



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

GPT 31  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

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

**ALERTA DE SEGURANÇA E OS RISCOS DE ACIDENTES DEVIDO A FALHAS EM TUBOS DE CALDEIRAS  
E COMPONENTES ASSOCIADOS**

**Luiz Felipe \***

**TRACTEBEL ENERGIA S.A**

**RESUMO**

Dentre todos os principais mecanismos de falhas atuantes nas caldeiras e equipamentos do ciclo térmico de plantas térmicas, incluindo-se as usinas nucleares e demais instalações industriais, destacam-se mecanismos de falhas que ocorrem nas partes expostas externamente aos equipamentos e com características de rompimentos danosos e de elevado risco para as pessoas e instalações.

Trata-se de mecanismos associados do tipo corrosão-fadiga e corrosão-erosão e que apresentam preferencialmente uma tipicidade de ruptura, ou seja, apresentam vazamento de água ou vapor antes de romperem plenamente (*leaking before breaking*).

O processo de falha por fadiga-corrosão é caracterizado por três etapas distintas, tais como, a formação da trinca em "pites" agrupados devido o ambiente de corrosão, em que a trinca se forma em algum ponto de concentração de tensão (trechos curvos preferencialmente), propagação da trinca em que a trinca aumenta de tamanho a cada ciclo de tensão, e finalmente, a falha final que ocorre de maneira muito rápida, uma vez que a trinca avançou até atingir o tamanho crítico.

Como um exemplo e uma lição aprendida, ressalta-se as falhas ocorridas na Caldeira 1 da usina Jorge Lacerda A (50 MW), a qual encontra-se com aproximadamente 40 anos de operação, com mais de 600 ciclos de partidas a frio/quente e com elevada susceptibilidade de risco de falhas em componentes das caldeiras e do ciclo térmico. Outros casos práticos observados são as falhas recorrentes no evaporador da Caldeira 7 (UTLC - 363 MW) devido deficiências de flexibilidade em pontos de extrema rigidez que resultam em dilatações impedidas e aceleram o surgimento de micro-trincas nas zonas de concentrações de tensões.

O fenômeno corrosão-erosão (conhecido internacionalmente como *FAC = Flow-Accelerated Corrosion* (2)), por sua vez, ocorre em tubos e acessórios de sistemas de água e vapor de quaisquer plantas térmicas, nucleares (19) e de instalações industriais que denota uma preocupação e um alerta especial para os responsáveis pela operação e manutenção de sistemas/tubulações as quais não estão imunes a este fenômeno. As condições internas de fluxo, velocidades, geometria, etc. são fatores determinantes para que as falhas ocorram. Em componentes que operam a baixas temperaturas e pressões, este mecanismo de danos ataca as paredes pouco espessas e acaba motivando falhas inesperadas e de elevado risco. Como exemplo, ressalta-se uma falha ocorrida na unidade 2 (UTLA - 50 MW) em rede de drenagem de aquecedor de alta pressão também de elevado risco de acidentes às pessoas e as instalações.

**PALAVRAS-CHAVE**

Fadiga – Corrosão – Erosão – Segurança - Usinas Térmicas

**1.0 INTRODUÇÃO**

A partir da década de 90 têm-se observado uma adicional esforço por parte de gerentes de instalações, inspetores de equipamentos, operadores e mantenedores em relação aos riscos de acidentes causados por rompimentos de

\* TRACTEBEL ENERGIA / TMS-SE - Av. Paulo Santos Mello S/Nº, Capivari de Baixo - SC, CEP 88745-000  
Fone: (048) 3621 4067 - Fax: (048) 3621 4006 / E-mail: [lfelippe@tractebelenergia.com.br](mailto:lfelippe@tractebelenergia.com.br)

tubulações e acessórios de água e do vapor. Em inúmeros casos, estas rupturas de tubos em pontos especiais dos circuitos de água e vapor foram consideradas catastróficas a nível mundial, pois além de provocarem acidentes fatais com operadores e mantenedores das plantas industriais (16), e relevantes aportes de recursos foram destinados para sanar os efeitos provocados. Trata-se do mecanismo de falha denominado como corrosão acelerada devido ao fluxo de vapor úmido, ou, denominado nas literaturas internacionais como **FAC** – *Flow-Accelerated Corrosion* (2) ou ainda *Flow-Assisted Corrosion*.

Fadiga-Corrosão é uma forma de falha que ocorre em componentes de equipamentos sujeitos as tensões dinâmicas e cíclicas em ambiente com corrosão. Nestas circunstâncias é possível que a falha ocorra em um nível de tensão consideravelmente abaixo da tensão de escoamento ou de ruptura do material. O nome “fadiga” é usado porque esse tipo de falha normalmente ocorre depois de um período longo de ciclos de tensão ou deformação. Fadiga é um assunto importante porque é a maior causa de falha em metais, estima-se que 90 % das falhas em materiais metálicos sejam causadas por fadiga. Além disso, as falhas normalmente são catastróficas, ocorrendo subitamente e sem nenhum sinal prévio. Neste caso, não há previsibilidade e nem técnicas seguras de inspeção para detecção antecipada dos defeitos.

