



**XXI SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO - GGH**

**GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH**

**TÉCNICAS PARA AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL RESIDUAL EM MÁQUINAS TIPO FRANCIS COMO CRITÉRIO  
PARA MODERNIZAÇÃO DA USINA HIDRELÉTRICA**

**Hans Poll (\*)  
VOITH HYDRO**

**Antonio Canina  
VOITH HYDRO**

**Sergio Gomes  
VOITH HYDRO**

**Egídio Faria  
VOITH HYDRO**

**Marcelo Jacob  
VOITH HYDRO**

**RESUMO**

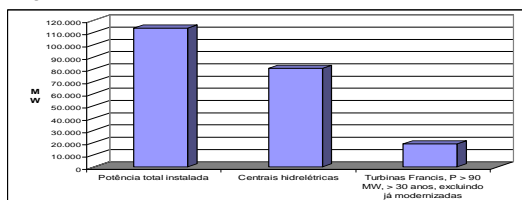
A avaliação de vida útil residual de componentes de uma unidade geradora para se decidir quando se deve parar uma máquina para recuperá-la ou modernizá-la é um dilema. Existem vários aspectos que precisam ser considerados para se tomar uma decisão correta sobre quais componentes substituir para se conciliar a melhor relação entre o custos totais e benefícios do retorno do investimento. Pretendemos dar uma contribuição às engenharias de manutenção apresentando opções de avaliação preditivas, combinados a métodos de avaliação de vida útil remanescente de componentes que guiem a tipos de manutenção específicos ou que sirvam para planejar modernizações completas.

**PALAVRAS-CHAVE**

Modernização, Tensões, Rotores, Geradores, Manutenção

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Segundo dados da ANEEL (março/11) o Brasil tem cerca de 113.720 MW de potência fiscalizada em operação. Desse total, 80.713 MW são oriundos de empreendimentos hidroelétricos, ou seja, 71% da potência total. Desse 80.713 MW, cerca de 19.000 MW estão sendo gerados em 84 unidades geradoras com potência unitária acima de 90 MW que utilizam turbinas do tipo Francis com mais de 30 anos de operação e que até o momento não foram modernizadas. Desse universo, 78 geradores também não foram modernizados até o momento. Isso significa que 16% da potência elétrica instalada no país (mais do que uma Itaipu) depende de hidrogeradores que estão operando a mais de 30 anos, ver Figura 1.



**FIGURA 1 – 16% da potência elétrica instalada no Brasil dependem de máquinas Francis com mais de 30 anos.**

Ainda existem muitas máquinas no Brasil que além de estarem com vida útil consumida não foram projetadas com as técnicas de escoamento hidráulico atual ou ainda tiveram uma modificação na sua condição operacional, o que leva a máquina a sofrer efeitos mais drásticos da cavitação e ou aparecimento de trincas. Acrescentem-se ainda os constantes retrabalhos de recuperação de áreas cavitadas e de trincas (muitas vezes sem técnicas apropriadas e ignorando as causas raízes) ao longo de toda a vida pregressa dessas máquinas que forçará futuramente a

indisponibilidade da unidade para uma parada maior. Embora a manutenção de nossos agentes geradores seja responsável e executada com qualidade, mister se torna planejar o futuro dessas unidades geradoras à luz da vida útil residual em dois de seus principais componentes: o rotor da turbina e o estator do gerador. Este trabalho apresenta algumas técnicas que podem ser usadas com esse intuito, lembrando sempre que se iniciarmos hoje tal avaliação a modernização de um conjunto turbina gerador com potência unitária de tal monta ( $\geq 100$  MW) vai requerer de 2 a 4 anos entre a avaliação e o comissionamento da primeira unidade. De outro lado este trabalho também dá uma contribuição para sugerir ações, ou tipos de manutenções com determinados graus de profundidade, que evitem que máquinas que eventualmente estejam com a vida útil comprometida entrem em uma situação de indisponibilidade e aí sim passam a gerar uma penalização às empresas de geração.

## 2.0 - AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE PARTES DA TURBINA

Os elementos pertencentes à turbina são elementos mecânicos expostos a tensões dinâmicas que são oriundas do escoamento hidráulico que passa pela máquina. Este escoamento é totalmente quase constante para um ponto operacional, que usualmente chamamos de regime permanente, mas tem cargas dinâmicas. A máquina assim ao percorrer sua extensa faixa que parte da inércia até o ponto de máxima potência é submetida a uma série de carregamentos dinâmicos diferentes, com frequências diferentes. Os elementos em contato com a água são os que responderão a estas excitações e os que terão sua vida útil ao longo do tempo consumida. No caso de máquinas Francis podemos executar uma análise bem simplificada de engenharia e olhando-a sob aspecto bem geral vemos que as pás do rotor são vigas bi engastadas que sofrem toda a pressão da água para girar a máquina, vemos que as travessas do pré distribuidor também são vigas bi engastadas, e vemos que as palhetas não vigas bi apoiadas. A mais simples conclusão nos mostra que os elementos mais sujeitos a terem sua vida útil consumida são justamente os apoios ou estes engastamentos destes 3 elementos citados, que culminam com as travessas, o rotor em si, e justamente seus engastamentos em pá cubo e pá coroa e as buchas dos mancais das palhetas. Para a avaliação destas partes mais sujeitas a desgaste e para se decidir inclusive entre uma simples troca, uma simples manutenção preventiva, uma intervenção para inserção de reforços, reparos ou para um planejamento para uma modernização completa com troca e otimização hidráulica por exemplo são inicialmente necessários dados precisos e este é um dos principais recados deste trabalho. Estes dados se classificam em:

- (a.) Dados operacionais do histórico da máquina
- (b.) Dados sobre o estado estrutural dos componentes
  - (b1.) Aquisição e modelamento geométrico das superfícies hidráulicas
  - (b2.) Análise fluido dinâmica para diversos pontos operacionais e obtenção das tensões estáticas.
  - (b3.) Estudo dinâmico modal para reconhecimento de possíveis ressonâncias da estrutura.
  - (b4.) Estimativa de carga dinâmica ou medição dinâmica real.
  - (b5.) Estudo dinâmico de resposta da estrutura e ou sensibilidade da geometria a trincas.
  - (b6.) Análise do material ou verificação do material construtivo.
  - (b7.) Cálculo de fadiga a iniciação de falha em material sem a presença de falhas.
  - (b8.) Cálculo de fadiga a propagação de falha conectado ao tipo de critério de E.N.D.

