – (a) Adequação da carcaça do estator. (b) Cunha rabo de andorinha.

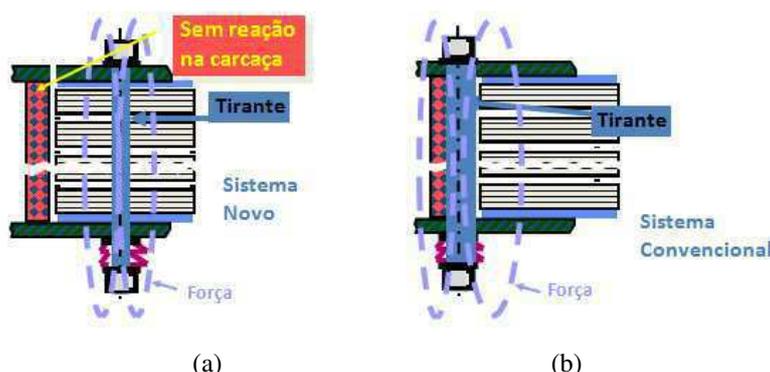
Realizada a adequação e nivelamento de novas placas de pressão e seus respectivos dedos de aperto. Foram também efetuadas aberturas de novas janelas (aberturas) de ventilação na carcaça, melhorando o resfriamento do núcleo e das cabeças de bobinas do novo projeto do enrolamento.

Ao observar a Figura 7, é possível verificar as diferenças entre os sistemas de prensagem e o acoplamento à carcaça.



(a) (b)
Fig. 7 – (a) Sistema de prensagem do núcleo antigo. (b) Sistema de prensagem do núcleo novo.

Antes do empilhamento das novas chapas, foram executadas medições visando à centralização da carcaça e a verificação da posição correta das barras “rabo de andorinha” de apoio do núcleo, isto é, a verificação de espaçamento nos sentidos radial, circunferencial e vertical. Onde foram verificados a centralização e nivelamento dos eixos da turbina e corrigidos. No novo sistema de prensagem com tirantes pré-tensionados passantes pelo núcleo, a pressão é exercida apenas no núcleo, e assim, sem reação sobre a carcaça. Como pode-se observar na Figura 8.



(a) (b)
Fig. 8 – (a) Pressão exercida no núcleo antigo. (b) Pressão exercida no núcleo novo.

3.5. Pólos do rotor

O antigo núcleo estático da unidade geradora 01G1 era fortemente agredido nas suas extremidades pelo fluxo de borda (fluxo na direção axial), em função do comprimento dos pólos do rotor possuir uma dimensão vertical maior do que a altura do núcleo do estator em 110 mm.

Nestas circunstâncias, um valor elevado de perdas elétricas era gerado nos pacotes de chapas extremos do núcleo, as quais elevavam demasiadamente a temperatura de trabalho dos mesmos.

Além da elevação da temperatura de trabalho, que atingia mais de 121 °C de acordo com as medições efetuadas, o fluxo axial também propiciava o aparecimento de elevadas forças entre as lâminas componentes destes pacotes, as quais variavam ciclicamente, gerando fortes vibrações.

Estes valores de temperatura, associados à elevada vibração, provocaram um desgaste prematuro das lâminas, deteriorando-as, causando sérios riscos das mesmas fragmentarem e atingirem as barras estáticas.

Considerando as recomendações da Proposta de Normatização IEEE Std. 1147-1991, foi feito o diagnóstico das bobinas polares que possui isolamento entre espira classe B.

Quando da especificação dos serviços de repotenciação, muito se discutiu à respeito da necessidade ou não, de se alterar a classe de isolamento do rotor dos dois geradores de B para F. Após ensaios de aquecimento e estudo sobre o incremento da temperatura do rotor, conclui-se pela manutenção da classe de isolamento existente. No ensaio de comissionamento final pode-se constatar efetivamente que a classe B atendia, com folga, as elevações de temperatura do novo regime de operação da máquina.

4. RESULTADOS OBTIDOS

Com o passar dos anos, a confiabilidade e disponibilidade das unidades geradoras da Usina de Paulo Afonso II estava diminuindo, devido ao envelhecimento do isolamento das bobinas estáticas e das bobinas polares, e a deformação e afrouxamento do núcleo do estator. Aumentando os custos de manutenção e os índices de falhas graves com possibilidade de perda do equipamento.

Foi necessário realizar uma repotenciação nas unidades geradoras, onde os enrolamentos estáticos antigos à base de mica asfáltica, com classe de isolamento B, foram substituídos por fitas de mica reforçadas com fibra de vidro e aglutinadas com resina sintética à base de epóxi e poliéster, de classe F. O sistema de

isolação, assim constituído, apresenta rigidez dielétrica de 3 kV/mm, baixas perdas dielétricas e o dobro do coeficiente de condutibilidade térmica em relação aos antigos materiais asfálticos que eram utilizados. E com uma camada de espessura de isolamento mais fina que a anterior, possibilitando aumentar a seção de cobre do enrolamento, conseqüentemente a densidade de corrente. Com isso, a capacidade de circulação de corrente foi aumentada, permitindo o aumento da capacidade de transferência de potência, sem exceder os limites térmicos do enrolamento. Esse foi o ponto mais significativo para o aumento de potência de máquinas.

