

Copyright 2014, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2014, em Fortaleza/CE no mês de maio de 2014.

As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

CONTROLE QUÍMICO DO SISTEMA SECUNDÁRIO DE ANGRA 1

Diogo P. Jesus^a, ²Paulo A. P. T. Silva^b, ³Oséas M. Almeida^c,
⁴Einar S. Carvalho^d, ⁵Lauro R. Lopes^e

Abstract

The Angra 1 Nuclear Power Plant have the Chemistry control of secondary system with goal to mitigate or minimize the corrosion process in main equipment of this system, Steam Generation, made with tube of alloy 690 TT (Thermally Treated). The chemistry control are made to reduce the transport of corrosion product to inside of steam generation, control the general corrosion on the system, and control the specific species that increase corrosion rate in steam generation. Thus, the plant will have the good thermodynamic performance during every time operation.

Keywords: Chemistry control, Process control, corrosion, Steam Generation.

Resumo

O controle químico do sistema secundário da Usina Nuclear de Angra 1, é feito com o objetivo de mitigar ou reduzir o processo corrosivo no principal equipamento desse sistema, o Gerador de Vapor, feito de uma liga de Inconel 690 TT (Termicamente Tratado). O controle químico é feito para reduzir o transporte do produto de corrosão para dentro do gerador de vapor, controlar a corrosão generalizada no sistema e controlar espécies específicas que aumentam a taxa de corrosão no gerador de vapor. Assim, a planta irá manter um bom desempenho termodinâmico durante sua operação.

Palavras-chave: Controle químico, Geração de vapor, Corrosão, Controle de Processo.

Introdução

A entrada de água nova no sistema secundário ocorre pelo condensador de onde é bombeado para a sucção da bomba de alimentação principal e direcionando esse fluxo para o gerador de vapor, após passar por um conjunto de trocadores de calor para melhorar a eficiência térmica.

^a Engenheiro Químico – Eletronuclear

^b Engenheiro Químico – Eletronuclear

^c Engenheiro Mecânico – Eletronuclear

^d Químico – Eletronuclear

^e Engenheiro Metalurgico – Eletronuclear

De forma a reduzir o processo corrosivo no sistema secundário e injetado hidrazina, num processo conhecido como *AVT – All Volatil Total*. A hidrazina promove a remoção de oxigênio e devido ao aumento de temperatura se degrada em amônia que fará o controle do pH do sistema secundário formando um meio redutor para o sistema. A hidrazina devido ao seu coeficiente de partição permite estar presente tanto na fase líquida quanto na fase vapor do sistema.

Para controlar o processo corrosivo foi elaborado procedimentos, processos e uma sistemática de análise e avaliação de cada ciclo pela análise de Hideout durante o desligamento da usina e periódica limpeza dos tubos por Sludge Lancing.

Metodologia

A corrosão nos tubos dos geradores de vapor tem sido a experiência de mais graves problemas de corrosão por componentes do sistema secundário o gerador de vapor o componente mais caro para ser reparado e/ou substituído. As principais ligas utilizadas nesse equipamento são 600 MA (Mill-Annealed), 600SR (Stress Relieved), 600 TT (Thermally Treated), 800 NG (Nuclear Grade) e 690 TT (Thermally Treated). Não temos histórico na indústria nuclear de corrosão localizada em plantas que utilizam a liga 690 TT. Essa liga foi colocada em operação desde 1989, e testes laboratoriais indicaram que essa liga tem menor suscetibilidade à corrosão que a liga 600 TT.

Os principais constituintes das ligas 600, 690 e 800 são níquel cromo e ferro. Em condições típicas do secundário, níquel, cromo e ferro são mais estáveis como óxidos do que como metais. As reações dos constituintes das ligas dos tubos podem ser usadas, dependendo da reatividade dos seus constituintes, que formam um filme de óxido protetivo (tipicamente menor que 1 μm) formado na superfície do material que reduz a taxa de corrosão do metal base com o meio para baixos níveis. Se uma quebra localizada do filme ocorre, pitting pode ocorrer nesse ponto. Em presença de tensão, uma corrosão sobre tensão pode ocorrer.

