



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

GGH-13
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

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

**REFLEXÕES SOBRE A MODERNIZAÇÃO DO PARQUE HIDROGERADOR DIANTE DOS AVANÇOS
TECNOLÓGICOS E DOS INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS**

Cícero Mariano P. dos Santos*

UFPE

RESUMO

O artigo apresenta resultados de pesquisas de campo e bibliográfica acerca de parâmetros e elementos presentes na árvore de decisão do processo de tomada de decisão para a modernização de instalações hidrelétricas.

Procura-se dar alguma ênfase, inclusive, em aspectos subjetivos muitas vezes presentes na formação de valores referenciais, e que têm valor expressivo nos processos em que não se dispõem de bancos de dados sólidos para se prever com a confiança desejada desempenhos e/ou situações futuras.

As pesquisas e reflexões incorporam aspectos relacionados à degradação dos diversos itens presentes na instalação, à atratividade das atualizações tecnológicas, aos sistemas normativos e às variáveis ocasionais, elementos estes presentes no processo de decisão. Apresentam-se, ainda, alguns valores referenciais (benchmark), que poderão ser de grande valia no processo de tomada de decisão com vistas às ações de Recapitação e Modernização – R&M [1].

O artigo fornece contribuições no sentido de que sejam promovidos possíveis ajustes nos instrumentos regulatórios nacional, com o intuito de que seja incrementado o processo de imersão das empresas brasileiras produtoras de energia elétrica em um programa de atualização tecnológica, que se pode entender também como de eficiência energética, isto evidentemente considerando as abordagens aqui explicitadas.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, Hidrelétrica, Manutenibilidade, Produtividade, Recapitação e Modernização – R&M, Unidade Geradora.

1.0 – INTRODUÇÃO

O planejamento inicial de uma instalação hidrelétrica considera normalmente a atratividade econômica da mesma, que é geralmente avaliada em cima de uma expectativa de vida pré-determinada. Esta expectativa em geral não está relacionada com a expectativa física da instalação, que pode diferir de caso para caso e algumas vezes de unidade para unidade na mesma instalação.

A taxa de desgaste verificada na prática depende de muitos fatores, em particular do projeto da instalação, da qualidade dos materiais empregados, das condições de operação a que é submetida a instalação, bem como dos critérios e condições de manutenção obedecidos.

A questão principal, no tocante as ações de Recapitação e Modernização – R&M, ou mesmo para a tomada de decisão gerencial, considerando o tempo de vida da instalação e o desempenho dos resultados que estão sendo obtidos, é quando a restauração ou reabilitação da mesma, ou de seus principais componentes, torna-se necessária, ou seja, o momento de mudança estratégica. Este momento é, em geral, muito difícil de ser determinado, devido aos processos de deterioração e ações de recuperação verificadas ao longo da vida dos componentes. Caracterizando, assim, na maioria das vezes, uma depreciação gradual em estágios não claramente definidos. Desta forma, à medida que a intensidade das quedas de desempenho vai se agravando, a vantagem econômica da instalação sobre outras alternativas, em cima das quais a instalação foi originalmente justificada, diminui e, conseqüentemente, conduz o negócio a uma perda de rendimento geral.

A recapitação e reabilitação de Usinas Hidrelétricas -UHE, consideradas velhas, estão acompanhadas de uma série de atratividades que, em conformidade com análises de custo benefício, permitirão a incorporação de novas metodologias de

*Depto. de Engenharia Elétrica e Sistema de Potência - DEESP - Av. Acadêmico Hélio Ramos, S/N,
Fone/Fax: (0xx81) 271-8255 / 271-8256, Cidade Universitária, Recife-PE, CEP: 50730-540.

reprojeto e/ou reconstrução, além de novas técnicas de monitoramento. Tal ação acarretará redução nos custos dos serviços além de uma significativa melhoria nas ações de coordenação e integração de processos e atividades. Assegura-se assim a reentrada em operação de componentes/sistemas com produtividade e confiabilidade bem mais próxima de elevados padrões, e melhor aceitos internacionalmente, considerando especialmente uma economia globalizada.