Há pesquisas incessantes por ensaios não destrutivos apropriados para a detecção deste tipo de mecanismo de falha.

## 2.0 A CORROSÃO-EROSÃO ACELERADA POR FLUXO

### 2.1 O que é a corrosão acelerada por fluxo?

Corrosão acelerada por fluxo é um fenômeno que resulta da perda de metal de tubos, vasos de pressão e equipamentos fabricados em aço carbono (9) (2). Isto ocorre em determinadas condições de fluxo, geometria e material, os quais são comuns em tubulações de elevadas solicitações mecânicas em usinas nucleares, usinas de combustível fóssil e instalações industriais.

Os fatores que mais influenciam na corrosão acelerada devido ao fluxo são os seguintes (9):

- ✓ Fatores hidrodinâmicos, i.e, velocidade de fluxo, rugosidade do tubo, geometria do caminho do fluxo, qualidade do vapor ou fluxo contendo 2 fases (água/vapor);
- ✓ Fatores relacionados ao ambiente interno nas tubulações, i.e, temperatura, pH, agente redutor, concentração de oxigênio, potencial de redução e oxidação, impurezas na água;
- ✓ Fatores metalúrgicos, principalmente a composição química do aço. Foi determinado que o elemento mais benéfico nos aços para esta aplicação é o cromo. Um aço contendo liga de cromo acima de 1% reduz consideravelmente a taxa de corrosão acelerada por fluxo. Há evidência de que o uso de cromo em valores menores, em até 0,1%, pode também reduzir a corrosão acelerada.

### 2.2 Condições favoráveis para a corrosão acelerada por fluxo (15)

Dentre os principais fatores que estimulam o surgimento de FAC destaca-se a temperatura da água/vapor na faixa de 100 a 250 °C, sendo que na condição de água na fase líquida a maior perda de material dos componentes fabricados em aço carbono está na faixa 129 °C a 149 °C. Para o surgimento de maior efeito de FAC, a faixa de temperatura está entre 149 °C a 199 °C.

A velocidade da água ou vapor acima de 6,1 m/s também pode contribuir para a perda de material dos acessórios. As redes com diâmetro nominal menores que 2” (50.8 mm) estão sujeitas a elevadas velocidades e turbulências e estes fatores aceleram o descolamento da camada de proteção dos tubos (magnetita = Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>).

Para os materiais costumeiramente aplicados nas tubulações estima-se que teores de cromo abaixo de 1% reduzem a resistência ao desgaste. Aços comuns ao carbono têm apresentado baixa resistência ao fenômeno FAC.

Em relação a composição da água, destacam-se o pH e o teor de oxigênio (O<sub>2</sub>). Independente do teor de oxigênio, o pH acima de 9,2 impede o ataque à magnetita e, conseqüentemente, a taxa de erosão cai enormemente. O oxigênio por sua vez deve ser reduzido, porém, há tipos de tratamento d’água que com uma concentração de oxigênio acima de 100 ppb (100 µg/kg) aparentemente evita a corrosão e garante a formação da camada protetora do aço (magnetita). Esta concentração de 100 ppb é recomendada para instalações que utilizam somente o oxigênio injetado no processo como produto único de tratamento d’água.

A seguir é apresentada a influência dos principais fatores citados anteriormente e sua relação com o desgaste de material dos componentes de circuitos de água e vapor.

#### 2.2.1 Temperatura da água/vapor

Observa-se no gráfico da Figura 1 que a temperatura tem notória influência na taxa de desgaste de material. O aço comum ao carbono é atacado inúmeras vezes mais que os aços ASTM A 213 Grau T22 e T12. Isto se deve ao fato de que o aço T22 possui teor de cromo em torno de 2,25% (e 1% de Molibdênio) conferindo ao aço maior resistência ao desgaste por erosão. Os demais aços que possuem teor de cromo acima de 1% oferecem também significativa resistência se comparados com o aço comum ao carbono.

A especificação técnica da maioria dos aços de tubulações de água e vapor que operam em temperaturas baixas

(< 350 °C) refere-se a aços aplicados para baixas solicitações mecânicas, os projetistas recorrem à especificação de material visando principalmente à redução dos custos, muitas vezes sem considerar a questão do risco de surgimento do fenômeno que provoca perda de material.