As regiões de estabilidade termodinâmica do metal e óxidos são verificadas normalmente usando um diagrama potencial-pH (Pourbaix), que mostra a estabilidade dos metais na água.

Algumas espécies químicas em solução em contato com a superfície do metal afeta a taxa de corrosão de varias formas. A primeira forma é afetando o potencial e o pH, causando mudança no modo e na taxa de corrosão. Por exemplo, o oxigênio dissolvido e o produto de corrosão ou íons aumentarão o potencial, e pode acelerar muito os processos corrosivos. Espécies ácida ou alcalinas alteram o pH e afetam a taxa e o modo do processo corrosivo. Adicionalmente a esse efeito “global”, certas espécies parecem afetar a corrosão por modificação do filme de óxido protetivo que é uma barreira contra a corrosão. Abaixo segue uma breve discussão das principais espécies que conhecidamente ou não, são fortes suspeitas de afetar as ligas dos tubos do gerador de vapor.

Espécies causticas - A presença de espécies causticas levam a corrosão Intraganular e Corrosão sobre tensão para todos os tubos de liga.

Chumbo, arsênio e outros metais de baixo ponto de fusão - Chumbo acelera a corrosão sobre tensão. Existe um longo histórico relacionados a aceleração da corrosão sobre tensão na presença de chumbo para ligas de níquel. Com respeito a chumbo acelera o processo corrosivo nos tubos de geradores de vapor em usinas com reatores água pressurizados, somente por três formas conhecidas.

O arsênio tem sido identificado como uma espécie agressiva potencial. Examinando tubos retirados do Gerador de Vapor tem apresentado aumento na concentração de níquel-arsênio intermetálico em regiões onde aumento a corrosão (principalmente pitting e corrosão generalizada).

Enxofre – Enxofre na forma de sulfato (ou seja, totalmente oxidado) parece afetar a IGA/SCC dos tubos somente pelo efeito do pH, ou seja, não como uma espécie específica.

Cloreto – Todas as ligas de tubo são suscetíveis a pitting por cloreto sob condições ácido oxidante. Adicionalmente, cloreto causa SCC (Corrosão por tensão) do aço inox, que contém em torno de 18% de cromo e 8% de níquel. Ligas 600 MA, 600 TT e 690 TT são considerados essencialmente imunes a esse ataque iônico específico, todavia SCC pode ocorrer nestas ligas em ácido clorídrico, aparentemente provocado por baixo pH.

Fluoreto – O efeito do cloreto nas ligas dos tubos é similar ao efeito do cloreto, exceto pela força do efeito em meio aquoso ser geralmente menor para a mesma concentração molar. Fluoreto são mais voláteis que os cloretos, dessa forma são menos comuns eles se acumularem no líquido das fendas.

Cobre – Quando presente como óxido de cobre tem sido apresentado em teste de água com AVT e com caustico espécie para acelera a SCC do 600 MA. Este efeito é atribuído ao aumento do potencial associado com a presença de óxido de cobre.

Significativas quantidades de IGA/SCC na liga 600 MA foram desenvolvida em muitos geradores de vapor de usina PWR (Reator Água Pressurizado), com corrosão ocorrendo em muitas áreas do feixe tubular.

Como discussão, na temperatura de operação do Gerador de Vapor em usina PWR, a liga de Inconel 600 MA está suscetível a IGA/SCC na faixa de trabalho do meio. Isto aumenta as chances de que o meio possa provocar IGA/SCC desenvolvendo em algum momento este processo corrosivo localizado no Gerador de Vapor

Os resultados de testes indicam que a suscetibilidade da liga 690 TT para caustico pode ser altamente variável a quantidade de produtos formados, aparentemente como um resultado das diferenças na microestrutura introduzido pelo processo de fabricação. Todavia, outros testes apresentam que o uso de alta suficiente temperatura mill annealed MA, resulta em satisfatória resistência independente do processo de fabricação, e uma revisão com os fornecedores indicaram que as ligas 690 dos tubos fornecidos para as plantas Americanas tem sido mill annealed (MA) em suficiente alta temperatura para prover boa resistência.