A incorporação de questões ambientais no planejamento do setor elétrico brasileiro, particularmente em termos qualitativos, tem gradualmente crescido nos últimos anos. No momento, a análise dos aspectos ambientais tem um papel fundamental na seleção de novas fontes de produção de energia elétrica, devido à elevada prioridade que tem sido dada à preservação da natureza e à eficiência econômica das empresas do setor elétrico. Com esta visão, a avaliação econômica da R&M de UHE deveria incorporar os benefícios associados aos custos ambientais evitados, caso novas fontes de produção de energia elétrica venham a ser construídas. Pesquisa desenvolvida no Brasil revela que os custos de degradação ambiental de usinas hidrelétricas, térmicas a carvão e nucleares são da ordem de 3,7 a 7,9; 13,0 a 27,3; e 28,9 a 57,9 US\$ por MWh, respectivamente, que representam cerca de 11 a 22%; 25 a 53%; e 41 a 83% dos custos convencionais das usinas mencionadas. Para usinas térmicas a gás natural, os custos ambientais são da ordem de 28 US\$ por MWh, cerca de 49% dos custos convencionais [2].

2.0 – CONCEITOS E DEFINIÇÕES

As pesquisas realizadas [3] evidenciam, muitas vezes, posturas providas de conteúdos distintos, mesmo quando representadas pela mesma palavra chave. Considerem, por exemplo, como resultado de observações baseadas nas pesquisas, as seguintes definições associadas à palavra chave **repotenciar**, e se tratando de unidade hidrogeradora:

Definição 1

“Redefinir a potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto”.

Definição 2

“Elevar a potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem, contudo, incorporar novas tecnologias à unidade geradora”.

As reflexões relacionadas com a definição 1 sugerem a existência da seguinte motivação e/ou conteúdo associado a mesma:

Motivação 1

“Operar a instalação dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais, maior flexibilidade operativa e observando os aspectos ambientais”.

Quando se reportando à definição 2 a seguinte motivação e/ou conteúdo é provável:

Motivação 2

“A necessidade em atender situações de maior rigor de solicitação operacional, em virtude das deficiências de investimentos em R&M no volume requerido, seja na expansão da geração e/ou no sistema de transmissão energia elétrica. Acredita-se aqui na não atratividade deste investimento, com envolvimento de novas tecnologias”.

Observe que a reavaliação da potência nominal da unidade repotenciada é motivo de apreciação para fins de regularização por parte da ANEEL, conforme estabelece a Resolução N° 407 de 19 de outubro de 2000.

Deve-se considerar, ainda, os aspectos de confiabilidade, manutenibilidade e produtividade total a serem beneficiados com a R&M. Neste sentido, registre-se que em conformidade com a NBR-5462 [4], tem-se:

Confiabilidade

“Capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo” (NBR 5462, item 2.2.6, 1994).

Mantenabilidade

“Capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos” (NBR 5462, item 2.2.7, 1994).

Sabe-se que a correlação entre confiabilidade e manutenibilidade é que estabelecerá a disponibilidade do item, conforme a Equação 1.

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad \text{Eq.1}$$

Onde:

D = Disponibilidade;
MTBF = Tempo Médio Entre Falhas;
MTTR = Tempo Médio Para Reparos.

A produtividade total é definida conforme a expressão seguinte [5]:

$$P = D \cdot \eta \cdot Q \quad \text{Eq.2}$$

Onde:

P = Produtividade total
D = Disponibilidade;
 η = rendimento;
Q = qualidade.

Os conceitos e definições acima envolvem parâmetros que possuem comportamentos aleatórios,

conforme é o caso dos MTBF e MTTR, entre outros também envolvidos com o processo de R&M. Observe, portanto, que o processo de decisão aqui abordado deve considerar conteúdos conforme explicitados nas definições 1 e 2, suportadas pelas motivações 1 e 2 respectivamente, que em geral não são explicitadas.

