



XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

BR/GAT/12
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

INTERAÇÃO TORCIONAL SUBSÍNCRONA ENVOLVENDO CONVERSORES CCAT E HIDROGERADORES: ANÁLISE TEÓRICA E SIMULAÇÕES COM O PROGRAMA PSCAD

Fernando Cattán Jusan(*)
Eletrobras Furnas

RESUMO

Este artigo apresenta os principais aspectos relacionados ao fenômeno da interação torcional subsíncrona (SSTI) envolvendo conversores CCAT e hidrogeradores. Será mostrado que a aparente “imunidade” de hidrogeradores a problemas de SSTI se deve principalmente à elevada razão entre as constantes de inércia do gerador e da turbina ($\eta = H_G/H_T$). Os mecanismos básicos responsáveis pela SSTI são descritos no artigo, bem como são apresentadas as equações do modelo modal usado para descrever o fenômeno. Os principais fatores que afetam o grau de interação torcional são analisados através de simulações no domínio do tempo com o programa PSCAD em um sistema-teste a partir de duas metodologias distintas. As contribuições de amortecimento elétrico e mecânico são avaliadas separadamente para fins didáticos.

PALAVRAS-CHAVE

Ressonância subsíncrona, Interação torcional, SSTI, Hidrogerador, Elo CCAT, PSCAD

1.0 - INTRODUÇÃO

Problemas de interação torcional envolvendo geradores de usinas termelétricas em sistemas de transmissão série-compensados e/ou conectadas a estações conversoras de CCAT são bem conhecidos. A primeira quebra de eixo de um turbogerador devido à ressonância subsíncrona (SSR – *Subsynchronous Resonance*) foi observada em 1970 na Usina de Mohave, localizada ao sul da Califórnia, EUA [1]. 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 [2][3]. 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 interagir de forma adversa com os sistemas de controle dos conversores CCAT. Nestes casos, o fenômeno é denominado interação torcional subsíncrona (SSTI – *SubSynchronous Torsional Interaction*). 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 [4]. 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 [5].

Em se tratando de geradores de usinas hidrelétricas, não há até hoje relatos de problemas relacionados a SSR ou a SSTI com conversores CCAT. Será mostrado no artigo que esta “imunidade” está intimamente relacionada à elevada razão entre as constantes de inércia do gerador e da turbina ($\eta = H_G/H_T$) e a um elevado amortecimento viscoso intrínseco ao rotor da turbina hidráulica. Pode-se dizer que, para altos valores de η , os efeitos de distúrbios transmitidos ao eixo turbina-gerador da máquina síncrona através do torque eletromagnético são drasticamente atenuados. Em geral, η se situa na faixa de 10 a 40 [6]. No entanto, existem casos onde valores menores são

(*) Rua Real Grandeza, n° 219 – sala 110 - Bloco E – CEP 22.281-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2528-5451 – Fax: (+55 21) 2528-5528 – Email: cattan@furnas.com.br

encontrados, como no caso de algumas turbinas do tipo Kaplan e Bulbo [7]. Nestes casos, estas unidades podem estar sujeitas a interações adversas devido a SSR ou SSTI.

O artigo descreve ainda os mecanismos básicos responsáveis pela SSTI envolvendo hidrogeradores e os sistemas de controle de conversores CCAT, bem como os principais fatores que afetam o grau de interação. A análise teórica do fenômeno é sucedida por avaliações em um sistema benchmark simplificado utilizando o programa de transientes eletromagnéticos PSCAD/EMTDC [8]. O artigo se concentra na análise da resposta do sistema CA/CC a pequenas perturbações, uma vez que os fenômenos da SSR e da SSTI estão associados à estabilidade dos modos torcionais do eixo turbina-gerador. A resposta do sistema a grandes perturbações, como faltas, abertura e religamento de linhas, bem como a avaliação dos esforços cíclicos decorrentes dos torques transitórios resultantes destas perturbações, não são considerados no artigo.

2.0 - CARACTERÍSTICAS TORCIONAIS DOS HIDROGERADORES

Normalmente, os rotores dos hidrogeradores apresentam apenas duas massas girantes conectadas entre si, a turbina e o gerador. Se o gerador for equipado com uma excitatriz rotativa, uma massa adicional deve ser considerada. A análise exata do comportamento oscilatório do eixo turbina-gerador requer a utilização de modelos a parâmetros distribuídos, a partir de equações diferenciais parciais. No entanto, para estudos de interação torcional este tipo de abordagem geralmente não é necessária, podendo ser utilizados modelos a parâmetros concentrados. Nesta representação, cada elemento principal do rotor é representado por uma massa rígida acoplada a elementos adjacentes através de eixos sem massa com características elásticas bem definidas. Isto equivale a representar o eixo turbina-gerador como um simples sistema massa-mola-amortecedor, conforme mostrado na Figura 1. Neste modelo são representadas as constantes de inércia do gerador (H_G) e da turbina (H_T), a constante de elasticidade do eixo (K_{TG}), bem como as constantes de amortecimento mecânico da turbina (D_T) e entre gerador e turbina (D_{TG}). O amortecimento associado ao gerador (D_G), devido às perdas por atrito e à histerese, é desprezado.

