Modelagem dos Parâmetros dos Estabilizadores de Sistema de Potência de uma Termelétrica a Ciclo Combinado

J. A. do Nascimento, J. C. T. Campos, E. L. da F. Daniel, F. M. F. de Souza, J. N da S. Júnior, UFC, M. Falcucci, CGTF e P. R. Maisonnave, ENDESA

***Resumo*- O artigo apresenta o projeto dos Estabilizadores de Sistemas de Potência aplicado aos geradores das turbinas a gás de uma usina termelétrica a ciclo combinado. O projeto foi desenvolvido utilizando o software MATLAB para o cálculo dos parâmetros dos estabilizadores. O cálculo foi obtido a partir do modelo linear simplificado máquina conectada a uma barra infinita. Foram realizadas simulações dos estabilizadores para aumentar o amortecimento das oscilações eletromecânicas dos geradores de uma usina termelétrica real a ciclo combinado. A validação do modelo se deu tanto por simulações de distúrbios, por exemplo degrau de carga considerando o sistema máquina barra infinita, quanto através da abertura de linhas de transmissão com a térmica conectada ao Sistema Interligado Nacional. Os parâmetros calculados foram comparados com os que estão implementados em campo e com os que são fornecidos pelo fabricante, com a finalidade de analisar a eficiência do método de projeto proposto.**

***Palavras-chave*— Plantas de Ciclo Combinado, Estabilidade Dinâmica, Estabilizador de Sistema de Potência, PSS.**

I. Introdução

Os elevados custos financeiros, ecológicos e sociais resultantes da construção de grandes hidrelétricas e longas linhas de transmissão têm estimulado a geração distribuída de energia elétrica, com usinas localizadas junto aos consumidores. Além desses fatores, há uma pressão governamental e pública para a diversificação da matriz energética nacional, atualmente centralizada na geração hidráulica.

Para os grandes centros urbanos, a alternativa mais eficiente é a Usina Termelétrica de Ciclo Combinado, que possui, associadas à mesma planta, turbinas a gás e a vapor gerando energia elétrica.

A termelétrica em estudo possui uma potência instalada de 310,7 MW, sendo composta por: (i) duas turbinas a gás, cada uma com potência nominal de 112,8 MW, (ii) uma turbina a vapor, com potência nominal de 113,1 MW, (iii) duas caldeiras de recuperação de calor, (iv) dois conjuntos-geradores de 133,8 MVA e (v) um conjunto gerador com potência nominal de 147 MVA.

O processo de geração de energia elétrica em uma Usina Termelétrica de Ciclo Combinado inicia-se com o ar atmosférico sendo sugado pelos compressores das turbinas de combustão. O ar é comprimido, misturado com o gás natural, e em seguida esta mistura é queimada. Este processo origina gases a altas temperaturas e pressões que são enviados para a turbina responsável por converter a energia térmica em mecânica. O gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina converte a energia mecânica em elétrica. O processo, até esta etapa, caracteriza-se como geração de energia por ciclo simples.

Após a expansão, os gases são enviados para as caldeiras de recuperação, onde se aproveitará o calor dos gases quentes provenientes das turbinas a gás para gerar o vapor que movimentará a turbina a vapor. Ao sair da turbina, o vapor é condensado e retorna para as caldeiras de recuperação, fechando o ciclo. Esta turbina converte a energia armazenada no vapor em alta pressão e a alta temperatura em energia de rotação, que é transformada em energia elétrica pelo gerador. A Figura 1 ilustra o processo de produção de energia elétrica da termelétrica em estudo.

Usinas termelétricas que utilizam o gás natural como combustível apresentam ainda vantagens de caráter ambiental quando comparadas com as equivalentes a carvão ou óleo mineral. O gás natural é, em princípio, isento de enxofre e de cinzas, o que torna dispensáveis as custosas instalações de desufurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas térmicas a carvão e a óleo. Além disso, a contribuição para o aquecimento global por kW gerado é menor devido à melhor eficiência térmica [1].

As usinas termelétricas se beneficiam da tecnologia do ciclo combinado para melhor aproveitar o gás natural e conseqüentemente aumentar seu rendimento. Tratando-se de uma tecnologia relativamente recente, há ainda oportunidades abertas para o desenvolvimento de técnicas que promovam aumento na eficiência térmica e no rendimento dos equipamentos envolvidos, tornando ainda mais atrativa a instalação deste tipo de empreendimento. Dentre as pesqui-

Este trabalho conta com o apoio financeiro da Central Geradora Termelétrica Fortaleza – CGTF, empresa do grupo ENDESA, via programa P&D da ANEEL referente ao ciclo 2004/2005.

J. A. do Nascimento é professor do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (e-mail: almeida@dee.ufc.br).

J. C. T. Campos é professor do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (e-mail: teles@ufc.br).

E. L. da F. Daniel é aluno do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (e-mail: edwardlennon1981@yahoo.com.br).

F. M. F. de Souza é aluna do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (e-mail: francismarry@yahoo.com.br).

J. N da S. Júnior, UFC é aluno do curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (e-mail: nilorjunior@yahoo.com.br).

M. Falcucci trabalha na Central Geradora Termelétrica Fortaleza (e-mail: mfalcucci@endesabr.com.br).

P. R. Maisonnave é gerente do Programa de P&D da ENDESA Geração Brasil (e-mail: pmaisonnave@endesabr.com.br).

sas em desenvolvimento, destacam-se as técnicas de ajuste e projeto de controladores para o sistema de excitação dos geradores síncronos.

Neste trabalho, apresenta-se o desenvolvimento de modelos matemáticos e computacionais dos sistemas de controle dos geradores síncronos, levando em consideração as características específicas deste tipo de equipamento e sua utilização em campo. Através dos modelos levantados, foi desenvolvido um projeto para o estabilizador de potência considerando os parâmetros de uma usina termelétrica real. São apresentados ainda resultados de simulações de distúrbios no sistema elétrico para validação dos controladores projetados, comparando a atuação do controlador atualmente em operação na planta em estudo com o projetado pela metodologia proposta.

