



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

GGH 17
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO I – GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA

DETERMINAÇÃO DAS CAUSAS DA INSTABILIDADE DINÂMICA DAS UNIDADES GERADORAS 5 A 8 DA UHE DE MASCARENHAS DE MORAES

Eduardo Lopes Farias *

Hélio Ricardo Teles de Azevedo

Sanderson Pereira S. de Souza

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. e M&D MONITORAÇÃO E DIAGNOSE LTDA

RESUMO

Após a modernização das unidades geradoras 5 a 8 da UHE Mascarenhas de Moraes, observaram-se altos níveis de vibração nessas. Mesmo durante o comissionamento, não foi possível balancear o gerador, quando tentativas de correção foram efetuadas: correção de circularidade, re-centragem do conjunto girante, entre outras. Com o fracasso dessas tentativas, foi contratada uma empresa para, juntamente com Furnas, identificar as causas da instabilidade.

Este artigo apresenta a metodologia adotada, estando o mesmo dividido em 4 partes: Inicialmente, é apresentado o problema, seguido do modelo desenvolvido. Na terceira parte, são apresentados alguns resultados das medições realizadas. Finalmente, são apresentadas as conclusões.

PALAVRAS-CHAVE

Instabilidade Dinâmica, Vibrações, Balanceamento, Rigidez Mecânica.

1.0 - INTRODUÇÃO

A UHE Mascarenhas de Moraes, situada no Rio Grande, município de Ibiraci, Estado de Minas Gerais, iniciou sua operação em 21/12/1956, com o nome de UHE de Peixoto, sendo inaugurada oficialmente em 29/04/1957 e concluída finalmente em 29/03/1969, quando a última de suas 10 unidades geradoras, entrou em operação comercial, completando a potência instalada de 476 MW. Foi adquirida por Furnas Centrais Elétricas S/A, junto à Companhia Paulista de Força e Luz, em 01/08/1973.

Após a modernização das unidades geradoras 5 a 8 da UHE de Mascarenhas de Moraes, essas apresentaram altos níveis de vibração, não atingindo a qualidade de balanceamento considerada adequada por Furnas, que contemplassem simultaneamente as condições de "Giro Mecânico" e "Máquina Excitada", com 13,8 kV. Durante a fase de comissionamento destas unidades, verificou-se grande dificuldade na execução do balanceamento do rotor do gerador, sendo o problema mais acentuado nas unidades 6 e 8. A unidade 6, por exemplo, ficou impedida de operar comercialmente, por quase 2 anos, até a solução ter sido implementada.

Durante esse período, foram efetuadas várias tentativas para resolver o problema, tais como: correção de circularidade do estator e rotor do gerador, redução de folgas do mancal guia do gerador, correção de verticalidade e re-centragem do conjunto girante, além de várias tentativas de balanceamento do rotor, incluindo tentativas com correção em dois planos.

Com o fracasso de todas as tentativas apresentadas acima, a M&D Monitoração e Diagnose foi contratada com o objetivo de identificar as causas da instabilidade observada. Para isso, foi desenvolvido, de forma conjunta com

Eduardo Lopes Farias
Centro Técnico de Ensaios e Medições (CTE.O)
Rua Carmo do Rio Claro, 80, Bairro de Furnas
São José da Barra, MG, CEP 37 943-000
Tel. (35) 3523 4497 – Fax. (35) 3523 4409
E-mail - lopesfa@furnas.com.br

Furnas, um programa de trabalho que contemplou a análise dos dados de medições já realizadas, além do desenvolvimento de modelos matemáticos simplificados e a execução de novos ensaios.

Este artigo apresenta, de forma sucinta, a metodologia adotada pelas equipes envolvidas, para identificar e corrigir as causas da instabilidade observada, destacando-se as estratégias e ferramentas utilizadas. Dessa forma, o artigo está dividido em quatro partes: Na primeira, é apresentado um breve resumo do problema, incluindo algumas observações relativas à interpretação dos resultados de medições realizadas durante as etapas de comissionamento das unidades geradoras. Na segunda, é apresentado o modelo matemático que foi desenvolvido, cujo objetivo foi de prever, de forma qualitativa, o comportamento das unidades geradoras. Na terceira parte, são apresentados os resultados das medições realizadas em campo, para validar e ajustar o modelo desenvolvido. Finalmente, na quarta parte, são apresentadas as conclusões, onde é destacada a importância da utilização de modelos, mesmo que simplificados, e sua respectiva validação, para solução de problemas complexos.