Com a substituição do material da isolação, a elevação máxima de temperatura do enrolamento estatórico, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, passou para 90 °C, para toda faixa operativa do gerador.

O sistema empregado para inserção das barras nas ranhuras do núcleo do estator assegurou um embutimento perfeito com folga tendendo a zero, mesmo considerando-se variações dimensionais da barra ou da ranhura. Aumentando o coeficiente de transmissão de calor, minimizando a possibilidade de criação de descargas parciais entre o núcleo do estator e as barras e eliminando a possibilidade de calços saindo da ranhura mesmo após anos de operação.

Porém outros fatores ajudaram na repotenciação, como os processos desenvolvidos no núcleo e nos pólos do rotor.

O novo núcleo estatórico considerou os raios externo e interno e dimensões de ranhura para acomodação do novo enrolamento, além de melhorar consideravelmente as condições operacionais do gerador.

Com o propósito de transmitir os esforços radiais e tangenciais provenientes da dilatação térmica, o núcleo e as placas de pressão foram ligados por meio de tirantes verticais. Este novo sistema de prensagem mantém o estator dentro de suas condições concêntricas e cilíndricas e, ao mesmo tempo, permite resistir ao torque nominal e a esforços provenientes de falhas elétricas. O núcleo do estator foi fixado à carcaça por meio de cunhas tipo rabo de andorinha e guias da cunha, os quais transmitem os esforços tangenciais e radiais do núcleo à carcaça do estator. O sistema empregado possibilita independência no sentido axial e, portanto, permitirá novos reapertos caso os pacotes de chapas se afrouxem durante a operação da máquina.

As novas bobinas polares receberam novos isolamentos de resina entre si, classe F, substituindo a isolação antiga de classe B. E as bordas externas das espiras tiveram os perfis estreitados, formando assim uma espécie de aleta de resfriamento, melhorando a dissipação do calor. Com a substituição do material da isolação, a elevação máxima de temperatura do enrolamento do rotor, acima da temperatura máxima de 40°C do ar de resfriamento na saída dos radiadores, passou para 95 °C.

Após a repotenciação tornou o gerador preparado para potência nominal de 83 MVA (uma repotenciação de 19% em relação à potência original de 69,52 MVA), com classe de isolação F e elevou seus limites operacionais.

5. CONCLUSÃO

Foram apresentadas as definições e as principais diretrizes da repotenciação das unidades geradoras da Usina de Paulo Afonso II, onde se obteve um ganho de 19% de potência sem interferência na parte civil e com um aumento de vida útil estimada em 40 anos. Dentro deste contexto, foi dada ênfase para os principais equipamentos envolvidos na repotenciação: núcleo do estator, enrolamento estatórico e pólos do rotor. Com a troca de componentes, foi possível introduzir novas técnicas de engenharia no reprojeto do gerador, com a garantia de se obter a mesma disponibilidade, aumento de sua expectativa de vida e redução dos custos de manutenção. Trazendo-os para uma situação compatível com o atual estado da arte da tecnologia de geração de energia hidrelétrica.

A utilização de isolamentos mais eficientes e das ligas mais leves, dos aços siliciosos de baixas perdas, tornaram proveitosa as substituições das partes vulneráveis do equipamento por componentes portadores de uma suportabilidade e de uma perspectiva de vida bem superiores. Benefícios de segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica foram conseguidos através desta repotenciação. Com a vantagem de não oferecer impactos ecológicos e com um tempo de implantação muito inferior ao da construção de uma nova UHE, além das vantagens econômicas.

Assim, pode-se afirmar que a repotenciação de usinas hidrelétricas surge como uma importante alternativa para se obter ganhos de potência, tornando o empreendimento mais atrativo aos investidores e à sociedade.

BIBLIOGRAFIA

- [1] W. Morgante, T. Kunz, M. Uemori, “Repotenciação da Usina de Elevação de Racoon Mountain (USA)”, XVIII SNPTEE-2005.
- [2] F. Sá, “Repotenciação de Hidrogeradores: Uma proposta de metodologia de análise e implantação” , ABB Power Generator.
- [3] T. Kunz, “Technical Training on Hydro Generators – Hydro Generator Technology Center”, HGT, Birr, 2001.
- [4] M. Uemori, P. Oda, J. Beffa, F. Sá, “Reabilitação, Modernização e Futura Repotenciação das Máquinas de Ilha Solteira”, XVIII SNPTEE-2005.