Nestes casos, acredita-se é prudente levar em conta os mecanismos de falha atuantes e que se pode afirmar que há uma contradição conceitual entre projeto e operação dos processos para os circuitos de água e vapor.

### 2.2.2 Velocidade da água/vapor nas tubulações

A velocidade da mistura água / vapor tem influência preponderante para o surgimento do FAC. De modo geral, é sabido que tubulações operando com velocidades muito elevadas sofrerão erosão e, conseqüentemente, terão um desgaste prematuro. As linhas de vapor saturado, mais “perigosas” quanto a risco de surgimento de FAC, operam com velocidades de 30 m/s ou até acima deste valor.

Os aços dos tubos, por sua vez, apresentam características diferentes para a resistência ao desgaste em função da velocidade do fluxo. O aço mais imune aos mecanismos de falha FAC é o ASTM A 213 Grau T22 se comparado com os demais aços apresentados no gráfico da Figura 2. Os aços carbonos, por exemplo, tipo ASTM A 106 Grau B ou DIN St 45.8, são os que mais estão susceptíveis a erosão e corrosão. Estes são os mais preferidos pelos projetistas, já que são selecionados para as tubulações, visando otimização de custos de montagem.

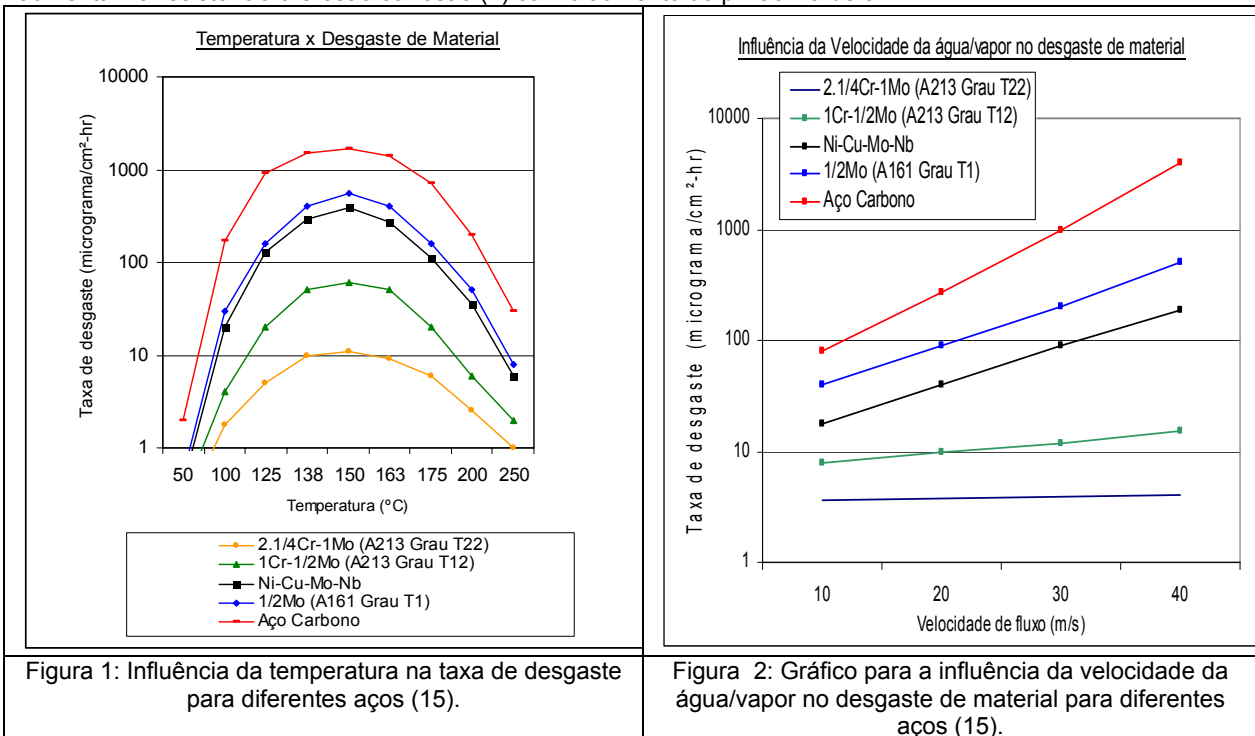
No gráfico da Figura 2 pode-se constatar que para um aumento de velocidade de 20 m/s para 30 m/s, o tubo ou acessório fabricado em aço ASTM A 213 Grau T22 praticamente não perde espessura de material. Já o tubo de aço carbono apresenta uma taxa elevada de perda de material, bem superior a do T22, devido a ação da erosão e corrosão acelerada por fluxo.

