

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

AVALIAÇÃO DA ISOLAÇÃO ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS ESTATÓRICOS DE UM HIDROGERADOR DE GRANDE PORTE.

**JULIO ANTONIO SALHEB DO NASCIMENTO(1);DAVI CARVALHO MOREIRA(1);FERNANDO DE
SOUZA BRASIL(1);CELSON LUIZ ARAUJO MONTEIRO(1);MARCOS PEREIRA CEPEDA
ELETROBRAS ELETRONORTE(1)**

RESUMO

Com objetivo de verificar a condição operativa de uma unidade geradora de grande porte, foram realizados os ensaios elétricos de Medição de Fator de Potência e Capacitância, Medição de Descargas Parciais, Medição Resistência de Isolamento, Índice de polarização, Análise de varredura de resposta em frequência e Análise de resposta do dielétrico, para avaliar as condições do isolamento elétrico do estator. Alguns destes ensaios indicaram a presença de problemas na máquina e durante a inspeção visual os problemas indicados nos ensaios foram encontrados e posteriormente corrigidos. Finalmente após a manutenção da máquina foram realizadas novas baterias de ensaios que indicaram que a máquina estava em boas condições de funcionamento.

PALAVRAS-CHAVE

Descargas parciais, Ensaios elétricos, Máquinas rotativas.

1.0 INTRODUÇÃO

Máquinas rotativas, como todos os outros ativos da rede elétrica, têm uma vida útil esperada. Influências negativas como estresse térmico, ambiental, mecânico e elétrico provocam uma redução da vida útil.

Para evitar falhas e interrupções nas máquinas rotativas, é essencial uma manutenção regular ou periódica. Diferentes medidas de diagnóstico permitem avaliar os riscos para planejar adequadamente a manutenção como base nas condições da máquina.

As Tabelas 1 e 2 fornecem uma visão geral dos problemas elétricos mais comuns em máquinas rotativas e os métodos de ensaios elétricos utilizados para detectá-los.

TABELA 1 – ENSAIOS ELÉTRICOS EM MÁQUINAS ROTATIVAS X DEFEITO

Parte da Máquina a ser testada	Problema que pode ser detectado	Teste elétrico recomendado										
Enrolamento do estator	Descarga Parcial	X	X	X								
	Contaminação	X	X	X		X					X	
	Degradação da Isolação	X	X	X		X					X	
	Tensão suportável				X							
	Integridade da isolação				X	X					X	
	Problemas de Conexão						X					
	Falta entre espiras									X		
Enrolamento do rotor	Falta entre espiras								X	X		

Parte da Máquina a ser testada	Problema que pode ser detectado	Teste elétrico recomendado										
	Resistência de contato elevada							X				
Núcleo do estator	Imperfeição no núcleo											X
Teste a ser realizado		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

TABELA 2 – ENSAIOS ELÉTRICOS EM MÁQUINAS ROTATIVAS

Número do teste	Descrição do teste
1	Medição de Fator de Potência e Capacitância
2	Medição de Descarga Parcial
3	Monitoramento on-line de Descarga Parcial
4	Teste de Tensão Suportável
5	Medição Resistência de Isolamento, Índice de polarização e absorção
6	Medição de resistência de enrolamento
7	Medição de resistência de contato
8	Teste de queda de tensão nos polos
9	Análise de varredura de resposta em frequência
10	Análise de resposta do dielétrico
11	Teste de imperfeição eletromagnética

Dos ensaios elétricos citados na tabela 2 foram realizados os de número 1, 2, 3, 5, 6, 9 e 10 no hidrogerador avaliado neste trabalho.

2.0 ENSAIOS REALIZADOS

2.1 MEDIÇÃO RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO, ÍNDICE DE POLARIZAÇÃO E ABSORÇÃO DO ESTATOR

Segundo a norma IEEE-43, a resistência de isolamento é a capacidade do isolamento elétrico de um enrolamento para resistir à corrente contínua. O quociente entre a tensão aplicada e a corrente no isolamento da máquina, corrigido para 40 ° C e obtido em um tempo especificado (t) desde o início da aplicação de tensão. O tempo de aplicação da tensão é geralmente de 1 min (IR1) ou 10 min (IR10), no entanto, outros valores podem ser usados.

