



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

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

GRUPO - IV

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

**NOVO TESTE DE CAMPO PARA SINAIS ADICIONAIS ESTABILIZADORES
E SUA APLICAÇÃO NA USINA DE ITAIPU**

Thiago H. S. Bossa (*)
Paulo César Pellanda
IME

Rui Jovita G. C. da Silva
ITAIPU BINACIONAL

Nelson Martins
CEPEL

RESUMO

Este artigo descreve dois novos ensaios de campo: um deles avalia o desempenho de Sinais Adicionais Estabilizadores (SAE ou PSS) em usinas contendo múltiplas unidades geradoras, enquanto que o outro identifica as características da função de transferência Generator-to-Exciter-Power system (GEP) dessas usinas. Ambos ensaios foram realizados na Usina Hidrelétrica de Itaipu, e utilizam a análise no domínio da frequência, identificando tanto o modo local como o modo intraplanta.

Os resultados mostram que o PSS de Itaipu 60 Hz está eficazmente ajustado, e que as simulações computacionais (PacDyn/Anatem) com respectivo banco de dados do Sistema Interligado concordam com resultados do ensaio.

PALAVRAS-CHAVE

Sinais Adicionais Estabilizadores, Ensaio de Campo, Resposta em Frequência, PSS.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os Sinais Adicionais Estabilizadores (SAE ou PSS – *Power System Stabilizers*) são equipamentos que fornecem maior amortecimento para as oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência, caracterizadas por frequência de 0,2Hz a 2,0Hz. Eles são partes integrantes do sistema de excitação das unidades geradoras, ou seja, sua ação se dá através da modulação da tensão terminal das unidades. A forma tradicional da comprovação de desempenho de PSSs é feita por simulações ou por meio de ensaios de campo que reproduzem apenas o modo intraplanta [1-5]. Para avaliar outros modos de oscilação na prática, é necessário causar impacto no sistema, reproduzindo perturbações, que ainda apresentam a desvantagem de não permitir a análise do desempenho do PSS para todo o espectro de frequência de interesse.

Este artigo descreve um novo ensaio de campo que permite a avaliação do desempenho do PSS de unidades geradoras de usinas que contêm múltiplas unidades. Entre outras vantagens, o novo teste permite obter informações sobre o desempenho do PSS em todo espectro de frequência de interesse, no modo entreáreas, local e intraplanta, e não apresenta riscos à segurança operativa da usina e do sistema interligado, pois os distúrbios são aplicados ao sistema operando apenas com a malha do PSS fechada. O ensaio apresentado permite conhecer o desempenho da usina com e sem o PSS nas unidades geradoras, o que pode ser obtido com ensaios tradicionais apenas se eles forem repetidos com e sem o PSS.

Para a realização do ensaio em uma usina com múltiplas unidades geradoras, utiliza-se o conceito de função de transferência sintética e colhem-se medidas em duas unidades [6, 7], aquela em que se está aplicando os sinais de frequência e qualquer outra unidade em operação, sendo necessário que a usina esteja operando em uma condição padrão, com todas unidades em condição operativa de tensão e potência muito próximas, e que as unidades possuam parâmetros iguais. Assim, a inferência do desempenho do PSS se torna possível por se fazer uso de

(*) Instituto Militar de Engenharia – SE/3, Praça General Tibúrcio, n° 80 – 22.290-270 Rio de Janeiro, RJ, Brazil.
Tel: (+55 21) 2546-7030 – Fax: (+55 21) 2546-7039 – Email: ths.bossa@gmail.com

propriedades inerentes a sistemas que apresentam simetria estrutural.

Adicionalmente, a metodologia de ensaio apresentada permite a determinação das características da função de transferência *Generator-to-Exciter-Power system* (GEP) [8] da usina, tanto para o modo local (gerador equivalente) como para o modo intraplanta.

Para finalizar, são apresentados os resultados das aplicações dos dois tipos de testes na Usina Hidrelétrica de Itaipu: a avaliação de desempenho do PSS do setor de 60Hz, realizado em setembro de 2008; e o levantamento do GEP do setor de 50Hz, realizado em setembro de 2010.

2.0 - FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA SINTÉTICA

Para analisar o desempenho dinâmico de um determinado elemento que compõe um sistema, deve-se modelar quantitativamente o acoplamento elemento-sistema. Os modelos existentes buscam, segundo seus respectivos critérios, estimar o comportamento da máquina e sistema, para então ser possível projetar e ajustar controladores que proporcionem uma operação do sistema elétrico de potência dentro de limites aceitáveis de estabilidade.

Uma vez que se deseja avaliar o desempenho do PSS, um controle por realimentação, a interação máquina-sistema pode ser representada utilizando a abordagem da função sintética [6]. Este método de modelagem será abordado do ponto de vista de teoria de controle para então ser aplicado na representação dinâmica do sistema elétrico em estudo.