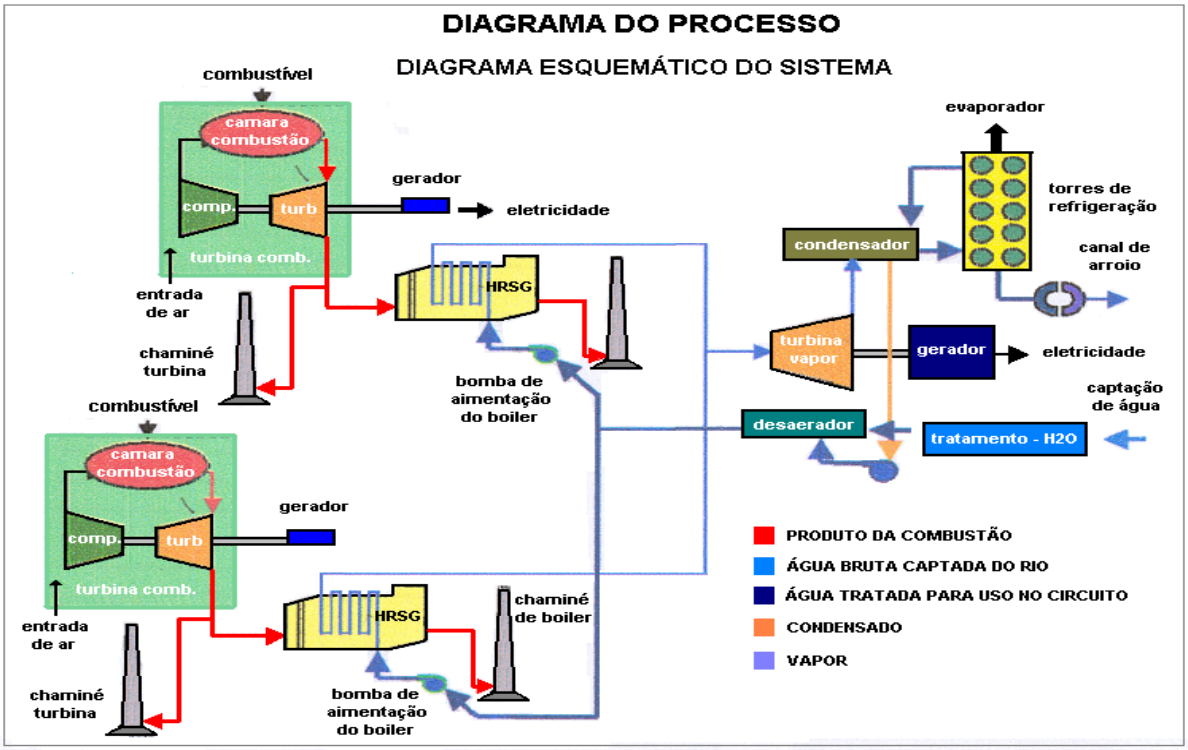

Figura 1. Representação esquemática da termelétrica em estudo.

II. ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A demanda por geração de energia situada próxima ao local de consumo vem crescendo impulsionada, sobretudo, pela pressão governamental e pública para a diversificação da matriz energética. A Geração Distribuída visa não somente a descentralização da geração como também a maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Portanto, as usinas termelétricas a ciclo combinado passaram a ganhar maior força no País, devido principalmente à evolução tecnológica e ao crescimento da malha de gasodutos.

A estabilidade de sistemas de potência se refere à capacidade que os sistemas possuem de se manter em equilíbrio sob condições normais de operação, ou de atingir um estado de equilíbrio após ser submetido a algum distúrbio. Um sistema de potência é totalmente dependente das máquinas síncronas para a geração de potência elétrica e uma condição necessária para a operação satisfatória do mesmo é que todas as máquinas permaneçam em sincronismo. Este aspecto da estabilidade é regido pela dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos e tem sido referido na literatura como estabilidade de ângulo [2],[3].

Uma variação suave no carregamento do sistema, considerada como uma pequena perturbação, pode gerar oscilações eletromecânicas decorrentes de desequilíbrios do torque nos geradores síncronos [4].

O uso dos reguladores de tensão proporciona o aumento dos torques sincronizantes dos geradores, entretanto reduzem o amortecimento líquido do sistema, causando a instabilidade dinâmica. Torna-se necessário, portanto, implementar medidas corretivas através da introdução de sinais adicionais aos reguladores de tensão de modo a produzir um torque positivo em fase com a velocidade da máquina, restituindo o amortecimento perdido [5], [6]. Para tanto, os Estabilizadores de Sistemas de Potência, ou *Power Systems Stabilizers* (PSS), têm sido amplamente empregados.

III. MODELAGEM DA MÁQUINA SÍNCRONA E SEUS CONTROLADORES

A Figura 2 representa o conjunto turbina, gerador e seus controladores. A tensão gerada é controlada regulando a excitação do campo. À medida que a magnitude do campo de excitação aumenta, a tensão gerada e a potência reativa de saída aumentam. O Regulador Automático de Tensão (RT) de um gerador síncrono é o responsável pelo controle da tensão terminal e pelo controle da energia reativa gerada. O RT verifica a diferença entre a tensão de saída da máqui-

na e uma tensão de referência. O erro de tensão é então compensado através do controle da excitatriz.

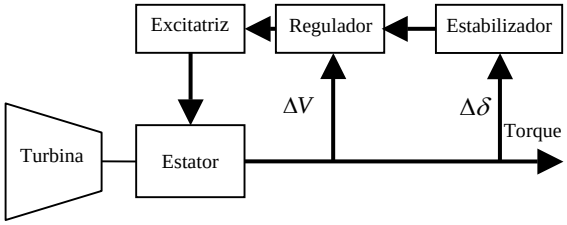

Figura 2. Representação da Máquina em Diagrama de Blocos.

