



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

Versão 1.0  
XXX.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT**

**ESTUDOS PRELIMINARES DE INTERAÇÃO TORCIONAL E TORQUES TRANSITÓRIOS  
ASSOCIADOS ÀS USINAS DE SANTO ANTÔNIO E JIRAU**

**Fernando Cattan Jusan \***

**Guilherme Sarcinelli Luz**

**Márcio Goldenberg Sereno**

**FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.**

**RESUMO**

Este artigo apresenta os resultados preliminares da investigação de problemas de interação torcional e de torques transitórios associados às usinas do AHE Madeira para as duas alternativas de referência do sistema de transmissão (Alternativa CC e Alternativa Híbrida). Uma metodologia baseada no cálculo dos torques de amortecimento é utilizada para determinar a contribuição do sistema CCAT no amortecimento efetivo das oscilações torcionais. Também são apresentados os resultados das análises de torques transitórios resultantes de distúrbios na rede elétrica. Não foi objeto deste estudo a determinação da perda de vida útil por fadiga cíclica decorrente dos torques transitórios verificados nas análises. Todas as simulações foram conduzidas com o programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

**PALAVRAS CHAVE**

UHE Santo Antônio, UHE Jirau, Interação Torcional, Ressonância Subsíncrona, Transmissão CCAT

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O sistema de integração das usinas do Rio Madeira apresenta características bastante peculiares que o tornam único no mundo. Além de um sistema de transmissão bastante extenso (da ordem de 2375 km), serão utilizados 88 geradores equipados com turbinas do tipo bulbo de potências nominais superiores a 70 MW, equipamento nunca antes utilizado no Brasil. Turbinas deste tipo são típicas de aproveitamentos de baixa queda. Estas características inéditas conferem a este sistema um maior grau de complexidade, exigindo estudos bastante detalhados para garantir um desempenho adequado e assegurar a integridade física de seus equipamentos. Dentre as diversas alternativas de transmissão concebidas, duas foram selecionadas como alternativas de referência para realização do processo de licitação [1]: a Alternativa CC, constituída por dois bipólos CCAT (2 x 3150 MW,  $\pm 600$  kV) e a Alternativa Híbrida, constituída por um bipólo (1 x 3150 MW,  $\pm 600$  kV) e uma rede CA em 500 kV com elevado grau de compensação série (da ordem de 70%). O leilão foi realizado em novembro de 2008, no qual foi definida a opção em corrente contínua (Alternativa CC) como a escolhida para o sistema de transmissão do AHE Madeira.

Durante os estudos de estabilidade conduzidos na fase de planejamento [2], verificou-se que faltas na rede CA no terminal retificador ou perturbações que provocassem falhas de comutação no terminal inversor impunham elevadas variações de potência acelerante (superiores a 1,0 pu) nas unidades geradoras de Santo Antonio e Jirau nas duas alternativas de referência [3][4]. Assim, uma preocupação natural que surgiu na etapa de estudos foi se as máquinas tipo bulbo suportariam os esforços impostos por estas perturbações. Geradores síncronos são projetados para suportar curtos-circuitos nos seus terminais e outros eventos críticos. Curtos-circuitos terminais são eventos raros, não sendo esperadas muitas ocorrências em toda a vida útil da máquina. Por outro lado, faltas remotas e outros distúrbios na rede são mais freqüentes e, portanto, a máquina deve ser capaz de suportar tais

(\*) Rua Real Grandeza, 219 Sala 605 – Bloco B – Botafogo – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 22.281-900  
Tel.: +55 (21) 2528-5451 / Fax: +55 (21) 2528-5576 / e-mail: cattan@furnas.com.br

eventos sem perda considerável de vida útil. Unidades geradoras conectadas a sistemas CCAT ou a sistemas CA série-compensados estão sujeitas também ao risco de ressonância subsíncrona e interação torcional. Estes fenômenos são bem conhecidos e devem ser identificados ainda na fase de planejamento, uma vez que danos podem ser causados nos eixos das máquinas se medidas preventivas não forem adotadas.

Este artigo apresenta os resultados preliminares da investigação de problemas de interação torcional e de torques transitórios associados às usinas de Santo Antonio e Jirau para as duas alternativas de referência. As simulações foram conduzidas com o programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC, desenvolvido pela Manitoba Hydro [5]. Não foi objeto deste artigo a determinação da perda de vida útil por fadiga cíclica decorrente dos torques transitórios verificados nas análises, dado que estudos deste tipo demandam uma série de informações específicas sobre o processo de fadiga do eixo (curvas S/N, limite de tolerância à fadiga, etc.), não disponíveis nesta fase do projeto.

## 2.0 - CONCEITOS FUNDAMENTAIS

### 2.1 Ressonância Subsíncrona e Interação Torcional Envolvendo Sistemas CCAT

A primeira quebra de eixo de um turbogerador devido à ressonância subsíncrona foi observada em 1970 na Usina de Mohave, localizada ao sul da Califórnia, EUA [6]. No entanto, o problema somente foi reconhecido como ressonância subsíncrona após a quebra do segundo eixo, em 1971. Estes eventos despertaram a atenção da indústria de energia elétrica e, desde então, inúmeros trabalhos foram publicados, permitindo o desenvolvimento de uma teoria mais consolidada sobre o assunto [7][8]. Com o crescimento do uso de transmissão de energia elétrica em corrente contínua (transmissão em CCAT), verificou-se que turbogeradores localizados próximos a estações conversoras também poderiam ficar sujeitos a problemas de interação torcional [8]. Este fenômeno foi observado pela primeira vez em 1977, durante testes envolvendo turbogeradores da usina de Milton Young e a estação retificadora de Square Butte, na Dakota do Norte, EUA [9]. Após o ocorrido, tornou-se prática corrente a avaliação do risco de interação torcional em unidades geradoras próximas às estações conversoras no projeto de novas instalações CCAT [9][10].