De posse destes dados a geradora pode ter a estimativa de vida útil dos componentes mais críticos doravante citados e saberá qual a expectativa de vida útil remanescente possibilitando-a a executar manutenções e seus planejamentos adequadamente. Claro que todas as estimativas de vida útil remanescente não tem um grau de precisão determinístico ou fatalístico porque estão condicionadas a algumas variáveis mas são suficientes para dar uma estimativa bem adequada sobre o que se espera do desgaste de um componente em uma máquina hidrogeradora, mesmo este componente sendo metálico e tendo sido dimensionado adequadamente. Todo o item (b) e o item (c) podem ser adquiridos pela empresa geradora no mercado, serviços chamados de AMB, e particularmente recomendamos que unidades mais críticas que tenham sofrido intervenções sucessivas, que tenham tido sua condição operacional alterada em função de determinações do operador nacional do sistema (ONS), realizem tais investigações que tem um cunho de prevenção contra uma indisponibilidade maior que acabe por ser não programada e desabe como um prejuízo. Diante do conhecimento do estado real de seus componentes a recomendação básica é que sejam programadas ou escolhidas alguns tipos de manutenções, tipos N, A, B, C, que veremos mais adiante, ou que seja programada uma efetiva modernização da unidade geradora que aí sim pode ser decidida se tivermos as informações adicionais relacionadas abaixo:

- (d.) Dados sobre o futuro operacional da unidade.
- (e.) Análise de riscos de indisponibilidade da máquina. (Em decorrência da vida útil remanescente)
- (f.) Retorno do investimento ou custo compatível com eventuais multas e perda de geração

### 2.1 Avaliação da vida útil de rotores Francis.

Quando se analisa um rotor de uma turbina hidráulica, sabendo-se que as condições de operação são variáveis, a comparação estática não é suficiente e as análises dinâmicas como modais ou ainda análise de respostas harmônicas, ou ainda as recentes introduzidas análises de sensibilidades dinâmicas de perfis são também essenciais para se evitar qualquer risco de ressonância em uma máquina. Mas também ainda não são suficientes para se executar um cálculo de fadiga a iniciação de trinca ou a propagação de trinca porque temos ainda que dispor do histórico de carregamento sobre o rotor. ver Figura 2.



Para cada condição de operação existem fenômenos diferentes gerando solicitações diferentes em frequências diferentes  
FIGURA 2 – Fenômenos diferentes geram solicitações distintas nos rotores Francis - Visão em abertura crescente

A primeira parte para se iniciar uma análise de vida útil é se dispor da geometria o rotor. Esta geometria pode estar disponível por meio de um fabricante ou eventualmente pode ser digitalizada através de uma série de dispositivos , como braços portáteis de digitalização, cameras de escaneamento de superfícies e medidores a base de laser.

A segunda parte é o construção da malha de elementos finitos e o cálculo estático. Mas para isto existe antes a necessidade de se executar uma análise de escoamento completa incluindo as condições de entrada da máquina, travessas e aberturas das palhetas. Para uma análise fiel pontos operacionais de importância devem ser escolhidos, simulados e acrescidos aos mesmos sempre as condições de rotação em disparo e rotação em vazio, que são pontos críticos para o rotor. ver Figura 3.

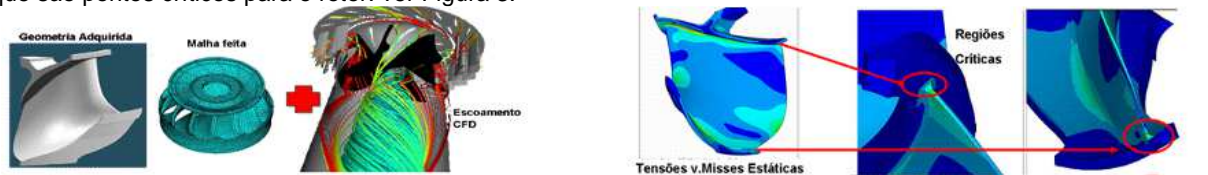


FIGURA 3 – Da aquisição da geometria ao calculo de escoamento por CFD para pontos operacionais de interesse se obtém as tensões estáticas e se identificam as regiões críticas em um rotor Francis.