Dado um sistema dinâmico multivariável, a relação no domínio da frequência entre uma entrada $u(s)$ e uma saída $y(s)$ quaisquer, pode ser representada por uma função de transferência de malha aberta $G(s)$. Uma vez que o sistema $G(s)$ apresenta uma resposta oscilatória quando sujeito a um distúrbio $w(s)$, deseja-se estabilizá-lo com um controlador por realimentação com função de transferência $K(s)$, ou seja, com a inserção de um estabilizador. A Figura 1 mostra esse sistema canônico, definido uma saída sintética $z(s)$.

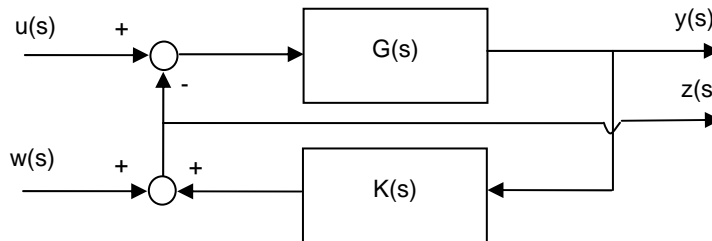


FIGURA 1 – Sistema canônico

Matricialmente, esse sistema é representado pela equação (1), onde $H_{yu}(s)$ é a função de transferência do sistema em malha fechada para o canal de controle.

$$\begin{bmatrix} y(s) \\ z(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{yu}(s) & H_{yw}(s) \\ H_{zu}(s) & H_{zw}(s) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u(s) \\ w(s) \end{bmatrix} \quad (1)$$

Define-se a função de transferência sintética, $H_{zw}(s)$, como a relação entre $z(s)$, a soma da resposta da realimentação com o sinal de distúrbio, e $w(s)$, o próprio sinal de distúrbio. Considerando-se que cada função de transferência $G(s)$ e $K(s)$ é composta de numerador (n) e denominador (d), e manipulando-se adequadamente as equações, encontra-se para a função sintética a equação (2).

$$H_{zw}(s) = \frac{H_{yu}(s)}{G(s)} \quad (2)$$

Assim, a função sintética pode ser entendida como a razão entre a resposta de malha fechada e a resposta de malha aberta, fornecendo informações importantes:

- os pólos da função sintética são os pólos de malha fechada do sistema, isto é, refletem o desempenho do sistema com o estabilizador;
- o conjunto dos zeros da função sintética contém o conjunto dos pólos de malha aberta do sistema, isto é, carrega informações que refletem o desempenho do sistema sem o estabilizador.

Desta forma, através da determinação da função de transferência sintética podem ser obtidas informações acerca dos modos característicos de oscilação do sistema, do desempenho atual e da efetividade do estabilizador.

3.0 - ENSAIO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO PSS

O método da função sintética, com o sistema modelado em pu, pode então ser aplicado para se estudar o desempenho de um gerador sincronizado no sistema e de seu respectivo PSS. A tensão de referência do regulador de tensão, V_{ref} , é a entrada $u(s)$ e a variação da frequência do rotor, ΔW , é a saída $y(s)$, assim, $G(s)$ é a relação entre ΔW e V_{ref} , e representa a toda a dinâmica existente no acoplamento gerador-sistema. O PSS é o estabilizador $K(s)$. O distúrbio é aplicado na saída do PSS e $z(s)$ é a soma do sinal de distúrbio com o sinal de saída do PSS.

Os resultados obtidos com a aplicação da função sintética em sistema elétricos de potência fornecem uma conceitualização física importante: os zeros e pólos da função de transferência sintética $H_{zw}(s)$ representam as frequências naturais de oscilação do sistema e seus respectivos amortecimentos. Os zeros representam os modos de oscilação com o PSS desligado e os pólos representam os modos de oscilação com o PSS em funcionamento. A aplicação do método permite então verificar a efetividade do ajuste do PSS.

O ensaio de aplicação do método da função sintética em uma usina com múltiplas unidades geradoras consiste em injetar o sinal de distúrbio em qualquer unidade geradora e registrar a resposta na unidade e em uma outra, como representado na Figura 2.