2.0 - HISTÓRICO

Conforme descrito anteriormente, os níveis elevados de vibração foram observados após a modernização das unidades geradoras. O problema foi detectado inicialmente em maio/2002, durante o “balanceamento magnético” inicial do gerador da UG-5 (primeira unidade geradora modernizada), sendo solucionado somente após a conclusão do comissionamento da UG-6 (iniciado em 01/11/2002 e concluído em 29/10/2004). Para fornecer uma idéia das dimensões da unidade geradora, seguem as suas principais características técnicas do seu Gerador:

Número de fases.....	3
Fabricante.....	GEHI
Potência Ativa Nominal.....	49,4 MW
Fator de Potência Nominal.....	0,95
Tensão Nominal.....	13,8 kV
Frequência Nominal.....	60 Hz
Pólos.....	56
Rotação Nominal.....	128,6 rpm
Corrente Nominal.....	2.176 A
Entreferro Mínimo.....	14,9 mm

Neste período, entre as várias ações executadas, em conjunto, por Furnas e o Fabricante, para resolver o problema, destacam-se:

- ✓ Correção da verticalidade do eixo;
- ✓ Re-centragem do conjunto girante;
- ✓ Várias tentativas de balanceamento em 01(um) plano;
- ✓ Tentativa de balanceamento do rotor em dois planos: quando, foram soldados no rotor aproximadamente 557 kg, conseguindo reduzir os níveis de vibração radial do eixo para abaixo do limite (0,40 mm_{p-p}). Mas após rejeição de carga de 50 MW, a vibração atingiu valores intoleráveis (1,19 mm_{p-p}), danificando os segmentos do mancal guia do gerador;
- ✓ Correção da circularidade / concentricidade do rotor, através de calçamento dos pólos, inclusive com redução dos respectivos limites de tolerância pelo fabricante, de 0,89 e 0,45 mm (Norma ABNT NBR 13224) para 0,35 e 0,16 mm, respectivamente;
- ✓ Correção da circularidade / concentricidade do estator, inclusive com redução dos respectivos limites de tolerância pelo fabricante, de 1,49 e 0,75 mm (Norma ABNT NBR 13224) para 0,70 e 0,35 mm, respectivamente;
- ✓ Redução das folgas diametrais do mancal guia do gerador de 0,50 mm para até 0,38 mm (folga nominal = 0,38 a 0,53 mm);
- ✓ Instalação mesclada de pólos com curvas de ensaio de surto iguais;

Antes de Furnas contratar a consultoria da M&D Monitoração e Diagnose, o fabricante apresentou uma proposta técnica de re-trabalho do anel magnético do rotor da UG-6, que consistiria da desmontagem total do mesmo, com o seu desempilhamento, execução de modificações no sistema de fixação com a aranha, com o objetivo de reduzir sua flutuação. Para isso, o tempo total previsto para a conclusão destes trabalhos, foi de aproximadamente cinco meses.

Após a contratação da consultoria e elaboração do plano de trabalho, a primeira tarefa realizada foi a re-avaliação dos sinais de vibração das UGs, já que esses apresentavam os sintomas do problema. Durante a re-avaliação dos sinais, foram observados comportamentos vibratórios com características de instabilidade dinâmica, quando as UGs eram submetidas aos ensaios de rejeição de carga.

Na Figura 1, são apresentados os sinais da UG 8. O comportamento instável pode ser observado quando as curvas de amplitudes de vibração são comparadas com a variação de rotação da unidade. Nota-se a falta de correlação direta entre a velocidade e a variação de amplitude de vibração, ocorrendo um aumento dessas últimas, mesmo quando a velocidade da unidade geradora decresce. Além disso, as amplitudes permanecem muito altas mesmo quando a velocidade retorna ao seu valor nominal.

Após a análise dos sinais de vibração, foi analisada a documentação técnica do fabricante. Alguns fatos contidos nesta documentação merecem destaque:

- ✓ “Modificação do número de circuitos paralelos de enrolamento do estator (de 4 para 1) e redução do valor médio do entreferro, causando a ocorrência de um empuxo magnético aproximadamente 3,1 vezes maior”;
- ✓ “Excentricidade do anel magnético (0,74 mm, na região próxima ao pólo 3)”;

- ✓ “Possível mudança da forma geométrica do rotor, após ensaio em carga de 20 MW, quando a Unidade não retornou ao seu estado de oscilação anterior”;
- ✓ “Deformação radial do anel magnético contra a aranha apresentou comportamento não uniforme”.