A terceira parte do estudo é a busca de aspectos que garantam ausência de ressonância no rotor. O cálculo precisa focar especificamente ressonâncias em frequências conhecidas, como as de Rheighans, de passagem das palhetas que é a rotação da máquina multiplicada pelo número de palhetas da máquina, seus múltiplos e algumas combinações especiais com o número de pás. Para estas frequências tipicamente os modos mais próximos são aqueles em que temos modos torcionais, flexionais com  $K=n$  ( $n=0\dots$ ) diâmetros nodais do rotor todo. Entretanto também há a necessidade de se focar frequências mais altas em que possamos ter efeitos ressonantes ocasionados pelos vórtices de von Karman que sempre estão presentes no escoamento pelo rotor. Para isto é necessário se calcular as frequências de excitação destes vórtices que são obtidas pela fórmula indicada abaixo:

$$f = S_r \frac{v}{d} \quad (1)$$

onde  $S$  é o número de Strouhal = 0.2 – 0.24,  $f$  é a frequência de emissão dos vórtices ,  $v$  é a velocidade do fluxo no ponto de separação e  $d$  é a espessura do início do vórtice no ponto de separação que considera a espessura da pá e também da camada limite. Para estas frequências os modos ressonantes encontrados normalmente são modos em que o cubo e a coroa ficam estáticos e a pá sim entra em um modo natural flexional, torcional ou combinado o que origina assim facilmente trincas tanto em regiões de engastamento, quanto as vezes não. O cálculo da análise modal é então feito considerando-se o fluido dentro do rotor uma vez que o mesmo age como um elemento amortecedor. É importante ressaltar que a água tem um fator de amortecimento diferente para cada modo natural. A presença do fluido em interstícios do rotor, como regiões dentro do cubo, regiões anelares dos aros de desgaste acaba por ser importante. ver Figura 4.

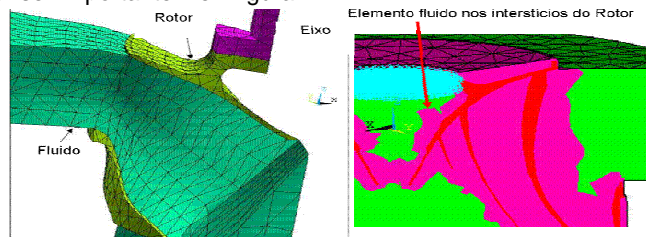


FIGURA 4 – Modelo para análise modal que considera o elemento fluido em todos os interstícios do Rotor.

A quarta parte do estudo (b4.) é a estimativa da carga dinâmica que atuará sobre o rotor em cada uma dos pontos operacionais de interesse, ou seja a pressurização em si mas não permanente. A Voith Hydro que aquisitou uma série de pressões e de tensões em rotores em escala de protótipo e pressurizações em escala de modelo reduzido para diversas famílias de rotores de diversas rotações específicas criou um banco de dados e um método para extrapolar a partir daí o carregamento dinâmico sobre as pás. Este carregamento dinâmico pode então ser usado como dado de entrada em um dos pontos executivos da fase (b5.) Entretanto se este banco de dados não cobrir uma determinada hidráulica ou estivermos diante de um caso particular para se adquirir o carregamento dinâmico do rotor será necessário se executar medições de campo com strain-gages e ou mini transdutores de pressão como apresentados em [1]. Uma instalação típica para a aquisição de dados em tempo real com medições em

todas as faixas operacionais do rotor, cobrindo transientes e situações de partida e parada, que são grandes consumidoras de vida útil das máquinas conforme [2], demandam no máximo 2 semanas de máquina parada entre instalação completa, medição e desinstalação dos equipamentos com volta a operação. ver Figura 5.

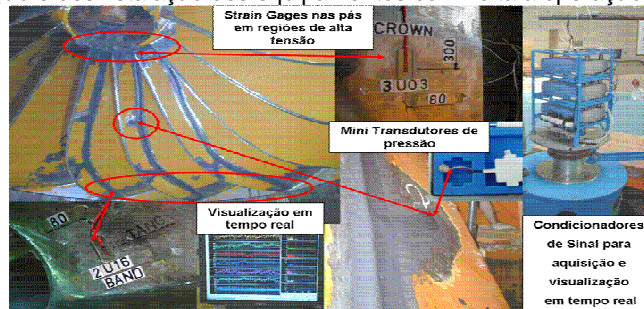


FIGURA 5 – Instalação para medição e do carregamento dinâmico sobre o Rotor da Turbina.

A quinta parte do estudo, (b5.) é uma análise de resposta da estrutura e uma análise de sensibilidade da geometria a estabilidade dinâmica. Um dos pontos, aqui é o de se usar o carregamento dinâmico conhecido e se obter as tensões dinâmicas do rotor para cada ponto operacional de interesse. Claro que se dados medidos foram efetivamente usados este ponto é suprimido. Entretanto esta parte do estudo contempla também outros pontos executivos e são uma inovação da engenharia estrutural desenvolvida pela Voith Hydro nos últimos anos justamente para evitar e garantir que não ocorram trincas em rotores, principalmente quando se trata de lançamentos de desenhos hidráulicos novos de alto rendimento, ou quando se quer analisar a causa raiz de uma ocorrência sistêmica. Aqui diversas análises de sensibilidade são executadas, fruto dos resultados das pesquisas feitas no ramo da interação de rotor e estator (RSI) em que campos de pressão são aplicados as pás do rotor Francis e critérios especificamente desenvolvidos e comprovados com a prática podem determinar se uma geometria apresenta risco ou não ao aparecimento de trincas. O resultado da análise efetivamente são os prováveis campos de tensões dinâmicas e seus máximos aos quais as pás estarão submetidas. ver Figura 6.

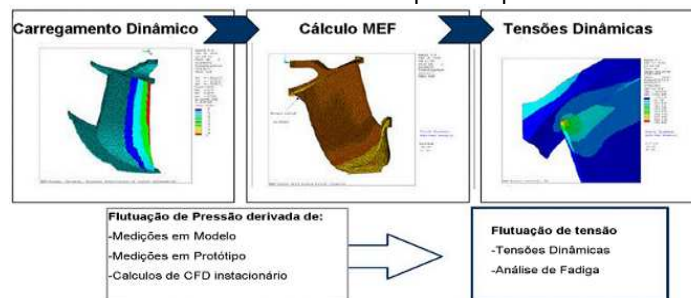


FIGURA 6 – Fase (b5.) Avaliação da sensibilidade da geometria a trincas pela exposição a campos de pressão.