Os efeitos do tipo de liga e o tratamento na suscetibilidade para os vários modos de corrosão, incluindo IGA/SCC, são apresentados na tabela 1, abaixo

Tabela 1 - Comportamento corrosivo relativo das ligas 600, 690 e 800

Problema corrosivo	600		690	800
	MA**	TT**	TT**	NG**
A. Corrosão sob tensão				
1. Cloreto				
• Acido	1	1	1	(2 - 3)
• Ácido + SO ₄ (traço)	2 - 3	2	1	(1-2)
• Neutro (ou AVT)	1	1	1	2
2. Caustico				
• Abaixo de 6%	3	2	1	2
• 10 - 50%	4	3	2	2-3
3. Água				
• Pura, Primario e AVT com H ₂	4	2-3	1	1
• Pura com O ₂	4	3	1	(2)
4. Compostos de enxofre				
• Ácido sulfúrico	3	2	1	2
• Sulfato alcalino (pHt ~8)	1	1	1	(1)
• Compostos ácidos reduzidos	(3-4)	(2)	(1)	(2)
• Compostos cáusticos Reduzidos	2	(3)	3	3
5. Chumbo				
• Ácido	4	2-3	2	3
• Neutro - meio Alcalino	4	3	1	1
• Caustico	3-4	3	4-5	5
B. Corrosão Intergranular				
1. Acido	(3-4)	(2-3)	(1-2)	(2-3)
2. Caustico	3	2	1	4
C. Pitting por cloreto	(3-4)	(2-3)	(1-2)	(2-3)
D. Descarte				
1. Fosfato	3	(3)	(2)	(2)
2. Sulfato	3	3	2	2

* Comportamento relativo: 1 = Excelente; 5 = muito pobre; () Estimado

**MA = Mill Annealed; TT = Thermally Treated; NG = Stabilized Nuclear Grade –Grau Não comercial.

Elevação do potencial pode ser causada pelo ingresso de oxigênio no produto de corrosão redutores tais como hematita, goethita, lepidocrocita e óxido de cobre (estes óxidos, produto de corrosão também são conhecidos como óxidos de metal redutores). Eles têm sido encontrados em medição da superfície do metal exposto para oxidação em caustico e próximo a meio neutro.

Teste de laboratório e experiência na planta tem mostrado claramente que alta tensão – alto trabalho em áreas frias do 600 MA são suscetíveis a pura ou corrosão sobre tensão no primário (PWSCC) em condições redutoras. Para esta reação, este tipo de trinca algumas vezes é chamado de baixo potencial de corrosão sobre tensão (LPSCC). Em revisões relata possíveis mudanças na concentração de hidrogênio do primário reduzem a PWSCC. A concentração de Hidrogênio que causa o mais agressivo PWSCC é aquele o potencial mais próximo do níquel metal – fase de transição de óxido de níquel como medido por contato de eletrodo de resistência.

Hidrazina é conhecida como redutor de potencial de modo similar ao hidrogênio. De fato, indicações que a razão hidrazina-oxigênio que controla o potencial do material do tubo dos geradores de vapor (600 e 690) aço inox 304 e 316 e aço carbono. Assim, suficiente hidrazina pode aumentar a possibilidade de LPSCC ocorrer alto trabalho em áreas frias no lado do secundário.

Relacionado com o sistema secundário, o principal objetivo tem sido minimizar a corrosão dos componentes no sistema assim como maximizar a confiabilidade e minimizar o transporte do produto de corrosão proveniente do sistema secundário para o Gerador de Vapor. Este objetivo é principalmente atendido pelo controle do pH em torno do sistema, para minimizar ou controlar a concentração de oxidantes no sistema, e minimizando a concentração de impurezas.

Problema de corrosão no lado do secundário indica que a química da água do secundário tem sido envolvida principalmente em três outros problemas de corrosão que afetam o Gerador de Vapor. Esses três problemas são: Corrosão por fluxo (FAC) na tubulação de aço carbono, tubo dos trocadores de calor, e parte estrutural dos trocadores de calor, SCC e corrosão por fadiga no material da turbina.