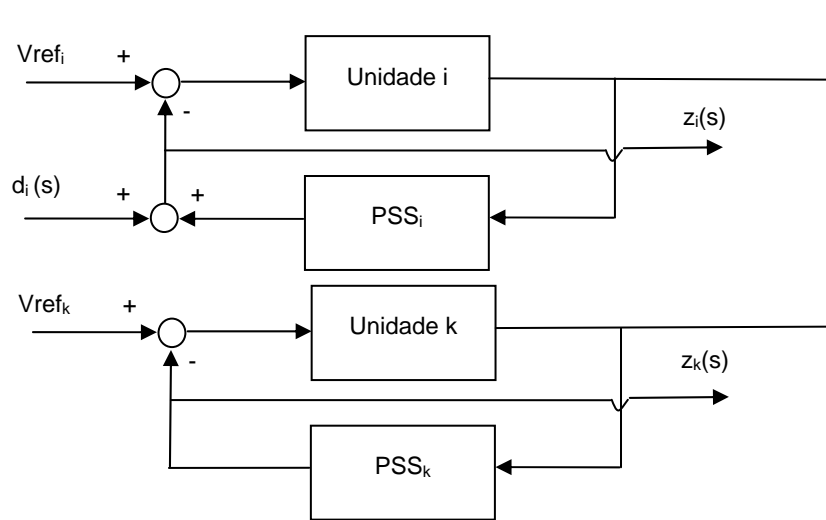


FIGURA 2 – Representação do ensaio na usina para avaliação do PSS

Observa-se que é necessário o registro de apenas três grandezas: o sinal de distúrbio $d_i(s)$, o sinal da soma do distúrbio com a saída do PSS da unidade sob ensaio, $z_i(s)$, e o sinal de saída do PSS da outra unidade $z_k(s)$. De posse desses sinais se obtém a análise do desempenho de um único gerador e da usina representada por um gerador equivalente. Para isso, é necessário ainda que todas unidades que estejam em operação durante o teste, e não apenas as duas que estão envolvidas no ensaio, estejam em condições de operação iguais, tanto de tensão quanto de carregamento. É necessário também que as unidades possuam os mesmos parâmetros. Caso as unidades da usina não possuam os mesmos parâmetros e operem em condições diferentes, pode-se recorrer às fundamentações teóricas do método [10], para desenvolver uma formulação particular.

Como o método trabalha no domínio da frequência, o distúrbio injetado é uma tensão senoidal com intensidade suficiente para que seja percebida na unidade vizinha, onde está sendo registrada a saída do PSS; entretanto, tal intensidade não deve propagar a oscilação para o restante do sistema. Após o registro das respostas para uma dada frequência do sinal injetado, repete-se o ensaio para toda a faixa de frequências de interesse.

Calcula-se a resposta em frequência do gerador sob teste, por

$$P(s) = \frac{z_i(s)}{d_i(s)} \quad (3)$$

e a resposta em frequência do gerador vizinho, em relação ao gerador sob teste, por

$$T(s) = \frac{z_k(s)}{d_i(s)} \quad (4)$$

O modo intraplanta é encontrado pela função de transferência

$$Hzw_{ip}(s) = P(s) - T(s) \quad (5)$$

e o modo correspondente da usina contra a barra infinita, também chamado de modo local ou gerador agregado é encontrado pela função de transferência (6), onde n é a quantidade de unidades da usina em operação no momento do teste. O modo gerador agregado determina o comportamento coerente das n unidades em paralelo, respondendo como um único gerador n vezes maior que cada unidade individual.

$$Hzw_{ag}(s) = P(s) + (n - 1) \cdot T(s) \quad (6)$$

Os modos de oscilação de um gerador são identificados pela determinação dos pólos e zeros dominantes dessas funções de transferência. Maiores detalhes sobre os desenvolvimentos analíticos necessários para a obtenção das equações dos modos intraplanta e agregado, (5) e (6), podem ser encontrados nas referências [7] e [10].

4.0 - ENSAIO PARA LEVANTAMENTO DO GEP

A função de transferência $GEP(s)$ é relação entre as transformadas de Laplace do torque elétrico e da variação na saída do PSS; assim, a função $GEP(s)$ somente pode ser obtida através de simulação computacional, visto que envolve a representação de todo o sistema interligado e é impossível, na prática, cancelar a dinâmica do rotor [9]. Entretanto, em sistemas elétricos de potência, é aceitável considerar para um gerador que a fase da função $V_t(s)/V_{ref}(s)$ é muito próxima da fase da função $GEP(s)$ se o gerador sob teste estiver com seu PSS desligado e com carregamento baixo, exceto nas vizinhanças do modo de oscilação do rotor.