### 2.2.3 pH da água/vapor

O pH tem influência significativa nos mecanismos de falha do tipo erosão e corrosão acelerada. Os valores da taxa de desgaste decrescem na medida que o pH aumenta de 9 para 9,5 nos diferentes aços estudados. Em literaturas especializadas há recomendações indicando o valor de pH acima de 9,3 como sendo um valor adequado para sistemas de água e vapor, objetivando a redução do FAC.

Em experiências realizadas, os componentes fabricados com os aços A 213 Grau T12 e A 161 Grau T1 foram submetidos às mesmas condições de teste, ou seja, a um fluxo de água/vapor com pressão de 40,7 Kgf/cm<sup>2</sup>, temperatura de 180 °C, velocidade de 39 m/s e teor de oxigênio de 5 µm/kg e a perda de material para o aço T22 foi menor.

Já para componentes com o aço comum ao carbono, a pressão escolhida foi a ambiente, temperatura de 75 °C, velocidade de 1,6 m/s e teor de oxigênio de 20 µm/kg. Constatou-se em condições diferenciadas, que os aços aumentam a resistência à erosão/corrosão (7) com o aumento do pH acima de 9.



### 2.3 Sistemas e componentes com baixa "imunidade" ao FAC (áreas potencialmente conhecidas) (2, 4, 6)

Os principais sistemas com componentes fabricados em aço carbono, os quais apresentam combinação dos fatores de temperatura, pH, concentração de oxigênio e velocidade/turbulência de fluxo de água/vapor (fase água e fases água/vapor) dentro de determinadas faixas são os seguintes:

Sistemas de condensado, equipamentos de água de alimentação de caldeiras, sistemas de drenagem de trocadores de calor água/vapor, drenos de separadores de umidade, desaeradores ou respiros, drenos de aquecedores, sistemas de extração de vapor de alta e baixa pressão, sistemas de selagens de vapor e drenagens em geral (para condensadores, para tanques, etc..).

Os componentes existentes nos sistemas acima que apresentam potencial elevado de incidência de FAC são (10): tubos de by-pass de vapor em válvulas de controle de água de alimentação, placa de tubos (espelhos) em aquecedores de água de alimentação, extremidades de tubos, chicanas de aquecedores de água de alimentação, tubulações de água de alimentação, especialmente em áreas internas e em volta de curvas, válvulas, T's, após placas de orifício (medidores de fluxo), tubulações de dreno de coletores, redes de condensado, tubos de entrada de economizadores de caldeiras, bombas, cruzamentos de tubulações com reduções de diâmetro, redes de by-pass de água/vapor, partes inferiores de válvulas de controle, tubulações dos atemperadores, redes de extração de vapor, respiros de aquecedores de condensado e componentes de drenagens de caldeiras de recuperação (HRSG) (3) (5).

### 2.4 Como detectar os defeitos por FAC antecipadamente?

Tem-se observado que as inspeções do tipo visual, medição de espessura por ultra-som e radiografia digital (17) apresentam confiabilidade na detecção da redução de espessura. Há uma vantagem do uso de radiografia digital quanto aos custos da inspeção, pois não é necessário remover o isolamento térmico.

A geometria do componente crítico (curvas, T's, válvulas, etc..) pode impedir a realização de ensaios não destrutivos, porém, sempre se deve optar por ensaios os quais garantem a medição de espessura na região crítica, priorizada em relação à erosão/corrosão conforme previsto nos planos de inspeções. O uso de ensaio do tipo *eddy current* tem sido aplicado com sucesso (14)(12).

### 2.5 Exemplo de caso de falha devido ao FAC no Complexo Jorge Lacerda (28)

Em meados de 2002, nas instalações da unidade geradora Nº 2 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (50 MW), ocorreu o rompimento de uma curva da rede de drenagem de vapor em um aquecedor de alta pressão com danos nos componentes submetidos a uma pressão de 24 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura de 220 °C. Os riscos associados às conseqüências da falha foram considerados graves em relação à segurança dos envolvidos.



Figura 3: Aspecto visual da falha em rede de drenagem vapor úmido.

No levantamento dos dados da falha da foto na Figura 3 acima, constatou-se que as condições foram extremamente favoráveis ao FAC, conforme dados observados.

Há exemplo relevante deste tipo de falha em inúmeras usinas térmicas e nucleares no mundo bem como em plantas petroquímicas, refinarias e até mesmo em plantas industriais com sistemas distribuição de vapor com pressões baixas (< 10,0 kgf/cm<sup>2</sup>). No Japão, em agosto de 2004, na Usina Nuclear MIHAMA III, da KANSAI Electric Power Co (20), uma falha em uma tubulação de condensado (9,0 kgf/cm<sup>2</sup>, 146 C), após uma placa de orifício (para medição de vazão), motivou 08 feridos e 04 vítimas fatais. Este é dos principais acidentes provocados pelo fenômeno FAC e que serve de aviso para muitos gestores de manutenção.