O mecanismo básico que dá origem às interações adversas com conversores CCAT pode ser explicado da seguinte maneira [9]: oscilações torcionais modulam a forma de onda da tensão alternada gerada em fase e amplitude. A tensão modulada possui componentes em frequências iguais à frequência fundamental subtraída da frequência dos modos torcionais. Esta tensão aparece nos terminais CA dos transformadores conversores. Em sistemas de controle de disparo equidistantes utilizados nas instalações de CCAT modernas [11], um desvio no ângulo de fase da tensão provocado por uma oscilação torcional causa um desvio semelhante no ângulo de disparo. A modulação do ângulo de disparo em conjunto com a modulação da amplitude da tensão CA resultam em variações correspondentes na tensão, corrente e potência CC. O controle de corrente responde rapidamente para corrigir estas variações. Isto por sua vez é refletido como uma variação na potência elétrica e, conseqüentemente, no torque eletromagnético do gerador. Se o atraso de fase global entre a variação de velocidade angular elétrica na frequência do modo torcional e a variação de torque elétrico resultante for superior a 90°, as oscilações torcionais se tornam instáveis.

O amortecimento elétrico puro ( $D_e$ ), isto é, sem considerar a influência do sistema mecânico, pode ser obtido a partir da função de transferência  $G(f)$ , dada a seguir:

$$G(f) = \frac{\Delta T_e(f)}{\Delta \omega_e(f)} = D_e(f) - j \frac{\omega_0}{2\pi f} \cdot K_e(f) \quad (1) \quad D_e(f) = \text{Re}[G(f)] = \text{Re}\left[\frac{\Delta T_e(f)}{\Delta \omega_e(f)}\right] \quad (2)$$

onde  $D_e(f)$  representa o amortecimento devido ao sistema elétrico [pu/pu],  $\Delta T_e(f)$  é a variação de torque elétrico [pu],  $\Delta \omega_e(f)$  é a variação de velocidade angular elétrica do rotor para o gerador em estudo [pu] e  $f$  é a frequência de oscilação na faixa de interesse [Hz].

Sem a contribuição de amortecimento elétrico, um sistema torcional apresenta amortecimento intrínseco positivo devido a vários fatores (fricção, perdas, etc.), os quais podem ser agrupados em uma parcela única, constituindo o chamado amortecimento mecânico ( $D_m$ ). O amortecimento total de um modo de oscilação específico será, portanto, a soma dos dois amortecimentos (elétrico e mecânico). Um modo torcional se torna instável quando a contribuição elétrica é maior e com sinal oposto à contribuição mecânica. Assim, a condição limite para instabilidade é dada por  $D_{e,i} = -D_{m,i}$ , onde  $i$  refere-se ao  $i$ -ésimo modo torcional do eixo turbina-gerador.

O grau de interação torcional é influenciado por diversos fatores, tais como: (i) dimensão relativa entre o sistema CCAT e o gerador; (ii) acoplamento elétrico entre eles; (iii) nível de potência transmitido no elo CCAT e (iv) ângulo de disparo. Em [12], recomenda-se a utilização de um índice denominado *UIF* (*Unit Interaction Factor*) como uma avaliação preliminar da influência do controle dos conversores sobre a estabilidade dos modos torcionais. De acordo com esta referência, se  $UIF < 0.1$  para um determinado gerador, o risco de instabilidade torcional entre o conversor CCAT e o respectivo gerador é muito pequeno e, portanto, pode ser desconsiderado. Se  $UIF > 0.1$ , então há risco de interação adversa e um estudo mais detalhado é necessário. Caso o amortecimento calculado não seja satisfatório, um regulador deve ser projetado, implantado e testado.

## 2.2 Características Torcionais dos Hidrogeradores

Não existem relatos sobre problemas de instabilidade torcional envolvendo hidrogeradores até o momento. Esta “imunidade” está relacionada a dois fatores principais [13]: (i) elevada relação entre as inércias do gerador e da turbina ( $\eta = H_G/H_T$ ) e (ii) amortecimento mecânico inerente às turbinas hidráulicas consideravelmente superior ao de turbinas a gás ou a vapor.

O primeiro fator pode ser explicado considerando um sistema massa-mola composto por duas massas concentradas, onde  $H_T$  e  $H_G$  representam as inércias da turbina e do gerador, respectivamente;  $D_T$  é a constante de amortecimento próprio da turbina;  $D_{TG}$  e  $K_{TG}$  são, respectivamente, as constantes de amortecimento e elástica entre as massas girantes do gerador e da turbina. Para este sistema de duas massas, a inércia modal ( $H$ ), o amortecimento modal ( $D_{m,i}$ ), o fator de decremento ( $\sigma_i$ ) e o decremento logarítmico ( $\delta_i$ ) na frequência do modo torcional ( $f_i$ ) são dados pelas equações (3)-(6) [13]:

$$H_i = \frac{H_G}{H_T} (H_G + H_T) = \eta \cdot H \quad [\text{s}] \quad (3) \quad D_{m,i} = D_T \cdot \eta^2 + D_{TG} \cdot (1 - 1/\eta)^2 \quad [\text{pu/pu}] \quad (4)$$

$$\sigma_i = \frac{D_{m,i}}{4H_i} = \frac{D_T}{4H} \cdot \eta + \frac{D_{TG}}{4H} (1 - 1/\eta)^2 \quad [\text{s}^{-1}] \quad (5) \quad \delta_i = \frac{\sigma_i}{f_i} = \frac{D_T}{4Hf_i} \cdot \eta + \frac{D_{TG}}{4Hf_i} \cdot (1 - 1/\eta)^2 \quad (6)$$

onde:  $\eta = H_G/H_T$  e  $H = H_G + H_T$

Para a UHE Santo Antonio, tem-se  $f_i = 12.6 \text{ Hz}$ ,  $H_i = 3.9 \text{ s}$  e  $\eta = 2.85$ . De acordo com [13], o valor de  $\eta$  para turbinas do tipo Kaplan varia de 7 a 30, aproximadamente, enquanto para unidades Francis e Pelton  $\eta$  varia entre 10 e 40. Para estes valores elevados de  $\eta$ , a contribuição de  $D_{TG}$  no valor do decremento logarítmico em (6) é desprezível se assumirmos que  $D_{TG}$  é da mesma ordem de grandeza que  $D_T$ . Com esta hipótese, (4) e (6) são dados aproximadamente por:

$$D_{m,i} \approx D_T \cdot \eta^2 \quad [\text{pu/pu}] \quad (7) \quad \delta_i \approx \frac{D_T}{4Hf_i} \cdot \eta \quad (8)$$

As equações (3) e (7) mostram que para os valores típicos de  $\eta$  normalmente encontrados em turbinas do tipo Francis, Pelton e Kaplan, as constantes de inércia modal e de amortecimento modal se tornam muito elevadas. Isto explica o fato de hidrogeradores serem muito menos susceptíveis a problemas de interação torcional do que os turbogeradores. Unidades do tipo bulbo, por sua vez, apresentam baixa relação de inércias quando comparada aos outros tipos de turbina hidráulica mencionados. Para as unidades geradoras da UHE Santo Antônio, por exemplo,  $\eta$  é inferior a 3, o que requer atenção especial.