Considerando os aspectos acima citados, é oportuno registrar as seguintes definições relacionadas com o risco, conforme Frank Knight, citado por [6]:

Certeza

“Situação em que o Responsável pela Decisão - RD conhece as possibilidades de cada alternativa disponível e o seu resultado exato”.

Risco

“Situação em que o Responsável pela Decisão - RD conhece todas as alternativas disponíveis, entretanto cada alternativa possui vários resultados possíveis. Assim, o RD não conhece mais de forma permanente o resultado de cada alternativa. Probabilidades estão atreladas a cada resultado. Esta situação é detalhada subdividindo o risco em dois tipos, objetivo e subjetivo. O risco objetivo é decorrente dos cálculos efetuados com base nos registros históricos do item. O risco subjetivo é decorrente dos cálculos efetuados com base em conhecimento de especialistas”.

Incerteza

“Situação em que não é possível se atribuir probabilidades aos resultados. Apenas algumas das alternativas ou os resultados decorrentes podem ser conhecidos. Em casos extremos o RD pode decidir com total desconhecimento”.

3.0 – CONSIDERAÇÕES ATRELADAS A R&M

O desenvolvimento de um processo, ou conjunto de procedimentos, objetivando auxiliar a tomada de decisão com vistas à modernização de uma instalação de produção de energia elétrica, constitui-se, na realidade, no desenvolvimento de um Sistema de Engenharia – SE, que, em conformidade com a norma Mil-STD-499B □ EUA, citada por [3], é assim definido: "Sistema de Engenharia é uma avaliação interdisciplinar para desenvolver e verificar um conjunto de produtos e processos (parâmetros), adequadamente balanceados, no sentido de atender às necessidades do usuário e prover as informações para a tomada de decisão gerencial". Envolve, portanto, as diversas disciplinas presentes numa empresa, buscando a harmonia entre produtos e processos, através de avaliações que podem ter origem dentro do sistema de manutenção para o caso em foco.

A deficiência de investimentos na expansão do setor gerador elétrico brasileiro tem acentuado, cada vez mais, a importância em ações de R&M, apesar das limitações que os ganhos em potência a serem obtidos, através das mesmas, possam representar frente as reais necessidades do sistema elétrico de potência. Entretanto, a experiência vivenciada em 2001, por ocasião do racionamento de

energia elétrica, iniciado no primeiro semestre, poderia ter sido adequadamente utilizada para a realização de significativas obras de modernização. O racionamento deixou resultados extremamente positivos para as ações de R&M, isto em decorrência da redução de consumo, que continuaram a se verificar até final de 2002, podendo se estender por mais algum tempo.

Observa-se que, segundo estimativas da ANEEL, pode-se obter uma elevação de cerca de 8.000 MW na potência instalada brasileira, através de ações de R&M. Outras referências afirmam ser possível obter-se uma elevação ainda superior a este valor. Nas pesquisas realizadas não foi encontrado registro de avanços no sentido de contabilizar-se estes ganhos.

Sabe-se que a engenharia atual é capaz de feitos até melhores em relação ao realizado na Usina de Grand Coulee nos EUA, quando foi possível reduzir o tempo de parada de uma unidade de geração de cerca de um ano para dois meses, para troca do estator completo. Os trabalhos de R&M tiveram motivação devido a sérios problemas no estator da máquina e em componentes associados, conforme [7]. Um dos autores do artigo [7], quando indagado, valorou alguns **Fatores de Decisão - FT**, associados ao trabalho de R&M realizado na usina citada, conforme a Tabela 1 e considerando uma escala de 0 (nenhuma importância) a 10 (máxima importância):

TABELA 1 – FT CONJUNTO “A” DE VALORAÇÃO

Fator de Decisão - FT	Importância
Estado da arte	5
Redução dos custos de O&M	10
Elevação da capacidade nominal	7
Redução nos desligamentos forçados	9
Retorno do investimento	5

Os fatores acima quando submetido a apreciação de especialistas de empresas geradoras brasileiras (CESP, CHESF, COPEL, EMAE, ELETRONORTE, FURNAS e ITAIPU) receberam os valores médios destacados na Tabela 2.