Ao realizar essa medição em um isolamento de máquina rotativa, os fenômenos de polarização levam a uma polarização do isolamento. Isso resulta em uma corrente decrescente ao longo do tempo, que só se tornará estável após muitos minutos ou horas.

Logo, a “Resistência de isolamento” não é uma resistência ôhmica pura (que seria constante ao longo do tempo), mas um valor que aumenta ao longo do tempo. Portanto, é importante saber em que momento o valor foi determinado. Tem-se, assim, o valor mínimo de IR1 segundo a IEEE-43 para a isolação classe F, de 100MΩ.

O índice de polarização (IP) é representado pelo quociente da resistência de isolação a 10 minutos (IR10) pela resistência de isolação a 1 minuto (IR1). Tem-se, assim, o valor mínimo de IP segundo a IEEE-43 para a isolação classe F, de 2.

O índice de absorção (IA) é representado pelo quociente da resistência de isolação a 1 minuto pela resistência de isolação a 0,5 minuto. A Tabela 3 apresenta a classificação da isolação a partir dos índices de polarização e absorção.

TABELA 3 – CLASSIFICAÇÃO IA E IP

Classificação do estado da isolação	IA (IR60/IR30)	IP (IR10/IR1)
Perigoso		<1
Pobre	<1,1	1 até 1,5
Questionável	1,1 a 1,25	1,5 a 2
Satisfatório	1,25 a 1,4	2 a 3

Bom	1,4 a 1,6	3 a 4
Muito Bom	>1,6	>4

A Tabela 4 apresenta os resultados da resistência de isolamento, índice de polarização e índice de absorção das fases A, B e V da TUUGH-09, registrados logo após a parada da unidade.

TABELA 4 – RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO EM MΩ- TUUGH-09 FASES A, B E V.

Tempo (min)	Fase A		Fase B		Fase V	
	RI (MΩ) Medido 35 °C	RI (MΩ) Corrigido a 40°C	RI (MΩ) Medido 35 °C	RI (MΩ) Corrigido a 40°C	RI (MΩ) Medido 35 °C	RI (MΩ) Corrigido a 40°C
0,5	307	287,8029	281	263,4287	284	266,2411
1	572	536,232	522	489,3586	536	502,4832
10	4170	3909,244	4460	4181,11	4220	3956,118
IA	1,86	1,86	1,86	1,86	1,89	1,89
IP	7,29	7,29	8,54	8,54	7,87	7,87

Conforme apresentado na Tabelas 4, observa-se que os valores apresentam Índice de polarização e resistência de isolamento acima do recomendado pela IEEE-43.

2.2 ANÁLISE DE POLARIZAÇÃO E DEPOLARIZAÇÃO DE CORRENTE (PDC) DO ESTATOR

Diagnósticos de resposta dielétrica no domínio do tempo, com base na técnica de corrente de polarização / despolarização (PDC), permite avaliar e identificar o envelhecimento do isolamento de máquinas rotativas.

Este ensaio possui capacidade de distinguir entre fenômenos de condução (devido à umidade, poeira de carbono, poeira de metal, etc.) dos fenômenos de polarização (devido ao envelhecimento de produtos na interface do material causados por oxidação ou calor, mistura de óleo e poeira derramados, subprodutos de descargas parciais, contaminantes corrosivos de fábricas de produtos químicos, sal ou sulfeto de hidrogênio, etc.) além de fornecer uma diretriz mantenedores como resolver o problema e gerenciar a vida útil do equipamento. Embora a corrente de despolarização ao longo dos anos atendidos aumente devido ao envelhecimento de materiais isolantes (por exemplo, resina, verniz etc.) e possa diminuir devido à formação de vazios ou lacunas, por exemplo causada pela delaminação, a forma das correntes de polarização e despolarização no domínio do tempo revela o tipo e a causa do envelhecimento do isolamento.