A utilização de sistemas de excitação rápidos pode tornar insatisfatório o grau de amortecimento das máquinas após a ocorrência de uma perturbação [7]. Em regime permanente, quando o desvio da velocidade é zero ou aproximadamente zero, o regulador de tensão depende apenas do erro da tensão. Em regime transitório, porém, a velocidade do gerador não é constante e o ângulo do rotor varia, causando oscilações no movimento do rotor. A finalidade do PSS é utilizar a excitação do gerador para regular as oscilações de potência e, conseqüentemente, aumentar sua estabilidade. O PSS opera através do regulador de tensão, influenciando seu ponto de ajuste.

O modelo de 3ª ordem do sistema máquina conectada a uma barra infinita através de uma impedância equivalente é apresentado na Figura 3, enquanto as constantes do modelo linearizado para um ponto de operação são representadas pelas equações (1) a (6). Nesta figura, está incluso o regulador de tensão, explicitado por um ganho K_e e uma constante de tempo T_e.

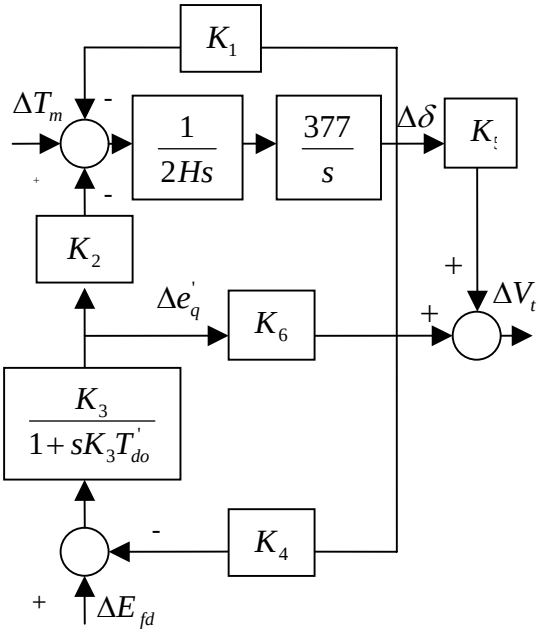

Figura 3. Diagrama de blocos do sistema máquina barra infinita.

O presente modelo é referenciado na literatura por [8]. As constantes são apresentadas como seguem:

- K_1: variação do torque elétrico para uma variação no ângulo do rotor, com fluxo concatenado constante no eixo direto:

$$K_1 = \frac{\Delta T_e}{\Delta \delta}\Big|_{e_q^{'}=cte}$$
$$= K_I V_\infty \{V_{x0}[R_e sen\delta_0 + (x_d^{'} + x_e)\cos\gamma] + I_{q0}(x_q - x_d^{'})[(x_q + x_e)sen\gamma - R_e\cos\gamma]\} \quad (1)$$

- K_2: variação do torque elétrico para uma variação do fluxo concatenado no eixo direto, com ângulo do rotor constante:

$$K_2 = \frac{\Delta T_e}{\Delta e_q^{'}}\Big|_{\delta=cte}$$
$$= K_i\{R_e V_{x0} + I_{q0}[R_e^2 + (x_q + x_e)^2]\} \quad (2)$$

- K_3: fator de impedância:

$$K_3 = \frac{1}{[1 + K_i(x_d - x_d^{'})(x_q + x_e)]} \quad (3)$$

- K_4: efeito desmagnetizador de uma variação do ângulo do rotor, com tensão de campo constante:

$$K_4 = \frac{1}{K_3}\frac{\Delta e_q^{'}}{\Delta \delta}\Big|_{E_{fd}=cte}$$
$$= V_\infty K_i(x_d + x_d^{'})[(x_q + x_e)sen\gamma - R_e\cos\gamma]\} \quad (4)$$

- K_5: variação da tensão terminal para uma variação do ângulo do rotor, com fluxo concatenado constante no eixo direto:

$$K_5 = \frac{\Delta V_t}{\Delta \delta}\Big|_{e_q^{'}=cte}$$
$$= \left(\frac{V_\infty K_i}{V_{t0}}\right)\{x_d^{'} V_{q0}[R_e\cos\gamma - (x_q + x_e)sen\gamma]\}\ldots$$
$$\ldots - (x_d^{'} - x_e)\cos\gamma + R_e sen\gamma \quad (5)$$

- K_6: variação da tensão nominal com a variação de e'_q para um ângulo do rotor constante.

$$K_6 = \frac{\Delta V_t}{\Delta e_q^{'}}\Big|_{\delta=cte}$$
$$= \left(\frac{V_{q0}}{V_{t0}}\right)[1 - K_i x_d^{'}(x_q + x_e)] - K_i x_q R_e\left(\frac{V_{d0}}{V_{t0}}\right) \quad (6)$$

Sendo:

$$K_i = \frac{1}{[R_e^2 + (x_q + x_e)(x_d^{'} + x_e]} \quad (7)$$

V_∞ = tensão na barra infinita.

V_{x0} = tensão que define a posição do eixo e que fornece o valor inicial do ângulo de torque.

δ_0 = ângulo de torque inicial.

x_d = reatância no eixo direto.

$x_d^{'}$ = reatância transitória no eixo direto.

x_q = reatância no eixo de quadratura.

$x_q^{'}$ = reatância transitória no eixo de quadratura.

x_e = reatância equivalente do sistema máquina barra infinita.

γ = diferença entre o ângulo da admitância série equivalente e o ângulo de torque.

I_{q0} = componente da corrente no eixo de quadratura.

V_{q0} = componente da tensão terminal do gerador no eixo de quadratura na referência da máquina.

V_{d0} = componente da tensão terminal do gerador no eixo direto na referência da máquina.

V_{t0} = tensão terminal do gerador em regime permanente (valor absoluto).

IV. PROJETO DO PSS

O PSS é um elemento que fornece uma entrada adicional ao regulador de tensão. Ele é projetado para compensar os atrasos que ocorrem na malha do controle de tensão, cuja finalidade é melhorar o desempenho dinâmico dos sistemas de potência. A compensação de fase é realizada pelo uso de funções avanço-atraso, que fornecem avanço de fase sobre a escala de freqüência de interesse [9], [10]. O PSS está representado por diagramas de blocos na Figura 4. Os blocos representam: (i) o ganho K do estabilizador, (ii) washout, ou filtro de baixa freqüência de corte, e (iii) compensador avanço-atraso de fase, com dois circuitos compensadores.