Os dois principais objetivos para controlar a corrosão generalizada e corrosão por fluxo (FAC) no sistema secundário são para reduzir a taxa de perda do metal nos componentes do ciclo secundário e para reduzir o transporte do produto de corrosão, incluindo óxido de metais redutores, para o Gerador de Vapor. Alcançando esse objetivos, irá minimizar as perdas da performance térmica no gerador de vapor por aumento do depósito, minimiza o desenvolvimento de condições agressivas nas fendas provocada por deposição e redução do ECP na região das fendas e agravando seriamente a corrosão.

O pH na água de alimentação é controlado para minimizar a corrosão de todos os materiais do sistema. Para plantas com uma mistura de liga de cobre-ferro no sistema secundário, o $\text{pH}_{25^\circ\text{C}}$ da água de alimentação tem sido mantidos entre o $\text{pH}_{25^\circ\text{C}}$ para minimizar o processo corrosivo

nos materiais ferrosos e baixo $\text{pH}_{25^\circ\text{C}}$ que minimize a taxa de corrosão nas ligas de cobre. Este compromisso é influenciado por um conjunto de fatores, incluindo a seleção da mistura de amina e a localização da liga de cobre.

O primeiro fator químico que controla a taxa geral de corrosão e a FAC é o pH local na temperatura, ou seja, pH_T e a concentração de oxigênio ou potencial eletroquímico (ECP). Visto que é necessário reduzir a concentração de oxigênio na água de alimentação para o Gerador de Vapor, a concentração de oxigênio no vapor e no sistema de dreno, na ausência de injeção de oxigênio, e mínima a relevância deve ser colocada no aumento do pH_T para minimizar a corrosão generalizada e a FAC das ligas ferrosas nessas regiões. Baseado na redução da taxa de corrosão das ligas ferrosas que ocorrem em pH alto, o objetivo geralmente é aumentar o pH_T nos locais onde a taxa de corrosão são altas e assim impactar significativamente no transporte de produto de corrosão dos Geradores de Vapor.

Normalmente são empregadas duas diferentes formas de controlar o pH_T na indústria. Um é utilizando aminas avançadas como ETA ou MPA que tem coeficiente de distribuição que resulta no aumento do pH_T no sistema de dreno, e assim reduz a taxa de corrosão.

O segundo o controle do pH_T e o “alto AVT”, defendida pela AREVA, que usa alta concentração de amônia para manter elevado pH_T no dreno do vapor apesar do alto coeficiente de distribuição. Devido à alta concentração de amônia, o alto AVT não é compatível com o alto fluxo na polidora ou com a presença de ligas de cobre nos trocadores de calor. Todavia, plantas que usam “alto AVT” podem usar as polidoras durante partidas e transientes. Angra 1 não possui polidora de condensado e os trocadores de calor que utilizam ligas de cobre foram substituído durante a operação da planta, desta forma, utilizamos atualmente este controle sem restrições.

Em publicações de 1982 de estimativa de dados do transporte de produto de corrosão que 25 a 30% do transporte do produto de corrosão para o gerador de vapor ocorrem durante a partida. A avaliação da performance em 2008 considerando 22 ciclos de dados provenientes de 21 plantas americanas determinaram que 20% ou menos (média 12%) do transporte de ferro no ciclo ocorre durante a partida. Outra consideração é que o transporte de produto de corrosão durante a partida é provavelmente mais oxidantes do que esse transporte durante operação normal, devido a maior exposição a condições oxidantes durante a preservação do sistema durante a parada. Por isso, é importante ter atenção para minimizar o transporte de produtos de corrosão no gerador de vapor durante a partida e que esforços devem ser feitos para reduzir o estado de oxidação dos produtos de corrosão que entram no Gerador de Vapor antes de alcançar a operação a potência e possibilitar o desenvolvimento de condições agressivas nas áreas das fendas.

O controle químico é feito fora do Gerador de Vapor para limitar o transporte de impurezas no Gerador de Vapor. A maioria das impurezas está no limite ou próximo às concentrações limites detectável pelas técnicas analíticas tradicionais. Quando as impurezas aumentam acima da concentração presente, ações são tomadas pela equipe da Usina que incluem a redução da potência de operação ou o desligamento da Usina. Os parâmetros químicos são controlados durante operação normal que são baseados em temperatura ambiente de amostras resfriadas de condensado, água de alimentação e do Gerador de Vapor. Apesar de vários pontos de amostragem com vários níveis de ação aplicáveis, todas as espécies são controladas

baseadas no seu impacto no Gerador de Vapor, no Balanço da planta e no processo corrosivo na turbina.