O eixo turbina-gerador da Figura 1 pode ser descrito matematicamente pela equação matricial mostrada em (1). As matrizes de constantes de amortecimento e de elasticidade não são diagonais, o que significa que as oscilações das diferentes massas são acopladas entre si.

$$\begin{bmatrix} 2H_T & \\ & 2H_G \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \ddot{\theta}_T \\ \ddot{\theta}_G \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D_T + D_{TG} & -D_{TG} \\ -D_{TG} & D_{TG} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\theta}_T \\ \dot{\theta}_G \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K_{TG} & -K_{TG} \\ -K_{TG} & K_{TG} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_T \\ \theta_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_m \\ -T_e \end{bmatrix} \quad (1)$$

Aplicando uma transformação linear apropriada na equação acima, é possível obter um conjunto de equações diferenciais desacopladas que podem ser resolvidas de forma independente. Assim, são obtidas duas equações modais desacopladas para o hidrogerador, uma para o modo uníssono (ou modo 0, no qual todas as massas oscilam em conjunto na frequência do modo eletromecânico) e outra para o modo torcional, como mostrado em (2) (assumindo apenas a resposta não-forçada do sistema). A Figura 1 ilustra o modelo modal do sistema torcional.

$$\begin{bmatrix} 2H_0 & \\ & 2H_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \ddot{\theta}_0 \\ \ddot{\theta}_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D_{m,0} & \\ & D_{m,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\theta}_0 \\ \dot{\theta}_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K_0 & \\ & K_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_0 \\ \theta_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

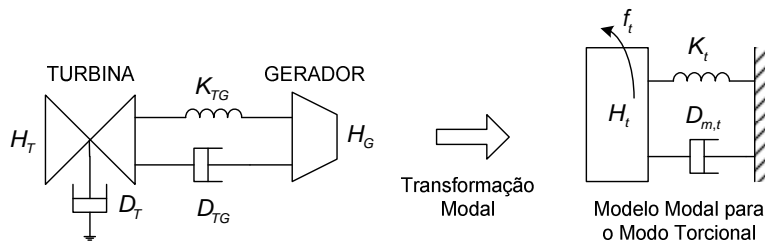


Figura 1 – Transformação modal para o sistema massa-mola que representa o eixo do hidrogerador

Para um hidrogerador com excitatriz estática, o conjunto turbina-gerador possui apenas um modo torcional. Unidades Kaplan possuem frequência natural de oscilação de aproximadamente 10Hz ou menos, enquanto em unidades Pelton ou Francis a frequência de oscilação se situa normalmente na faixa de 10 a 24Hz [6].

A partir das equações de transformação modal para o sistema de duas massas do hidrogerador, pode-se determinar a constante de inércia modal (H_t), o amortecimento mecânico modal ($D_{m,t}$), o fator de decremento (σ_t) e o decremento logarítmico (δ_t) na frequência do modo torcional (f_t), dados pelas equações (3)-(6) abaixo [6]:

$$H_t = \frac{H_G}{H_T} (H_G + H_T) = \eta \cdot H \quad [\text{s}] \quad (3)$$

$$D_{m,t} = D_T \cdot \eta^2 + D_{TG} \cdot (1 - 1/\eta)^2 \quad [\text{pu/pu}] \quad (4)$$

$$\sigma_t = \frac{D_{m,t}}{4H_t} = \frac{D_T}{4H} \cdot \eta + \frac{D_{TG}}{4H} (1-1/\eta)^2 \quad [\text{s}^{-1}] \quad (5)$$

$$\delta_t = \frac{\sigma_t}{f_t} = \frac{D_T}{4Hf_t} \cdot \eta + \frac{D_{TG}}{4Hf_t} \cdot (1-1/\eta)^2 \quad (6)$$

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

Conforme mostrado em [6], o valor de η para turbinas do tipo Kaplan varia de 7 a 30, aproximadamente, enquanto para unidades Francis e Pelton η varia entre 10 e 40. Para estes valores elevados de η , 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:

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

As equações (3) e (7) mostram que para os valores típicos de η normalmente encontrados em turbinas do tipo Francis, Pelton e Kaplan, as constantes de inércia modal e de amortecimento modal se tornam muito elevadas. Isto fundamenta o fato de hidrogeradores serem muito menos susceptíveis a problemas de interação torcional do que os turbogeradores.

Apesar de ser relativamente fácil encontrar valores característicos para as constantes de inércia e elásticas do eixo, não existem dados disponíveis sobre valores usuais de constantes de amortecimento de hidrogeradores, apesar da convicção de que o amortecimento viscoso das oscilações torcionais é naturalmente elevado. Uma referência comum é [6], onde se considera $D_T=0.35$ pu/pu e $D_T=1.0$ pu/pu valores apropriados para o amortecimento da turbina operando em vazio e à plena carga, respectivamente. Em [10], verificou-se que um amortecimento de 0.8 pu/pu em vazio resultou na melhor correspondência entre medições e simulação para a velocidade do rotor durante um ensaio de rejeição de carga.

3.0 - INTERAÇÃO TORCIONAL SUBSÍNCRONA COM CONVERSORES CCAT: MECANISMOS BÁSICOS

O mecanismo básico que dá origem às interações adversas com conversores CCAT pode ser explicado da seguinte maneira: oscilações torcionais no eixo modulam a forma de onda da tensão alternada produzida pelo gerador em fase e amplitude. A Figura 2 mostra de forma bastante exagerada que a modulação resulta em um desvio no ângulo de fase da tensão ($\Delta\theta$). Este desvio de fase se reflete nas tensões que aparecem nos terminais CA dos transformadores conversores. Em sistemas de controle de disparo eqüidistantes utilizados nas instalações de CCAT modernas, um desvio no ângulo de fase da tensão causa um desvio equivalente no ângulo de disparo aparente ($\Delta\alpha=\Delta\theta$) em relação ao ângulo de disparo ordenado (α), conforme ilustrado na Figura 3.