TABELA 2 – FT CONJUNTO “B” DE VALORAÇÃO

Fator de Decisão - FT	Importância
Estado da arte	5
Redução dos custos de O&M	7
Elevação da capacidade nominal	6
Redução nos desligamentos forçados	8
Retorno do investimento	8*

* Apenas três empresas responderam.

Contemplando os valores apresentados nas Tabelas 1 e 2 as diferenças mais significativas estão relacionadas com os fatores “Redução dos custos de O&M” e “Retorno do investimento”. Apresenta-se em 3.1 algumas reflexões que podem explicitar conteúdos que ajudem para o entendimento do grau de imersão que vem se verificando por parte das empresas do setor elétrico brasileiro em ações de R&M em instalações hidrelétricas.

3.1 Estímulos e oportunidades

A análise devida com vistas a R&M deve considerar a atratividade desta ação frente as outras opções de expansão da oferta de energia elétrica, através de estudos que contemplem os aspectos de melhoria de qualidade e produtividade, uso integrado de recursos, notadamente quando se tratando dos recursos hídricos e no sentido de quantificar benefícios (diretos e indiretos) associados aos respectivos custos. Os benefícios diretos podem estar relacionados à usina produtora e ao sistema elétrico de potência associado. Desta forma, cita-se alguns benefícios a seguir:

Para a usina:

- aumento na energia e potencia garantidas;
- aumento de rendimento;
- redução nos custos de O&M;
- melhoria nos índices de disponibilidade;
- maior flexibilidade operativa em relação ao despacho de geração;
- aumento de vida útil.

É evidente que uma certa curva de carga diária pode ter influência no processo de decisão. Considere-se, a título de exemplo, a curva de carga da Figura 1.

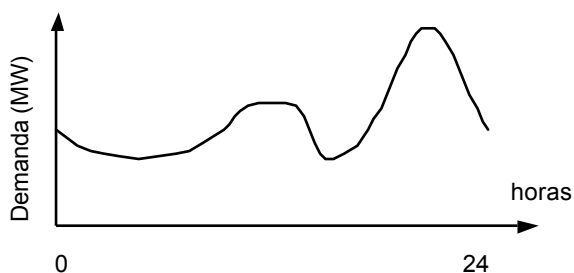


FIGURA 1 – CURVA DE CARGA DIÁRIA

Um sistema dimensionado para atender a demanda máxima da curva da Figura 1 irá, com certeza, trabalhar com bastante folga na maior parte do dia, e, assim, será para suas unidades produtoras, durante a maior parte de sua vida útil, facilitando a existência de intervenções programadas, sejam de origens sistêmicas ou baseadas em condições. Intervenções estas que ao ocorrerem devem ter devidamente contabilizados os prováveis reflexos sobre comprometimentos na otimização do planejamento energético do sistema integrado, ou seja, o comprometimento de um planejamento com visão sistêmica. Sabe-se que a maioria das unidades geradoras pertencentes ao parque hidrogerador brasileiro possuem idade superior aos 20 anos, que já pode ser considerada uma idade avançada, tendo em vista os dados da Tabela 3 [3].

Desta forma, considerando a curva de carga acima, poder-se-ia inferir que os avanços tecnológicos, em ações preditivas, podem servir de forma mais eficaz a um programa que busca administrar um parque envelhecido, ao invés de substanciar elementos para um processo de decisão que busca a melhoria da produtividade total. Dentre os prováveis resultados advindos desta reflexão

poder-se-ia destacar o prejuízo do uso mais racional de um recurso extremamente vital que é a água, dificultando talvez um melhor atendimento ao seu uso múltiplo (benefícios indiretos).