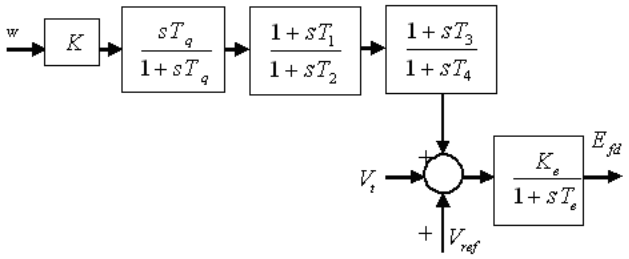

Figura 4. Modelo do estabilizador de tensão de característica adiantada em série com o sinal de velocidade.

O sistema foi modelado através de três barras geradoras, representando dois geradores das turbinas a gás (TG1 e TG2) e um gerador da turbina a vapor (TV), e a barra infinita como referência. A simulação para obtenção do fluxo de carga foi feita no software ANAREDE/CEPEL (Análise de Redes) considerando a operação dos geradores sob condições nominais [11].

A partir do resultado do fluxo de carga, foi desenvolvida uma metodologia de projeto para os estabilizadores da usina em estudo, utilizando o software MATLAB. A Figura 5 apresenta a tela de entrada de dados obtidos a partir do fluxo de carga, considerando o projeto do PSS para o gerador TG1, enquanto a Figura 6 mostra a entrada dos dados paramétricos do gerador, referenciados à base da máquina [12].

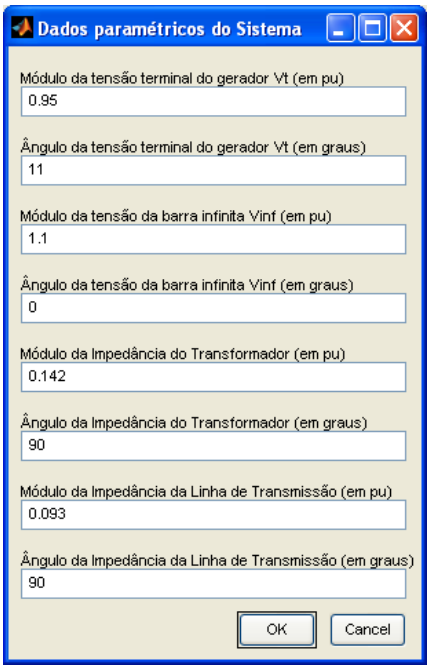

Figura 5. Entrada de dados para TG1 obtidos a partir do Fluxo de Carga.

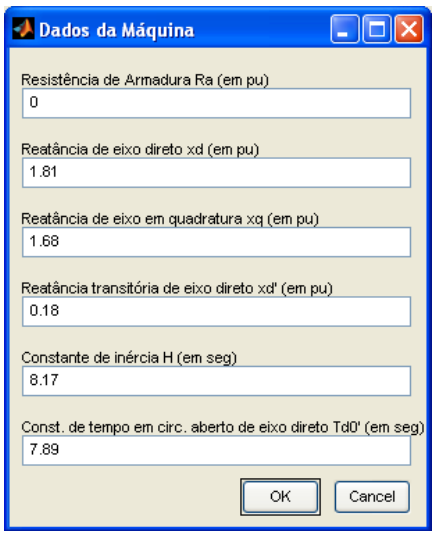

Figura 6. Entrada de dados do Gerador Síncrono TG1.

A metodologia desenvolvida para o projeto é baseada na estimação do ângulo de atraso proporcionado pelo conjunto Gerador Síncrono, Excitatriz e Sistema Elétrico (GEP). O atraso de fase é determinado a partir da freqüência dominante de oscilação da Potência Elétrica gerada, mantendo o PSS desabilitado.

A freqüência de oscilação do sistema foi determinada através do software ANATEM/CEPEL (Análise de Transitórios Eletromecânicos), aplicando-se um degrau de tensão de 2% no gerador TG1 com o PSS desabilitado. A partir do gráfico da potência elétrica gerada, mostrado na Figura 7, foi calculada a freqüência dominante do sistema através da equação (8).

$$f_{osc} = \frac{1}{8{,}89 - 8{,}15} = 1{,}35\,Hz \qquad (8)$$

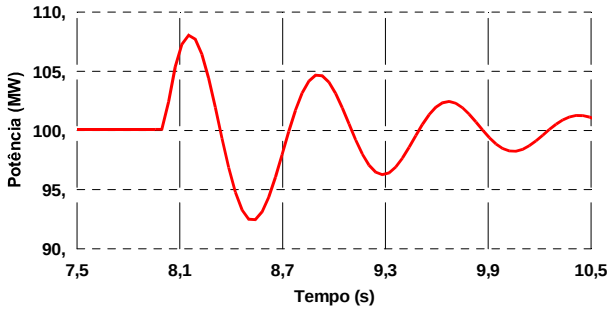

Figura 7. Potência Elétrica – Gerador TG1.

Para determinar o atraso de fase proporcionado pelo sistema de excitação, aproxima-se seu comportamento por uma Função de Transferência (FT) de 1ª ordem com o ganho do regulador de tensão e a constante de tempo da ponte retificadora responsável por fornecer tensão contínua ao campo da máquina. A Figura 8 apresenta a tela de entrada de dados para estimar a FT do sistema de excitação.

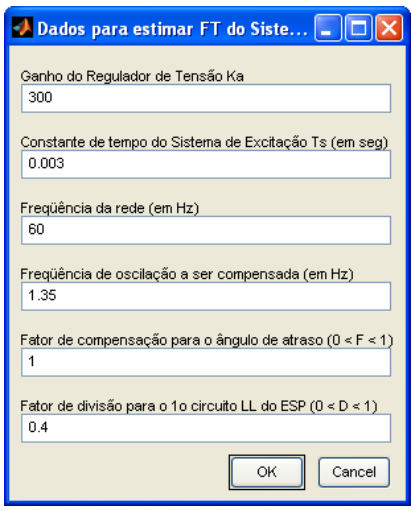

Figura 8. Entrada de dados para estimar o sistema de excitação.