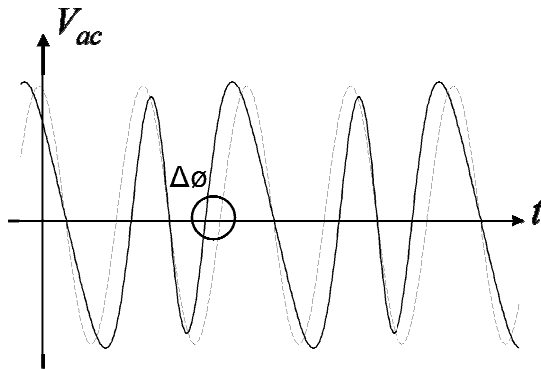


Figura 2 – Desvio de ângulo de fase da tensão CA devido à oscilação torcional

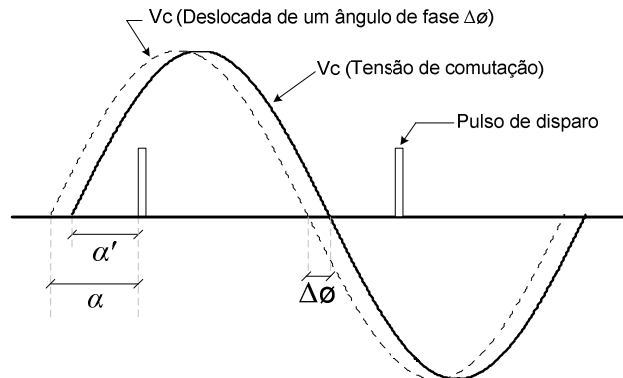


Figura 3 – Desvio no ângulo de disparo aparente provocado por um desvio do ângulo de fase da tensão de comutação

As variações do ângulo de disparo e 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, dando origem a uma interação em malha fechada. Este mecanismo de interação é ilustrado na Figura 4. Se o atraso de fase global entre a variação de velocidade angular elétrica na frequência do modo torcional ($\Delta\omega_e$) e a variação de torque elétrico resultante (ΔT_e) for superior a 90° , a componente de torque de amortecimento é negativa e as oscilações torcionais se tornam instáveis.

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

$$G(f) = \frac{\Delta T_e(f)}{\Delta \omega_e(f)} = D_e(f) - j \frac{\omega_0}{2\pi f} \cdot K_e(f) \quad (9)$$

$$D_e(f) = \text{Re}[G(f)] = \text{Re}\left[\frac{\Delta T_e(f)}{\Delta \omega_e(f)}\right] \quad (10)$$

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].

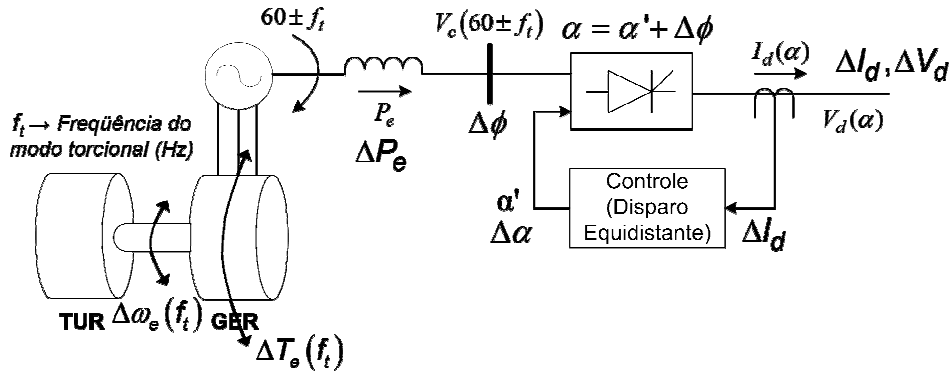


Figura 4 – Mecanismo básico da SSTI

Além do mecanismo básico de SSTI mostrado nos parágrafos anteriores, controles suplementares sensíveis às variações de frequência também podem interagir de forma adversa com os modos torcionais, como é o caso de controladores usados pelos conversores CCAT para amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência do sistema (até 2 Hz, aproximadamente). O mecanismo de interação é semelhante ao que ocorre com sinais estabilizadores (PSS) de sistemas de excitação de geradores [9].

Sem a contribuição de amortecimento elétrico, um sistema torcional apresenta amortecimento intrínseco positivo devido a vários fatores (atrito, 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, ou seja, $D_{e,t} > -D_{m,t}$.

4.0 - METODOLOGIA DE ANÁLISE

O fenômeno da SSTI está associado à estabilidade dos modos torcionais do eixo turbina-gerador e, portanto, pode ser analisado com base na resposta do sistema CA/CC a pequenas perturbações. Diferentes técnicas de análise podem ser usadas, como por exemplo, análise de autovalores, varredura no domínio da frequência e simulação no domínio do tempo. Os métodos empregados neste artigo são descritos a seguir.

4.1 Análise preliminar a partir do parâmetro UIF (“Unit Interaction Factor”)

Após o incidente em Square Butte, um método simples para estimar o risco de SSTI foi proposto [11]. O método consiste no cálculo de um indicador denominado UIF (*Unit Interaction Factor*), que tem se estabelecido como um importante parâmetro de projeto nos últimos 30 anos. O UIF é calculado a partir da seguinte expressão:

$$UIF_k = \frac{MW_{HVDC}}{MVA_{GER,k}} \cdot \left(1 - \frac{SCL_{SEM_GER,k}}{SCL_{TOT}} \right) \quad (11)$$

onde MW_{HVDC} é a potência ativa transmitida pelo sistema CCAT, $MVA_{GER,k}$ é a potência nominal do k -ésimo gerador, SCL_{TOT} é o nível de curto-circuito na barra CA terminal do conversor incluindo o k -ésimo gerador e $SCL_{SEM_GER,k}$ é o nível de curto-circuito na barra CA terminal do conversor excluindo o k -ésimo gerador.