A figura 1 apresenta as curvas de corrente Carga (Polarização- Ipol) e Descarga(Despolarização-Idepol) durante um tempo de 1000 segundos, Razão da capacitância na frequência Cratio ($C(f)/C(50Hz)$) no domínio da frequência e fator de dissipação no domínio da frequência.

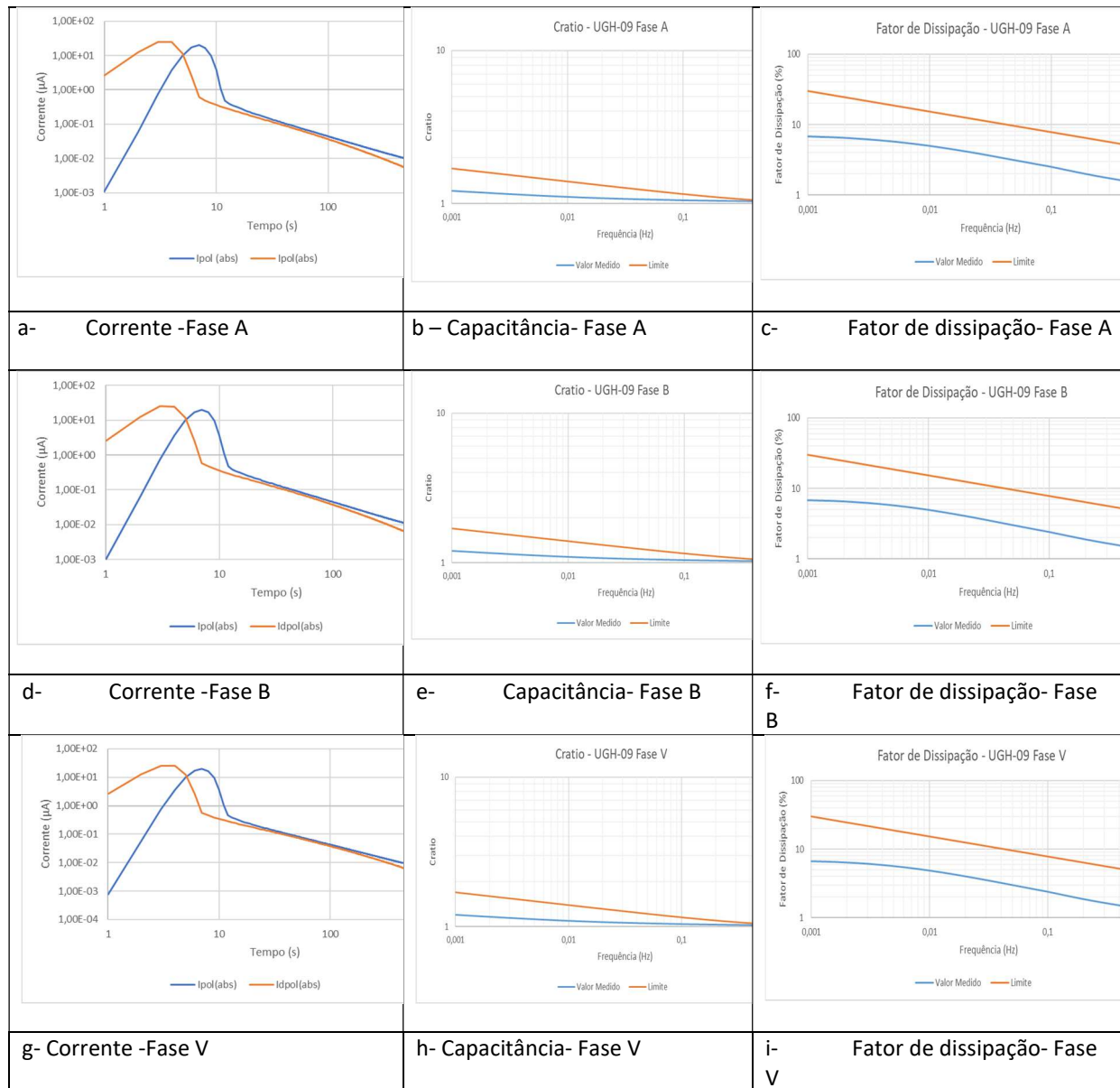


FIGURA 1- UGH-09 FASE X TERRA

As referências [2] e [3] apresentam a caracterização dos problemas elétricos nos isolamentos de máquinas rotativas de acordo com as formas das curvas do PDC. O fator de perdas dielétricas no domínio da frequência acima da curva vermelha indicada na Figura 1 indica a gravidade do problema e o Cratio acima da curva vermelha indicada na Figura 1 indica o quanto da isolação foi deteriorado. Pode-se observar por meio da Figura 1 que a UGH -09 apresentam curvas de Cratio e DDF abaixo dos limites estabelecidos em [2] e curvas características de PDC de isolamentos dentro da normalidade.

2.3 MEDIÇÃO DE CAPACITÂNCIA E FATOR DE PERDAS DIELÉTRICAS (TANGENTE DELTA) DO ESTATOR

As Tabelas 5 e 6 apresentam os resultados das medições e da análise do fator de perdas dielétricas e da capacitância da fase A da TUUGH-09. Como o instrumento de medição utilizado tem

limitação de corrente, cada fase, que contém 8 circuitos, foi dividida em quatro pontos (com a retirada da tulipa), ficando 2 circuitos por ponto de medição.

TABELA 5 - CAPACITÂNCIA E FATOR DE PERDAS DIELÉTRICAS (Tg δ) -FASE A

		Circuitos da Fase A							
		A1 e A2 (A1C2 E A2C2)		A3 e A4 (A3C2 E A4C2)		A5 e A6 (A4C1 E A3C1)		A7 e A8 (A2C1 e A1C1)	
