



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

GPT - 21
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO II
PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE NA CALDEIRA 1 DA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA

Jayme Rodrigues Nogueira Jr* José Antonio Del Bel Gilberto da Silva Fernandes Mauro Araújo Duque

EMAE

EMAE

EMAE

ARAUJO Eng.

RESUMO

Após quatro décadas da instalação da usina em meados dos anos 90 foi desenvolvido pela EMAE um programa de extensão de vida nas unidades geradoras da Usina Piratininga. Deste programa resultaram recomendações, dentre as quais a substituição dos queimadores, que foram efetivadas e deverão incrementar a vida da usina em 20 anos.

Com o crescente rigor na regulamentação ambiental que rege os aproveitamentos energéticos, a EMAE implementou a substituição dos queimadores das caldeiras da usina por novos que possibilitam a queima de óleo combustível e gás natural. A partir de abril de 2000 a Caldeira 1 passou a queimar gás natural sendo o combustível preferencial até os dias atuais.

Na operação com os novos queimadores há dificuldades em manter o controle da chama (tamanho) vindo a comprometer o desempenho das caldeiras causando uma redução de 20 % na capacidade nominal.

Neste período em que a Caldeira 1 operou com gás natural foram constatadas movimentações de tubos e um novo comportamento de troca térmica da caldeira que levaram à realização de uma nova avaliação de integridade. Para tanto desenvolveu-se um conjunto de atividades, incluindo inspeções visuais, exames e análises metalográficas e ENDS, onde se detectou danos acumulados em níveis comprometedores que poderiam levar a falhas e foram gerados os respectivos projetos de reparo bem como a efetivação dos mesmos. Em função das novas condições operacionais foi estabelecido um planejamento de atividades de monitoramento e manutenção da integridade física da caldeira que deverá ser levado a termo nos próximos anos.

PALAVRAS-CHAVE

Caldeira, Queimadores, Avaliação de Integridade, Análise de falhas, Metalografia, Combustão, END, solda.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Usina Piratininga está localizada na Av. Nossa Senhora do Sabará, 5312 – São Paulo - Capital, possui quatro unidades geradoras – Unidades 1 e 2 de 100 MW e Unidades 3 e 4 de 136 MW. As Unidades 1 e 2 são idênticas e geram energia a partir do Ciclo de Rankine possuindo geradores elétricos GE e Caldeiras Babcock. As características gerais dos geradores de vapor são:

- Produção nominal de vapor ----- 386 ton/h
- Pressão de trabalho----- 67,8 atm
- Temperatura do vapor----- 496 ° C
- Número de queimadores----- 12

Usina Termoeletrica Piratininga - Av. Nossa Senhora do Sabará, 5312 – São Paulo – 5613.2270 – fax 5613.2281 – jayme.nogueira@emae.sp.gov.br