Para se partir para o cálculo efetivo da estimativa de vida útil ainda falta uma variável extremamente importante em se tratando de máquinas que já tem um certo tempo de uso e eventualmente sofreram intervenções por soldagem para reparos por cavitação, ou até recuperação de trincas, adição de materiais especiais anti dano de cavitação cujo histórico é longo e nem sempre totalmente documentado. O conhecimento de materiais pode ser muitas vezes confirmado por testes não destrutivos e amostras colhidas no componente. Aqui é sugerida um ensaio de líquidos penetrantes nas pás do rotor, bem como ultrassom, partículas magnéticas se possível e ensaios destrutivos em algumas pequenas amostras retiradas das pás como ensaios de tração, impacto e dobramento. Ligas bi metálicas, de aço carbono fundido recobertas com aço inox podem apresentar indícios de vida útil compromissada e o estado atual do material, bem como as condições de porosidade detectadas na aresta de saída, eventuais indicações lineares serão fundamentais para a avaliação da vida útil e as recomendações possíveis de serem feitas a serem incluídas ou para um determinado tipo de manutenção ou para uma reabilitação mais completa.

A aplicação de materiais mais modernos e com limite superior de fadiga são medidas que garantem e restauram a integridade física de uma unidade voltando à mesma a sua disponibilidade máxima. A aplicação de materiais com valores de impacto superiores a 150 J em regiões de altas tensões como apresentado em [3] mais que dobram a expectativa de vida útil da região.

O cálculo de iniciação de falhas em um material homogêneo pode então ser realizado e passamos a fase (b7.), uma vez que conhecemos o histórico operacional passado da máquina. Para este histórico operacional é importante a relação de partidas e paradas e a submissão da máquina aos transientes relativos a "trips" de desligamento ou eventualmente rejeições. Note que todos os programas e teorias de fadiga se baseiam na soma cumulativa de danos provocados por condições operacionais diversas. Estes dados cumulativos consomem a vida útil de um material. Esta vida útil é estabelecida através de ensaios tipo Push-pull em corpos de prova especiais onde para cada conjunto de corpos de prova é fixada uma tensão média e uma amplitude de tensão de teste. Como exemplo se uma região estiver submetida a uma tensão estática de 300 MPa, mas com uma tensão dinâmica de 60 MPa em 5 Hz em um material tipo GX5 CrNi.13.4 QT1, teremos uma nucleação em 1 ano, ao

mesmo tempo que se a amplitude da tensão dinâmica baixar para 40MPa a vida útil para uma iniciação de trinca também aumento para mais que 100 anos. ver figura 7.

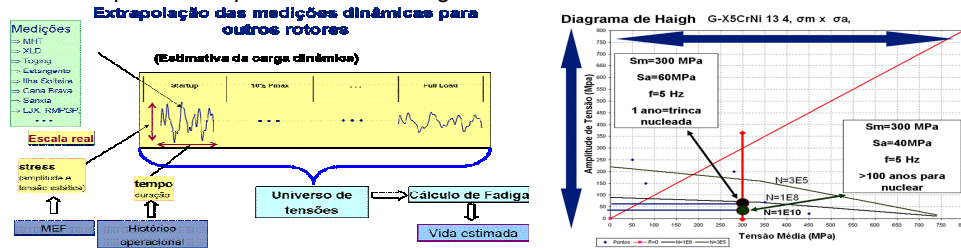


FIGURA 7 – Cálculo de iniciação de falha complexa considerando o universo de tensões x diagrama de Haigh

Por final a última fase do estudo da técnica completa (b8.) para avaliação de vida útil é a ligação dos aspectos teóricos alcançados até o presente momento com o estado real do rotor. Nós já sabemos quanto tempo o material do rotor aguentaria na região crítica considerando-se todo o histórico operacional e também quanto as regiões não críticas podem no máximo aguentar se executarmos o cálculo para demais regiões, Mas admitimos que o material está perfeito e já dispomos do resultado dos ensaios não destrutivos do rotor. Assim sendo podemos ainda executar um cálculo de propagação de falha para uma determinada região escolhendo-se um modelo de falha e calculando-se sua propagação matematicamente. Estes modelos de falha são selecionáveis e estão ligados a um tipo de falha real, como um poro circular, uma abertura linear na ponta de uma aresta de saída, uma indicação linear fechada, com um certo tamanho estabelecido. Estes modelos então podem ser facilmente associados aos critérios dos ensaios não destrutivos na *Cahier des Charges de Reception des Pieces en Acie Moule pour Machines Hydrauliques CCH*, revisão atual de numero três datada de junho de 1996. Através disto podemos prever em quanto tempo um defeito de certo tamanho se propagaria para um tamanho crítico e assim selecionar o critério correto de ensaio não destrutivo para a determinada área do rotor.

## 2.2 Avaliação de Travessas do Pré distribuidor

O método de avaliação de travessas em pré distribuidores praticamente segue a mesma sequência do método utilizado para a avaliação de rotores. Entretanto aqui o foco principal é dado ao itens (b1.) até (b4.), e (b6.) uma vez que o ponto principal é o de se evitar ressonância nas travessas do pré distribuidor. Muitas unidades no Brasil apresentaram problemas de ressonância em suas travessas de pré distribuidores como reportadas em [4] justamente porque as condições operacionais são modificadas e os projetos antigos não foram otimizados a tais condições. Muitas usinas hidrelétricas são projetadas para operar com vazões entre 40% e 110% da vazão nominal e a variação na vazão implica em uma variação na frequência de emissão dos vórtices uma vez que esta frequência esta diretamente relacionada a vazão da máquina. Sendo a formação dos vórtices muito sensível à forma da aresta de saída da travessa, pequenas diferenças de desenho podem levar a diferentes frequências de vibrações induzidas que podem enfim coincidir facilmente com um dos modos naturais das travessas.