Apesar de ser relativamente fácil encontrar valores característicos para as constantes de inércia e elásticas, não existem dados disponíveis sobre valores usuais de decremento logarítmico de hidrogeradores. A referência [13] considera  $D_T = 0.35 \text{ pu/pu}$  e  $D_T = 1.0 \text{ pu/pu}$  valores apropriados para o amortecimento da turbina operando em vazio e à plena carga, respectivamente.

## 2.3 Análise de Torques Transitórios

Distúrbios de manobra e faltas na rede elétrica provocam transitórios de potência e de torque elétrico que também excitam oscilações torcionais nos eixos dos geradores [14]-[16]. Como os modos torcionais são em geral muito pouco amortecidos, as oscilações permanecem por muitos segundos após uma perturbação, geralmente por muito mais tempo que as oscilações de torque eletromagnético que as originaram. O efeito acumulativo dos esforços provocados por estes distúrbios causa perda de vida útil do eixo por fadiga cíclica, podendo levar em último caso à sua ruptura. Oscilações torcionais decorrentes de eventos em cascata, como curtos-circuitos seguidos de religamentos automáticos podem reforçar as oscilações iniciais, amplificando as vibrações a níveis perigosos. A forma e amplitude dos torques aplicados ao eixo são fortemente dependentes do tipo de perturbação e da temporização dos chaveamentos subsequentes. Isto ocorre porque se a variação de potência elétrica ocorrer num instante em fase com a oscilação torcional pré-existente, o efeito será amplificado, e caso se dê em oposição de fase será amortecido.

A avaliação de esforços torcionais envolve inicialmente a obtenção do torque eletromagnético e dos torques nas seções do eixo utilizando-se programas de transitórios eletromagnéticos, que permitem a modelagem simultânea do sistema elétrico e do sistema torcional. A segunda etapa envolve a associação de uma determinada curva de torque no eixo, relativa a algum evento no sistema elétrico, a uma perda de vida. Basicamente, a cada ciclo de oscilação torcional a fadiga infligida depende do valor médio do torque, de sua amplitude e do decremento logarítmico das oscilações. Para uma dada amplitude de oscilação torcional, quanto maior o valor médio do torque, maior a fadiga resultante. Para cada nível de valor médio de torque existe uma amplitude de oscilação a partir da qual ele passa a ocasionar fadiga ao eixo (torque limite de resistência  $T_E$ ). A perda de vida é calculada a

cada ciclo e seu efeito acumulativo é dado pelo somatório ciclo a ciclo. O valor absoluto do torque que conduz à ruptura do material é denominado torque de ruptura ( $T_R$ ).

### 3.0 - METODOLOGIA DE ANÁLISE

Dois procedimentos são utilizados para determinar o amortecimento produzido pelo sistema elétrico em uma dada configuração e condição operativa [17]. Embora sejam procedimentos distintos e independentes, ambos devem conduzir às mesmas conclusões.

#### 3.1 Avaliação do Amortecimento Elétrico Através do Cálculo da Função de Transferência $G(f)$

A contribuição do sistema elétrico no amortecimento das oscilações torcionais pode ser medida a partir da função de transferência apresentada em (2), eliminando a representação do sistema mecânico. A Figura 1 ilustra uma representação esquemática deste procedimento. No PSCAD/EMTDC, o valor de  $G(f)$  é obtido em amplitude e fase através da modulação de  $\Delta\omega_e(f)$ , associado à medição dos valores correspondentes de  $\Delta T_e(f)$  para a faixa de frequência de interesse. O amortecimento efetivo devido ao sistema elétrico,  $D_e(f)$ , é dado pela parte real de  $G(f)$ .

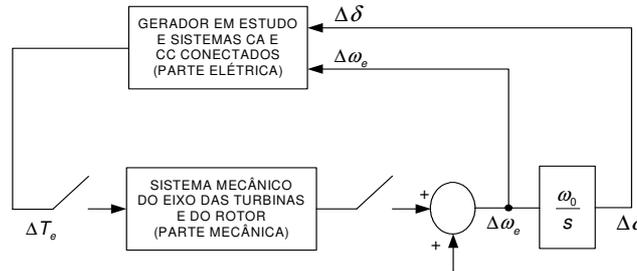
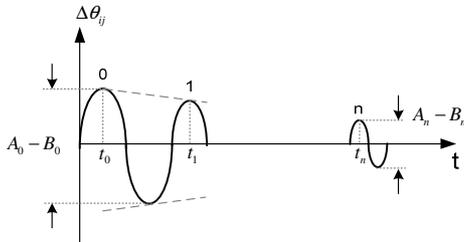


Figura 1 – Metodologia para cálculo da função de transferência  $G(f)$

#### 3.2 Avaliação do Amortecimento Total Através da Medição do Decremento Logarítmico das Oscilações Torcionais

O amortecimento total é dado pela soma das contribuições elétrica e mecânica de um modo de oscilação específico. Apresentando uma taxa de variação exponencial, o amortecimento total pode ser avaliado a partir da medição do decremento logarítmico da oscilação angular entre as massas da turbina e do gerador ( $\theta_j$ ) associadas ao modo em análise. O cálculo de  $\delta_i$  é realizado com a ajuda da expressão (9), onde  $n$  é o número de ciclos da oscilação torcional considerado,  $(A_0 - B_0)$  é a amplitude da primeira oscilação e  $(A_n - B_n)$  é a amplitude do  $n$ -ésimo ciclo da oscilação, conforme ilustrado na Figura 2.



$$\delta_i = \frac{1}{n} \ln \left( \frac{A_0 - B_0}{A_n - B_n} \right) \quad (9)$$

Figura 2 – Medição do decremento logarítmico

No PSCAD/EMTDC, esta medição pode ser feita a partir da modulação do torque mecânico da máquina por uma fonte externa sintonizada na frequência do modo torcional, excitando assim oscilações angulares do modo em análise. Inicia-se o registro destas oscilações e, em seguida, retira-se a excitação externa. O decremento logarítmico é então medido utilizando-se a relação definida na equação (9).