As impurezas presentes na fase líquida do Gerador de Vapor podem ser concentradas pelo processo de evaporação localizado na superfície do tubo do gerador e com um fino depósito de óxido nos tubos. Fatores de concentração (FC) na superfície limpa do tubo costumam ser menores que 20. Dados fornecidos por Picone et al (1963), apresentado na figura 1, que extrapola para um fluxo de calor típico de usina PWR perna quente e perna fria. Esses dados sugerem que fatores de concentração de aproximadamente 50 a 100 pode ser alcançado com um fino (1 mil) depósito na superfície da perna quente e perna fria respectivamente. Normalmente, se acredita que o processo de concentração é governado pela geometria física (isto é, porosidade) da região de evaporação, desde que a capacidade da fase líquida restabelecer a concentração da solução que é controlada pela comunicação entre a fase líquida e o depósito.

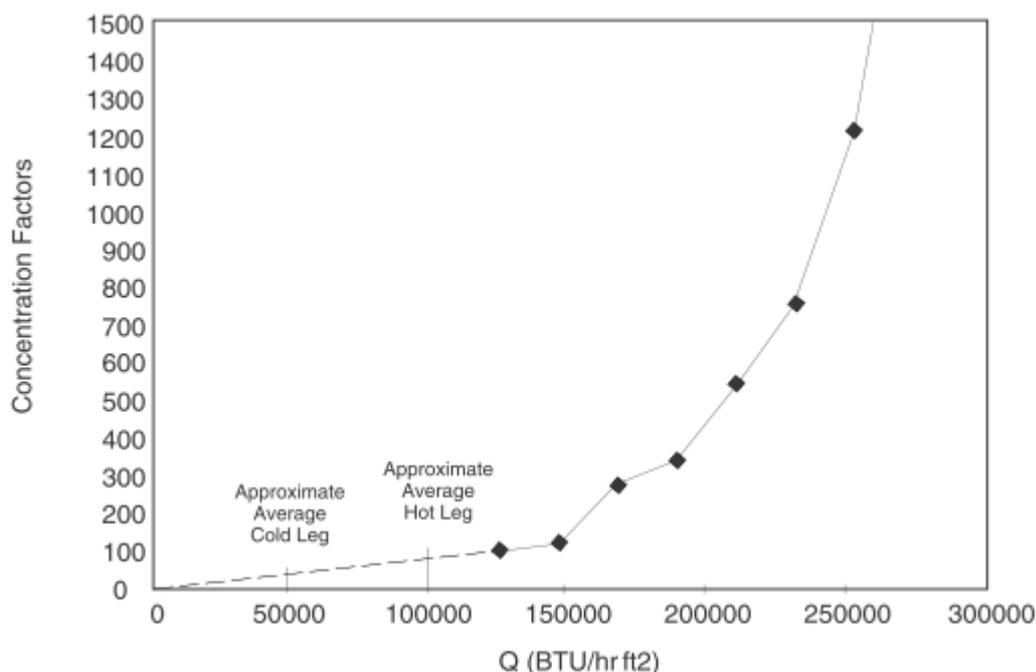


Figura 1 – Fator de Concentração X fluxo de calor para depósito de 1 mil

Resultados e discussão

Nos procedimentos da Química estão estabelecidos limites para sódio e condutividade catiônica (C.C.) nos valores de 50 $\mu\text{g/L}$ e 1 $\mu\text{S/cm}$ respectivamente. Os valores abaixo dessa especificação são considerados valores normais e valores acima geram níveis de ações que são correspondentes ao grau de contaminação do sistema e a gravidade associada.

Na tabela 2, temos os valores médios de sódio e condutividade catiônica ao longo do ciclo 19, nos Geradores de Vapor, nessa tabela também incluímos os valores da vazão da purga que é um recurso utilizado para a remoção de contaminantes durante operação normal.