Tensão (kV)		Cap. (nF)	tg δ (%)	Cap. (nF)	tg δ (%)	Cap. (nF)	tg δ (%)	Cap. (nF)	tg δ (%)
0,2Un	1,6	480,66	0,93683	480,33	0,88161	480,67	0,80155	480,22	0,84106
0,4Un	3,2	480,78	0,96139	480,44	0,90444	480,76	0,82591	480,29	0,8622
0,6Un	4,8	480,88	0,99127	480,55	0,92876	480,85	0,85424	480,36	0,88381
0,8Un	6,4	481,02	0,76654	480,70	0,70511	481,04	0,64477	480,46	0,65667
Un	8,0	481,21	0,80428	480,89	0,74263	481,33	0,70059	480,61	0,68997

Tabela 6 – Avaliação do fator de perdas dielétricas (Tg δ) – Fase A

Grandeza Analisada	A1 e A2	A3 e A4	A5 e A6	A7 e A8	Limite
Tg δ 0,2Un	0,93683	0,88161	0,80155	0,84106	<1%
Tg δ 0,4Un-Tg δ 0,2Un	0,02456	0,02283	0,02436	0,02114	<0,25%
Tg δ 0,6Un-Tg δ 0,4Un	0,02988	0,02432	0,02833	0,02161	
Tip-up=(Tg δ 0,6Un-Tg δ 0,2Un)/2	0,05444	0,04715	0,05269	0,04275	<0,125%

Os valores de fator de perdas dielétricas (Tg δ), assim como os valores de Tip-up estão dentro dos limites normativos.

2.4 MEDIÇÃO DE DESCARGAS PARCIAIS

A ocorrência das descargas parciais nos sistemas isolantes dos equipamentos de alta tensão é um sintoma de fragilidade na sua suportabilidade dielétrica e cuja evolução pode vir a acarretar graves consequências para o equipamento.

A medição de descargas parciais foi realizada de acordo com o seguinte procedimento:

- Tensão de ensaio: 8 kV;
- Curto-circuitar e aterrar as fases que não seriam submetidas a alta tensão;
- Aplicar tensão pelo terminal de neutro.
- Registrar os sinais coletados com o sistema de medição IMA-DP Autônomo.

A Máquina possui acopladores distribuídos no circuito do estator conforme apresentado na Figura

2.