TABELA 3 - EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL PARA O CONJUNTO TURBINA-GERADOR, CONFORME A SWISS ELECTROTECHNICAL ASSOCIATION - SEV

Componente	Expectativa de vida útil (anos)
Gerador	25 - 30
Turbina	30 - 40

As formas de estimular as ações de R&M, considerando o contexto explicitado, podem estar em atrativos como tarifas mais elevadas, em certas condições de demanda, para tanto dever-se-ia, em contra partida, considerar as paradas programadas, ponderada por fatores que reflitam os possíveis comprometimentos a uma melhor realização de um planejamento integrado dos recursos hídricos, esta conceituação poderia, também, considerar a presença de possíveis elos envolvendo premissas como as explicitadas nas motivações 1 e/ou 2, entre outras reflexões. Tal estímulo considera um tratamento diferenciado da energia fornecida na ponta, a partir de um certo patamar, em relação à fornecida fora da ponta. Adicionalmente, deve-se considerar dentro desses estímulos os casos em que as ações de R&M representem ganhos predominantemente em potência, qualidade e disponibilidade. É evidente que pesquisas e estudos mais aprofundados devem ser realizados neste sentido.

Para o sistema:

- otimização energética do despacho do sistema de geração;
- ganhos adicionais de energia garantida para o sistema de forma global.

A identificação dos benefícios sistêmicos deve se dar através de estudos que envolvam simulações da operação energética do sistema de geração integrado.

3.2 Comprometimentos prováveis em não realizar a R&M

Em função do contexto acima explicitado ganha ênfase um outro fato, também verdadeiro do sistema elétrico brasileiro, que é a necessidade de crescimento do número de linhas de transmissão para dar escoamento à geração instalada, de forma mais adequada às necessidades que se apresentam ao sistema elétrico de potência. O próprio racionamento evidenciou tal fato. Este fato tem obtido maior prioridade que a R&M das unidades geradoras, quando analisado frente à premissa de que o momento mais propício para investimentos é aquele em que o custo global é igual com ou sem a realização de investimento adicional, melhor dizendo,

quando o custo global passa a ser mais alto se a obra não for realizada. Dentro desta visão e considerando que certas evidências podem não estar sendo devidamente explicitadas e/ou avaliadas, em virtude das reflexões acima colocadas, como por exemplo, intervenções programadas, em número elevado, nas oportunidades abertas pela curva de carga.

As ações de confiabilidade e manutenibilidade, bem como suas correlações, podem estar contabilizando perdas que irão trazer resultados indesejados em um futuro próximo, isto observando a confiabilidade como sendo também expressa pela Equação 3.

$$C = \frac{\text{Tempo em operação}}{\text{Tempo sob observação}} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde:

- Tempo em operação: tempo em operação ativa;
- Tempo sob observação: todo tempo do ciclo sob observação.

Há que se considerar as importâncias relativas dessas reflexões, quando inseridas em um contexto e ambiente de cada empresa em particular, e em obediência a um sistema normativo que cobra resultados em conformidade com as diversas visões de curto, médio e longo prazo, e que devem acomodar satisfatoriamente a presença de variáveis ocasionais, como, por exemplo, a redução e/ou elevação de consumo. Dentro das importâncias relativas existe, portanto, um forte conteúdo condicionado às visões que são projetadas.

4.0 – ALGUNS VALORES REFERENCIAIS

Considerando os elementos aqui explicitados, bem como os resultados de pesquisas realizadas, seja através de bibliografia, como através de conhecimento especializado [3], apresenta-se os valores referenciais da Tabela 4.

Não é prática comum a realização de ensaios objetivando avaliar a degradação do rendimento da unidade geradora durante sua vida útil. Diante desta constatação, é possível se imaginar unidades mais degradadas operando com valores de rendimento bastante deteriorados, como sejam abaixo dos 85%.

TABELA 4 – VALORES REFERENCIAIS

Parâmetro	Valor recomendado
D	> 94%
□	> 95%
P	> 0,85

Quanto à Idade da unidade geradora, deve-se considerar que a partir dos 25 anos a R&M pode ser recomendada, devendo-se ter em conta que a idade de 40 anos pode ser crítica, caso nenhuma ação de Reabilitação e Modernização tenha sido realizada durante a vida útil.