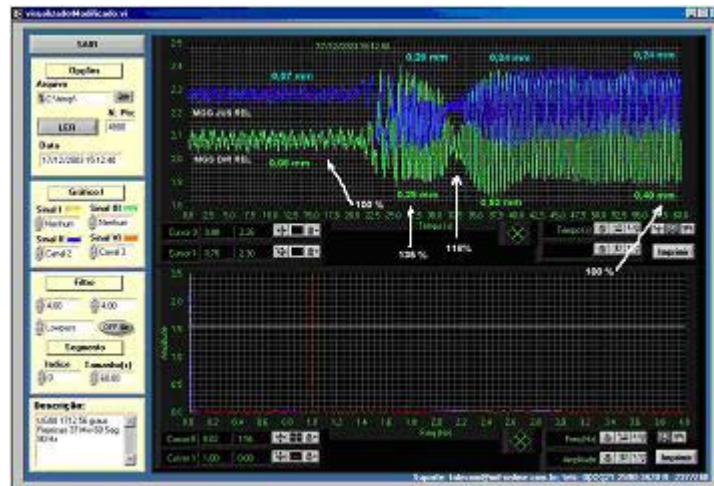


Figura 1 – Sinais de vibração da UG 8, ensaio de rejeição de carga @ 75%, em Dezembro de 2002.

Os fatores apresentados acima, em conjunto com os sinais correspondentes às medições de entreferro, provenientes do sistema de monitoração contínua instalado na unidade geradora, (ver exemplo típico na Figura 2a), pareciam indicar que a causa raiz da instabilidade estava relacionada com variações geométricas do gerador.



Figura 2 – Sinais de entreferro originais (a) e corrigido (b).

Os sinais de entreferro analisados foram adquiridos a partir de 04 (quatro) sensores específicos e registrados em banco de dados. Os valores de entreferro foram anteriormente processados, usando-se como referência à posição de passagem dos pólos em cada um dos sensores. Em condições onde os valores de vibração absoluta do rotor são irrelevantes, em relação às variações normais encontradas nas medições de entreferro, pode-se medir tanto o entreferro instantâneo, como se pode, também, visualizar o formato geométrico do rotor e do estator a partir desses sinais. Entretanto, nesse caso particular, o uso dessas informações na forma “bruta” apresentou problemas, pelo fato de terem sido registrados grandes valores absolutos de oscilação do eixo do rotor. Os sinais assim obtidos, sem um tratamento adequado, forneceram uma estimativa extremamente grosseira dos formatos geométricos do rotor e do estator, não permitindo, nesse caso, ser considerados para essa finalidade. Com o objetivo de minimizar tais distorções, foi desenvolvido pela M&D e incorporado ao Sistema utilizado para processar os sinais (Sistema MDM), um módulo de software específico, que tornou possível, a partir de uma estimativa do valor de oscilação absoluta (medida no mancal guia do gerador), corrigi-los e compensá-los no ponto onde é executada a medição de entreferro.

A eficácia de tal correção se baseia na precisão dos valores geométricos correspondentes às dimensões e distâncias referentes à instalação física dos sensores utilizados e, fundamentalmente, na precisão da estimativa da oscilação instantânea absoluta, medida no ponto mais próximo ao mancal guia do gerador - MGG da máquina.

A Figura 2b apresenta os sinais de entreferro corrigidos, medidos em duas condições distintas de operação da UG. Nas Figuras 2a e 2b, a forma de onda que aparece na janela superior se refere ao sinal de oscilação relativa (MGG) que está sendo corrigido e retirado da informação de entreferro. A janela inferior corresponde ao sinal de entreferro referenciado ao pólo correspondente (total de 56 pólos, no presente caso).

Como pode ser observado na Figura 2b, após a correção dos sinais há uma aproximação significativa entre os dois perfis do rotor medidos, nas condições de “Giro Mecânico” e “Máquina Excitada”. Tal resultado mostrou que as grandes distorções inicialmente verificadas deveriam estar ligadas às consideráveis amplitudes de oscilação absoluta radial do eixo da máquina no nível do MGG, e não às possíveis distorções do formato do rotor do gerador.