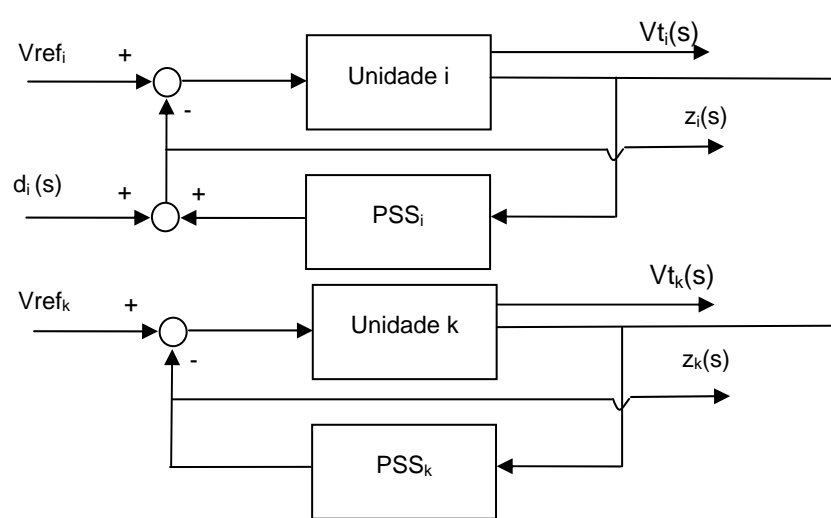


FIGURA 3 – Representação do ensaio na usina para levantamento do GEP

Assim como foi aplicado para avaliar o desempenho de um PSS, o método da função sintética e o método de agregação desenvolvidos para encontrar o modo local de uma usina podem ser aplicados para se obter a resposta em frequência da função GEP, sem a necessidade de desligar o PSS das unidades geradoras e para qualquer carregamento dos geradores (Figura 3). Considerando a entrada como a tensão de referência do regulador de tensão, V_{ref} , e a saída como a tensão terminal, V_t , a relação entre V_t e V_{ref} aproxima a função GEP [11-12]. O distúrbio é, então, aplicado no mesmo ponto de V_{ref} . O PSS é o estabilizador $K(s)$ e $z(s)$ é a soma do sinal de distúrbio com o sinal de saída do PSS. Como a função GEP é a função compensada pelo PSS, esta formulação considera que o ponto de conexão do PSS ao regulador de tensão se situa no mesmo ponto de V_{ref} . Caso o PSS se conecte em outro ponto, altera-se para esse outro ponto a entrada e onde o distúrbio é aplicado.

O método descrito neste artigo propõe obter o que aqui é chamado de GEP Agregado (AGEP) de uma usina com vários geradores iguais e operando nas mesmas condições de tensão e carregamento. Conforme demonstrado em [9], para uma usina com múltiplos geradores, o ensaio convencional de GEP tende para o modo intraplanta. Matematicamente, isso significa que $A(s) \approx A(s) - B(s)$. Assim, daqui por diante, o GEP será considerado como sendo idêntico a curva de fase do modo intraplanta, exceto nas vizinhanças do seu modo eletromecânico.

A identificação do AGEP requer o registro simultâneo de cinco grandezas de duas unidades geradoras: o sinal de distúrbio $d_i(s)$, as tensões terminais das duas unidades, $V_{ti}(s)$ e $V_{tk}(s)$, o sinal da soma do distúrbio com a saída do PSS da unidade sob ensaio, $z_i(s)$, e o sinal de saída do PSS da outra unidade $z_k(s)$. Como o método trabalha no domínio da frequência, o distúrbio injetado é uma tensão senoidal com intensidade suficiente para que seja percebida na unidade vizinha. Após o registro das respostas, varia-se a frequência do sinal injetado e repete-se o ensaio, de modo a levantar a resposta em frequência para a faixa de interesse. A Tabela 1 mostra como as medições são tratadas para obter as informações desejadas. Maiores detalhes sobre os desenvolvimentos analíticos necessários para a obtenção das funções de transferência apresentadas na Tabela 1 podem ser encontrados nas referências [2] e [5].

Tabela 1 – Formulação dos resultados do ensaio

Função de transferência	Gerador sob ensaio	Gerador vizinho
Canal de controle de tensão	$A(s) = \frac{V_{ti}(s)}{d_i(s)}$	$B(s) = \frac{V_{tk}(s)}{d_i(s)}$
Sintética	$A'(s) = \frac{z_i(s)}{d_i(s)}$	$B'(s) = \frac{z_k(s)}{d_i(s)}$
Canal de controle de tensão individual (intraplanta)	$A(s) - B(s)$	
Canal de controle de tensão agregado	$A(s) + (n - 1) \cdot B(s)$	
Sintética individual	$A'(s) - B'(s)$	
Sintética agregada	$A'(s) + (n - 1) \cdot B'(s)$	
GEP	$[A(s) - B(s)] / [A'(s) - B'(s)]$	
AGEP	$[A(s) + (n - 1) \cdot B(s)] / [A'(s) + (n - 1) \cdot B'(s)]$	

Em usinas que não possuem PSS, a variável $z_i(s)$ da unidade sob teste é o próprio sinal de distúrbio, já para a unidade vizinha, a variável $z_k(s)$ é nula. Nesses casos, então, $A'(s)$ é unitária e $B'(s)$ é nula e a função sintética individual será igual a função sintética agregada, que serão igual à unidade, pois não há interferência mútua entre as unidades através do estabilizador. Assim, quando não há PSS, o GEP é igual à função do laço de controle de tensão individual e o AGEP é igual à função do laço de controle de tensão agregada.