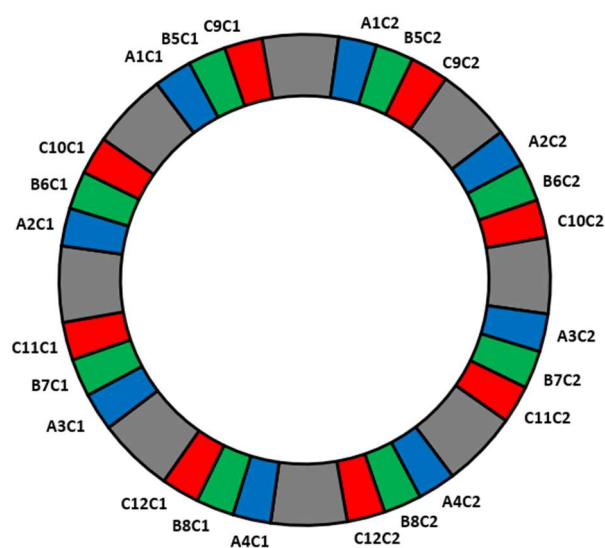


Figura 2 – Localização dos acopladores no estator.
Os resultados das medições de descargas parciais são apresentados na tabela 07.

TABELA 07- DESCARGAS PARCIAS UGH-09

Sensores	out/18		mar/19		abr/20		set/20		out/20	
	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)
A01.02 R.01	287,89	251,25	340	330,86	290	258,98	270	243,05	130	131,48
B05.02 R.08	243,75	195	310	392,58	320	229,69	300	247,81	170	135,47
C09.02 R.15	98,83	89,84	230	168,44	260	177,19	240	178,75	0	0
A02.02 R.120	229,69	164,61	280	219,38	210	165,31	200	147,34	160	106,95
B06.02 R.126	236,25	147,66	280	267,34	240	191,25	230	187,58	130	102,81
C10.02 R.133	190,63	178,13	320	328,83	510	364,22	520	386,72	250	177,19
A03.02 R.217	199,37	195,94	300	344,53	300	352,66	220	239,69	140	146,09
B07.02 R.229	460,16	452,73	690	603,28	470	455,47	510	503,2	200	188,98
C11.02 R.231	177,97	114,22	280	218,2	480	222,58	600	278,44	290	181,25
A04.02 R.336	173,67	155,39	290	271,87	320	276,25	310	265,78	180	142,5
B08.02 R.342	262,73	276,09	480	460,94	710	452,81	450	385	190	165,63
C12.02 R.349	198,2	181,41	240	261,56	260	253,83	330	268,13	170	153,13
A04.01 R.433	188,91	155,39	300	241,17	300	228,75	310	237,19	130	113,75
B08.01 R.440	188,91	149,3	280	203,2	290	179,38	260	164,06	170	131,25
C12.01 R.447	181,09	166,25	200	207,42	210	206,25	210	193,36	150	131,25
A03.01 R.552	194,84	181,41	270	248,91	200	204,84	270	258,12	160	128,91
B07.01 R.558	153,12	131,25	210	186,88	180	152,34	160	146,25	130	111,02
C11.01 R.565	441,8	333,05	390	395	460	431,25	380	400	360	288,75
A02.01 R.649	185,78	185,78	280	245	180	138,75	250	195,23	130	117,81
B06.01 R.656	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C10.01 R.663	203,44	187,03	230	226,41	250	210,94	240	215,16	160	135
A01.01 R.768	168,75	118,75	210	183,75	170	131,33	220	153,75	140	92,97

Sensores	out/18		mar/19		abr/20		set/20		out/20	
	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)
B05.01 R.774	319,92	223,44	360	304,69	320	247,5	350	266,95	200	157,5
C09.01 R.781	162,03	119,53	200	196,87	230	319,3	220	247,81	160	166,56

A legenda do código de cores da tabela é apresentada na figura 3 a seguir



FIGURA 3 – LEGENDA DE DESCARGAS PARCIAIS

A figura 4 apresenta os locais onde foram detectados níveis elevados de Descargas parciais (em vermelho) e os problemas encontrados durante a manutenção.