Do outro lado quando avaliamos um pré-distribuidor antigo é muito comum observarmos que existem perfis que não são otimizados hidráulicamente. A modernização da unidade geradora é uma oportunidade que deve ser aproveitada para redesenhar as travessas com as ferramentas de cálculo atuais e que pode gerar um ganho de rendimento que pode ser importante para a geração futura de energia. Para a otimização das travessas de um pré-distribuidor existente deve-se analisar o escoamento em todo o distribuidor, ao mesmo tempo. Isto deve-se ao fato de as travessas estarem intimamente ligadas às palhetas diretrizes. Este tipo de análise com experiência acumulada e com as ferramentas de cálculo de escoamento em CFD torna possível a otimização conjunta de travessas e palhetas, perfazendo um aumento de eficiência em toda a faixa de operação. ver Figura 8.



FIGURA 8 – Otimização geométrica de travessas e palhetas para aumento de rendimento relativo.

## 2.3 Avaliação de buchas de mancais

As buchas dos mancais do distribuidor merecem atenção durante a vida útil da unidade geradora tipo Francis visto que são elementos que sofrem desgaste com o uso. Nas aplicações antigas eram largamente empregadas buchas de bronze com lubrificação externa por graxa ou óleo. Para buchas de bronze lubrificadas a graxa espera-se uma vida útil de cerca de 30 anos desde que o projeto original tenha sido bem feito e as condições de lubrificação e carga de trabalho tenham se mantido adequadas ao longo da operação da turbina. Hoje em dia já temos buchas autolubrificantes trabalhando seguramente a mais de 20 anos. O que devemos avaliar é a condição de instalação destas buchas. Quanto projetamos uma turbina nova as condições de projeto são adequadas para a

instalação de buchas autolubrificantes modernas, porém quando substituímos uma bucha de bronze em uma turbina Francis mais antiga é necessário e de fundamental importância redimensionar as novas buchas as condições de contorno existentes nesta turbina antiga. Para substituir as antigas buchas de bronze lubrificadas a graxa existem atualmente dezenas de tipos de buchas autolubrificantes. Cada fabricante de bucha autolubrificante fornece dados técnicos de suas buchas os quais servirão de base para que um fabricante de turbinas dimensionar corretamente sua utilização. Somente como dado histórico as buchas de bronze lubrificadas a graxa eram dimensionadas para uma pressão normal de trabalho entre 15 a 20 MPa. Visto que as novas buchas autolubrificantes podem trabalhar normalmente com pressões de até 25 MPa em uma primeira análise poderia ser feita uma substituição direta da bucha de bronze por outra de material autolubrificante com as mesmas dimensões. Porém existe um risco muito grande em fazer uma simples substituição sem avaliar os componentes originais da turbina Francis como as palhetas e a tampa da turbina. Se a deflexão na tampa for incompatível com a pressão específica de canto máxima a qual uma bucha autolubrificante a base de grafite está dimensionada a bucha autolubrificante não pode ser usada para substituir uma bucha de bronze e sim temos que partir para buchas a base de materiais termoplásticos ou simplesmente considerar na intervenção de modernização a troca da tampa por uma mais rígida compatível com as pressões específicas máximas. As buchas de bronze lubrificadas a graxa se acomodam por desgaste e com isto suportam pressões específicas de canto altas. As buchas autolubrificantes a base de grafite ou insertos poliméricos se desgastam nestas situações com facilidade e com rapidez. Assim sendo uma análise conjunta de tampa e buchas deve ser executada focando-se deflexões e pressão específica. Ver Figura 9.



FIGURA 9 – Avaliação da vida útil de buchas requer análise conjunta com tampa.

### 3.0 - AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE PARTES DO GERADOR

Desde meados dos anos 80, vários métodos supostamente capazes de determinar a vida útil residual de grandes geradores vem sendo apresentados [5]. A experiência, no entanto, demonstrou que cada um dos métodos propostos falha quando avaliado sistematicamente [6]. Diante, portanto, da impossibilidade prática de se prever com precisão a vida remanescente do gerador e em específico do enrolamento estatórico, a capacidade de se avaliar criticamente a condição atual do gerador assume importância vital como ferramenta no auxílio do planejamento de interrupções programadas, re-potenciações e sequência de modernizações em uma frota de máquinas. Em adição ao benefício de auxiliar em tal planejamento a capacidade de se avaliar, mesmo que comparativamente, a condição de um gerador, pode permitir o diagnóstico precoce de mecanismos de falhas existentes, que quando combatidos eficazmente, permitem o prolongamento da vida útil do equipamento. Assim sendo comparativamente ao apresentado a turbina, um método determinístico e uma precisão absoluta aqui é inclusive mais difícil de se alcançar em razão da grande variedade de possíveis mecanismos de degradação que podem se desenvolver nos geradores. Normalmente um conjunto de métodos envolvendo medições elétricas de diagnóstico tais como descargas parciais, resistência de isolamento, tangente delta, "loop test", etc, faz parte de qualquer programa de testes que objetive uma avaliação da condição do gerador. Há, porém, grande dispersão no modo em que diferentes operadores verificam a condição de seus equipamentos ao longo da vida em operação. Em muitos casos, a inspeção visual do gerador realizada por profissionais de larga experiência pode se mostrar a mais eficiente ferramenta de diagnóstico e avaliação da condição da máquina. Quando esta é ainda complementada pelo estudo do histórico de registros de operação e ocorrências de manutenções anteriores nos equipamentos, então essa avaliação "sem teste" atinge sua máxima eficácia. Em outras filosofias de avaliação, a realização de uma extensiva bateria de testes quantitativos é considerada a parte mais importante de uma metodologia de avaliação. Seja qual for o enfoque utilizado (subjetivo, quantitativo, comparativo, etc), a condição do gerador dependerá essencialmente da condição do enrolamento estatórico, do pacote do estator e da condição do rotor. Mais especificamente, dependerá da condição dos elementos isolantes desses componentes, que é onde reside a maior parte do potencial de falhas e mecanismos de degradação conhecidos. Por isso a grande maioria dos testes de diagnóstico para a avaliação do gerador incide sobre meios de se avaliar a condição das interfaces isolantes da máquina. Nesse contexto, a Voith Hydro considera a seguinte sequência de estudos e avaliações como uma referência satisfatória à qualquer operador interessado em um diagnóstico de seus equipamentos:

- (a.) Domínio do histórico de operação da máquina assim como apresentado para avaliação do rotor da turbina.
- (b.) Estudo da tipo construtivo original e avaliação comparativa entre geradores
- (c.) Inspeção visual
- (d) Testes de diagnóstico

Por histórico do gerador se entende o acesso e conhecimento de detalhes da condição de operação e eventos de manutenção realizados ao longo da vida da máquina. A importância dessa parte da avaliação reside no fato de diferentes mecanismos de degradação se desenvolverem em dependência do tipo de regime de operação. Máquinas que operam apenas em momentos de pico de carga ou motores-geradores, possuem um regime de

operação tal, que as submete a sucessivos ciclos de expansão e contração termomecânica que, eventualmente, as torna mais susceptíveis a mecanismos de degradação associados a esforços mecânicos do enrolamento estatórico e suas amarrações. Por outro lado, máquinas que operam em regime quase contínuo, porém, em elevadas temperaturas, seja por operação em condição de sobrecarga ou por deficiência nos sistemas de ventilação, são por sua vez mais susceptíveis ao desenvolvimento de mecanismos de degradação associados ao envelhecimento térmico dos componentes orgânicos do gerador.

O conhecimento do tipo construtivo original do equipamento pode auxiliar na determinação de quais podem ser os mecanismos de degradação mais prováveis e até mesmo na interpretação de resultados de testes. Especificamente em relação à isolamento principal de barras ou bobinas do estator é útil ter informações sobre a tecnologia e materiais utilizados na construção original. Classicamente, os mecanismos de falha presentes em isolamento com tecnologia epóxi são em geral, diferentes daqueles que podem se manifestar em tecnologias baseadas em poliéster ou, em máquinas mais antigas, em resinas naturais ("shellac"). O conhecimento do tipo construtivo permite ainda entender possíveis mecanismos de degradação não elétricos como aqueles provenientes da vibração excessiva do núcleo estatórico. Ainda que o conhecimento de detalhes e construção original do equipamento contribua na elaboração de hipóteses relevantes à interpretação de observações e medições de diagnóstico, nem sempre é possível associar o tipo construtivo original com o comportamento observado em casos particulares. Nesse sentido, é de grande utilidade a possibilidade de se comparar geradores "irmãos" (mesmo fabricante e condição de operação semelhante) em uma frota de máquinas. Com essa comparação é muitas vezes possível se determinar valores padrão para os resultados de medições de diagnóstico e, portanto, detectar o que se pode considerar uma condição anômala para determinada tecnologia.

A inspeção visual, quando realizada por profissional experiente na área pode ser a mais valiosa ferramenta de diagnóstico. Isso acontece porque muitos dos mecanismos conhecidos de degradação de geradores deixam - ao longo dos anos - traços de sua existência em áreas visíveis da máquina. Danos mecânicos em superfícies, resíduos de movimentação relativa entre partes do componente, erosão elétrica das superfícies energizadas com alta tensão e descoloração de corantes causada por desgaste térmico são alguns dos sinais que podem ser encontrados por uma inspeção visual minuciosa. Certas ocorrências de descargas parciais nos sistemas de proteção de corona fora da ranhura são um exemplo clássico dessa condição.

Os testes de diagnósticos representam um vasto arsenal de técnicas de medição capazes de fornecer informações sobre a condição dos componentes [9] e, eventualmente, elucidar possíveis mecanismos de degradação existentes. Não há, portanto, uma lista consensual de testes que garantam uma avaliação infalível, porém a maior parte dos programas de avaliação da condição do gerador incluem os testes apresentados na tabela 1:

Tabela 1 - Testes de diagnóstico para avaliação de vida útil de enrolamentos de geradores

Teste	Objetivo
Tensão Aplicada AC	Detectar regiões enfraquecidas na isolamento principal das barras do estator
Resistência elétrica DC e índice de polarização	Detectar umidade ou contaminação nas superfícies
Descargas parciais	Detectar possíveis descargas elétricas na superfície ou no interior da isolamento
Tangente Delta	Detectar possíveis descargas elétricas no interior da isolamento
Corona Visual	Detectar descargas parciais de superfície nos sistemas de proteção de corona e adequação de distâncias dielétricas
Teste de magnetização do estator	Detectar defeitos na isolamento entre chapas e eventuais "pontos quentes" no estator

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Como conclusão do trabalho deixamos uma sugestão de critérios para a tomada de decisão das empresas geradoras. Diante do exposto neste trabalho sugerimos 5 tipos de intervenções imagináveis nas unidades geradoras a saber :