5.0 - RESULTADOS DA APLICAÇÃO NA USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU

Os dois ensaios descritos nas seções precedentes foram aplicados na Usina Hidrelétrica de Itaipu. Em setembro de 2008 foi realizado o ensaio de avaliação de desempenho do PSS das unidades geradoras do setor de 60Hz. Em setembro de 2010 foi realizado o ensaio de levantamento do GEP no setor de 50Hz. Os ensaios foram simulados com o programa Anatem para determinar as variações esperadas e permitir ajustar adequadamente os registradores. Os resultados do ensaio foram comparados com simulações realizadas com o programa PacDyn.

5.1 Desempenho do PSS de Itaipu 60Hz

O setor 60Hz de Itaipu possui 10 unidades geradoras de 700MW/18kV cada uma. Cada unidade possui seu próprio transformador elevador para 500kV, tensão em que as unidades são paraleladas. A transmissão em 500kV vai até a subestação de Foz do Iguaçu, onde há a conexão com o sistema de 765kV. O ensaio foi realizado com Itaipu 60Hz gerando 4.000MW, com oito unidades sincronizadas, e com o SIN na condição de carga leve.

O sinal de distúrbio teve sua frequência variada de 0,1Hz a 3Hz, a cada 0,1Hz, com amplitude que proporcionasse variação de aproximadamente 1% na tensão terminal da própria unidade geradora sob teste. Assim, a amplitude da onda injetada foi variada ao longo do ensaio. Uma vez adquiridos os três registros no domínio do tempo, é feito o tratamento de dados de forma a obter as informações sobre módulo e fase em cada frequência do sinal, entre o

distúrbio e as variáveis de saída das duas unidades, permitindo o levantamento das funções de transferência $P(s)$, da máquina sob ensaio, e $T(s)$, da máquina vizinha. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 4 a 7 e Tabelas 2 e 3, assim como os resultados de simulações com o PacDyn, considerando a usina de Itaipu conectada ao SIN e a uma barra infinita.