## 3.0 CORROSÃO - FADIGA

A falha por fadiga geralmente tem uma natureza de fragilidade mesmo em metais dúcteis em que há muito pouca ou nenhuma deformação plástica associada à falha. O processo ocorre pela formação e crescimento de trincas e, geralmente a superfície da fratura é perpendicular à direção da tensão de tração aplicada.

Fadiga ocorre durante operações cíclicas (ou paradas e partidas freqüentes), quando o movimento relativo entre os coletores e os suportes, acessórios, tubulação e tubos menores induzem as tensões de fadiga. Isso leva ao surgimento de trincas em áreas de maior concentração de tensões. Trincas por fadiga é especialmente predominante em coletores e tubos espessos e curvos projetados para carga de base, mas operando em modo

cíclico. As tensões aplicadas podem ser axiais (tensão-compressão), de momento fletor ou torcionais em sua natureza. Existem vários parâmetros para se caracterizar o carregamento cíclico que está sendo aplicado. Um deles é a tensão média, definida como a média entre as tensões máxima e mínima aplicadas em um ciclo.

### 3.1 Formação e propagação de trincas

O processo de falha por fadiga é caracterizado por três etapas distintas:

- 1) formação da trinca, em que a trinca se forma em algum ponto de concentração de tensão;
- 2) propagação da trinca, em que a trinca aumenta de tamanho a cada ciclo de tensão; e
- 3) falha final a qual ocorre de maneira muito rápida uma vez que a trinca avançou até um tamanho crítico.

O número de ciclos necessários para ocorrer a falha pode ser considerado como a soma do número de ciclos necessários para a formação da trinca e o número de ciclos necessários para a propagação da trinca. Sendo a falha, um processo rápido, não é necessário contá-la no número de ciclos para que a mesma ocorra..

Quando o nível de tensão é baixo uma grande fração do número de ciclos para a falha é usada para formar a trinca. Quando o nível de tensão é alto a trinca se forma rapidamente de tal forma que a fração do número de ciclos usada para propagar a trinca é alta.

As trincas quase sempre se iniciam em algum ponto do material que tem alguma concentração de tensão, como curvas de tubulações, etc.

Uma vez que a trinca nucleou ela inicia sua propagação no chamado estágio I. Neste estágio ela cresce lentamente em planos paralelos aos planos de máxima tensão de cisalhamento.

Depois começa o estágio II, em que a propagação da trinca se torna mais veloz. A direção do crescimento da trinca também muda, seguindo agora em uma direção perpendicular à tensão de tração aplicada.

A superfície da região da fratura que se forma durante o estágio II pode ser caracterizada por dois tipos de marcas, as “marcas de praia” e as estrias. Elas tipicamente se formam como contornos circulares ou semicirculares que se expandem ao redor do ponto onde a trinca se formou.

As marcas de praia podem ser vistas a olho nu e aparecem em componentes que tiveram interrupção no seu trabalho. As estrias por sua vez são marcas microscópicas que mostram o avanço que houve no tamanho da trinca em cada ciclo de tensão.

A presença destes dois tipos de marca confirma a falha por fadiga. Por outro lado, a ausência de um ou dos dois tipos de marca não significa que a falha não foi por fadiga.

### 3.2 A associação dos mecanismos de falha Corrosão – Fadiga (22, 26)

É o fenômeno em que o comportamento em fadiga do material, na presença de um ambiente corrosivo, é afetado negativamente. Pequenos *pites* de corrosão podem originar concentração de tensão e, dessa maneira, acelerar a formação de trincas. Depois que as trincas já foram formadas pode existir uma aceleração da sua propagação. Enquanto o material está exposto a tensões de tração, a trinca está aberta e exposta ao ambiente corrosivo que contribui para o seu crescimento. Dessa maneira quanto menor for a frequência da aplicação das tensões cíclicas menor será o número de ciclos que o material irá resistir, porque o tempo em que a trinca ficará exposta ao ambiente corrosivo será maior. As paredes membranas de tubos de Evaporadores com aspecto de dilatação impedida e empenamentos (paredes fletidas) são exemplos de susceptibilidade de ataque por corrosão nas micro-trincas e com conseqüentes falhas nos tubos.

Na caldeira 7 da UTLC (Babcock Borsig / SES Tlance, 1050 t/h, 170 bar, 538 C) observou-se falhas com aspectos similares em 10 anos de operação comercial, porém, refere-se a corrosão-corrosão do lado dos gases (fogo)(24). Estas trincas podem ser buscadas através de ensaios não destrutivos que utilizam princípios magnéticos de detecção (25, 27). A foto da Figura 4 abaixo ilustra as trincas transversais oriundas de um processo de tensões cíclicas.