Após a eliminação da hipótese da principal causa de vibração das UGs, foi necessário criar um modelo matemático, para entender, mesmo que de forma qualitativa, o comportamento anormal das mesmas. Para isso, foram criados modelos simplificados da UG.

3.0 - MODELAGEM MATEMÁTICA E VALIDAÇÃO DO MODELO

Nesta seção será apresentada, de forma sucinta, a concepção de um dos modelos utilizados com o objetivo de prever, de forma qualitativa, o comportamento da unidade geradora, bem como a sua validação, através de ensaios realizados com uma das unidades geradoras.

3.1 Modelo Matemático

O modelo será apresentado, sem entrar em grandes detalhes na formulação matemática, destacando-se os resultados depreendidos da sua utilização. O modelo criado (bi-dimensional, estático, linear, para previsão das distribuições de deslocamento e esforços), representa o rotor apresentado na Figura 3.

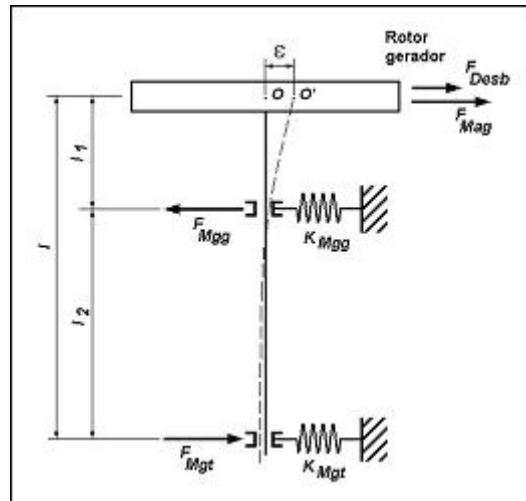


Figura 3 – Diagrama simplificado do rotor.

Neste modelo utilizado, foram consideradas as forças originadas pelos efeitos de distribuição não simétrica da massa, as forças de origem eletromagnéticas e as reações dos mancais. Também foi considerado pelo modelo a distância entre os mancais (l), entre o mancal do gerador e o seu centro (l_2), bem como as suas respectivas folgas. Os principais parâmetros do modelo são os seguintes:

O – posição inicial do centro do eixo;

O' – posição final do centro do eixo;

ε – deslocamento do eixo após atuação das forças de excitação (magnética e desbalanceamento);

l – distância entre os pontos de aplicação das forças de excitação e a força de reação do mancal guia da turbina;

l_1 – distância entre os pontos de aplicação das forças de excitação e a força de reação do mancal guia do gerador;

l_2 – distância entre os pontos de aplicação das forças de reação dos mancais guia da turbina e do gerador;

K_{Mgg} – rigidez do mancal guia do gerador;

K_{Mgt} – rigidez do mancal guia da turbina.

A principal expressão matemática correspondente ao modelo é apresentada abaixo. Tal expressão descreve o valor do deslocamento do eixo do rotor, em relação ao centro do MGG, medido no nível do MGG, até sua posição de equilíbrio:

$$\varepsilon_{Mgg} = \frac{\varepsilon_{0Mgg} + \varepsilon_{Mgt} \left(\frac{K_G l_1}{K_{Mgg} l_2} + \frac{K_{Mag} l_1}{K_{Mgg} l_2} + \frac{K_{Mgt}}{K_{Mgg}} \right) - \frac{K_{Mgt}}{K_{Mgg}} \varepsilon_{0Mgt}}{1 - \frac{l}{l_2} \left(\frac{K_{Mag}}{K_{Mgg}} + \frac{K_g}{K_{Mgg}} \right)}$$

Pode-se observar na expressão acima, que os parâmetros necessários para o seu cálculo, além dos já definidos anteriormente, são:

ε_{0Mgt} , ε_{0Mgg} - folgas nos mancais guias da turbina e gerador, respectivamente;

K_{Mag} , K_G - "rigidez" equivalente da força magnética (empuxo magnético) e do desbalanceamento.

A partir da expressão acima foi possível verificar a sensibilidade do modelo em relação a parâmetros tais como: folga e rigidez dos mancais de guia, desbalanceamento residual e empuxo magnético, além da velocidade de rotação. Nas Figuras 4, 5 e 6 tem-se representada a posição de equilíbrio do rotor, em função desses parâmetros. A posição de equilíbrio do rotor, no contexto deste artigo, pode ser definida como a posição na qual as forças de origem eletromagnéticas e originadas pelos efeitos de distribuição não simétrica da massa são equilibradas pela força de reação dos mancais.