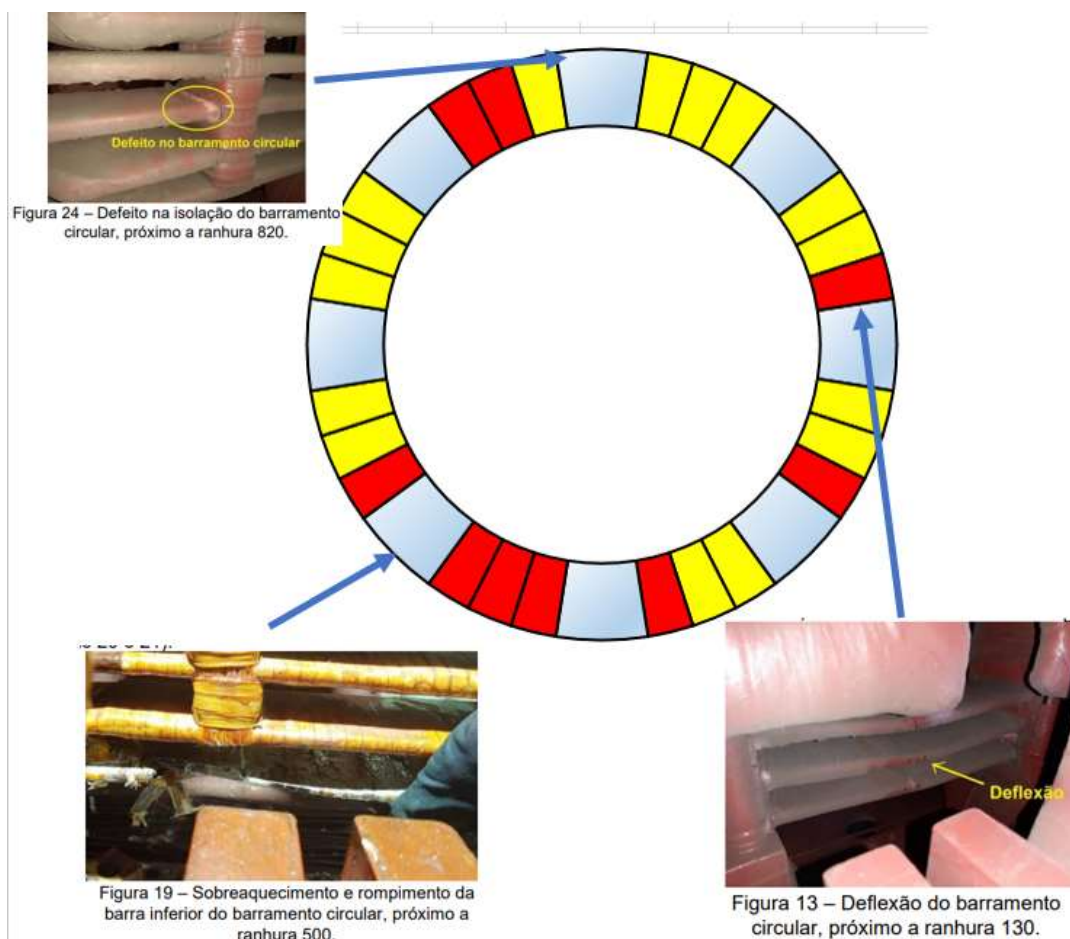


FIGURA 4 – LOCALIZAÇÃO DOS SENSORES POR NÍVEL DE DESCARGA

Pode-se observar por meio da figura 4 que a localização das anomalias encontradas durante a manutenção coincidem com a indicação dos maiores níveis de descargas, encontrados nos ensaios de

descargas parciais. Observa-se também por meio da tabela 7 que os níveis de descargas baixaram significativamente após manutenção.

2.5 ANÁLISE DE VARREDURA DE RESPOSTA EM FREQUÊNCIA DO ESTATOR

A análise de resposta de frequência em máquinas rotativas até o presente momento é baseada em comparações, pois um método de análise numérica ainda não está disponível. Onde houver contaminação, danos ao isolamento, aquecimento, esforços elétricos ou mecânicos, a capacitância e indutância do estator sofrerão alterações em relação os valores originais, o que resultará em uma diferença entre as curvas de resposta em frequência.