- Manutenção Tipo N (AMB) : Manutenção conforme especificação do fabricante (recomenda-se manutenção hidráulica e E.N.D., ensaios não destrutivos aplicando-se líquidos penetrantes conforme critérios Voith Hydro)
- Manutenção Tipo A (AMB) : Reposição de material para eventual dano de cavitação e manutenção hidráulica completa bem como ensaios não destrutivos aplicados na manutenção do tipo N.
- Manutenção Tipo B (AMB) : Manutenção do tipo A adicionada a reforço e substituição da região crítica das pás por material de aço inoxidável de alta resistência com eventual tratamento especial da região por shot peening. Eventual modificação do perfil hidráulico do pré distribuidor . Troca do enrolamento e ou nucleo estatórico por um novo. Eventual troca das buchas do mancal das palhetas.
- Manutenção Tipo C (AMB) : Substituição parcial da aresta de saída das pás por aresta de saída nova dotada de reforços mas de material martensítico eventualmente protegida especialmente e adicionalmente com cobertura anti erosão ou anti cavitação . Modificação eventual conjunta do perfil hidráulico do pré distribuidor . Substituição das de buchas e ou tampa. Troca eventual do enrolamento e nucleo estatórico

- Reabilitação completa da unidade contemplando fase 0 a 3 com o objetivo de mudança de projeto, aumento de rendimento, potência, revitalização completa da unidade e restituição de vida útil a condição de máquina nova.

Diante da complexidade do assunto e das inúmeras variáveis que temos desenvolvemos tabelas abaixo que podem ser estudadas para que sejam verificados e combinados problemas detectados para se tomar a decisão mais razoável ao tipo de ação a se executar sobre uma usina hidrelétrica. As tabelas 2, 3 mostram condições que podem existir na UHE sob o ponto de vista estrutural, hidráulico, elétrico, sintetizadas no grupo 1, e de comprometimento operacional e econômico, sintetizadas respectivamente nos grupos 2 e 3.

Tabela 2 - Grupo 1 - Avaliação das condições hidráulicas, estruturais e elétricas da UHE

Grupo 1 - Comprometimento Estrutural, Hidráulico e Elétrico													
Tipos de Intervenção em Rotores Francis	Existência de Trincas em Pás	Existência de Trincas nos Pré distribuidores	Desgaste nas buchas dos mancais das palhetas ou segmentos	Existência de danos devido à Cavitação		Dados Operacionais		Nível do Cálculos Estruturais do Rotor e Pré Distribuidor		Comprometimento da vida útil devido a fadiga em regiões críticas	Idade operacional do Rotor	Material base do Rotor	Comprometimento do enrolamento estático do gerador
				Ocorrida dentro dos limites contratuais	Ocorrida fora dos limites contratuais presseguidos de múltiplos reparos nas mesmas regiões	Existência de registros operacionais	Operação dentro dos limites da especificação	Cálculos estruturais do rotor efetuados no estado da arte da tecnologia	Pleno conhecimento dos cálculos de fadiga e vida útil remanescente em regiões crítica e ou causas raízes no caso de trincas		Anos		
Reabilitação	n	n	o	i	n	n	i	n	n	o	> 30 anos	Carbono	n
Classificação de Manutenções AMB	Tipo N	x	x	x	o	x	n	o	o	x	< 10 anos	Aço Inox	x
	Tipo A	x	x	x	i	o	n	i	o	x	i	i	x
	Tipo B	o	n	x	i	i	n	i	o	o	i	i	n
	Tipo C	o	n	n	x	o	n	i	o	o	> 20 anos	Carbono	n

Tabela 3 - Grupo 2 e Grupo 3 - Avaliação das condições de comprometimento operacional e econômico da UHE

Grupo 2 - Comprometimento Operacional						Grupo 3 - Comprometimento Econômico	
Tipos de Intervenção em Rotores Francis	Mudanças sustentáveis de condição operacional nos últimos anos deslocando pontos ótimos ou pontos especificados inicialmente		Chances para aumento de potência	Chances para aumento de rendimento	Questões ambientais relevantes e motivadoras como aumento de oxigênio dissolvido na água	Indicação de problemas com disponibilidade operacional	Retorno de investimento ou custo compatível com multas de indisponibilidade e perdas de geração
Reabilitação	n		n	n	n	o	o
Classificação de Manutenções AMB	Tipo N	n	NA	NA	NA	i	o
	Tipo A	NA	NA	NA	NA	n	o
	Tipo B	NA	NA	NA	NA	o	o
	Tipo C	NA	NA	NA	NA	o	o

Siglas utilizadas no preenchimento da tabela de análise : (NA) Não aplicável, (n) Condição pode ser necessária, (o) Condição deve ser obrigatória, (x) Condição deve ser inexistente, (i) Condição pode ser indiferente. A tabela 4 mostra finalmente os critérios para tomadas de decisão, análise de riscos e recomendações executivas para se discernir sobre que opção tomar diante de que caso considerando-se a idade da UHE e considerando-se o tipo de problema analisado.

Tabela 4 - Critérios para decisões e recomendações executivas de acordo com o problema detectado na UHE.