A Figura 4 apresenta o resultado da simulação da posição de equilíbrio do rotor em função do empuxo magnético e do desbalanceamento residual, considerando-se a velocidade nominal de rotação e mantendo-se fixas as folgas dos mancais guia do gerador e da turbina. Na Figura, existem três conjuntos de curvas com cores diferentes, onde cada cor indica um valor de empuxo magnético: 11, 24 e 35 ton/mm, para as cores azul, preto e vermelho, respectivamente. Em cada conjunto de curva, é apresentado o resultado de três simulações, cada uma delas correspondendo a um valor de desbalanceamento residual (0, 50 100 kg).

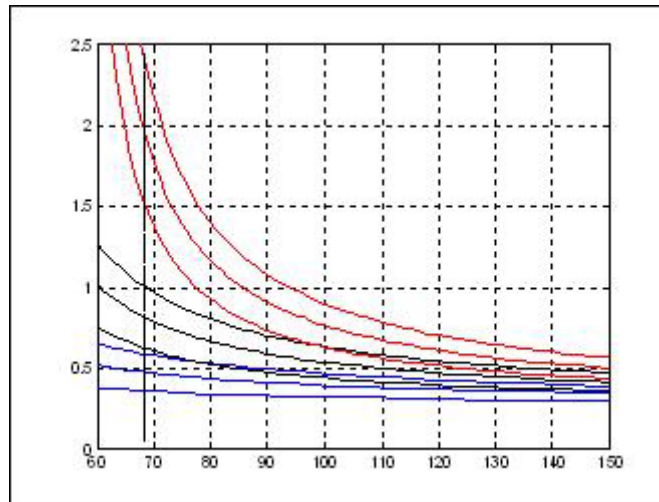


Figura 4 – Sensibilidade da unidade geradora em relação ao empuxo magnético – Rotação nominal (100%).

Observa-se na Figura que a amplitude da posição de equilíbrio é maior na medida em que, tanto o empuxo magnético, como o desbalanceamento residual aumentam. Além disso, nota-se também que o efeito do desbalanceamento residual é amplificado para valores de empuxos magnéticos maiores.

A Figura 5 apresenta o resultado da simulação da posição de equilíbrio do rotor em função do empuxo magnético e da folga do mancal guia da turbina, considerando-se que os demais parâmetros fixos. Os resultados correspondem às simulações realizadas com coeficiente de “Rigidez Magnética” entre 11 e 35 ton/mm e folga do MGT de 0,0 mm (vermelho) e 0,2 mm (preto).

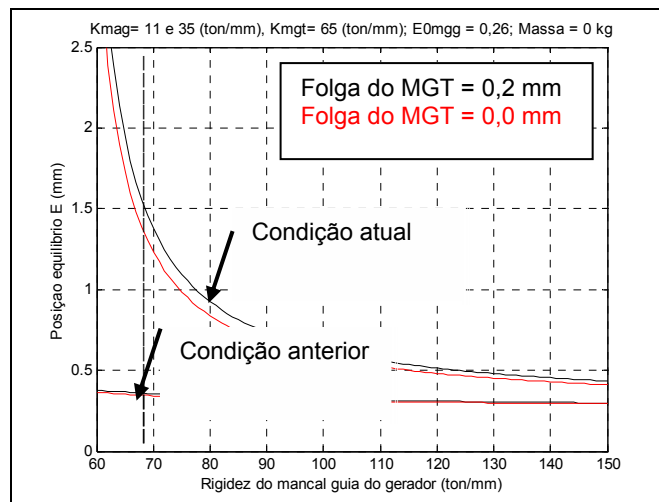


Figura 5 – Sensibilidade da unidade geradora à folga do MGT.

Analisando a Figura 5, nota-se que a posição de equilíbrio do rotor não apresenta grandes variações à medida em que o parâmetro folga do mancal varia, apesar da variação ser mais significativa para o valor maior de empuxo magnético.

A Figura 6 apresenta o resultado da simulação da posição de equilíbrio do rotor em função do empuxo magnético e da folga do mancal guia do gerador. Os resultados correspondem às simulações realizadas com rigidez magnética de 11 e 35 ton/mm e folga do mancal guia do gerador de 0,19 (vermelho) e 0,26 (preto) mm.