Todos os quatro parâmetros incluídos no cálculo do UIF estão intimamente ligados à capacidade de o gerador afetar a magnitude e, principalmente, o ângulo da tensão na barra CA do conversor CCAT e vice-versa. Para o caso de um único gerador operando radialmente com o elo CCAT, UIF se torna igual à razão entre as potências do elo CCAT e do gerador. Para o caso de um gerador muito distante do elo CCAT, a razão $SCL_{SEM_GER,k}/SCL_{TOT}$ é aproximadamente igual a 1 e, portanto, UIF é próximo de zero. De acordo com [11], se $UIF < 0.1$ para um determinado gerador, o risco de SSTI 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.

4.2 Avaliação do amortecimento elétrico a partir 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 $G(f)$ apresentada em (10), eliminando a representação do sistema mecânico. A Figura 5 ilustra uma representação esquemática deste procedimento. Na prática, pode ser realizada uma varredura em frequência usando uma ferramenta de análise no domínio do tempo. No PSCAD, 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 $G(f)$.

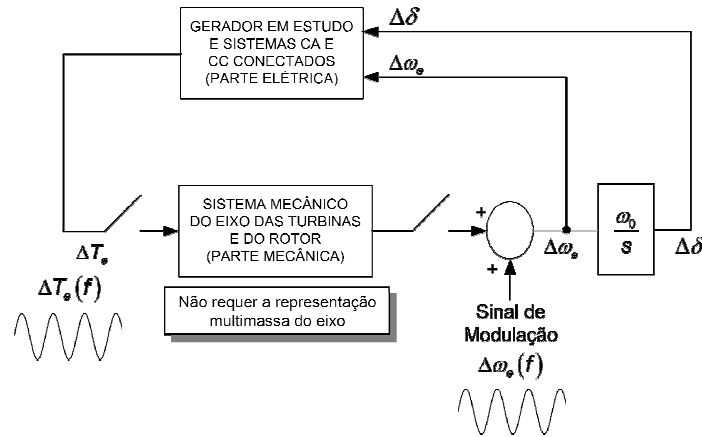


Figura 5 – Procedimento para cálculo da função de transferência $G(f)$ no PSCAD

4.3 Avaliação do amortecimento total a partir da medição do decremento logarítmico das oscilações torcionais (δ)

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 ($\Delta\theta_{TG}$) associado ao modo em análise. O cálculo de δ_t é realizado com a ajuda da expressão (12).

$$\delta_t = \frac{1}{n} \ln \left(\frac{A_0 - B_0}{A_n - B_n} \right) \quad (12)$$

onde n é o número de ciclos da oscilação 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.

No PSCAD, esta medição pode ser feita a partir da modulação do torque mecânico da máquina (assumido inicialmente constante) 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, após poucos ciclos, retira-se a excitação externa. O decremento logarítmico é então medido utilizando-se a relação dada na equação (12). Considerando as contribuições de origem elétrica e mecânica, a relação entre $D_{tot,t}$ e δ_t é expressa pela equação (13) a seguir [2]:

$$\delta_t = \frac{1}{4H_t f_t} \cdot [D_{tot,t}(f_t)] = \frac{1}{4H_t f_t} \cdot [D_{m,t} + D_{e,t}(f_t)] \quad (13)$$

5.0 - RESULTADOS

Diversos fatores afetam o grau de interação torcional entre conversores CCAT e hidrogeradores. Os fatores que afetam o amortecimento elétrico e o amortecimento mecânico foram avaliados separadamente neste artigo para fins didáticos. Apesar de os resultados mostrados serem válidos quantitativamente apenas para o sistema em análise, eles são importantes para o estabelecimento das condições críticas a serem consideradas em estudos reais de SSTI. A contribuição de amortecimento elétrico do sistema nas oscilações torcionais do hidrogerador é apresentada sob a forma de curvas $D_e \times f$ usando o método descrito no item 4.2, no qual o eixo turbina-gerador não é representado. Os resultados obtidos com este método foram confirmados usando o método descrito no item 4.3, a partir de uma representação detalhada do eixo, conforme mostrado no item 5.4 para alguns casos selecionados.

5.1 Sistema teste

O diagrama simplificado do sistema teste empregado nas análises é mostrado na Figura 6. O sistema é constituído por um elo CCAT genérico (6300 MW, ± 600 kV), conectado a sistemas CA nos terminais retificador e inversor. Estes sistemas são representados por equivalentes de Thevenin definidos a partir do nível de curto-circuito na barra (SCL_{AC}). Um grupo de hidrogeradores é conectado diretamente ao terminal retificador. Estes geradores são equipados com excitatrizes estáticas, mas os sinais estabilizadores (PSS) foram desligados para que não causem efeito sobre o amortecimento elétrico na faixa de frequência dos modos torcionais. Também não foi considerado o efeito do regulador de velocidade, ou seja, assumiu-se torque constante nas simulações.