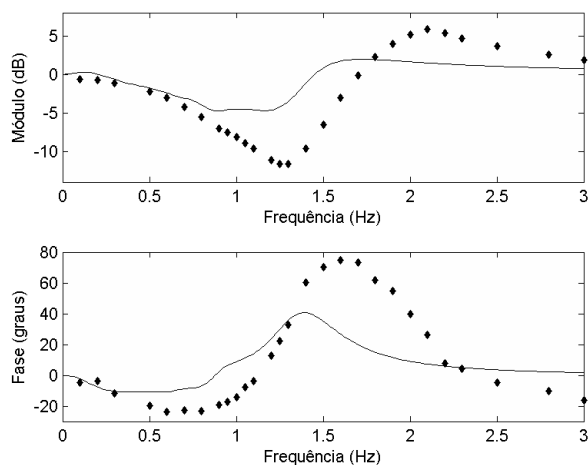


FIGURA 4 – Função sintética da unidade sob ensaio

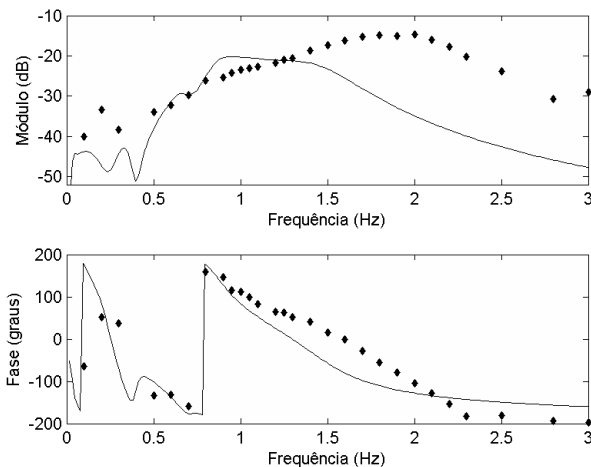


FIGURA 5 – Função sintética da unidade vizinha

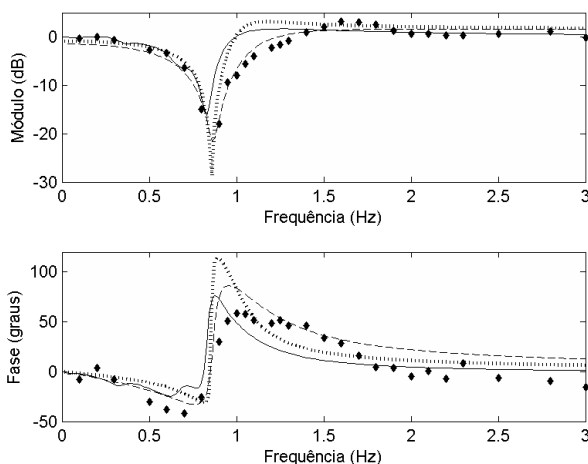


FIGURA 6 – Função sintética agrupada de Itaipu 60Hz

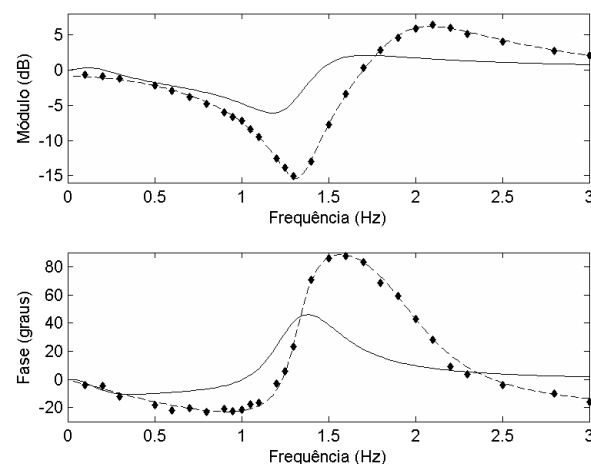


FIGURA 7 – Função sintética intraplanta de Itaipu 60Hz

Nessas figuras, os pontos pretos foram obtidos do ensaio e a linha preta contínua é a simulação de Itaipu 60Hz conectada ao SIN no PacDyn. A linha preta tracejada é a função obtida por regressão com uma função de transferência de segunda ordem a partir dos pontos do ensaio, enquanto que a pontilhada foi obtida da simulação do modelo Itaipu x barra infinita.

A partir do cálculo dos pólos e zeros da função sintética, são obtidos os modos de oscilação de interesse, apresentados na Tabela 2, comparando com a simulação de Itaipu 60Hz com barra infinita e com o SIN.

Tabela 2 – Modo de oscilação local de Itaipu 60Hz

Método de obtenção	Sem PSS		Com PSS	
	Frequência	Amortecimento	Frequência	Amortecimento
Itaipu 60Hz x Barra Infinita	0,86 Hz	0,6%	0,96 Hz	15,8%
Itaipu 60Hz x SIN	0,83 Hz	2,5 %	0,89 Hz	12,7 %
Ensaio	0,87 Hz	2,9 %	0,98 Hz	31,5 %

A Figura 6 e Tabela 2 mostram que o ensaio obteve resultados muito próximos da simulação com a representação completa do SIN, e que o uso do modelo máquina x barra infinita fornece resultados semelhantes, mas indicando uma frequência de oscilação mais alta com menor amortecimento. Assim, a aplicação do método da função sintéti-

ca permite obter, por ensaios de campo, informações sobre o sistema em malha aberta que antes só eram obtidas por simulação. Além disso, os resultados sugerem que o PSS de Itaipu 60Hz provê, com os ajustes atuais, amortecimento satisfatório para o modo local da usina.

Tabela 3 – Modo de oscilação intraplanta de Itaipu 60Hz

Método de obtenção	Sem PSS		Com PSS	
	Frequência	Amortecimento	Frequência	Amortecimento
Itaipu 60Hz x SIN	1,24 Hz	14,1 %	1,44 Hz	18,7 %
Ensaio	1,35 Hz	7,8 %	1,94 Hz	17,1 %

A Figura 7 e Tabela 3 corroboram os resultados anteriores, que o ensaio apresentou resultados muito próximos aos da simulação com a representação completa do SIN. Também mostram que o PSS de Itaipu 60Hz provê amortecimento satisfatório para o modo intraplanta.

5.2 GEP de Itaipu 50Hz

Assim como o setor 60Hz, o setor 50Hz de Itaipu possui 10 unidades geradoras de 700MW/18kV cada uma, com seu próprio transformador elevador para 500kV, tensão em que as unidades são paraleladas. A transmissão em 500kV vai até a subestação de Foz do Iguaçu, onde há a conexão com o sistema de transmissão em corrente contínua (Elo CC). Há a subestação Margem Direita entre Itaipu e Foz do Iguaçu, onde é feita a interligação com o sistema paraguaio através de transformadores 500/220kV e quatro linhas de 220kV.

No momento do ensaio, Itaipu 50Hz operava com seis unidades sincronizadas, gerando 3.100MW, alimentando um único bipolo do Elo CC, enquanto duas outras unidades estavam conectadas ao sistema elétrico paraguaio, que encontrava-se isolado do Elo CC e da parte da usina onde estava sendo feito o ensaio. Estas condições operativas foram extremamente favoráveis para o levantamento das características do GEP.