Figura 4: Trincas transversais em tubos do Evaporador (fornalha).

No caso da caldeira 1 da UTLA, em maio de 2006, houve falhas praticamente simultâneas em tubos que ligam os downcomers (tubos de descida do tambor ou tubulão) e os coletores inferiores do Evaporador.

Os tubos romperam com características de fratura frágil, e este incidente mostrou que as falhas do tipo *leaking before breaking* podem constituir uma severidade elevada (23).

Os tubos danificados operavam há mais de 40 anos, apresentaram pites de corrosão internamente e, associados a estas condições, as caldeiras tiveram mais de 600 partidas a frio/quente. Estas tensões cíclicas constituíram fator preponderante para a formação e propagação de trincas internas, no raio neutro das curvas. Algumas literaturas afirmam que quando se conhece as zonas de concentração de tensões, nesta região, podem-se encontrar as micro-trincas formadas.

Na foto da Figura 5, a mesma ilustra a fratura em um tubo e as marcas de presença de pites próximos da zona fraturada. Na foto da Figura 6, o aspecto da propagação da trinca, a qual de originou de um pite elíptico, considerado como a região inicial, propulsora da trinca.



Figura 5: Aspecto da fratura frágil e presença de pites de corrosão.

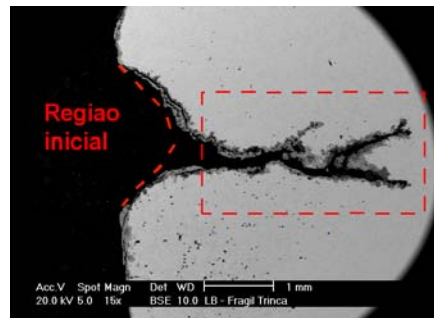


Figura 6: Aspecto da trinca na análise através do microscópio eletrônico de varredura (MEV).

A análise de risco realizada para as falhas na caldeira 1 da UTLA, segundo procedimentos do EPRI (*Electric Power Research Institute*), consideram o nível de stress e número equivalente de horas de operação (EOH). Para esta correlação, a quantidade de partidas a frio/quente (Ns), o tempo de operação (H) e as condições relativas ao parâmetro do ambiente de corrosão "E" (através de um escore) foram apurados.

O número equivalente de horas de operação (EOH), expressa pela equação  $EOH = (H/1000) + (Ns/(H/1000))$  (22) para a Caldeira 1 da UTLA é elevado (valor = 287) e está situado na zona de risco máximo do gráfico da Figura 7 abaixo.

Para as plantas térmicas que operam em regime de ponta de carga, a quantidade de partidas ao longo do tempo de operação seguramente ultrapassa o EOH de 150.

Para plantas que operam em regime de base (*base load*) pode-se obter EOH menores que 100, mesmo assim, a faixa de risco é média e deve ser considerada na análise de risco.

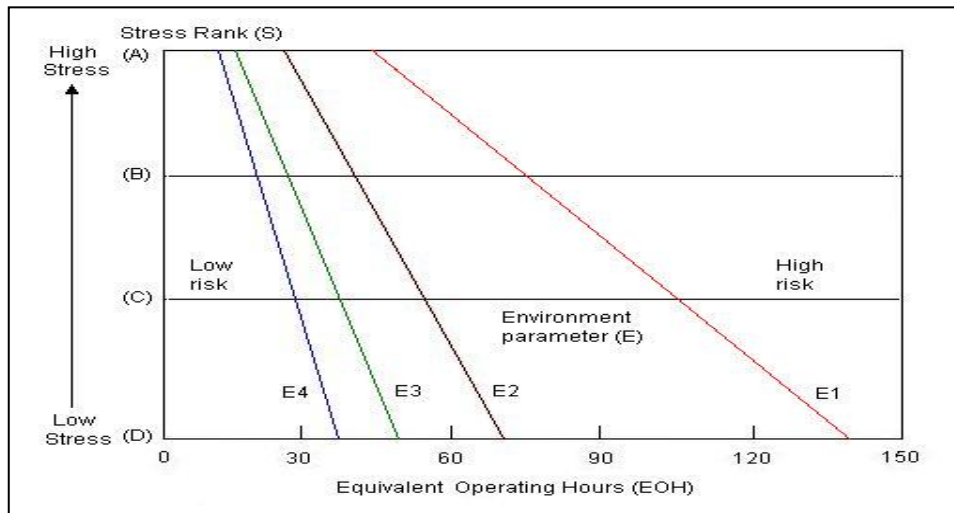


Figura 7: Relação entre Stress e Numero Equivalente de Horas de Operação (EOH)

Os sucessivos testes hidrostáticos (TH's) podem ter contribuído para a propagação das trincas internas nos tubos além da quantidade de partidas a frio e a quente.