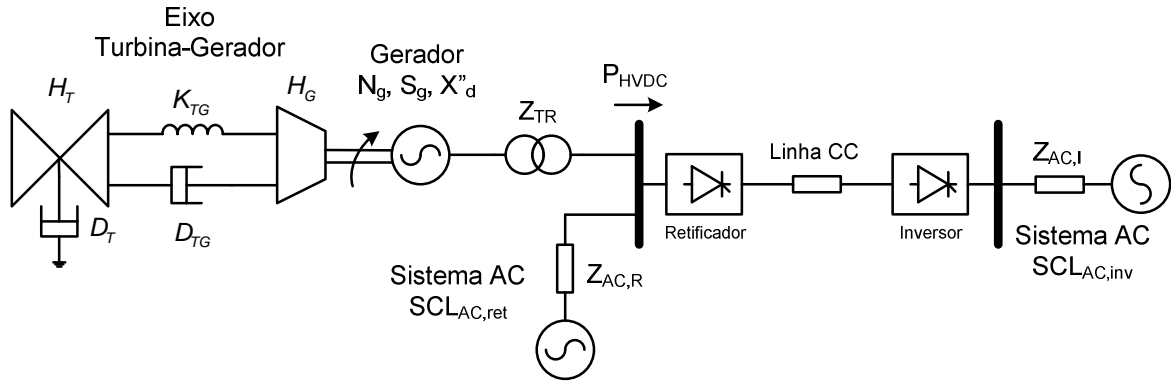


Figura 6 – Sistema teste para análise de SSTI

5.2 Análise do amortecimento elétrico

5.2.1 Influência do parâmetro UIF

Para avaliar a influência dos fatores que afetam o parâmetro UIF, alterou-se a potência nominal do gerador (MVA_{GER}) e o nível de curto-circuito excluindo o gerador (SCL_{SEM_GER}) a partir da alteração do número de unidades geradoras em paralelo (N_{GER}). A impedância do sistema CA do retificador ($Z_{AC,R}$) foi ajustada em cada caso para manter o nível de curto-circuito total (SCL_{TOT}) igual a 15500 MVA e o SCR (*Short-Circuit Ratio*) igual a 2.5. As análises consideraram quatro valores diferentes de UIF (0.9, 0.6, 0.4 e 0.1), conforme mostrado na Tabela 1. O caso com $UIF=0.9$ corresponde à conexão radial do gerador com o elo CCAT. Em todos os casos, manteve-se $P_{dc}=6300MW$ e $\alpha=15^\circ$.

Tabela 1 – Parâmetros *UIF* considerados nas análises

UIF	SCR	SCL_{TOT} (MVA)	SCL_{SEM_GER} (MVA)	MW_{HVDC} (MW)	MVA_{GER} (MVA)	N_{GER}
0,1	2,5	15500	13740	6300	1700	10
0,4	2,5	15500	8415	6300	3239	41
0,6	2,5	15500	4980	6300	4819	61
0,9 (radial)	2,5	15500	0	6300	7110	90

A Figura 7 mostra as curvas $D_e \times f$ para os quatro valores de UIF analisados. Os resultados mostram que, para a faixa usual de frequência dos modos torcionais, o grau de interação aumenta com o aumento do UIF. Estes resultados também confirmam o critério sugerido em [11], onde é afirmado que o risco de SSTI pode ser desconsiderado se $UIF < 0.1$.

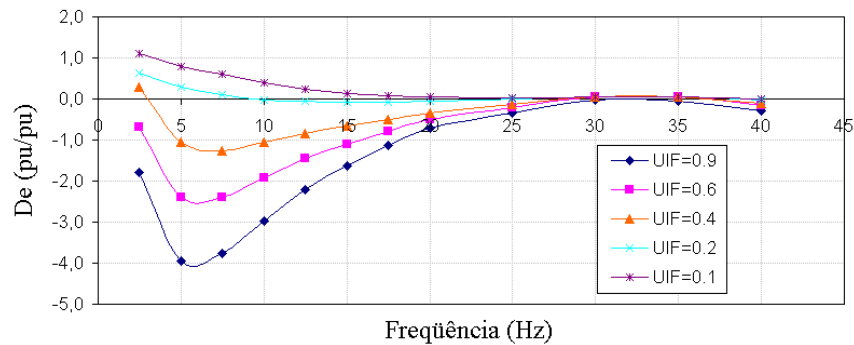


Figura 7 – Curvas $D_e \times f$ em função do parâmetro *UIF*

5.2.2 Influência do nível de potência CC transmitida (P_{dc})

A Figura 8 mostra as curvas $D_e \times f$ para quatro níveis de potência transmitida pelo elo CCAT: 6300, 4725, 3150 e 1575 MW, supondo conexão radial entre o gerador e o elo CCAT ($UIF=0.9$). Como o número de geradores foi mantido em todos os casos, a variação na potência transmitida foi obtida alterando-se a potência produzida por cada unidade geradora. O ângulo de disparo inicial do retificador é 15° em todos os casos. Os resultados mostram que, para a faixa usual de frequência dos modos torcionais, o grau de interação aumenta com o aumento da potência CC transmitida.

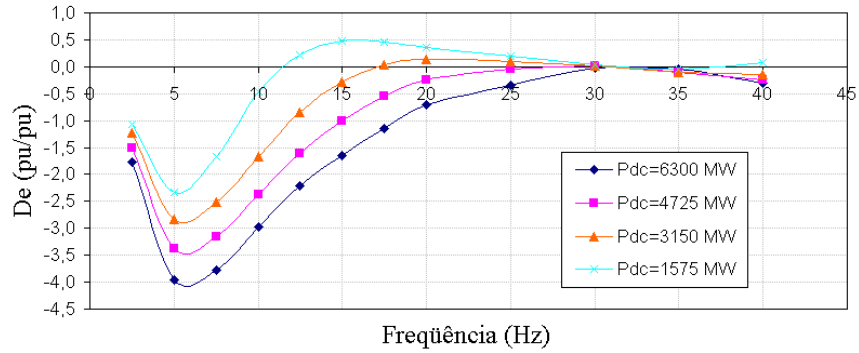


Figura 8 – Curvas $D_e \times f$ em função do nível de potência CC transmitida

5.2.3 Influência do ângulo de disparo dos conversores (α)

A Figura 9 mostra as curvas $D_e \times f$ para quatro valores diferentes de ângulo de disparo dos conversores: 5° , 10° , 15° e 30° , também supondo conexão radial entre o gerador e o elo CCAT ($UIF=0.9$). A variação no ângulo de disparo foi obtida mantendo-se a mesma tensão CC no retificador (600 kV) e alterando-se devidamente o tape dos transformadores conversores. A potência CC transmitida pelo elo CCAT é 6300 MW em todos os casos. Os resultados mostram que, para a faixa usual de frequência dos modos torcionais, o grau de interação aumenta com o aumento do ângulo de disparo.