Analisando a Figura 6, nota-se que a posição de equilíbrio do rotor apresenta variação sensível, à medida em que o parâmetro folga do mancal varia, sendo mais significativa para o valor maior de empuxo magnético. Comparando as Figura 5 e 6, observa-se que a posição de equilíbrio sofre maior influência da folga do mancal guia do gerador do que do mancal guia da turbina.

De acordo com (1), os principais resultados das simulações foram os seguintes:

- ✓ “Mesmo que o limite inferior do desbalanceamento residual ($m=0$ kg) seja atingido, ainda existe um valor de amplitude esperado. Esse valor sofre grande influência do valor do “Coeficiente” de empuxo magnético

- existente”;
- ✓ “O aumento da rigidez estrutural do mancal provoca uma diminuição da sensibilidade ao desbalanceamento, e necessariamente a amplitude de oscilação diminui”;
 - ✓ “A diminuição da folga terá efeito positivo sobre a redução das oscilações, desde que a relação entre os valores de “Coeficiente” de empuxo magnético e a rigidez estrutural do mancal seja adequada”;
 - ✓ “Pode-se notar que, quanto maior for o “Coeficiente” de empuxo magnético, maior será a susceptibilidade a oscilações de grande amplitude, mesmo considerando a existência de baixos valores de desbalanceamento residual”.

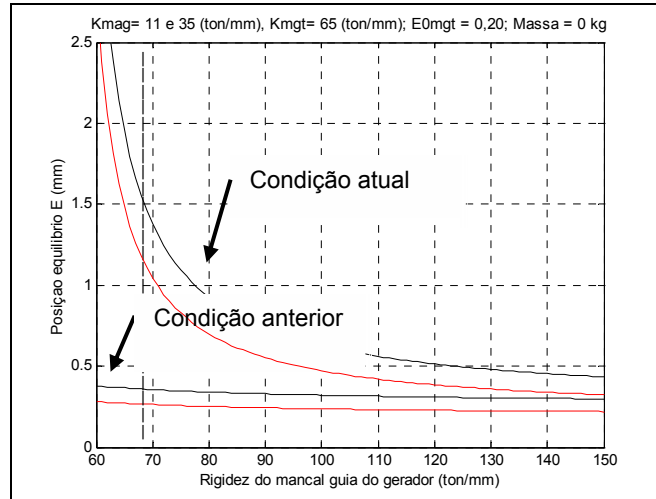


Figura 6 – Posição de equilíbrio do rotor – Comparação entre a condição após a modernização ($K_{mag} = 35$ ton/mm) e antes ($K_{mag} = 11$ ton/mm) para os 02 (dois) valores de folga do MGG: Máx. (0,26mm) e Mín. (0,19mm).

3.2 Validação do Modelo Matemático

Nesta seção serão apresentados os resultados dos ensaios realizados para a avaliação da rigidez dos mancais guia da turbina e gerador, da unidade geradora 6. Os ensaios foram realizados através da aplicação de uma força no eixo da unidade geradora, em duas direções: Montante-Jusante e Direita-Esquerda. Em cada uma das direções, foram realizados ensaios com a bomba de injeção de óleo no mancal escora nas condições ligada/desligada. As Tabelas com os resultados foram tiradas de (3). Na Tabela 1 tem-se o resultado da direção Montante-Jusante e o da direção Direita-Esquerda e na Tabela 2, um resumo das outras duas.

Tabela 1 – Medições realizadas nos sentidos: Montante-Jusante e Direita-Esquerda.

CONDIÇÃO	EIXO (Montante-Jusante)		EIXO (Direita-Esquerda)	
	MGC (ton/mm)	MGT (ton/mm)	MGC (ton/mm)	MGT (ton/mm)
C/ Injeção (1)	*	64	137	87
C/ Injeção (2)	68	66	135	88
Média	68	65	136	88
S/ Injeção (1)	118	82	303	104
S/ Injeção (2)	98	88	294	94
Média	108	85	298	99

(*) - Valor desconsiderado devido a problemas no instrumento de medição.

Analisando a Tabela acima se verifica que os resultados obtidos a partir da metodologia com a bomba de injeção de óleo ligada apresentaram características de confiabilidade visivelmente superiores, quando comparados com aqueles obtidos com a bomba desligada. Tal resultado representou uma constatação importante, de ordem prática, para futuras medições de rigidez mecânica de mancais.

Como resultado representativo dos ensaios realizados, pode-se utilizar como referência os valores abaixo (Valores de Rigidez em ton/mm).