Dois fatores, apresentados na Figura 8, merecem destaque para o projeto do PSS. Suas funções são descritas a seguir:

- **Fator de Compensação (FC):** O fator de compensação determina, portanto, a fração do ângulo total de atraso que será compensado pelo projeto. Na Figura 8, deseja-se compensar 100% do atraso de fase calculado na freqüência de oscilação.
- **Fator de Divisão (FD):** O PSS em estudo apresenta dois circuitos compensadores em cascata, conforme destaca a Figura 4. O fator de divisão indica a fração do ângulo a ser compensado pelo 1º circuito do PSS. Na Figura 8, deseja-se compensar 40% do ângulo total pelo 1º circuito de avanço de fase (constantes de tempo T_1 e T_2) e 60% pelo 2º circuito (constantes de tempo T_3 e T_4).

Através da equação (9) pode-se determinar o ângulo de atraso total do conjunto Gerador Síncrono, Excitatriz e Sistema Elétrico (GEP). Fazendo, então, $s = j(2\pi f_{osc})$ e utilizando os dados fornecidos pelas Figuras 5, 6 e 8, obtém-se o resultado indicado na Tabela I.

$$\frac{K_2 K_A / T'_{d0} T_A}{s^2 + [(T_A + K_3 T'_{d0}) / K_3 T'_{d0} T_A] s + (K_6 K_A / T'_{d0} T_A)} \qquad (9)$$

TABELA I
CÁLCULO DO ÂNGULO DE ATRASO DO CONJUNTO GERADOR, EXCITATRIZ E SISTEMA ELÉTRICO NA FREQÜÊNCIA DE OSCILAÇÃO MEDIDA

Freqüência de oscilação	1,35 Hz
Atraso do conjunto GEP	89,31º
Ângulo total para compensação (FC = 100%)	89,31º
Ângulo a ser compensado pelo circuito 1 do PSS	35,72º
Ângulo a ser compensado pelo circuito 2 do PSS	53,59º

O projeto do PSS baseia-se na determinação das constantes T_1, T_2, T_3 e T_4 de forma que o compensador proporcione um avanço de fase ao sinal de velocidade que reduza o atraso provocado pelo conjunto GEP. Através das equações (10) e (11) pode-se determinar as constantes de tempo do 1º circuito de avanço de fase [13]. As constantes de tempo para o 2º circuito compensador são determinadas de forma análoga.

$$T_1 = aT_2 \qquad T_2 = \frac{1}{\omega_{osc}\sqrt{a}} \qquad (10)$$

$$a = \frac{1 + sen\,\theta}{1 - sen\,\theta} \qquad (11)$$

A constante de tempo do circuito *washout* é determinada de forma a garantir que o regulador de tensão não seja afetado para erros prolongados de baixa freqüência na velocidade [5]. Para o PSS em estudo, deseja-se eliminar ruídos de freqüência 12 vezes menor do que a freqüência de oscilação. A equação (12) ilustra o cálculo da constante de tempo do filtro *washout*.

$$T_q = \frac{1}{\frac{2\pi f_{osc}}{12}} \approx 1{,}5s \qquad (12)$$

O ganho do PSS é, geralmente, ajustado em campo e contribui para diminuir o esforço do controlador [5]. Através de simulações digitais do projeto desenvolvido para a usina em estudo, verificou-se que um ganho igual a 10 proporciona resultados satisfatórios.

A Tabela II compara os parâmetros projetados para o PSS em estudo com os ajustes fornecidos pelo fabricante e utilizados em campo.

TABELA II
PARÂMETROS DO PSS

	Fabricante	Campo	Projetado
K	13,28	10,00	10,00
T_1	0,12	0,12	0,23
T_2	0,04	0,04	0,06
T_3	0,12	0,20	0,36
T_4	0,04	0,04	0,04
T_q	2,00	2,00	1,50

TABELA III
PARÂMETROS DO PSS APÓS REFINAMENTO

	Fabricante	Campo	Projetado
K	13,28	10,00	18,00
T_1	0,12	0,12	0,20
T_2	0,04	0,04	0,07
T_3	0,12	0,20	0,26
T_4	0,04	0,04	0,05
T_q	2,00	2,00	1,50

V. REFINAMENTO DO PROJETO DO PSS

O projeto do PSS desenvolvido na seção anterior foi baseado na estimação ângulo de atraso proporcionado pela malha Gerador, Excitatriz e Sistema Elétrico na freqüência de oscilação calculada pela equação (8). O controlador projetado compensou a totalidade do ângulo de atraso através de dois circuitos de avanço de fase em cascata.

Idealmente, porém, a característica de fase do PSS deve compensar o atraso da malha GEP para todas as freqüências. Como tal requisito é impraticável, recomenda-se que o atraso de fase total do sistema compensado pelo PSS, na freqüência de oscilação, deve ser menor do que 45º e, preferencialmente, em torno de 20º [14],[15].

O atendimento a tal critério proporciona um comportamento satisfatório para o sistema quando se consideram as freqüências locais de oscilação. A Figura 9 apresenta a simulação do sistema máquina barra infinita para um degrau de tensão de 2% no gerador TG1, comparando o comportamento do PSS ajustado conforme o projeto original (Tabela II) e com os parâmetros obtidos após o refinamento.

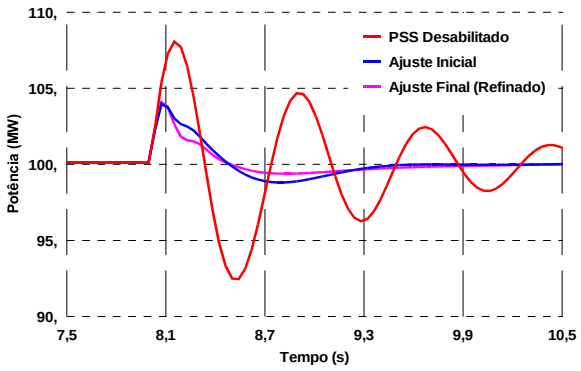

Figura 9. Potência Elétrica do Gerador TG1 para PSS desabilitado e ajustado conforme projeto inicial e refinado.