Tabela 2 – Valores médio de Sódio e Condutividade Catiônica

Mês/Ano	Na (µg/L)		C.C.(µg/L)		PGV 1 (l/min)	PGV 2 (l/min)
	GV1	GV2	GV1	GV2		
Abril/13	0,93	0,89	0,35	0,29	259,95	259,25
Mai/13	0,50	0,44	0,11	0,12	290,03	289,70
Junho/13	1,52	1,51	0,18	0,17	319,9	318,2
Julho/13	15,32	16,76	0,40	0,43	326,2	326,26
Agosto/13	12,28	14,19	0,33	0,37	289,23	290,06
Setembro/13	1,41	1,1	0,43	0,35	224,14	222,36
Outubro/13	0,29	0,28	0,17	0,17	165,42	165,65
Novembro/13	0,28	0,3	0,17	0,16	150,30	150,57
Dezembro/13	0,46	0,52	0,21	0,20	244,19	244,06
Janeiro/14	0,42	0,44	0,12	0,12	215,47	214,70

Apresentamos na figura 2 o gráfico do ciclo 19 de água de alimentação onde temos o controle do oxigênio, pH e a Hidrazina nesse sistema este controle é importante para garantir um meio redutor no sistema secundário, pois na sistemática empregada por Angra 1, o controle do pH é feito pela adição de Hidrazina na água de alimentação principal e dessa forma conseguimos garantir um pH bem estável acima de 9,8 durante a operação

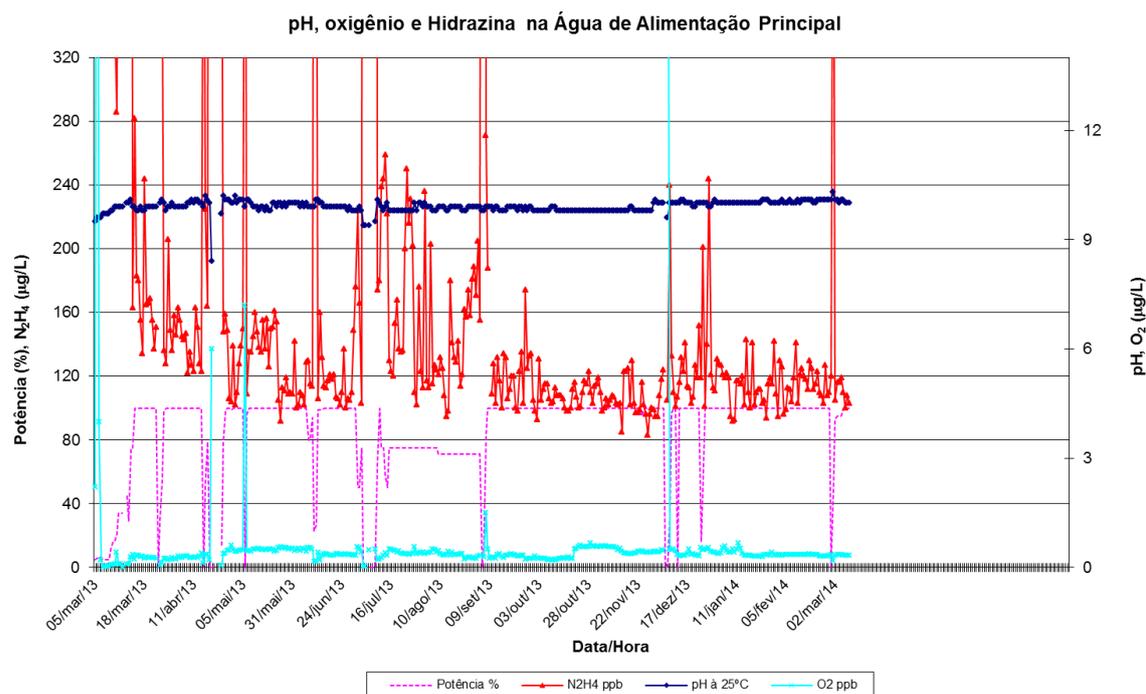


Figura 2 – Curva de pH, oxigênio e Hidrazina da água de alimentação

Para controlar o transporte de produto de corrosão para dentro do gerador de vapor é monitorado os elementos ferro e cobre na água de alimentação principal na figura 3, podemos acompanhar os valores encontrados nesse sistema ao longo do ciclo 19. Angra 1 ao longo de sua operação substituiu os trocadores de calor do sistema secundário que utilizavam liga de cobre, com isso podemos verificar valores baixos e estáveis desse contaminante.