Tabela 2 – Resumo das medições realizadas.

	Montante-Jusante (ton/mm)	Direita-Esquerda (ton/mm)
“Caixa” MGC	85	225
Eixo MGC	68	136
Eixo MGT	65	88

Neste ponto, é importante ressaltar que, de acordo com o modelo apresentado, as previsões do comportamento estão baseadas, nos valores de Rigidez Total dos mancais guia da turbina e do gerador. Esses valores, por sua vez, são calculados a partir de dois outros valores de rigidez: “Rigidez da Caixa” e “Rigidez do Óleo”, conforme pode ser observado no diagrama apresentado na Figura 7. O primeiro valor de rigidez engloba somente a caixa do mancal e seu suporte, que a fixa no concreto da usina. Já o segundo representa a composição dos valores de rigidez do filme de óleo, sapatas, suportes, etc.

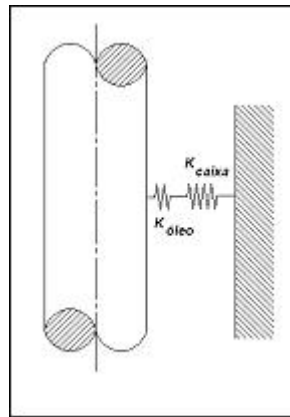


Figura 7 – Diagrama com os tipos de coeficientes de rigidez que compõem a “Rigidez Total” do mancal.

A expressão matemática abaixo correlaciona os valores de “Rigidez Total”, “da Caixa” e “do Óleo”:

$$\frac{1}{K_{tot}} = \frac{1}{K_{caixa}} + \frac{1}{K_{oleo}}$$

Utilizando-se os valores medidos nos ensaios realizados para calcular a Rigidez do “Óleo”, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 3:

Tabela 3 – Valores de Rigidez.

Direção	K_{tot}	K_{caixa}	K_{oleo}
M-J	68 ton/mm	85 ton/mm	340 ton/mm
D-E	136 ton/mm	225 ton/mm	344 ton/mm

Analisando os resultados apresentados na Tabela 3, conclui-se que existe grande coerência nos resultados das medições de Rigidez dos mancais (com a bomba de injeção de óleo ligada), já que os valores calculados para a Rigidez do “Óleo” nas duas direções apresentaram valores muito próximos, como era de se esperar, considerando a simetria do mancal com relação a essas grandezas.

É importante observar a significativa redução do valor de Rigidez Total em função da contribuição da Rigidez do “Óleo” sobre a rigidez da “Caixa”.

4.0 - MEDIÇÕES DE CAMPO

Todas as medições, efetuadas nas referidas unidades geradoras, que serviram de orientação para a solução do problema, foram executadas pelo Centro Técnico de Ensaios e Medições (CTE.O) de Furnas, em várias condições de operação e parada, e estão relacionadas abaixo:

- ✓ Vibração radial, deslocamento e órbita do eixo no mancal de guia do gerador;
- ✓ Vibração axial do rotor do gerador;
- ✓ Flutuação do anel magnético do rotor;
- ✓ Vibração radial da carcaça e núcleo do estator;
- ✓ Rigidez da cruzeta inferior do gerador;
- ✓ Fluxo magnético dos pólos do rotor;
- ✓ Surto nos pólos do rotor;
- ✓ Verticalidade do eixo;
- ✓ *Run-out* do eixo nos mancais;
- ✓ Circularidade / concentricidade do estator e rotor do gerador;
- ✓ Circularidade / concentricidade dos anéis de desgaste do rotor da turbina;

A Tabela 5 apresenta, de forma comparativa, alguns resultados das medições executadas nas UGs 06 e 08, para várias condições de operação e em épocas diferentes. A redução dos valores de amplitude, obtidos após a implementação da solução (reforço do MGG), pode ser facilmente verificada.

Tabela 5 - Resumo das medições de vibração radial do eixo, efetuadas nas UGs 06 e 08, antes e após a modernização e após o reforço da cruzeta inferior do gerador.