Nota-se que ao se utilizar os parâmetros refinados para o PSS, a oscilação de potência é amortecida mais rapidamente quando comparada com os ajustes iniciais, tornando válido o processo de refinamento do projeto. A Tabela III apresenta os parâmetros finais do PSS, onde o ganho e a constante de tempo T_q foram determinados de forma semelhante ao procedimento da seção anterior.

VI. RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES GERAIS

A eficiência do estabilizador projetado através da metodologia proposta foi validada utilizando-se o software ANATEM. A fim de analisar o comportamento dinâmico do sistema, o ajuste proposto para o PSS foi comparado com o que está implementado em campo e com o ajuste fornecido pelo fabricante do equipamento em operação na usina.

Foram utilizados os seguintes ambientes de simulação para validação do projeto: (i) considerando o sistema simplificado máquina barra infinita, foi simulada uma variação no carregamento do sistema e um curto circuito na barra da turbina a gás, a fim de analisar a eficácia do projeto no amortecimento de pequenas oscilações, e (ii) considerando o Sistema Interligado Nacional, foram realizadas aberturas de linhas de transmissão e saídas de grandes blocos geradores de energia, simulando possíveis condições de contingência do sistema elétrico brasileiro.

Para a primeira análise, foi aplicado um degrau de tensão de 2% na referência do regulador de tensão do gerador TG1. O degrau de tensão é utilizado para simular variações de carga do sistema elétrico, tendo em vista que a retirada de blocos de consumidores para fins de simulação é impraticável. A análise foi realizada considerando a operação do gerador TG1 com o PSS desabilitado, com o ajuste fornecido pelo fabricante, com o PSS atualmente em operação na usina e com os parâmetros obtidos pelo projeto.

A Figura 10 apresenta o resultado da simulação. Pode ser observado que para variações suaves no carregamento do sistema, a potência elétrica gerada por TG1 apresenta fortes oscilações quando opera com o PSS desabilitado, podendo levar o sistema à instabilidade dinâmica. Entretanto, com o PSS ajustado conforme o projeto desenvolvido, tanto a amplitude da primeira oscilação quanto o tempo de amortecimento da curva de potência são reduzidos, comprovando a eficiência do método proposto.

Comparando-se ainda os parâmetros fornecidos pelo fabricante e o ajuste atual do PSS em operação na usina, verifica-se que o projeto desenvolvido apresenta melhor eficiência no amortecimento das oscilações, tendo em vista a redução na amplitude e o menor tempo de amortecimento da curva de potência elétrica gerada por TG1.

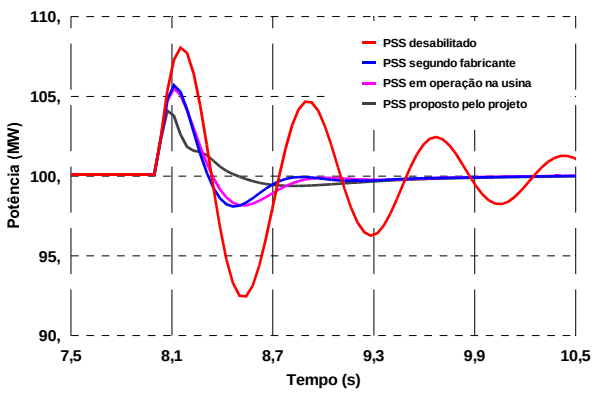

Figura 10. Curva de potência elétrica gerada por TG1 para um degrau de tensão de 2%.

Um curto circuito de 200ms foi aplicado na barra 2 a fim de se verificar a estabilidade do sistema e a eficiência do controle projetado. Pode ser verificado pela Figura 11, que o sistema sem o PSS poderá tornar-se instável. Também é possível verificar que o PSS projetado possibilita maior amortecimento das oscilações em comparação com o que é fornecido pelo fabricante e o que está aplicado na usina, validando o projeto desenvolvido.

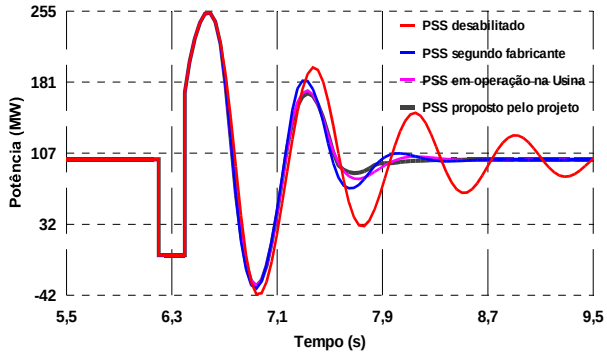

Figura 11. Curva de potência elétrica gerada por TG1 para um curto circuito com duração de 0,2s.

A fim de analisar a eficiência do projeto sob condições reais de operação, a usina em estudo foi simulada considerando o Sistema Interligado Nacional e as seguintes situações de contingência: (i) abertura da linha Milagres – Quixadá (500kV), (ii) redução de 25% da capacidade de geração da usina Paulo Afonso IV e (iii) saída de um circuito de 500kV da linha Teresina II – Sobral III. A Figura 12 apresenta parte do sistema elétrico brasileiro onde podem ser vistas as linhas e usinas utilizadas para simulação das condições de contingência.