Considerando as contribuições de origem elétrica e mecânica, a relação entre  $D_{tot}$  e  $\delta_i$  é expressa pela equação (10) a seguir [7]:

$$\delta_i = \frac{1}{4H_i f_i} \cdot [D_{tot,i}(f_i)] = \frac{1}{4H_i f_i} \cdot [D_{m,i} + D_{e,i}(f_i)] \quad (10)$$

### 4.0 - CONFIGURAÇÕES ANALISADAS E MODELOS UTILIZADOS

As análises foram conduzidas para as duas alternativas de referência indicadas nos relatórios R2, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Foram ainda consideradas algumas configurações adicionais baseadas no escalonamento previsto das obras até 2017. Outras configurações, envolvendo condições de rede alterada e outros modos de operação do elo CCAT (operação monopolar, com retorno metálico, paralelismo, etc.) não foram avaliadas nesta etapa do estudo, devendo ser consideradas no detalhamento do projeto.

As unidades geradoras das UHE's Santo Antonio e Jirau foram representadas detalhadamente, utilizando modelos matemáticos e parâmetros informados pelos consórcios fabricantes responsáveis pelos projetos das usinas, incluindo um modelo multimassa para o eixo das máquinas de Santo Antonio. Sistemas de excitação e reguladores de velocidade foram devidamente modelados com as informações mais recentes disponibilizadas pelos fabricantes. A rede CA receptora foi representada por um equivalente de curto-circuito simplificado na barra de Araraquara 500 kV, enquanto a rede de 230 kV do sistema Acre-Rondônia foi entendida até a subestação de Ji-Paraná. O sistema de corrente contínua, com suas respectivas malhas de controle, foi baseado no modelo do elo CCAT de Itaipu com as devidas adaptações para o projeto do AHE Madeira. Os parâmetros do CCA, VDCOL e demais controladores foram os mesmos utilizados em [3] e [4]. A base de dados completa utilizada nas simulações pode ser obtida na página eletrônica da EPE [18].

As configurações avaliadas neste artigo são descritas a seguir:

a) Alternativa CC

- a.1) Ano 2017: Santo Antonio e Jirau operando radialmente com o Elo CCAT
- a.2) Ano 2017: Santo Antonio e Jirau operando radialmente com o Elo CCAT + Back to Back

b) Alternativa Híbrida

- b.1) Ano 2014: 2 circuitos em 500 kV de Porto Velho até Araraquara
- b.2) Ano 2017: 2 circuitos em 500 kV de Porto Velho até Araraquara + Elo CCAT

## 5.0 - RESULTADOS OBTIDOS

### 5.1 Análise de Interação Torcional

Utilizando a metodologia apresentada no item 3.1, foram realizadas algumas análises de sensibilidade para determinar a influência de parâmetros do sistema no amortecimento das oscilações torcionais. As análises foram conduzidas com base em diversos gráficos que mostram a contribuição de amortecimento elétrico do sistema em função da frequência (curvas  $D_e \times f$ ) para cada usina. Para avaliar exclusivamente a contribuição do controle do elo CCAT, considerou-se amortecimento mecânico nulo nas simulações.

#### 5.1.1 Influência do Nível da Potência CC Transmitida ( $P_{CC}$ )

A Figura 3 mostra as curvas  $D_e \times f$  de cada usina para três níveis de potência transmitida pelo elo CCAT: 6300, 3150 e 1575 MW. O ângulo de disparo inicial do retificador é  $15^\circ$  em todos os casos. Os resultados mostram que uma redução na potência CC aumenta o amortecimento elétrico em torno da frequência do modo torcional de Santo Antonio. A usina de Jirau, por estar mais afastada, sofre menos influência do elo CCAT.

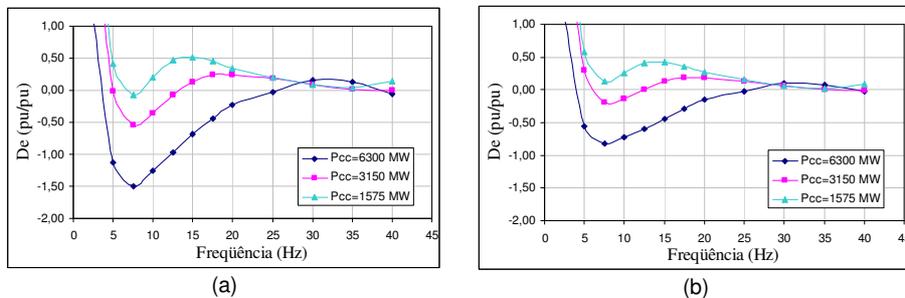


Figura 3 – Curvas  $D_e \times f$  em função do nível da potência CC transmitida: (a) UHE Santo Antonio; (b) UHE Jirau

#### 5.1.2 Influência do Ângulo de Disparo ( $\alpha$ )

A influência do ângulo de disparo no amortecimento elétrico também foi investigada. A Figura 4 apresenta as curvas  $D_e \times f$  para três valores de  $\alpha$ :  $15^\circ$ ,  $30^\circ$  e  $8^\circ$ . A potência CC transmitida pelo elo CCAT é 6300 MW em todos os casos. Verifica-se que um aumento no ângulo de disparo reduz o amortecimento elétrico do sistema.