Conforme já enfatizado anteriormente, os parâmetros MTBF e MTTR são obtidos de uma base de dados cuja formação se dá de forma aleatória [8], assim sendo, tais grandezas devem ser tratadas de forma coerente com a sua origem. Sabe-se, contudo, que o tamanho dessa base de dados é de grande relevância para a formação de valores mais representativos, o que se dá na medida em que essa base cresce em dimensão e coerência. A inferência aqui explicitada por meio desses parâmetros foi realizada utilizando o modelo de confiabilidade exponencial.

- MTBF: recomendam-se valores superiores a 43.800 horas para a unidade geradora;
- MTTR: recomendam-se valores inferiores a 15 dias para a unidade geradora, contudo valores inferiores a 96 dias podem, conjuntamente com o valor de MTBF acima, assegurar um valor de confiabilidade superior a 80%. Uma reflexão mais detalhada, acerca dos custos e benefícios associados, deve ser realizada no sentido de se avaliar corretamente o patamar de confiabilidade a ser alcançado.

Estes não são valores a serem observados em fim de vida útil, mas valores a serem atingidos em consequência da busca pela maximização da produtividade e do uso múltiplo dos recursos hídricos. O que muito provavelmente não será obtido com equipamentos em fim de vida útil.

5.0 – CONCLUSÕES

As reflexões aqui explicitadas procuram evidenciar a existência de conteúdos presentes nos processos de decisão do gerenciamento da produção de energia elétrica, que, se devidamente considerados, podem incrementar as ações de R&M, trazendo resultados extremamente positivos, tanto para o setor produtivo como para o consumidor e a sociedade.

É, portanto, necessário que os Agentes Reguladores considerem, em seus instrumentos diretores e normativos, mecanismos que ponderem, adequadamente, as intervenções nas unidades geradoras, sejam programadas ou forçadas, no cálculo da energia e potência garantida, ou seja, considerem de forma detalhada as variáveis atreladas à confiabilidade e manutenibilidade, bem como, promovam estudos no sentido de possibilitar tratamento tarifário diferenciado para a potência e energia suprida em condições de ponta. Procurando-se, neste último caso, estabelecer estímulos para ações de R&M que agreguem aumento em potência, entre outros ganhos, mesmo que não se verifiquem ganhos significativos em energia.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Santos, Cícero M. P. dos; Coelho, Jorge; Dias Acires (1999) Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras. XV SNPTEE - Grupo I - 17 a 22.10 - Foz de Iguaçu - Paraná - Brasil - p. 1-6.

- (2) Santos, Cícero M. P. dos; Coelho, Jorge; Furtado, Ricardo C. (1999) Aumento de Produtividade Através da Reabilitação de Unidades Hidrogeradoras. CE 37-02, VIII ERLAC, 30/05 a 03/06, p. 1-6.
- (3) Santos, Cícero M. P. dos; (1999) Um modelo para o aumento de produtividade do conjunto turbina-gerador em instalações hidrelétricas – Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (tese de doutorado em Engenharia Elétrica, área de concentração: Planejamento de Sistemas Elétricos).
- (4) ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 5462*, (1994) Confiabilidade e manutenibilidade - terminologia. Rio de Janeiro, 17p.
- (5) Blanchard Benjamin S.; Verma, Dinesh and Peterson, Elmer L. (1995) Maintainability – A Key To Effective Serviceability and Maintenance Management. Wiley Series in New Dimensions in Engineering Rodney D. Stewart, Series Editor - John Wiley & Sons, Inc.
- (6) James A. (JIM) Norlin P.E. (2000) Hydropower rehabilitation policies and practices of the United States Army Corps of Engineers – Workshop – Repotenciação de turbinas e Geradores em Usinas Hidrelétricas – Chesf-Bracier-Cier – Recife-PE/Brasil – 09 a 11 de outubro.
- (7) Light, Stan and White, Earl (1997) Grand stator affairs. *International Water Power & Dam Construction*, april - p. 26-27.
- (8) Chan, Jack-Kang and Shaw, Leonard (1993) Modeling repairable systems with failure rates that depend on Age & Maintenance – *IEEE Transactions on reliability*, vol. 42, No 4, December.