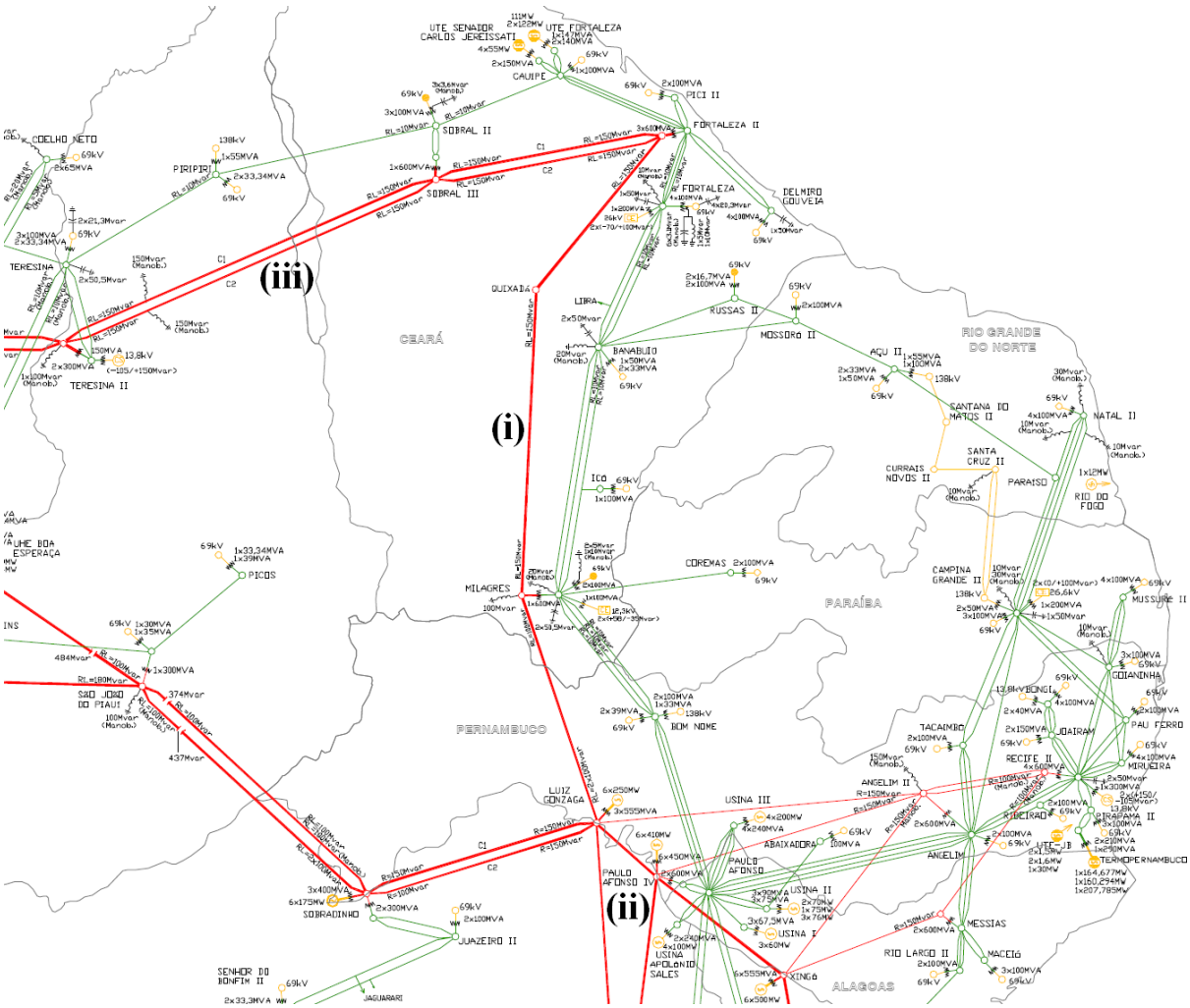

Figura 12. Sistema Interligado Nacional com indicações das contingências (i), (ii) e (iii) utilizadas para a validação PSS projetado.

As Figuras 13, 14 e 15 apresentam o comportamento da potência elétrica gerada por TG1 quando o sistema é submetido à saída da linha de 500kV Milagres – Quixadá, saída de um circuito de 500kV da linha Teresina II – Sobral III e rejeição de carga de 325MW de Paulo Afonso IV, respectivamente. Conforme observado pelas figuras, o ajuste proposto para o PSS da usina em estudo mostra-se eficiente no amortecimento das oscilações, apresentando menor amplitude e tempo de acomodação reduzido. Destaca-se ainda que o projeto apresentou melhores resultados quando comparado com os ajustes em operação na usina [16], [17], [18], [19] ,[20].

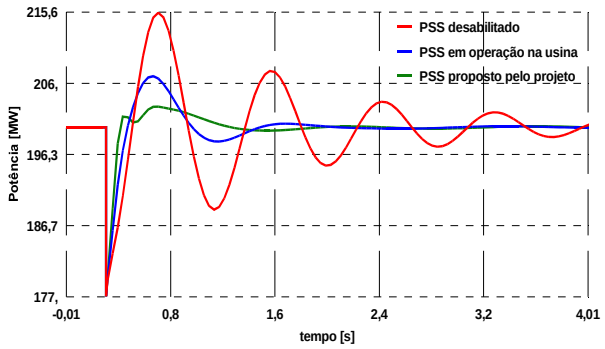

Figura 13. Potência elétrica gerada por TG1 quando o sistema é submetido à saída da linha Milagres-Quixadá (500kV).

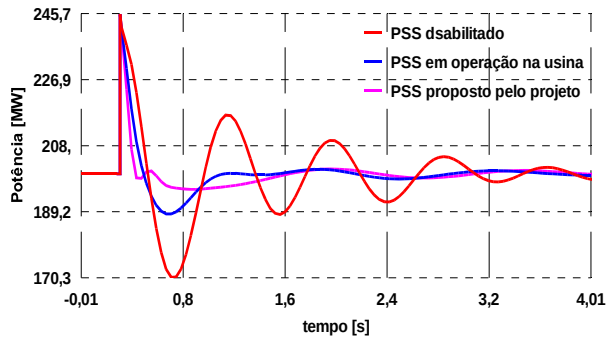

Figura 14. Potência elétrica gerada por TG1 quando o sistema é submetido à saída de um circuito de 500kV da Teresina II – Sobral III.

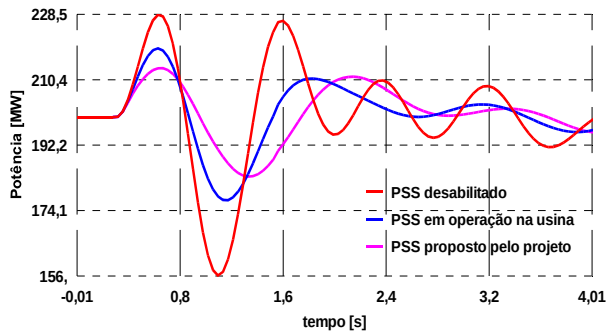

Figura 15. Potência elétrica gerada por TG1 quando o sistema é submetido à redução de carga de 325 MW da usina Paulo Afonso IV.