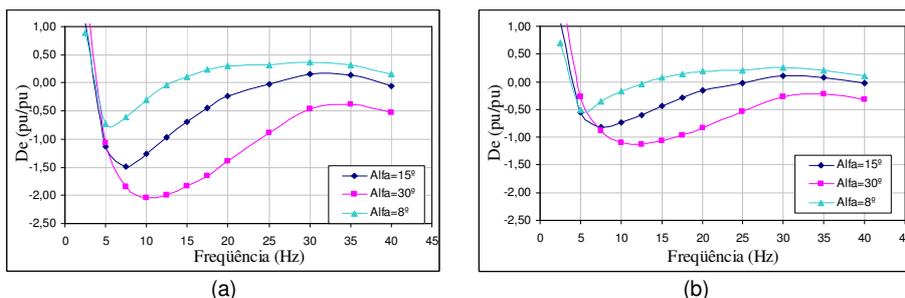


Figura 4 – Curvas  $D_e \times f$  em função do ângulo de disparo: (a) UHE Santo Antonio; (b) UHE Jirau

### 5.1.3 Influência do Controle de Freqüência do Elo CCAT (Estatismo)

Devido à baixa inércia das máquinas de Jirau e Santo Antonio, é prevista a utilização de um controle de freqüência no elo CCAT. O controlador modula a ordem de corrente (ou potência), de forma a minimizar as variações de freqüência no lado retificador decorrentes de rejeições de carga no elo CCAT ou de geração nas usinas [3][4]. O controlador pode ser utilizado também no amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa freqüência. As análises de sensibilidade mostradas nos itens anteriores foram realizadas com o controle de freqüência do elo CCAT desligado. Uma análise complementar foi conduzida para verificar influência deste controlador no amortecimento das oscilações torcionais. Utilizou-se a mesma estrutura do controlador adotada em [3][4]. O controlador possui uma medição de freqüência e, através de um ganho, produz um sinal proporcional ao sinal de entrada, que por sua vez é somado à ordem de corrente. Esta análise foi realizada apenas para ilustrar outro mecanismo de interação torcional, uma vez que a estrutura e o ajuste deste controlador serão definidos apenas na fase de detalhamento do projeto. A Figura 5 mostra as curvas  $D_e \times f$  para três valores de ganhos distintos: 0, 5 e 10 pu/pu. Em todos os casos,  $P_{CC}=6300$  MW e  $\alpha=15^\circ$ . Observa-se que o controlador altera sobremaneira as características do sistema CCAT, aumentando ou reduzindo o amortecimento elétrico efetivo produzido pelo mesmo, dependendo da faixa de freqüência considerada. Para a UHE Santo Antonio (12.6 Hz), a ação do controlador foi favorável, aumentando o amortecimento. Caso a ação do controlador seja no sentido de reduzir o amortecimento, pode-se minimizar esta interação instalando-se um filtro torcional no seu sinal de entrada [9].

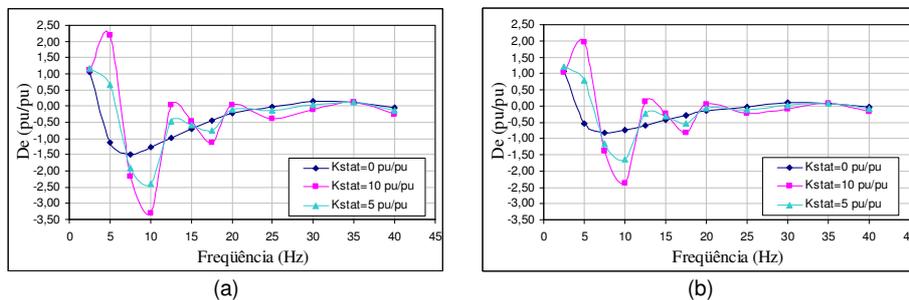


Figura 5 - Curvas  $D_e \times f$  em função do estatismo do controle de freqüência do elo CCAT: (a) UHE Santo Antonio; (b) UHE Jirau

### 5.1.4 Influência da Conversora Back to Back (Alternativa CC)

A Alternativa CC também prevê a instalação de uma conversora Back to Back (2 x 400 MW) na subestação de Porto Velho 500/230 kV. Buscou-se neste item avaliar o impacto deste empreendimento no amortecimento das oscilações torcionais. Como a tecnologia a ser empregada no Back to Back ainda não havia sido definida até a conclusão deste estudo (convencional, CCC ou VSC), foi utilizado um modelo convencional com os parâmetros adotados nos estudos de detalhamento das alternativas [3]. A Figura 6 mostra as curvas  $D_e \times f$  para um caso com e sem o Back to Back. A potência CC transmitida pelo elo principal é 5700 MW nos dois casos. O Back to Back injeta 600 MW adicionais no caso em que está presente, totalizando 6300 MW. Observa-se que a presença do Back to Back causou uma pequena redução no amortecimento elétrico total. Comparando este caso com a Figura 3 (para  $P_{CC}=6300$  MW), conclui-se que a redução no amortecimento é decorrente do aumento da potência total transmitida, independentemente de onde ela esteja alocada (elo principal ou Back to Back).

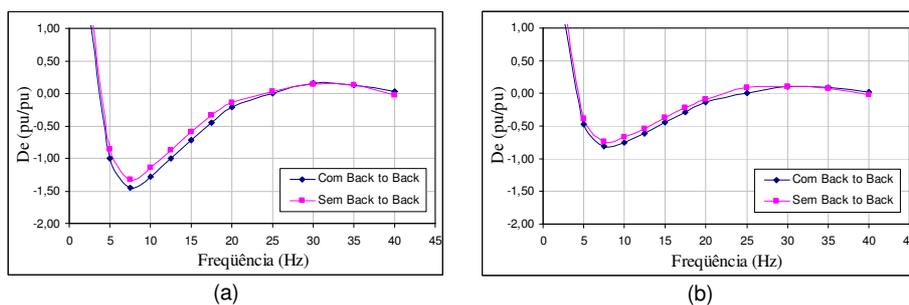


Figura 6 - Curvas  $D_e \times f$  com e sem a presença do Back to Back de Porto Velho: (a) UHE Santo Antonio; (b) UHE Jirau

### 5.1.5 Amortecimento na Alternativa Híbrida

Nas análises anteriores avaliou-se o amortecimento negativo introduzido pelo controle dos conversores CCAT do terminal retificador na alternativa CC. Neste item, o amortecimento das oscilações torcionais na alternativa híbrida (anos 2014 e 2017) é avaliado. A alternativa híbrida é constituída por uma rede CA série-compensada em paralelo com um bipólo CCAT (1 x 3150 MW,  $\pm 600$  kV). Inicialmente, calculou-se a impedância da rede CA vista pela UHE Santo Antonio, verificando-se a existência de ressonâncias série nas freqüências subsíncronas de 13, 35.5 e 47.5 Hz, aproximadamente. Isto equivale a freqüências complementares ( $60 - f_n$ ) de 47, 24.5 e 12.5 Hz, respectivamente. Esta última merece atenção especial devido à proximidade com a freqüência torcional de Santo Antonio (12.6 Hz). A existência de ressonância na freqüência complementar de um modo torcional é uma condição

necessária mas não suficiente para a ocorrência de ressonância subsíncrona. A instabilidade do modo torcional irá ocorrer somente se o amortecimento elétrico positivo proveniente do gerador e da rede elétrica não for suficiente.