O Ferro nos temos como limite o valor de 5 $\mu\text{g/L}$, de forma a compor um dos parâmetros que entra no cálculo do indicador químico da usina, que ser para avaliar o grau de pureza do sistema secundário. Na figura 3 verificamos que os valores para esse parâmetro oscilam entre 1 e 3 $\mu\text{g/L}$ garantindo um pequeno ingresso de produto de corrosão para dentro do gerador de vapor.

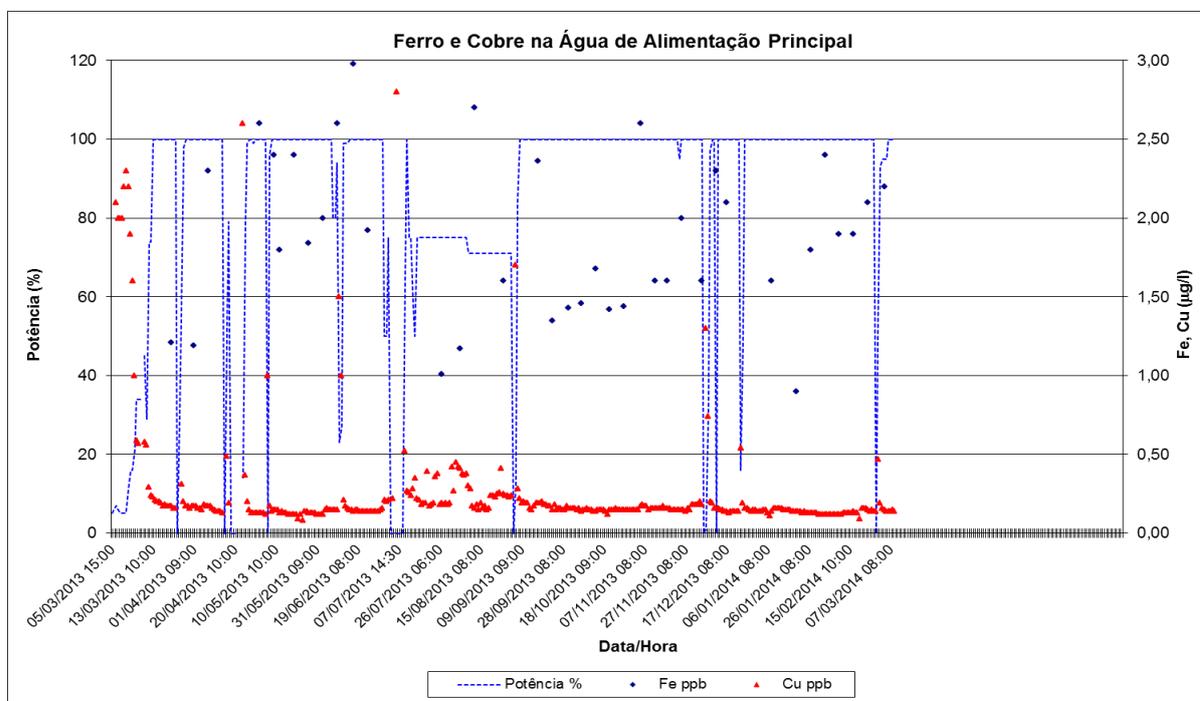


Figura 3 – Curva de Ferro e Cobre na água de alimentação Principal.

Conclusões

Com os dados e as informações apresentada nesse trabalho, mostra a importância de termos um controle químico bem estabelecido e com os critérios bem definidos previamente de forma que a equipe da usina esta preparada para atuar em qualquer eventualidade.

Podemos verificar que o controle de pH tem sido eficiente utilizando apenas a adição de hidrazina. Assim como o controle do transporte de produto de corrosão tem garantido uma pequena entrada de produto de corrosão nos geradores de vapor, como pode ser observado nos valores de ferro e cobre na água de alimentação principal.