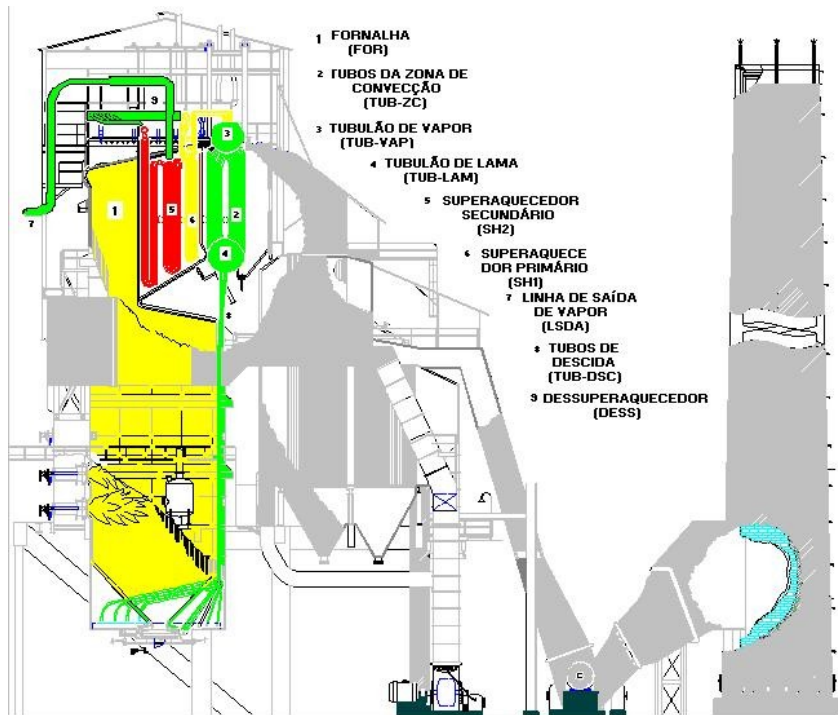


FIGURA 1 - vista em corte lateral da Caldeira 1 da Usina Termoeletrica Piratininga

2.0 - HISTÓRICO

A Unidade 1 foi inaugurada em 1954 sendo submetida a regime de operação e produção resultando no gráfico abaixo:

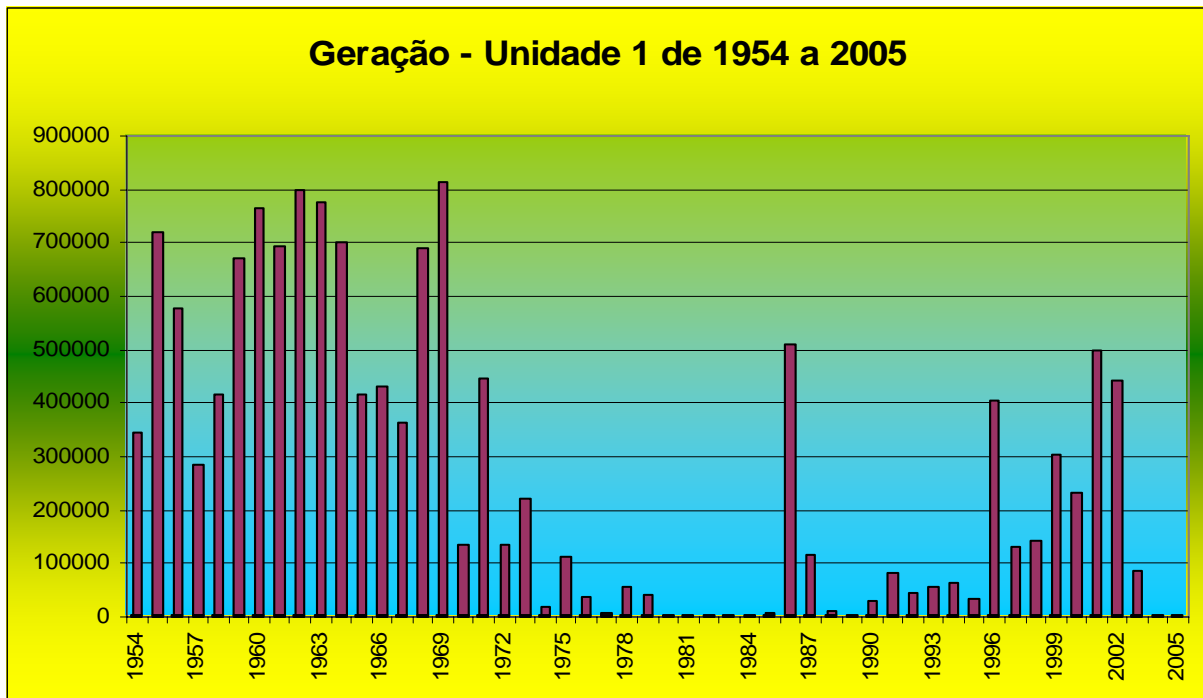


FIGURA 2 – gráfico da geração da usina desde sua inauguração

Na década de 70 e início da de 80 as unidades geradoras foram submetidas por longos períodos sob o regime de atendimento da “ponta diária de carga” fazendo com que um grande número de partidas fossem efetuadas. A

partir de 86, ano da baixa hidraulicidade em que as unidades foram despachadas em regime de carga máxima, conseguiu-se sensibilizar as autoridades do setor elétrico obtendo-se autorização para que as usinas termoeletricas pudessem operar com suas máquinas em “carga mínima minimorum”, o que possibilitou uma operação mais constante.