A Figura 7 apresenta as curvas  $D_e \times f$  para a alternativa Híbrida, referente aos anos de 2014 e 2017. Observa-se que, para a UHE Santo Antonio, esta curva apresenta mínimos nas frequências de 12.5 e 24.5 Hz, referentes às frequências de ressonância da rede elétrica vistas por este gerador. Para o ano de 2017, o amortecimento elétrico é reduzido ainda mais na frequência do modo torcional devido à contribuição negativa adicional introduzida pelos conversores CCAT. Comparando este resultado com o da alternativa CC (ver Figura 3), verifica-se que a alternativa híbrida apresenta amortecimento elétrico menor para o mesmo montante de potência transmitida.

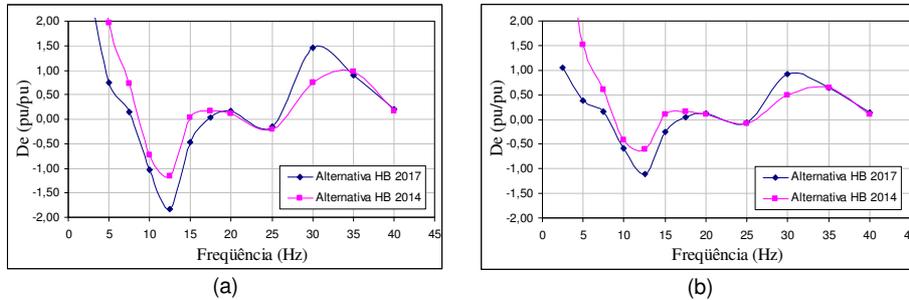


Figura 7 - Curvas  $D_e \times f$  para as alternativas Híbrida (anos 2014 e 2017): (a) UHE Santo Antonio; (b) UHE Jirau

### 5.1.6 Validação da Metodologia

Para validar a metodologia utilizada nas análises anteriores, realizou-se a medição direta do decremento logarítmico ( $\delta$ ), conforme procedimento descrito no item 3.2. Para isto, foi necessária a incorporação do sistema massa-mola na representação do eixo de Santo Antonio. Os valores de amortecimento elétrico ( $D_e$ ) associados a estes decrementos logarítmicos foram calculados a partir das equações (9) e (10) e comparados àqueles obtidos pelo cálculo da função de transferência  $G(f)$  na frequência do modo de oscilação torcional de Santo Antonio (12.6 Hz). Esta validação não pôde ser feita para a UHE Jirau, uma vez que os dados referentes ao modelo massa-mola do eixo desta usina não haviam sido disponibilizados até a conclusão do estudo. A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos para alguns casos selecionados, onde pode se verificar que ambas as metodologias levam a resultados bastante próximos.

Tabela 1 – Valores de amortecimento elétrico e de decremento logarítmico obtidos a partir de duas metodologias distintas

Configuração	$P_{CC}$ (MW)	$\alpha$ (°)	$K_{stat}$ (pu/pu)	Cálculo de $G(f)$		Medição direta de $\delta$	
				$D_e$ (pu/pu)	$\delta$	$D_e$ (pu/pu)	$\delta$
Alternativa CC – Ano 2017	6300	15	0.0	-0.92	-0.0047	-0.97	-0.0050
Alternativa CC – Ano 2017	3150	15	0.0	-0.06	-0.0003	-0.09	-0.0007
Alternativa CC – Ano 2017	1575	15	0.0	+0.48	+0.0024	+0.42	+0.0021

### 5.1.7 Análise dos Resultados

Conforme a equação (7), o amortecimento mecânico modal ( $D_m$ ) é proporcional ao quadrado da relação entre as inércias do gerador e da turbina ( $\eta$ ). Assumindo os valores sugeridos em [13] para  $D_T$  em vazio e à plena carga (0.35 e 1.00 pu/pu, respectivamente), tem-se  $D_m$  aproximadamente igual a 2.8 e 8.1 pu/pu para a usina de Santo Antonio nestas condições. Considerando as piores condições operativas analisadas, estes amortecimentos são ainda superiores às contribuições de amortecimento elétrico negativo do sistema CCAT na frequência do modo torcional desta usina.

### 5.2 Análise de Torques Transitórios

As análises de torques transitórios foram desenvolvidas a partir da aplicação de curtos-circuitos em diferentes pontos do sistema elétrico, considerando uma tentativa de religamento tripolar automático sem sucesso. O objetivo consiste em analisar perturbações desfavoráveis para se obter os valores máximos de torque nos eixos das máquinas. Casos de religamento com sucesso só poderão ser mais críticos quando uma única linha estiver conectada à usina.

Considerando que a amplitude dos torques transitórios é fortemente dependente dos instantes dos chaveamentos, foram analisados diferentes tempos de duração da falta ( $t_{dur}$ ), de tempo morto para o religamento sem sucesso ( $t_{morto}$ ) e de eliminação da falta subsequente ( $t_{dur-rei}$ ). Para cada falta analisada, pesquisou-se a seqüência de chaveamentos mais crítica para o eixo das máquinas. O tempo de duração das faltas foi variado de 40 a 100 ms, enquanto o tempo morto de religamento foi variado de 440 a 500 ms. A varredura dos instantes de tempo das perturbações foi realizada levando em consideração o período da oscilação torcional, que é de aproximadamente 80 ms. Ao todo, foram simulados 64 casos para cada falta, a fim de selecionar as piores seqüências de chaveamento, sem aumentar demasiadamente o número de casos a serem processados. Devido à simplicidade da rede CA equivalente no lado inversor, as simulações de falta e religamento sem sucesso neste terminal foram realizadas considerando a aplicação, eliminação e reaplicação de curtos-circuitos junto à barra terminal de Araraquara 500 kV. Foram simuladas faltas francas e através de impedância (remotas). As seguintes premissas

foram adotadas nas simulações: (i) Controle de frequência do elo CCAT em serviço com ganho igual a 10 pu/pu; (ii) Representação completa de turbinas e reguladores de velocidade e (iii) Amortecimento mecânico da turbina hidráulica ( $D_T$ ) igual a 0.35 pu/pu. Esta análise se restringiu somente à UHE Santo Antonio, em virtude da indisponibilidade dos parâmetros do modelo massa-mola do eixo da UHE Jirau.