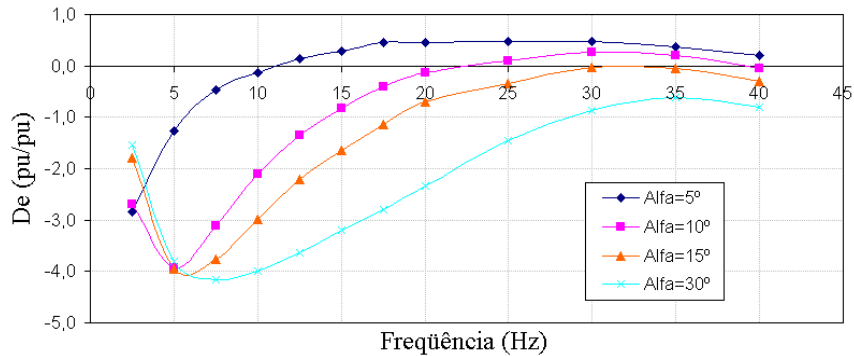


Figura 9 – Curvas $D_e \times f$ em função do ângulo de disparo dos conversores

5.3 Análise do amortecimento mecânico

Conforme mostrado na equação (7), o amortecimento mecânico do modo torcional é afetado basicamente pela constante de amortecimento da turbina (D_T) e pela razão entre as constantes de inércia do gerador e da turbina (η). Sabe-se que D_T varia em função do nível de potência gerada pela máquina, enquanto o parâmetro η é função apenas dos aspectos construtivos do conjunto turbina-gerador. A Figura 10 ilustra a variação de D_m para quatro valores de D_T (0.1, 0.35, 0.5 e 1.0 pu/pu) e para η variando de 1 a 40. Comparando com os valores de amortecimento elétrico modal calculados no item 5.2, verifica-se que de uma forma geral o amortecimento mecânico modal é consideravelmente elevado, mesmo para baixos valores de D_T . No entanto, nota-se que para um hidrogerador com relação de inércias mais baixa (por exemplo, $\eta < 5$), o amortecimento mecânico modal pode ser da mesma ordem de grandeza do amortecimento elétrico, aumentando o risco de instabilidade torcional.

A Figura 11 apresenta o resultado de simulações no domínio do tempo para diferentes valores de D_T (0.35 e 1.0 pu/pu) e η (5, 10, 20 e 30). Os parâmetros do eixo (H_G , H_T e K_{TG}) foram ajustados para obter os diferentes valores de η , mas mantendo-se a frequência do modo torcional igual a 12.5 Hz e a constante de inércia total do eixo (H) igual a 3.0s em todos os casos, conforme mostrado na Tabela 2. A perturbação consiste na modulação do torque mecânico da máquina na frequência do modo torcional por 0.5s. Em todos os casos foram mantidas as mesmas condições para o sistema elétrico: $UIF=0.9$ (conexão radial), $P_{dc}=6300$ MW e $\alpha=15^\circ$, de forma que o amortecimento elétrico seja o mesmo. A figura mostra claramente a influência de η no amortecimento das oscilações torcionais. Pode-se dizer que para elevados valores de η há um acoplamento unilateral entre os sistemas elétrico e mecânico, reduzindo drasticamente o efeito de distúrbios transmitidos ao eixo turbina-gerador da máquina síncrona através do torque eletromagnético.

Como normalmente não se conhece o valor de D_T para projetos novos (ou mesmo para usinas existentes), uma hipótese usualmente adotada em estudos de SSTI consiste em considerar amortecimento mecânico nulo ($D_T=0$). Apesar de conservadora, esta hipótese pode em alguns casos levar a conclusões precipitadas. Por exemplo, para

um hidrogerador com $\eta=30$ ¹, o amortecimento mecânico modal é muito elevado, mesmo assumindo que D_T é pequeno, tornando nulas as chances reais de ocorrência de SSTI. Supondo, por exemplo, que D_T seja igual a 0.1 pu/pu (valor considerado muito pequeno), se $\eta=30$ o amortecimento mecânico modal será igual a 90 pu/pu. Este valor é muitas vezes superior ao pior amortecimento elétrico negativo mostrado nos itens anteriores. No entanto, considerar $D_T=0$ significa desprezar este aspecto na prática. A Figura 12 mostra o resultado da simulação no domínio do tempo para o caso em que $\eta=30$ e $D_T=0$ e considerando as seguintes condições no sistema elétrico: $UIF=0.9$ (conexão radial), $P_{dc}=6300\text{MW}$ e $\alpha=30^\circ$. Verifica-se que as oscilações são crescentes, indicando a ocorrência de instabilidade torsional. Este resultado poderia sugerir a necessidade do projeto e instalação de controles suplementares para mitigar um problema de instabilidade que na prática não deve existir.