Os resultados apresentados nas simulações anteriores atestam a eficiência do projeto desenvolvido para o ajuste de estabilizadores de sistemas de potência de usinas termelétricas operando a ciclo combinado de gás e vapor.

A utilização dos parâmetros propostos pelo projeto na usina em estudo torna-se, portanto, viável, tendo em vista o amortecimento das curvas de potência elétrica gerada sob diferentes condições de contingência.

VII. CONCLUSÃO

De acordo com os resultados, foi verificada a eficiência do controlador através de simulação digital. As formas de onda com o PSS desabilitado demonstraram uma resposta pouco amortecida do ângulo de torque das máquinas, o que poderia tornar o sistema instável. Constatou-se ainda que o PSS ajustado possibilitou a redução da amplitude da primeira oscilação, além de melhorar o amortecimento da curva de potência.

Pelas simulações apresentadas, observou-se que os parâmetros obtidos para o PSS através do projeto desenvolvido são mais eficazes no amortecimento das oscilações do que os apresentados pelos fabricantes e os que estão implementados em campo.

O modelo projetado foi validado utilizando simulações do sistema real, com a térmica inserida no Sistema Interligado Nacional. Logo, foram ratificados os melhores parâmetros para o PSS projetado em detrimento dos adotados em campo.

Portanto, através da modelagem computacional, consegue-se simular sistemas reais e obter parâmetros capazes de serem inseridos em condições normais para o melhor controle dos geradores em usinas termelétricas a ciclo combinado.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] GasNet (2007). *Termelétrica a Ciclo Combinado*. Disponível em: <www.gasnet.com.br>

[2] P. W. Sauer and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Upple Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, 1998.

[3] O. M. Awed-Badeed, “Damping of Electromechanic Modes Using Power System Stabilizers (PSS) Case: Electrical Yemeni Network", *Journal of Electrical Engineering*, vol. 57, n° 5, pp. 291-295, 2006.

[4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 2ª ed., vol. 3, Ed. New York: McGrawHill, 1994.

[5] W. S. Mota, *Simulação de Transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência*, vol. I. Campina Grande: EPGRAF, 2006.

[6] F. M. F. Souza, E. L. F. Daniel, J. A. Nascimento, J. N. R. Silva Júnior, J. C. T. Campos, M. Falcucci, “Modelagem de Reguladores de Tensão e Estabilizadores de Sistemas de Potência de Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado”, Anais do IX Encontro de Modelagem Computacional, Belo Horizonte, 2006.

[7] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, vol. I. New York: IEEE, 1994.

[8] F. P. De Mello, and C. Concordia, "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS – 88, pp. 316-329, 1969.

[9] F. M. F. Souza, E. L. F. Daniel, J. A. Nascimento, J. N. R. Silva Júnior, J. C. T. Campos, M. Falcucci, “Modelagem de Estabilizadores de Sistemas de Potência de Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado”, Anais do V Seminário Nacional de Controle e Automação, Salvador, 2007.

[10] Silva Júnior, J. N. R., E. L. F. Daniel, F. M. F. Souza, J. A. Nascimento, J. C. T. Campos, M. Falcucci, “Projeto de Estabilizadores de Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado”, Anais do II Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, Vitória, 2007.

[11] D. K. Chaturvedi, O. P Malik, P. K. Kalra, “Performance of a Generalized Neuron-Based PSS in a Multimachine Power System”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 3, September, 2004.

[12] E. L. F. Daniel, F. M. F. Souza, J. A. Nascimento, J. N. R. Silva Júnior, J. C. T. Campos, M. Falcucci "Modelagem de Parâmetros para Estabilizadores de Sistema de Potência (ESP) de Usinas Térmicas de Ciclo Combinado utilizando-se Redes Neurais MLP e RBF", Anais do V Seminário Nacional de Controle e Automação, Salvador, 2007.

[13] K. Ogata, Modern Control Engineering, vol. I. New Jersey: Prentice Hall, 1990.

[14] M. A. Pai, D. P. Sen Gupta and K. R. Padiyar, *Small Signal Analysis of Power Systems*, Índia: Norosa Publishing House, 2004.

[15] E.V. Larsen and D.A. Swann, "Applying Power System Stabilizers", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-100, n.6, June 1981.

[16] J. A Nascimento, "Análise da Operação dos Reguladores de Velocidade, de Tensão e Estabilizadores de Potência de Usinas Termelétricas de Ciclo Combinado Interligadas em Sistema com Geração Predominantemente Hidráulica", Relatório Técnico de P & D apresentado a CGFF/ENDESA, Fortaleza, 2006.

[17] E. L. F. Daniel, A. P. S. Braga, F. M. F. Souza, J. A. Nascimento, J. C. T. Campos, J. N. R. Silva Júnior, M. Falcucci, "Estabilizadores de Sistema de Potência ajustado por Redes Neurais", Anais do VIII Congresso Brasileiro de Redes Neurais (CBRN), Florianópolis, 2007.

[18] M. Falcucci; J. N. R. Silva Junior; A. P. Braga; J. A. Nascimento, "Determinação dos Parâmetros Ótimos de um Controlador PID Aplicado na Regulação de Tensão de Geradores Síncronos Através do Método de Otimização por Enxame de Partículas – PSO", Anais do I Simpósio Brasileiro de Inteligência Computacional (SBIC), Florianópolis, 2007.

[19] F. M. F. Souza, E. L. F. Daniel, J. A. Nascimento, J. N. R. Silva Júnior, M. Falcucci, "PSS Desing of the Combined Cycle Power Station (CCPS)", World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, 2007.

[20] E. L. F. Daniel, F. M. F. Souza, A. P. S. Braga, J. A. Nascimento, J. N. R. Silva Júnior, M. Falcucci, "PSS Tuning of the Combined Cycle Power Station by Neural Network", World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, 2007.