A Tabela 2 apresenta os valores de torque máximo obtidos para os 64 casos avaliados em cada falta, indicando a temporização dos chaveamentos que produziu a maior amplificação. Os torques são dados em pu da potência nominal da máquina (79 MVA). A título de exemplificação, a Figura 8 mostra os valores de torque máximo ( $T_{MAX}$ ) para uma falta monofásica em Araraquara 500 kV com religamento tripolar automático sem sucesso (Alternativa CC - Ano 2017) nos 64 casos avaliados e os gráficos da potência elétrica e do torque no eixo para o pior caso. O mesmo é mostrado na Figura 9 para uma falta trifásica em Araraquara 500 kV na Alternativa Híbrida – Ano 2014.

Tabela 2 – Valores máximos de torque para cada simulação de religamento sem sucesso

Configuração	Tipo da Falta	Localização da Falta	$T_{dur}$ (s)	$T_{morto}$ (s)	$T_{dur-rel}$ (s)	$T_0$ (pu)	$T_{MAX}$ (pu)
Alternativa CC – Ano 2017	1 $\Phi$	Araraquara 500 kV	0.10	0.44	0.10	0.90	2.02
Alternativa CC – Ano 2017	1 $\Phi$ remoto	Araraquara 500 kV	0.10	0.46	0.10	0.90	1.56
Alternativa CC – Ano 2017	3 $\Phi$	Porto Velho 500 kV	0.08	0.48	0.10	0.90	1.56
Alternativa CC – Ano 2017	1 $\Phi$	Porto Velho 500 kV	0.10	0.44	0.04	0.90	1.53
Alternativa HB – Ano 2014	3 $\Phi$	Araraquara 500 kV	0.04	0.44	0.04	0.90	2.41
Alternativa HB – Ano 2014	1 $\Phi$	Araraquara 500 kV	0.04	0.44	0.04	0.85	1.38
Alternativa HB – Ano 2014	1 $\Phi$ remoto	Araraquara 500 kV	0.06	0.44	0.04	0.85	0.97
Alternativa HB – Ano 2014	1 $\Phi$	Porto Velho 500 kV	0.04	0.50	0.04	0.85	1.95
Alternativa HB – Ano 2017	1 $\Phi$	Araraquara 500 kV	0.04	0.44	0.08	0.88	1.58
Alternativa HB – Ano 2017	1 $\Phi$ remoto	Araraquara 500 kV	0.10	0.46	0.10	0.88	1.36
Alternativa HB – Ano 2017	1 $\Phi$	Porto Velho 500 kV	0.04	0.44	0.06	0.88	1.65

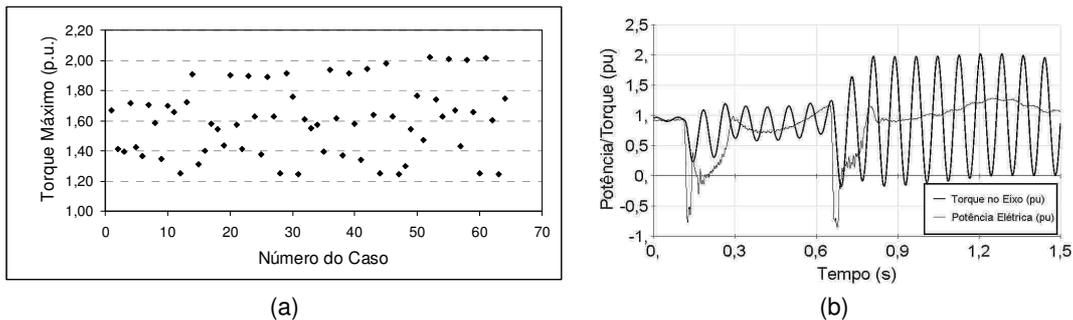


Figura 8 – (a) Amplificações de torque obtidas para uma falta monofásica em Araraquara 500 kV com religamento sem sucesso (Alternativa CC – Ano 2017); (b) Potência elétrica e torque no eixo de Santo Antonio para o pior caso

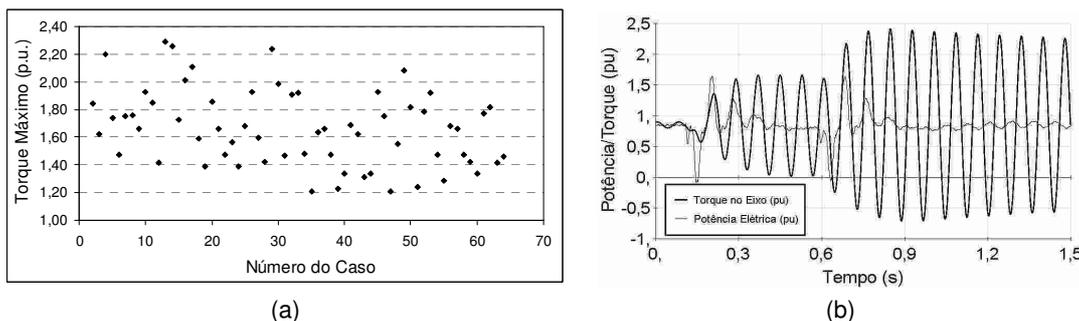


Figura 9 – (a) Amplificações de torque obtidas para uma falta trifásica em Araraquara 500 kV com religamento sem sucesso (Alternativa HB – Ano 2014); (b) Potência elétrica e torque no eixo de Santo Antonio para o pior caso

Verifica-se que a amplificação das oscilações torcionais é influenciada pela recuperação do elo após a ocorrência de falhas de comutação. A recuperação da potência CC depende do ajuste dos controladores do elo e da capacidade do sistema CA ao qual está conectado. Se as variações de torque elétrico decorrentes da falha de comutação e da recuperação do elo ocorrerem em fase com uma oscilação torcional pré-existente, esta será amplificada. Para a alternativa CC, foram verificados torques superiores a 2.0 pu em alguns casos mais críticos, como no caso de faltas sólidas no terminal inversor. No entanto, para eventos mais frequentes, como faltas remotas ou faltas não sólidas, os torques máximos assumiram valores menos críticos. Para a alternativa híbrida, foram verificados torques que chegam a 3.0 pu pico a pico para faltas trifásicas francas no terminal inversor na configuração 2014, como pode ser visto na Figura 8. Isto é resultado da amplificação de torque provocada pela existência de ressonância elétrica na rede com frequência complementar à frequência do modo torcional de Santo Antonio (ressonância subsíncrona).