Critérios para Decisões, Riscos e Recomendações Executivas				
Tipos de Intervenção em Rotores Francis	Critério para tomada de decisão		Risco de Indisponibilidade da Máquina	Recomendações Executivas
Reabilitação	Condições do grupo 3 satisfeitas e grupo 1 e ou pelo menos 2 condições do grupo 2. O rotor está em fase final de vida útil quer por danos de cavitação ou quer por chances de aparecimento de trincas ou até por própria presença de trincas. Ao mesmo tempo desenhos mais modernos podem aumentar potência e eficiência do mesmos. Esta em jogo a perda de disponibilidade grave da máquina.		Altíssimo	Contrate um estudo fase 0 onde será definida uma hidráulica compatível e verificada a compatibilização eletromecânica. Uma modernização do gerador pode ser combinada com a troca da roda para minimização de tempo de parada de máquina. Se esta fase já foi cumprida passe a fase de planejamento e contratação
Classificação de Manutenções AMB	Tipo N	Condições do grupo 3, e 1 satisfeitas	Baixo	Execute a Manutenção tipo N a cada 4000 horas ou 8000 horas com as recomendações mínimas adicionais da Voith Hydro
	Tipo A	Condições do grupo 3, e 1 satisfeitas	Médio	Execute a Manutenção do tipo A com a manutenção hidráulica obrigatória e as recomendações mínimas adicionais da Voith Hydro
	Tipo B	Condições do grupo 3, e 1 satisfeitas. É necessário se dispor de um relatório mecânico hidráulico que comprove o aumento de vida útil com a introdução de reforços nos perfis sem prejuízos hidráulicos. Cálculos e eventualmente medições dinâmicas sejam necessárias.	Alto	Execute a Manutenção do tipo B com a manutenção hidráulica obrigatória e as recomendações mínimas adicionais da Voith Hydro. Repita a Manutenção N Após 1000 horas e após 4000 horas. Se for tomada a decisão de trocar enrolamento estático avalie se uma reabilitação não seria mais viável
	Tipo C	Condições do grupo 3, e 1 satisfeitas. É necessário se dispor de desenhos e chapelonas e ou um dispositivo fornecido para verificação de ângulos de pás, posicionamento da aresta de saída e medições das aberturas.	Alto	Execute a Manutenção do tipo C com a manutenção hidráulica obrigatória e as recomendações mínimas adicionais da Voith Hydro. Repita a Manutenção N Após 1000 horas e após 4000 horas. Se for tomada a decisão de trocar enrolamento estático avalie se uma reabilitação não seria mais viável

Logo com este método de avaliação dos principais componentes da turbina e do gerador, aliado a tipo de análise da unidade geradora completa de forma sistemática chegamos a compilar tais informações de modo a as classificar em tipos de intervenções que passam por simples manutenções de caráter preventivo, tipo N, onde somente se faz uma verificação hidráulica, de estados de material e de dados contratuais, até uma reabilitação completa, desde que sempre tenhamos um retorno de investimento balanceado por riscos de termos uma indisponibilidade repentina e ausência de geração. Acreditamos assim que tal sugestão, método e técnica venha a ser útil as empresas geradoras e sirva de inspiração a desenvolver ou aprimorar também seus métodos próprios

abrindo discussões e entendendo-se a divisão tênue entre manutenção e reabilitação ou modernização de uma maneira mais abrangente e sistemática.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) POLL, H.G., ZANUTTO, J.C., PONGE-FERREIRA, "Hydraulic Power Plant Machine Diagnosis", Shock & Vibration , Volume 13 , numbers 4,5 special edition Diname , 2006 , IOS Press, ISSN 1070-9622
- (2) POLL, H.G., LOPES, R., "Certificação de Máquinas Hidrogeradoras para Operação", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Brasil, 2007, GGH06
- (3) POLL, H.G., HASHIZUME, C., ANSELMANT, R., "Desenvolvimento de aços inox de alta tenacidade para aumento de vida útil de Turbinas Hidráulicas", IV ENAM, Curitiba , Brasil, 18 a 22 de setembro, 2010.
- (4) KURIHARA, F., POLL, H.G., DIAS, D., GISSONI, H.C., "Diagnostico de Máquinas para a Eliminação da Origem de Trincas em Pré-distribuidores: A Otimização da UHE Capivara", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Brazil, 2007.
- (5) TSUKUI, T., TAKAMURA, M., KAKO, Y., "Correlations Between Nondestructive and Destructive Tests on HV Coil Insulation", IEEE Transaction on Electrical Insulation, Vol. EI-16, Issue 2 (1981);
- (6) STONE, G. C., SEDDING, H, LLOYD, B., GUPTA, B., "The ability of Diagnostic Test to Estimate the Remaining Life of Stator Insulation", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3, Issue 4 (1988);

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Dr. Hans Günther Poll (\*)

Nascido em São Paulo em 17 de setembro de 1968

Doutorado (1999): em Engenharia Fluidodinâmica EPUSP: Mestrado em Engenharia Fluidodinâmica (1993):

EPUSP Graduação (1990) em Engenharia Mecânica: EPUSP.

Graduação em Ciências da Computação (1990) : Fatec-UNESP.

Empresa: Voith Hydro desde 1989.

Diretor Operacional.



Antonio Francisco Canina

Nascido em Amparo em 28 de junho de 1948.

Graduado em Engenharia Mecânica pela UNICAMP em 1972

Empresa: Voith Hydro desde 1995

Diretor de Marketing e Vendas de Modernização

Sérgio Gomes

Nascido em São Paulo em 09 de junho de 1964

Graduação (1985) em Tecnologia Mecânica: Fatec SP - UNESP, em Tecnologia de Processos de Produção (1988):

Fatec SP - UNESP

Empresa: Voith Hydro desde 1988.

Gerente de Engenharia de Modernização.

Egídio Faria

Nascido em Belo Horizonte 24 de novembro de 1962.

Graduação (1985) em Engenharia Elétrica : EPUSP

Empresa: Voith Hydro desde 2000.

Gerente Geral Corporativo de Desenvolvimento de Geradores e Isolações

Marcelo Jacob

Nascido em São paulo em 6 de janeiro de 1972

Graduação (1995) em Física Licenciatura (1996) Bacharelado - Universidade Estadual Paulista

Mestrado (1999): em Ciências - USP Doutorado (2003) em Física do Estado Sólido - USP

Empresa: Voith Hydro desde 2003

Gerente de Engenharia - Pesquisa e Desenvolvimento.