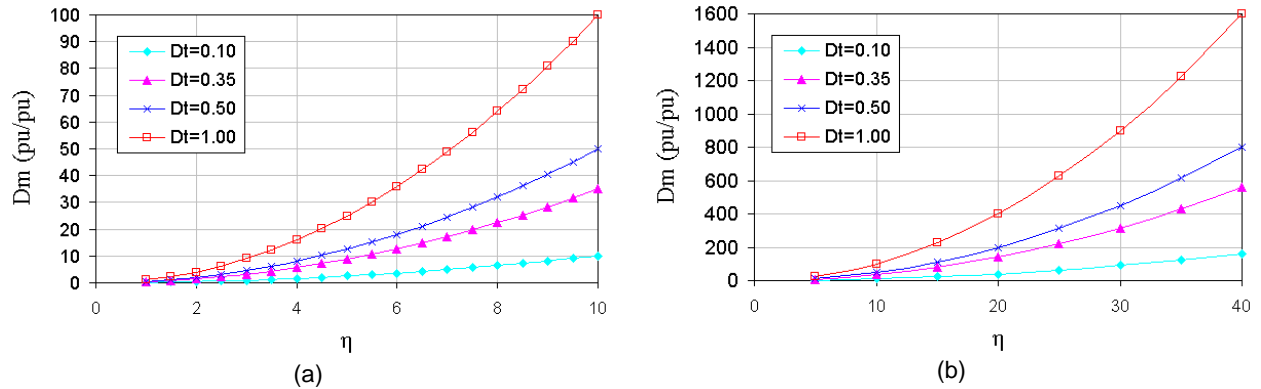


Figura 10 – Variação do amortecimento mecânico modal em função de D_T e η : (a) $1 < \eta < 10$; (b) $5 < \eta < 40$

Tabela 2 – Constantes de inércia e de elasticidade para diferentes valores de η

η	f_t (Hz)	H (s)	H_t (s)	H_G (s)	H_T (s)	K_{TG} (pu/pu)
30	12,5	3,0	90,0	2,9032	0,0967	1155,18
20	12,5	3,0	60,0	2,8571	0,1428	1678,26
10	12,5	3,0	30,0	2,7272	0,2727	3058,46
5	12,5	3,0	15,0	2,5000	0,5000	5139,42

5.4 Validação da metodologia

Para validar a metodologia utilizada nas análises anteriores, realizou-se a medição direta do decremento logarítmico (δ), conforme procedimento descrito no item 4.3. Para isto, foi necessária a incorporação do sistema massa-mola na representação do eixo do hidrogerador. Os valores de amortecimento elétrico (D_e) associados a estes decrementos logarítmicos foram calculados a partir das equações (12) e (13) e comparados àqueles obtidos pelo cálculo da função de transferência $G(f)$ na frequência do modo de oscilação torsional (12.5 Hz). A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos para alguns casos selecionados, onde pode se verificar que ambas as metodologias levam a resultados semelhantes.

Tabela 3 – Valores de D e de δ obtidos a partir de duas metodologias distintas

P_{dc} (MW)	α (°)	η	UIF	f_t (Hz)	D_T (pu/pu)	Cálculo de $G(f)$		Medição direta de δ	
						$D_{tot,t}$ (pu/pu)	δ_t	$D_{tot,t}$ (pu/pu)	δ_t
6300	15	30	0,9	12,5	0,35	312,7	0,0695	312,9	0,0695
6300	15	20	0,9	12,5	1,00	397,7	0,1326	397,9	0,1327
6300	15	10	0,9	12,5	0,00	-2,30	-0,0031	-2,15	-0,0028
6300	30	10	0,9	12,5	0,00	-3,60	-0,0024	-3,66	-0,0024

6.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma avaliação detalhada acerca dos mecanismos básicos envolvidos no fenômeno da interação torsional envolvendo conversores CCAT e hidrogeradores. Os principais fatores que afetam o grau de interação foram avaliados através de duas metodologias distintas, sendo que ambas levaram a resultados similares. Apesar de os resultados mostrados serem válidos quantitativamente apenas para o sistema em análise, eles são importantes para o estabelecimento das condições críticas a serem consideradas em estudos reais de SSTI. As análises confirmaram que o critério clássico sugerido em [11] para o indicador UIF, usado como avaliação preliminar para estimar o risco de interação torsional, fornece um bom indicativo de quais usinas podem prescindir de um estudo mais detalhado ($UIF < 0.1$). O artigo mostra ainda que a elevada razão entre as inércias dos rotores do gerador e da turbina atenua drasticamente os efeitos de distúrbios transmitidos ao eixo turbina-gerador da máquina síncrona através do torque eletromagnético. Isto ocorre principalmente porque o amortecimento mecânico modal se torna muito elevado nestes casos (pois aumenta com o quadrado de η), se

¹ Para Itaipu, por exemplo, $\eta \approx 27$.

tornando muito superior à contribuição negativa proveniente dos conversores CCAT. A utilização indiscriminada de amortecimento mecânico nulo nas análises de SSTI pode levar a conclusões precipitadas, uma vez que considerar $D_T=0$ significa desprezar este aspecto na prática.