No início da década de 90, foi desenvolvido um programa de “life extension” na Usina Piratininga. Foram efetuadas séries de ensaios em vários pontos das caldeiras, visando uma avaliação da integridade física das mesmas, a vida residual e indicação de intervenções a serem realizadas, que foram efetivadas nos anos seguintes, tais como: a substituição dos atemperadores e tubos e coletores de fundo das caldeiras e dos tubos de interligação dos tambores na Unidade 1, substituição dos queimadores e substituição dos suportes de molas das linhas principais de vapor. Os custos envolvidos, entre inspeções e estudos de engenharia, aquisição de peças e componentes e instalação, foram da ordem de R\$ 83.500.000,00 (base 2005) o que perfaz um valor aproximado de 65 R\$/kW instalado.

As Caldeiras 1 e 2 foram submetidas a importantes mudanças, dentre as quais a utilização de gás natural, além de óleo combustível, e tiveram modernizados os seus sistemas de supervisão e controle. Foram substituídos os queimadores originais da instalação das caldeiras passando-se a utilizar novos equipamentos com possibilidades de queima dos dois combustíveis. Nesta nova configuração, surgiram dificuldades para manter o desempenho da caldeira, pois o controle de chama com os novos queimadores e o novo combustível tornou-se problemático (tamanho da chama), vindo a causar uma limitação operacional que reduziu a sua geração máxima a 80 % da sua capacidade nominal.

A partir de decisões estratégicas da EMAE, buscou-se o licenciamento ambiental para ampliação da usina, no qual a empresa comprometeu-se em não mais queimar óleo combustível. Sendo assim, desde 2001, as Caldeiras 1 e 2 têm queimado apenas gás natural.

Em inspeções efetuadas nos últimos anos, observou-se movimentação de tubos das paredes da fornalha e um novo comportamento das caldeiras, com relação à troca térmica na câmara de combustão. Após reparos que possibilitaram a operação segura das caldeiras, foi iniciado um processo para reavaliar a integridade das mesmas.



FIGURA 3 - frontal do queimador original da montagem da usina (detalhe - tocha para acendimento) e do novo queimador

3.0 - AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE

Para realizar a avaliação de integridade da Caldeira 1 foi contratada a empresa Araujo Engenharia que desenvolveu as atividades de planejamento e execução de inspeções e ensaios em seus vários componentes. Estes serviços transcorreram entre janeiro e julho de 2004.

Foram avaliados os tubulões de vapor e lama, os superaquecedores, a fornalha, os pontos de aquecimento de água e a linha de vapor superaquecido.

Alguns componentes analisados apresentaram danos acumulados decorrentes da operação de uso. Os principais foram a deformação de tubos da fornalha que provocou o deslocamento da posição original em vários deles e perda de espessura sob depósitos na superfície interna dos tubos na região dos queimadores – onde ocorrem as maiores taxas de transferência de calor. Os exames laboratoriais executados em amostras removidas, mostraram que estas regiões foram desgastadas por corrosão cáustica sob depósitos, tendo sido observados também danos microestruturais resultantes de ataque por hidrogênio. Nesta região foram detectadas também “laranjas” em dois tubos, cuja análise laboratorial indicou como causa o superaquecimento devido a incidência direta da chama, provavelmente pelo desajuste dos bicos dos queimadores. Os tubos do superaquecedor secundário também apresentaram deformações, das quais não haviam registros anteriores a 2001, e trincas entre “clips” e tubos, resultantes de fadiga-térmica. A microestrutura destes tubos encontra-se transformada, coalescida, porém sem danos resultantes de fluência ou alterações significativas em suas propriedades mecânicas; com exceção da microestrutura local na região afetada pelo calor da solda dos clips com os tubos, que apresentaram grau moderado de grafitação. Foi detectada uma trinca passante em uma solda de ligação entre tubo e coletor do superaquecedor primário, cuja causa não pôde ser precisada. Foi detectada também uma “descontinuidade linear” de dimensões significativas na solda do coletor de entrada do superaquecedor secundário e um de seus tampos.