As unidades geradoras de Itaipu 50Hz operam com o PSS desligados desde seu primeiro sincronismo, assim, o distúrbio foi aplicado em V_{ref} e o GEP e o AGEP serão iguais as respectivas funções de transferência do laço de controle de tensão (excetuando vizinhanças do modo eletromecânico). O sinal de distúrbio teve sua frequência variada de 0,1Hz a 3Hz, a cada 0,1Hz, com amplitude que proporcionasse variação de aproximadamente 1% na tensão terminal da própria unidade geradora sob teste, assim, a amplitude da onda injetada foi variada ao longo do ensaio. Na faixa de 1,0Hz a 1,5Hz a frequência foi variada a cada 0,05Hz, porque as simulações pré-ensaios identificaram que o modo intraplanta se situa nessa faixa. É necessário um cuidado adicional durante o ensaio com as frequências próximas ao modo intraplanta, que podem proporcionar oscilações severas para o sistema hidráulico do regulador de velocidade.

Uma vez adquiridos os três registros no domínio do tempo, é feito o tratamento de dados de forma a obter as informações sobre módulo e fase em cada frequência do sinal, entre o distúrbio e as variáveis de saída da duas unidades, permitindo o levantamento das funções de transferência $A(s)$, da máquina sob ensaio, e $B(s)$, da máquina vizinha. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 8 a 11, assim como os resultados de simulações com o PacDyn.

Nessas figuras, os pontos foram obtidos do ensaio e a linha é a simulação de Itaipu 50Hz com o Elo CC no PacDyn. Percebe-se que a forma do gráfico simulado e do obtido via ensaio são muito semelhantes.