A estratégia empregada pela usina de Angra 1, vem atendendo os requisitos de controlar e ajustar as impurezas químicas da água para minimizar a formação de meio agressivos na química da água em regiões de baixo fluxo, e controlar o transporte do produto de corrosão para minimizar a entrada desse material no gerador de vapor reduzindo a formação de regiões de baixo fluxo no Gerador de Vapor e minimizando a formação e o crescimento de depósito na superfície dos tubos e placa suporte que pode degradar a performance termo-hidráulica da Usina, assim como a introdução de óxido de metais redutores que podem agir como oxidante e agrava o processo corrosivo.

Referências bibliográficas

- (1) P. Doherty, et. al. “On the Influence of Manufacturing Practices on the SCC Behaviour of Alloy 690 Steam Generator Tubing,” **Control of Corrosion on the Secondary Side of Steam Generators**, Airlie, Virginia, October 9 - 13, 1995, NACE, 1996.
- (2) Guidelines for Procurement of Alloy 690 Steam Generator Tubing, p3-9, EPRI, Palo Alto, CA: 1999. NP-6743-L, Volume 2, Revision 1.
- (3) N. Nagano, “Effects of Environmental and Metallurgical Factors on the IGA/SCC of Alloy 600,” **Proceedings: 1991 EPRI Workshop on Secondary-Side Intergranular Corrosion Mechanisms**, EPRI, Palo Alto, CA: 1992. TR-101103.
- (4) P. E. Doherty, et al., “Mechanical/Electrochemical Performance of Alloy 690 SteamGenerator Tubing,” **Proceedings Eighth International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems—Water Reactors**, p. 157-166, ANS, 1997.
- (5) Chapter 7, “Primary Water Stress Corrosion Cracking,” **Steam Generator Reference Book, Revision 1**, pp. 7-53 - 7-56, EPRI, Palo Alto, CA: 1994. TR-103824s-V1R1.
- (6) **Materials Reliability Program: Mitigation of PWSCC in Nickel-Base Alloys by Optimizing Hydrogen in the Primary Water** (MRP-213, EPRI, Palo Alto, CA: 2007. 1015288.
- (7) **Evaluation of Altering the Hydrogen Concentration for Mitigation of Primary Water Stress Corrosion Cracking**, EPRI, Palo Alto, CA: 2007. 1015017.
- (8) **Impact of Hydrazine and Temperature on the Electrochemical Potential of Alloys 600 and 690, Stainless Steel 304 and 316 and Carbon Steel at Pressurized Water Reactor Startup Conditions**, EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1016611.
- (9) **Evaluation and Categorization of Secondary System Layup and Cleanup Practices for PWR Plants**, pS-5, EPRI, Palo Alto, CA: 1982. NP-2656.
- (10) P. Berge and F. Nordmann, “PWR Secondary Water Chemistry and Corrosion,” **Proceedings of the Third International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems—Water Reactors**, pp. 22-30, TMS, 1988.

-
- (11) “**Appendix E - Alternate Amines for Secondary System pH Control,**” **PWR Secondary Water Chemistry Guidelines- Revision 3**, EPRI, Palo Alto, CA: 1993. TR-102134, Rev. 3.
 - (12) T. Schwarz and V. Schneider, “Influence of SG Design and Water Chemistry on Sludge Accumulation in Siemens Steam Generators,” **EPRI Sludge Management Workshop**, Norfolk, Virginia, May 10 - 12, 1994, EPRI, Palo Alto, CA: 1994. TR-104212.
 - (13) K. Fruzzetti, “Evaluation of Corrosion Product Transport—A Summary,” presented at the EPRI **PWR Secondary Water Chemistry Guidelines Revision 7 Meeting # 5**, Atlanta, GA, Oct 14, 2008.
 - (14) K. Fruzzetti (EPRI), memo to PWR Secondary Water Chemistry Guidelines Revision 7 Committee, “**Secondary System Iron Transport during PWR Startups (Action Item 1 from Meeting #5, October 14, 2008)**,” February 6, 2009.
 - (15) P. Cohen, **Water Coolant Technology of Power Reactors**, American Nuclear Society, New York, 1969.