## 6.0 - CONCLUSÕES

Este artigo apresentou os resultados preliminares da avaliação de interação torcional e torques transitórios para as duas alternativas de referência do sistema de transmissão do AHE Madeira. Uma metodologia baseada no cálculo dos torques sincronizantes e de amortecimento foi apresentada e aplicada a algumas configurações e condições operativas do sistema de transmissão. Os resultados mostraram que os conversores CCAT do terminal retificador podem introduzir torques de amortecimento negativo na faixa de frequência de 5 a 25 Hz, aproximadamente. Verificou-se que o grau de interação torcional é influenciado por diversos fatores, tais como: potência transmitida pelo elo CCAT, ângulo de disparo, proximidade elétrica entre o gerador e o elo CCAT, etc. De uma forma geral, os valores de amortecimento elétrico verificados na frequência do modo torcional de Santo Antonio (12.6 Hz) são menores que os valores de amortecimento mecânico referenciados na literatura para turbinas hidráulicas.

A análise dos torques transitórios nas unidades geradoras da UHE Santo Antonio resultantes de distúrbios no sistema elétrico indicaram, para as condições mais desfavoráveis de religamento sem sucesso, valores de torques máximos nos eixos das máquinas superiores a 2.0 pu no caso de faltas sólidas no terminal inversor. No entanto, para eventos mais frequentes, como faltas remotas ou faltas não sólidas, os torques máximos assumiram valores menos críticos.

O grau de severidade dos esforços submetidos às unidades geradoras de Santo Antonio e Jirau, só pode ser determinado com precisão a partir de informações importantes sobre o processo de perda de vida por fadiga cíclica do eixo e de suas características de amortecimento intrínseco. O objetivo deste trabalho foi dar início a uma análise mais criteriosa do fenômeno e chamar a atenção de todos os envolvidos com o AHE Madeira para um problema que não pode ser tratado de maneira superficial, principalmente por se tratar de um projeto de grande porte e de tamanha importância para o país. Por isso, uma discussão mais ampla com fabricantes especializados no projeto elétrico, mecânico e estrutural de turbinas e geradores é de suma importância nesta etapa, pois somente estes podem garantir com precisão a capacidade de suportabilidade das máquinas aos esforços submetidos aos seus eixos para os eventos esperados.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de energia elétrica (ANEEL). Edital do Leilão Nº007/2008, Brasília, Setembro de 2008.
- [2] Grupo de Trabalho para Análise de Regime Dinâmico da Integração das Usinas do Rio Madeira, "Análise de desempenho Dinâmico das Alternativas do Sistema de Transmissão para a Interligação das Usinas Jirau e Santo Antonio do AHE rio Madeira", XIX Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – XIX SNTPEE, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, Outubro de 2007.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Relatório Técnico EPE-DEE-RE-070/2008-r1, "Estudos para Definição das Características Básicas do Sistema de Integração das Usinas do Madeira – Alternativa CC", Maio de 2008.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Relatório Técnico EPE-DEE-RE-071/2008-r0, "Estudos para Definição das Características Básicas do Sistema de Integração das Usinas do Madeira – Alternativa Híbrida", Abril de 2008.
- [5] PSCAD/EMTDC 4.2.0 User's Manual, Manitoba HVDC Research Center, Canada, 2005.
- [6] D. N. Walker, C. E. J. Bowler, R. L. Jackson, D. A. Hodges, "Results of Subsynchronous Resonance Test at Mohave", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, No. 5, pp. 1878-1889, Sep/Oct 1975.
- [7] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, Subsynchronous Resonance in Power Systems, New York: IEEE Press, 1988.
- [8] K. R. Padiyar, Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems, Boston, MA: Kluwer, 1999.
- [9] M. Bahrman, E. V. Larsen, R. J. Piwko, H. S. Patel, "Experience with HVDC – Turbine-Generator Torsional Interaction at Square Butte", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, No.3, pp. 966-975, May/Jun 1980.
- [10] K. Mortensen, E. V. Larsen, R. J. Piwko, "Field Tests and Analysis of Torsional Interaction Between the Coal Creek Turbine-Generator and the CU HVDC System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, No.1, pp. 336-344, January 1981.
- [11] A. Ekstrom, G. Liss, "A Refined HVDC Control System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, pp. 723-732, May/Jun 1970.
- [12] Electric Power Research Institute, EPRI EL-2708 Report, "HVDC System Control for Damping of Subsynchronous Oscillations", NY, USA, October 1982.
- [13] G. Andersson et al., "Influence of Hydro Units' Generator-to-Turbine Inertia Ratio on Damping of Subsynchronous Oscillations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No.8, August 1984.
- [14] J. S. Joyce, T. Kulig, D. Lambrecht, "Torsional Fatigue of Turbine-Generator Shafts Caused by Different Electrical System Faults and Switching Operations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No.5, Sept/Oct 1978.
- [15] D. N. Walker, S. L. Adams, R. J. Placek, "Torsional Vibration and Fatigue of Turbine-Generator Shafts", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6, Nov/Dec 1979.
- [16] S. O. Faried, A. M. El-Serafi, "Effect of HVDC Converter Station Faults on Turbine-Generator Shaft Torsional Torques", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No.2, May 1997.
- [17] L. A. P. Peres, H. D. Porangaba, G. S. Luz, R. Rosenqvist, "Análise das Interações Subsíncronas entre a Estação Conversora CCAT de São Roque e Turbogeneradores do Sistema Receptor", VIII Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – VIII SNTPEE, São Paulo - SP, Brasil, Maio de 1986.
- [18] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 10/02/2009.