Os exames não-destrutivos executados nas soldas e suas adjacências de coletores x tubos, coletores x derivações e soldas circunferenciais dos coletores de ambos superaquecedores não revelaram a presença de danos por fluência.

Nos corpos cilíndricos de aquecedores de água da caldeira foram detectadas diversas trincas provocadas por fadiga-térmica devido à condensação de vapor saturado sobre as superfícies metálicas e da fabricação do equipamento.

A deformação e deslocamento dos tubos da fornalha e superaquecedor secundário resultaram da carga térmica e distribuição de calor impostas pelas novas condições de combustão. As maiores taxas de transferência de calor na região dos queimadores foi responsável pela aceleração da deposição e pela perda de espessura na superfície interna dos tubos da fornalha. A grafitação observada nas regiões termicamente afetadas pelo calor da soldagem dos “clips” nos tubos do superaquecedor secundário ocorreu ao longo de todo o período operacional, assim como as trincas de fadiga-térmica, porém as tensões térmicas resultantes da dilatação diferencial entre os clips e os tubos aumentaram em decorrência das novas condições de combustão, já que a temperatura dos gases nesta região aumentou. Este aumento de tensões provoca a aceleração da propagação das trincas por fadiga.

Em função dos resultados da reavaliação de integridade e as novas condições operacionais da unidade, foram revistas as perspectivas de evolução do estado físico dos diversos componentes e, em função desta análise, estabelecido o planejamento das atividades de monitoramento e manutenção da integridade física da caldeira. Serão planejados os exames e testes a serem executados nas próximas intervenções e instalados sensores de temperatura em pontos estratégicos para monitoramento das condições operacionais reais, já que há indícios da contribuição da distribuição de calor na caldeira, na determinação ou aceleração do acúmulo de danos resultantes de alguns dos mecanismos presentes.

No intuito de mitigar os efeitos acima indicados, está sendo implementada uma alteração no aquecedor de ar da caldeira, de modo a se obter as condições nominais de projeto requeridas pelos novos queimadores, adequando as condições da chama. Para acompanhamento do comportamento dos tubos e trocadores, serão mantidas inspeções periódicas trimestrais, intervindo-se quando necessário.

4.0 - REPAROS REALIZADOS

Para readequação do estado físico dos equipamentos, resgatando a confiabilidade e segurança operacionais das caldeiras e pontos de aquecimento, foram projetados e executados reparos em alguns componentes. Foram elaborados “Projetos de Reparos” em conformidade com o item 13.4 da NR-13, os quais foram baseados no código de projeto do equipamento, ASME I e NBIC.

4.1 - Substituição dos “Clips” do superaquecedor secundário.

Os “clips” são dispositivos que posicionam os tubos das serpentinas dos superaquecedores, mas permitem uma certa movimentação das serpentinas, dentro de um determinado curso. Na inspeção visual e através de ENDs constatou-se trincas nas soldas dos “clips” com os tubos das serpentinas, que necessitaram ser removidas de modo a não se propagarem para os tubos. A solução encontrada foi a substituição dos atuais “clips” por outros confeccionados com vergalhão de diâmetro de 3/8”, que necessitam de pequenas soldas para sua fixação.

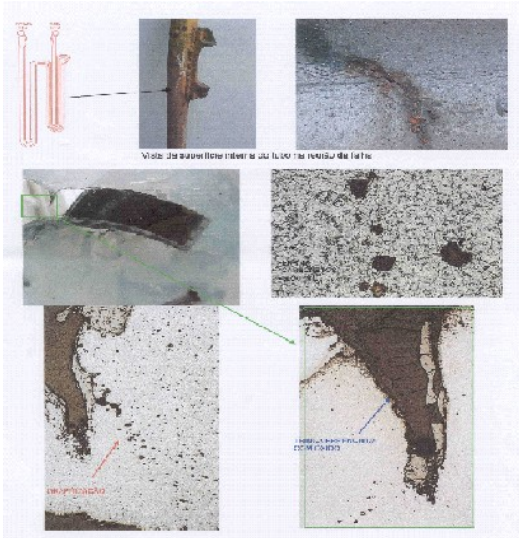


FIGURA 4 – (a) análise microscópica do clip



FIGURA 4 – (b) Clips antigos e atual

4.2 - Reparo na solda entre o coletor de entrada do superaquecedor secundário e sua tampa.