Os resultados da análise de resposta em frequência dos enrolamentos do estator é apresentado nas Figura 5(antes da manutenção) e 6(posterior a manutenção).

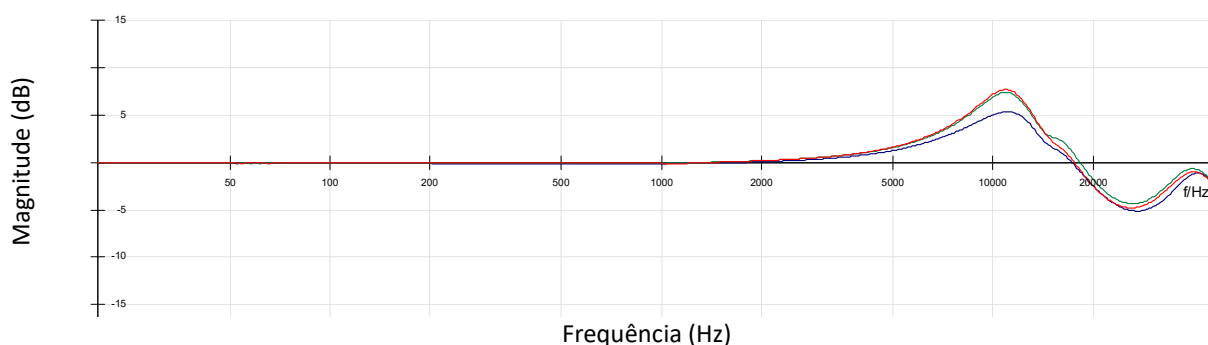


FIGURA 5 – RESPOSTA EM FREQUÊNCIA ESTATOR UGH-09 (ANTES DA MANUTENÇÃO).

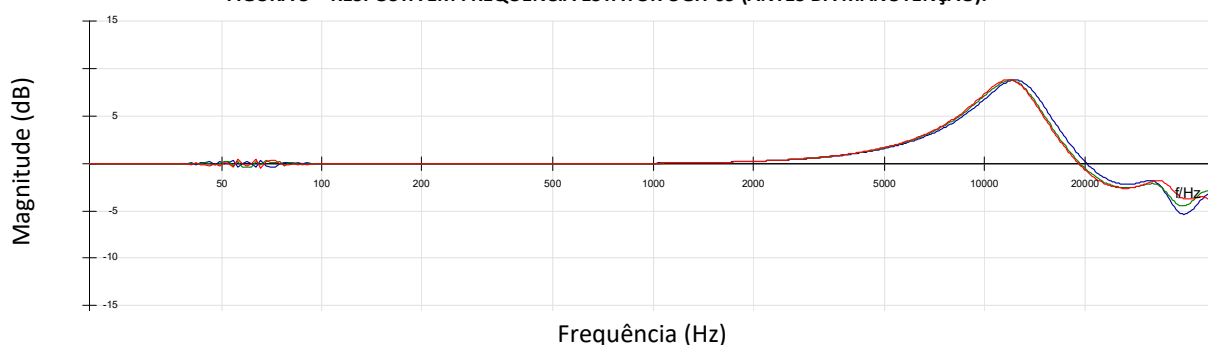


FIGURA 6 – RESPOSTA EM FREQUÊNCIA ESTATOR UGH-09 (DEPOIS DA MANUTENÇÃO).

Analisando a figura 5, pode-se observar uma diferença na magnitude da curva da fase A em relação as fases B e C, o que é indicativo de alguma deformação mecânica. Durante a manutenção foi corrigido um problema de quebra/trinca do barramento circular do estator (Figura 4) e na medição posterior a manutenção, pode-se observar por meio da figura 6 que as curvas das fases ficaram semelhantes.