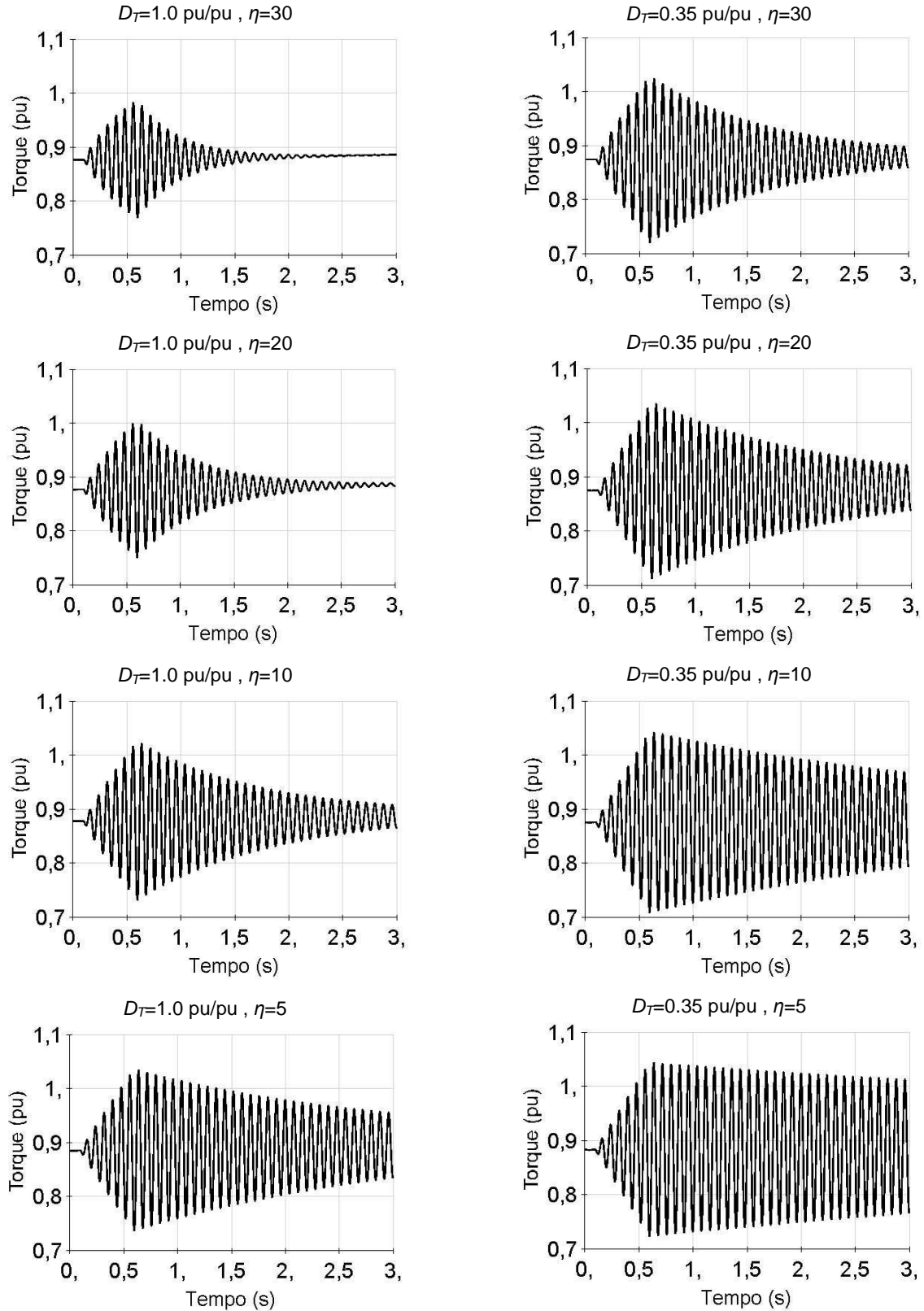


Figura 11 – Simulações no domínio do tempo para diferentes valores de D_T e η

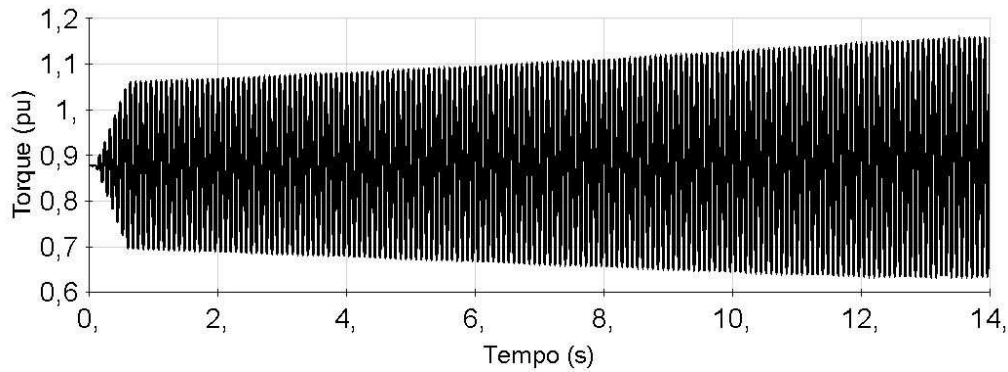


Figura 12 – Simulação no domínio do tempo para $UIF=0.9$, $P_{dc}=6300$ MW, $\alpha=30^\circ$, $\eta=30$ e $D_T=0$ - Instável

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] 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.
- [2] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, Subsynchronous Resonance in Power Systems, New York: IEEE Press, 1988.
- [3] K. R. Padiyar, Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems, Boston, MA: Kluwer, 1999.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] F. C. Jusan, G.S. Luz, M. G. Sereno, "Estudos Preliminares de Interação Torcional e Torques Transitórios Associados às Usinas de Santo Antonio e Jirau", XX SNPTEE – XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife/PE, Brasil, 2009.
- [8] PSCAD/EMTDC 4.2.0 User's Manual, Manitoba HVDC Research Center, Canada, 2005.
- [9] F. C. Jusan, S. Gomes Jr., G. N. Taranto, "Linear Analysis of Subsynchronous Resonance and Torsional Interaction with Power System Stabilizers", XI SEPOPE – XI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Belém/PA, Brazil, 2009.
- [10] B. Khodabakhchian, G. Vuong, S. Bastien, "On the Comparison Between a Detailed Turbine-Generator EMTP Simulation and Corresponding Field Test Results", IPST - International Conference on Power System Transients, Setembro, 1995.
- [11] Electric Power Research Institute, EPRI EL-2708 Report, "HVDC System Control for Damping of Subsynchronous Oscillations", NY, USA, October 1982.