U G	ÉPOCA DO ENSAIO	VIBRAÇÃO RADIAL DO EIXO (mm) – Pico a Pico					
		Jusante			Direita		
		Mecânica	13,8 KV	50 MW	Mecânica	13,8 KV	50 MW
6	Antes Modernização Limite=0,40mm	0,24(Rel.)	0,08(Rel.)	0,10(Rel.)	0,35(Rel.)	0,07(Rel.)	0,07(Rel.)
	Após Modernização Limite=0,40mm	0,06(Rel.)	0,34(Rel.)	32MW 0,84(Rel.)	0,10(Rel.)	0,36(Rel.)	32MW 0,77(Rel.)
	Após Reforço Limite=0,37mm	0,15(Abs) 0,13(Rel.)	0,15(Abs) 0,11(Rel.)	0,10(Abs) 0,07(Rel.)	0,15(Abs) 0,15(Rel.)	0,09(Abs) 0,07(Rel.)	0,06(Abs) 0,05(Rel.)
8	Antes Modernização Limite=0,40mm	0,16(Rel.)	0,06(Rel.)	0,02(Rel.)	0,13(Rel.)	0,06(Rel.)	0,02(Rel.)
	Após Modernização Limite=0,30mm	0,45(Abs)	0,58(Abs)	0,23(Abs)	0,24(Abs)	0,13(Abs)	0,07(Abs)
	Após Reforço Limite=0,26mm	0,12(Abs) 0,08(Rel.)	0,10(Abs) 0,07(Rel.)	0,04(Abs) 0,03(Rel.)	0,08(Abs) 0,07(Rel.)	0,08(Abs) 0,06(Rel.)	0,04(Abs) 0,03(Rel.)

Abs – Medição absoluta;

Rel. – Medição relativa;

O limite de vibração adotado por Furnas é de 80% da folga do mancal guia do gerador, conforme Norma NEMA MG. 5.2 / 72.

5.0 - CONCLUSÕES

A análise dos resultados apresentados pelo modelo matemático adotado e pelas medições realizadas na UG 6, demonstrou a existência de uma condição de baixa rigidez radial do mancal de Guia do Gerador, na direção Montante-Jusante. Comparando o valor de Rigidez Total do mancal encontrado nas medições para a direção Direita-Esquerda com a direção Montante-Jusante, o primeiro corresponde praticamente ao dobro do segundo. A existência dessa baixa rigidez, associada à assimetria estrutural desses mancais, criam necessariamente condições de comportamento dinâmico instável, compatível com os resultados verificados nas medições do comportamento vibratório da máquina.

Tal resultado é previsto na Figura 6, onde é apresentado no mesmo gráfico os resultados das simulações realizadas antes e após a modernização da UG. Na Figura, a rigidez atual dos mancais é destacada com uma linha vertical pontilhada. Observa-se que a posição de equilíbrio prevista para o rotor após a modernização tem amplitude aproximadamente três vezes maior do que a original. Além disso, também é importante destacar que mesmo que a UG não possuísse desbalanceamento residual, a posição de equilíbrio ainda sim, teria uma amplitude prevista de mais de duas vezes que a prevista para a condição original e com desbalanceamento residual.

As conclusões a respeito da causa raiz do problema foi viabilizada pela análise de resultados obtidos a partir de modelos matemáticos simples. Além disso a execução de teste em campo aumentaram a confiança do modelo e da solução propostos, sendo considerado, por isso, uma etapa fundamental para a consecução de qualquer análise bem sucedida.

A solução apresentada pelas empresas, diferente da inicialmente vislumbrada pelo fabricante, foi adotada com sucesso nas unidades 5, 6 e 7, mas ainda com algumas restrições na unidade 8 que apesar de apresentar baixos valores de vibração radial do eixo, ainda mostra características de instabilidade quando submetida à rejeição de carga nominal, impedindo por isso, sua aceitação definitiva. No caso da UG 8, apesar de o reforço da cruzeta já ter sido realizado, foi constatado, em medições realizadas recentemente, que o valor de rigidez especificado para o mancal não foi atingido.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Azevedo, H. R. T. de e Souza, S. P. S. de, Análise de Vibração nas Unidades Modernizadas (UG-05 a UG-08) da UHE Mascarenhas de Moraes – Relatório Preliminar M&D Monitoração e Diagnose;
- (2) Azevedo, H. R. T. de e Souza, S. P. S. de, Análise de Vibração nas Unidades Modernizadas (UG-05 a UG-08) da UHE Mascarenhas de Moraes – Relatório Final M&D Monitoração e Diagnose;
- (3) CTE.O, Medições de Esforços nos Mancais da UG 06 da USMM.O;
- (4) CTE.O, Relatórios de Comissionamento das UGs 5, 6, 7 e 8;