O teste hidrostático para as caldeiras e vasos de pressão, embora exigido pela NR-13, contribui para aumentar a probabilidade de aumento considerável das trincas.

Dos riscos dos TH's, o pior efeito é o de crescimento subcrítico de descontinuidades (CSCD)(29), as quais, não podem ser caracterizadas durante a prova de carga. Isto pode ocorrer em algumas situações, como segue:

- Aparecimento de descontinuidades durante a intervenção de manutenção dos equipamentos – um TH periódico pode levar a um crescimento das mesmas;
- Crescimento de uma descontinuidade remanescente de fabricação (montagem inadequada de tubos, por exemplo) – do mesmo jeito que na situação anterior, pode haver CSCD;
- Perda de espessura de parede das tubulações, levando a um aumento de tensões – isto também pode gerar um CSCD, desde que haja uma descontinuidade remanescente de fabricação;
- Queda das propriedades mecânicas do material por envelhecimento – por efeito da deformação, temperatura ou ação do meio corrosivo, propriedades importantes dos materiais podem sofrer reduções, como a tenacidade e o limite de escoamento. Descontinuidades anteriormente estabilizadas pelo TH de fabricação, passarão a se propagar sob as mesmas condições, levando a um CSCD.

Um equipamento que teve uma descontinuidade aumentada durante um TH periódico estará mais perto de uma falha do que na condição anterior, o que questiona diretamente o objetivo da sua aplicação.

As alterações citadas no parágrafo anterior são originadas pela presença de mecanismos de danos, como corrosão-fadiga (CF), corrosão sob tensão (SCC), ataque pelo hidrogênio, etc..

Na presença destes mecanismos de falhas, os equipamentos sofrerão alterações que poderão resultar no CSCD. Assim, é fundamental identificar a sua presença antes de aplicar um TH. A aplicação indiscriminada de TH's em equipamentos pressurizados pode levar em muitos casos ao CSCD.

É importante estabelecer critérios para a sua realização, dentro da exigência legal, que permite a não realização de TH's quando houver a possibilidade de CSCD. Essa é uma discussão que pode impactar na retirada desta exigência legal pela NR-13 do M.T.E, porém, com critérios técnicos (uso de ensaios não destrutivos confiáveis) que assegurem a segurança aos equipamentos envolvidos.

#### 4.0 CONCLUSÕES

Das experiências obtidas nas unidades geradoras das Usinas do Complexo Jorge Lacerda recomendam-se as metodologias de manutenção preventiva e pró-ativa visando reduzir a probabilidade de ocorrência destes tipos de mecanismos de falha e conseqüentemente coibir as conseqüências danosas às pessoas e instalações.

Face aos riscos de acidentes decorrentes do fenômeno FAC, e conhecendo-se como age o FAC, pode-se realizar uma análise confiável em relação as causas-raiz e implementar uma metodologia adequada, com ações de longo prazo tanto para sistemas de água e vapor das instalações industriais, usinas térmicas convencionais, nucleares, bem como de co-geração, petroquímicas, refinarias, etc.

Porém, alertas são feitos visando os cuidados para que não se imponha sobre-qualidade nos levantamentos de dados, tornando oneroso o processo de busca de defeitos provocados pelo FAC.

Quanto a NR-13, a maioria dos profissionais habilitados, de acordo com esta norma, pode estender suas

atividades de inspeção periódica de segurança aos sistemas de distribuição de água e vapor com base em critérios confiáveis e proporcionar a redução das condições denominadas de “Risco Grave e Iminente (RGI)” não somente em Caldeiras e Vasos de Pressão, mas também para todos os componentes que conectam estes equipamentos. Isto somente será possível, de forma regulamentada, se houver inclusão deste tipo de inspeção periódica na NR-13.

O presente artigo enfatiza um alerta para os riscos de acidentes, com graves conseqüências para as pessoas e plantas industriais. A proliferação da aplicação de ações para coibir os efeitos deste fenômeno FAC bem como as falhas devido a Corrosão-fadiga e as discussões em torno destes temas se deve principalmente as inúmeras experiências vivenciadas em ciclos térmicos de usinas termelétricas no mundo, bem como de institutos de pesquisa/consultorias internacionalmente reconhecidos.