3.0 CONCLUSÃO

Como resultado deste trabalho pode-se realizar vários ensaios para verificação da integridade do isolamento estatórico de uma máquina rotativa. Os ensaios de Resistência de isolamento, Índice de Polarização, Índice de Absorção, Análise de polarização e despolarização de corrente (PDC), fator de perdas e capacitância indicaram que a máquina estava sem problemas de isolamento.

O ensaio de descargas parciais indicou problemas em alguns pontos localizados no estator e a localização indicada no ensaio coincidiram com a localização de falhas encontradas durante a inspeção visual. Posteriormente os problemas indicados nos ensaios foram corrigidos e foram realizados novos ensaios cujos resultados estavam dentro da normalidade.

O ensaio de resposta em frequência indicou presença de deformação mecânica no enrolamento estatórico da fase A, e durante inspeção foi encontrado a presença de trinca e deformação no barramento circular, após correção foi realizado novo teste, com resultados indicando a normalidade.

Pode-se concluir que dentro os vários ensaios realizados para avaliar a isolação do estator, o de descargas parciais e o de resposta em frequência foram os únicos que indicaram anormalidade.

4.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) IEEE Standard 43 Recommended practice for testing Insulation Resistance of electric machinery
- (2) S. Bhumiwat, "Application of polarisation depolarisation current (PDC) technique on fault and trouble analysis of stator insulation", CIGRE SC A1 & D1 Joint Colloquium, Gyeongju, Korea, pp. 79-87, 2007 {can be downloaded from www.kea-consultant.com}.
- (3) S. A. Bhumiwat, "Insulation resistance and polarization of rotating machines", IEEE Electr. Insul. Conf., Annapolis, Maryland, USA, pp. 249-253, 2011.
- (4) IEEE Standard 286 Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.

DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduação (1998), especialização (2004) e Mestrado (2016) em Engenharia Elétrica, títulos obtidos pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica. Atualmente é engenheiro de manutenção elétrica - Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE desde 2007, e está cursando o curso de Doutorado em Engenharia Elétrica na UFPA.

(2) DAVI CARVALHO MOREIRA

Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (2004), Especialização em Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Potência pelo Instituto Superior Tupy (2015), Mestrado em Engenharia de Barragem e Gestão Ambiental pela Universidade Federal do Pará (2018), Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2021). Trabalha na usina hidrelétrica de Tucuruí desde 2005, tem experiência na área de operação de usinas hidrelétricas, planejamento de manutenção, projetos/especificação de equipamentos e manutenção de gerador, subestação isolada a gás e transformador.

(3) FERNANDO DE SOUZA BRASIL

Doutor e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará em 2016 e 2013, respectivamente, Especialista em Engenharia de Produção pela Universidade do Estado do Pará (2012), Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2006). Atualmente é Engenheiro de Manutenção Elétrica das Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletrobras Eletronorte. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando nas áreas de manutenção preditiva de equipamentos de alta tensão de subestações e usinas hidrelétricas. Novo Coordenador Nacional do Comitê de Estudos de Máquinas Rotativas CE A1 do Cigre.

(4) MARCOS PEREIRA CEPEDA

Engenheiro eletricitista de formação na Universidade Federal do Pará (UFPA), campus Tucuruí, em 2017. Técnico em Eletrotécnica formado pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Pará (CEFET-Pa), em 2005. Atuação profissional como técnico de manutenção em sistemas elétricos na Usina Hidrelétrica de Tucuruí-Pa, desde 2006 até o momento, com ênfase na manutenção de geradores e sistemas de comando e controle.

(5) CELSO LUIZ ARAUJO MONTEIRO

FORMAÇÃO TÉCNICA CURSO: TÉCNICO EM ELETROTÉCNICA INSTITUIÇÃO: ETFPA - ESCOLA TÉCNICA FEDERAL DO PARÁ, 1997 FORMAÇÃO ACADÊMICA CURSO: LICENCIATURA PLENA EM MATEMÁTICA INSTITUIÇÃO: UFPA - UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – 2004 PÓS-GRADUAÇÃO CURSO: EDUCAÇÃO MATEMÁTICA (ENSINO FUNDAMENTAL) INSTITUIÇÃO: UFPA - UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – 2005.