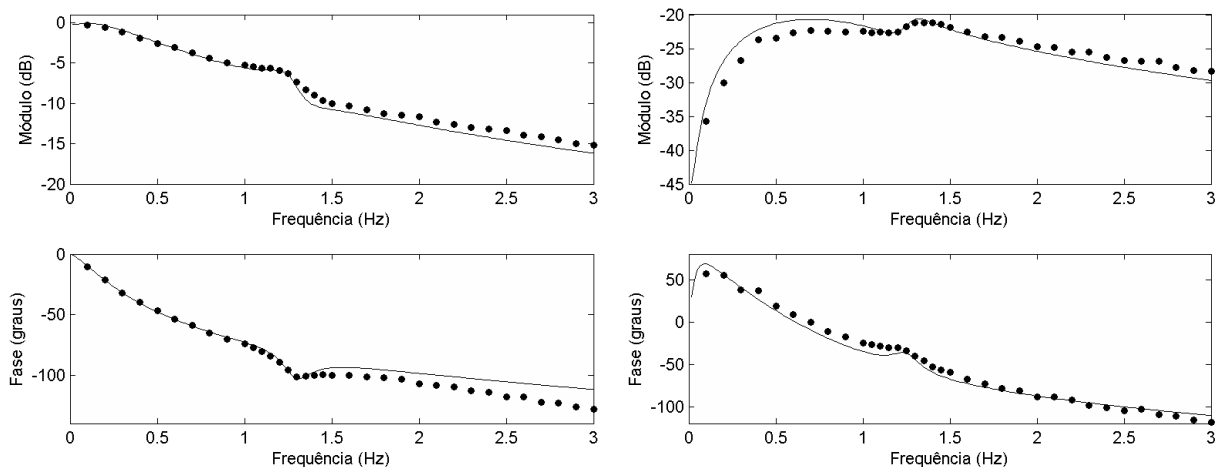


FIGURA 8 – Resposta em frequência da unidade sob ensaio

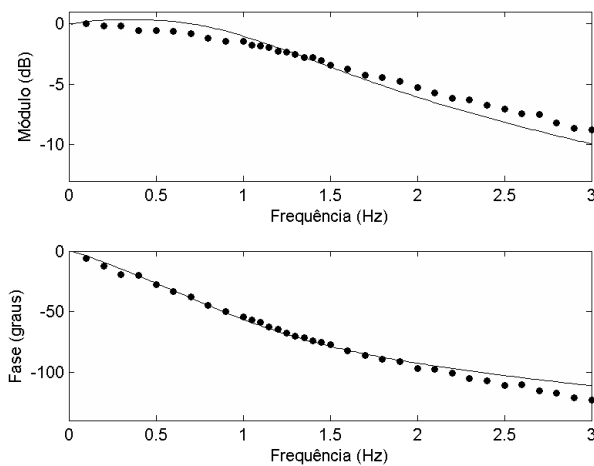


FIGURA 9 – Resposta em frequência da unidade vizinha

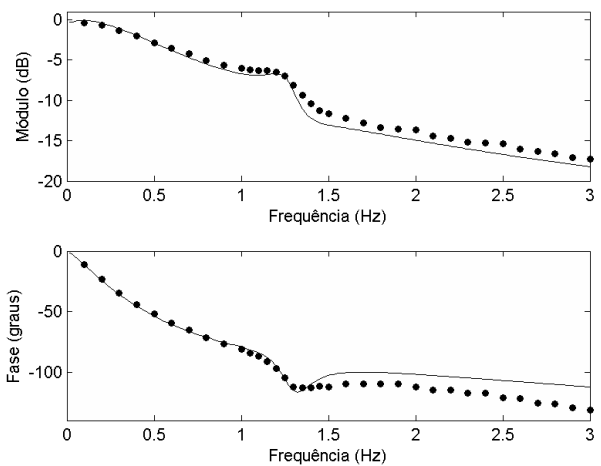


FIGURA 10 – AGEF de Itaipu 50Hz

FIGURA 11 – GEP (modo intraplanta) de Itaipu 50Hz

Observa-se que não há modo de oscilação eletromecânica para a usina e que o modo intraplanta localiza-se em torno de 1,3Hz. Assim, o método apresentado capturou com boa fidelidade o desempenho esperado para a usina e unidade. Esses resultados mostram ainda que o PSS das unidades geradoras de Itaipu 50Hz devem ser ajustados para o modo intraplanta, 1,3Hz, compensando a fase do GEP de aproximadamente -115° , caso se opte por ligá-los.

6.0 - CONCLUSÕES

O método da função sintética aplicado à análise de desempenho de PSS e ao levantamento do GEP de usinas com várias unidades geradoras se mostrou muito eficaz para aplicação em ensaios práticos, apresentando vantagens significativas em relação aos métodos utilizados até então: não impõem perturbações severas ao sistema interligado e não há necessidade de desligar o PSS para realização dos ensaios, diminuindo riscos de instabilidade e abreviando o tempo de ensaio. Além disso, o método provê a análise para todo o espectro de frequência de interesse, o que antes só seria possível através de simulações.

Os resultados dos ensaios realizados na Usina Hidrelétrica de Itaipu:

- reforçam a certeza da correção do banco de dados do SIN e dos programas digitais utilizados, face à grande semelhança que houve entre as simulações e os ensaios;
- o PSS de Itaipu 60Hz está com o ajuste eficiente para o modo gerador equivalente da usina contra o SIN;
- não há modo de oscilação para o setor de 50Hz de Itaipu conectado unicamente ao Elo CC, o modo de oscilação presente nesse sistema é o modo intraplanta.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, P., KLEIN, M., ROGERS, G. J. e ZYWNO, M. S. Application of power system stabilizer for enhancement of overall system stability. IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, no. 2, pp. 614–626, May 1989.
- [2] LARSEN, E. e SWANN, D. Applying power system stabilizers, Parts I, II, and III. IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, pp. 3017–3046, Jun. 1981.
- [3] KUNDUR, P., BERUBE, G. R., HAJAGOS, L. M. e BEAULIEU, R. E. Practical utility experience with and effective use of power system stabilizers. Proc. IEEE PES Meeting, Jul. 2003, vol. 3, pp. 1777–1785.
- [4] BERUBE, G. R., HAJAGOS, L. M. Integral of accelerating power type stabilizers. IEEE Tutorial Course – Power System Stabilization via Excitation Control (07TP185), ch. 4, 2007.
- [5] ROGERS, G. The application of power system stabilizers to a multigenerator plant. IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 1, pp. 350–355, Feb. 2000.

- [6] MARTINS, N., PELLANDA, P. C. e ROMMES, J. Computation of transfer function dominant zeros with applications to oscillation damping control of large power systems. IEEE Trans. PWRs, 22(4):1657–1664, November 2007.
- [7] BOSSA, T. H. S., MARTINS, N., PELLANDA, P. C. e DA SILVA, R. J. G. C. A field test to determine PSS effectiveness at multigenerator power plants. IEEE Trans. PWRs, Accepted for publication 2011.
- [8] IEEE Tutorial course on power system stabilization via excitation control, Publication IEEE PES No. 07TP185, 2007.
- [9] MARTINS, N., BOSSA, T. H. S., PELLANDA, P. C. e DA SILVA, R. J. G. C. Proposal of a new test in power plants for improved PSS tuning: preliminary simulations. 2010 IREP Symposium, august 1-6, Buzios-RJ, Brazil.
- [10] BOSSA, T. H. S. Metodologia baseada em testes de resposta em frequência para avaliação de estabilizadores de sistemas de potência. Instituto Militar de Engenharia. Dissertação de Mestrado. Janeiro de 2011. Rio de Janeiro-RJ.
- [11] DE MELLO, F. P. e CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-88, pp. 316–329, 1969.
- [12] LEE, D. Field testing techniques. IEEE Tutorial Course – Power System Stabilization via Excitation Control (81EHO 175-0 PWR), 1980, ch. 4.