FIGURA 5 - (a) tampo do coletor (oeste)



FIGURA 5 – (b) tampo do coletor em reparo (leste)

A solda deste tampo foi esmerilhada até a eliminação da trinca. O sulco foi preenchido com solda para recompor a configuração original da tampa.

4.3 - Reparo nas “laranjas” da tubulação na fornalha



FIGURA 6 - foi removida uma parte do tubo onde se encontrava a “laranja“ (janela) e instalado “insert metálico”.

4.4 - Reposicionamento dos tubos na fornalha



FIGURA 7 - foi aberta a chaparia da caldeira onde os tubos estavam desalinhados para possibilitar o reposicionamento e depois foram recompostos o isolamento térmico e a chaparia.

4.5 – Soldagem da serpentina removida



FIGURA 8 - para melhor avaliar as serpentinas dos superaquecedores, foi retirado um “ loop “ da serpentina para análise. Foi repostos um novo “ loop “ para manter as condições originais da caldeira.

5.0 - INSTALAÇÃO DE DEFLETORES NO AQUECEDOR DE AR

Apesar de uma série de intervenções realizadas pelo fabricante nos novos queimadores não se obteve a redução de tamanho necessária na chama, de modo a resgatar o desempenho original da caldeira e, por consequência, da unidade geradora. Como citado no item 3, com o objetivo de recuperar a capacidade de geração da caldeira, em

2002, foi contratado um especialista que estudou a situação e diagnosticou uma impossibilidade de se pressurizar a caixa de ar no valor requerido pelos novos queimadores. A solução proposta foi de instalar defletores no aquecedor de ar, no lado ar, buscando aumentar a temperatura do mesmo, refletindo na maior pressurização na caixa de ar. Os defletores já estão instalados e serão testados no retorno em operação da unidade.



FIGURA 9 - detalhe da chapa defletora no aquecedor de ar da caldeira

6.0 - CONCLUSÃO

A avaliação de integridade da caldeira em questão mostrou-se oportuna, pois os processos em curso ou danos constatados poderiam vir a comprometer a segurança e a confiabilidade operacionais da mesma. A gama de inspeções e exames alcançou todos os componentes críticos da caldeira possibilitando a determinação de procedimentos de reparos que, além de atender à regulamentação de segurança concernente, resgatará a integridade física dos mesmos. Cabe destacar que, é determinante para o sucesso de todo o programa desenvolvido, a realização do acompanhamento dos reparos recomendados no processo de avaliação, nas suas várias etapas. Complementarmente, faz-se necessário a efetiva monitoração dos pontos e parâmetros estabelecidos nesta avaliação para que se obtenha garantias da segurança operacionais do equipamentos.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) "STEAM its generation and use", Babcock & Wilcox 1992
- (2) French, N.D., "Metallurgical Failures in Fossil Fired Boilers", second edition, John Wiley & Sons, INC.1993
- (3) Livro da Instalação da Usina Termoeletrica Piratininga
- (4) "Standard Recommendations for Pressure Part Inspection During a Boiler Life Extension Program", M.N. Hovinga, G.J. Nakoneczny, Babcock & Wilcox, Barbeton, Ohio, USA
- (5) "Boiler Fitness Survey for Condition Assessment of Industrial Boilers", G.J. Nakoneczny, Babcock & Wilcox, Barbeton, Ohio, USA
- (6) "Power Boilers-A Guide to Section I of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Bernstein M.D. and Yoder, W.Y.
- (7) "Damage Mechanisms and Life Assessment of High-Temperature Components", ASM International, Viswanathan, R.
- (8) "API – 573 , Inspection of Fired Boilers and Heaters", American Petroleum Institute,second edition, February 2003
- (9) National Board Inspection Code – NBIC, ANSI/NB-23, Third Revision, Edition 2001