## 5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Jonas, O. - Jonas Inc - Understanding steam-cycle chemistry. Power, v.144, n.5, p. 60-66, 2000;
- (2) FLOW-ACCELERATED CORROSION in Power Plants, TR-106611-R1, EPRI;
- (3) STEAM, its Generation and Use. BABCOCK&WILCOX, 40<sup>th</sup> Edition, p. 31-1, 31-4;
- (4) Port, R.D. - NALCO Chemical Company - Flow-Accelerated Corrosion. In: NACE CORROSION, paper #721., 1998;
- (5) Banweg, A. - ONDEO-NALCO Company - Performance Monitoring in the water treatment of HRSG. In: INTERNATIONAL WATER CONFERENCE., Pittsburgh, 1999;
- (6) Banweg, A. - NALCO Chemical Company - Flow-Accelerated Corrosion in Industrial Boiler Feedwater Systems: A Technological survey”. In: CANADIAN PULP & PAPER ASSOCIATION., Montreal, 1998;
- (7) Laronge, T.M.; Ward, M. The basics and not so basics of water corrosion processes altered by flow changes. In: NACE CORROSION, paper #345., 1999;
- (8) Robinson, J.O.; Drews, T. - Betz Dearborn - Resolving Flow-Accelerated Corrosion problems in the industrial steam plant. In: NACE CORROSION, paper #346., 1999;
- (9) Dooley, R.B.; Chexal, V.K. - EPRI - Flow-Accelerated Corrosion. In: NACE CORROSION, paper #347., 1999;
- (10) Adams, T.S.; Dietrich, E.B. - Duke Engineering & Services, Inc - Utilization of operating experience to prevent piping failures at steam plants. In: NACE CORROSION, paper #349., 1999;
- (11) Garud, Y.S.; Besuner, P.; Cohn, M.J. - APTECH Engineering Services, Inc - Recent developments in measurement and evaluation of FAC damage in power plants. In: NACE CORROSION, paper #353., 1999;
- (12) Cohn, M.J.; Garud, Y.S. - Aptech Engineering Services, Inc - Predicting, Examining, and Evaluating FAC in US Power Plants. In: NACE CORROSION, paper #354., 1999;
- (13) Chexal, V.K.; Dooley, R.B.; Munson, D.P.; Tilley, R.M. - EPRI - Control of Flow-Accelerated Corrosion in Fossil, Co-Generation and Industrial Steam Plants. In: INTERNATIONAL WATER CONFERENCE (IWC), 1997. p. 529-539;
- (14) Cohn, M.J.; De Raad, J.A. Pulsed eddy current projects for the detection of Flow-Accelerated Corrosion. In: ASME PVP CONFERENCE., San Diego, 1998;
- (15) Jonas, O. - Jonas Inc - Control erosion/corrosion of steels in wet steam. Power, p.102-103, 1985;
- (16) Jonas, O. - Jonas Inc - Plant Alert: Don't let erosion/corrosion compromise safety. Power, p.38-39, 1996;
- (17) Walker, S.M. - EPRI NDE Center - US 13 New NDE developments support rapid, economical screening for flow-accelerated corrosion. In: FIRST INTERNATIONAL CONFERENCE ON NDE IN RELATION TO STRUCTURAL INTEGRITY FOR NUCLEAR AND PRESSURIZED COMPONENTS, Amsterdam, 1998;
- (18) NR-13, Norma Regulamentadora do M.T.E., Portaria n.23, 1995;
- (19) Ferrari, Lúcio D. B., Programa de Gerenciamento de Perda de Espessura da Tubulação de Angra I, 8º COTEQ, Salvador – Bahia, Junho 2005.
- (20) KANSAI Electric Power Co, Inc. A Report on the Conditions of the Victims of the Event at Mihama Unit 3 and on Investigations of the Automatic Reactor Trip, August 2004.
- (22) R. B. Dooley - EPRI, W. P. McNaughton (Cornice Engineering, Inc) – Boiler Tube Failures: Theory and Practice, Vol. 2, Water-Touched Tubes, 1996;
- (23) BABCOCK&WILCOX, Safety Alert Warning, “Corrosion-Fatigue Failures of Riser Tube Bend”, 2002;
- (24) EPRI - Providing Access for Inspection of Corrosion-Fatigue Damage in Waterwalls and Subsequent Repair, 2006;
- (25) BABCOCK HITACHI, Corrosion-Fatigue Cracking Detector System, 1995;
- (26) Burton, J. G., Dillow, H. E., Mell, D. L., Hubbard, D. E., Corrosion-Fatigue, American Electric Power (AEP) Company Big Sandy Plant Experience, 2006;
- (27) Dubov, A. A., Principal Features of the Metal Magnetic Memory Method and Inspection Tools as Compared to Known Magnetic NDT methods, 2007, home-page: [www.energodiagnostika.com](http://www.energodiagnostika.com).
- (28) Felipe, L., 24º CONBRASCORR – Congresso Brasileiro de Corrosão – ABRACO, 2004, Rio de Janeiro – RJ;
- (29) PASA, Parecer Técnico – Riscos da Realização de Testes Hidrostáticos em Equipamentos Industriais Pressurizados, Pereira F. Jorge S., 2006.