

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E CONTROLE DE ENERGIA

**AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES
ELETROMECAÑICAS
EM SISTEMAS ELÉTRICOS
ATRAVÉS DE COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE
REATIVOS**

Autor: **Benedito Donizeti Bonatto**

Orientador: Prof. Dr. Sigmar Maurer Deckmann

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP
como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Campinas (SP), Fevereiro de 1995.

Este exemplar corresponde à redação final da tese
defendida por Benedito Donizeti Bonatto
e aprovada pela Comissão
Julgadora em 10 / 02 / 1995.

Sigmar M. Deckmann
Orientador

Agradecimentos

A DEUS,
à minha família: Dorival, Izolina, José Valdir, Maria do Carmo, Maria Helena e Ana Jovina,
à Luciana,
ao Fábio e Adriano,
a todos os amigos dos vários departamentos da FEE-UNICAMP,
ao Professor Goulart, da EFEI,
aos Engenheiros do DEPP - Setor de Planejamento e Proteção, e
ao DDCL - Distrito de Limeira, da CESP,
ao Ronaldo Fonseca,
à Professora Francisca,
ao Professor Vivaldo,
ao Professor Sigmar,
à CAPES.

Abstract

The objective of this work is to analyse the electromechanical oscillations damping of a simple power system, produced by reactive dynamic compensation based on electronic devices, such as the SVC - Static Var Compensator, the CSC - Controlled Series Compensator and also by the classic PSS - Power System Stabilizer.

The relevant matter of this task, is that this analysis is done on the maximum operating limits of the system, dictated by the Synchronous Machine Capability Curve.

A methodology of analysis based on eigenvalues is used for calculation of synchronizing and damping torque coefficients, and to establish stabilizers' design criterias. Time simulations are also used, thus allowing one to get more insights about the dynamic performance of these FACTS (Flexible AC Transmission Systems) equipments and their influence on Electric Power System Oscillatory Stability.

Resumo

O objetivo deste trabalho é analisar o amortecimento das oscilações eletromecânicas de um sistema de potência simples, produzido por dispositivos eletrônicos de compensação dinâmica de reativos, tal como o Compensador Estático de Reativos (SVC), o Compensador Série Controlado (CSC) e também pelo clássico Estabilizador de Sistema de Potência (PSS).

O mérito deste trabalho é que a análise é feita nos limites máximos de operação do sistema, dados pela Curva de Capacidade da Máquina Síncrona.

É utilizada uma metodologia baseada em autovalores para calcular as componentes de torque sincronizante e de amortecimento, e estabelecer critérios de projeto de estabilizadores. Simulações no tempo também são utilizadas, permitindo-se assim, aumentar os conhecimentos sobre o comportamento dinâmico destes equipamentos FACTS (Sistemas de Transmissão CA Flexíveis) e sua influência na Estabilidade Oscilatória dos Sistemas Elétricos de Potência.

Lista de Símbolos

a - fator para ajuste das constantes de tempo do circuito avanço-atraso;
A1g, A2g, A3g, A1e, A2e, A3e, A4e - coeficientes de sensibilidade à
potência ativa do Modelo de Sensibilidade de Potência;
AVR - Regulador Automático de Tensão;
Bsvc - susceptância shunt do Compensador Estático de Reativos;
CSC - Compensador Série Controlado;
D - coeficiente de amortecimento das cargas com a frequência;
Efd - tensão de campo do gerador;
E'q - componente de eixo em quadratura da tensão transitória;
ESP - Estabilizador de Sistema de Potência;
f - frequência do sistema;
GTO - "Gate Turn-Off Thyristor";
H - constante de tempo de inércia;
j - operador complexo;
K1, K2, K3, K4, K5, K6 - coeficientes de sensibilidade do Modelo
Heffron-Phillips;
Ksvc - ganho do regulador do SVC;
Kcsc - ganho do regulador do CSC;
Kwsvc - ganho do estabilizador do SVC;
Kwcsc - ganho do estabilizador do CSC;
KA - coeficiente de reação de armadura;
~~Ke - ganho estático do regulador de tensão do gerador;~~
Kpss - ganho do estabilizador PSS;
Kv - coeficiente de reação da armadura;
Ks - coeficiente de torque sincronizante;
Kd - coeficiente de torque de amortecimento;
LFC - Controlador de Fluxo de Potência;
MCT - "MOS - Controlled Thyristor";
MHP - Modelo de Heffron-Phillips;
MSP - Modelo de Sensibilidade de Potência;
M - coeficiente de inércia = $2 \cdot H$;
PSS - Estabilizador de Sistema de Potência;
P, Pg, Pe, Ps - potência ativa nodal, gerada, externa, sistema;
Pac - potência acelerante;
Pm - potência mecânica aplicada pela turbina ao eixo do gerador;
Q, Qg, Qe, Qs - potência reativa nodal, gerada, externa, sistema;
Re - resistência da linha de transmissão;

R1g, R2g, R3g, R1e, R2e, R3e, R4e - coeficientes de sensibilidade à potência reativa do Modelo de Sensibilidade de Potência;
Tac - torque de aceleração;
TCR - Reator Controlado a Tiristores;
TSC - Capacitor Chaveado por Tiristores;
T1, T2 - constantes de tempo do circuito de avanço-atraso;
Te - torque elétrico; constante de tempo do regulador de tensão do gerador;
Td - torque de amortecimento;
T'do - constante de tempo transitória de eixo direto com estator aberto;
Tm - torque mecânico aplicado pela turbina ao eixo do gerador;
Tw - constante de tempo da turbina hidráulica; constante de tempo de "washout";
UPFC - Controlador de Fluxo de Potência Unificado;
Xd - reatância síncrona de eixo direto;
X'd - reatância transitória de eixo direto;
Xq - reatância síncrona de eixo em quadratura;
Xe, Xs - reatância externa;
Vo - tensão no barramento infinito;
Vref - tensão de referência do sistema de excitação;
Vstab - tensão de sinal estabilizante;
Vt - tensão terminal do gerador;
Vm - tensão do meio da linha;
 δ - ângulo elétrico entre o eixo q e o eixo síncrono (ângulo de carga do gerador);
 ϕ - máxima fase a ser compensada pelo circuito de avanço-atraso, para uma dada frequência ω ;
 λ - autovalor do modo eletromecânico;
 θ_t - ângulo das tensões terminal do gerador;
 θ_m - ângulo da tensão do meio da linha;
 σ - parte real do autovalor;
 ω_d - parte imaginária do autovalor; frequência de oscilação amortecida;
 ω_n - frequência natural de oscilação do modo eletromecânico;
 ζ - taxa de amortecimento;
 Δ - variação incremental;

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Motivação e Objetivos do Trabalho

Impulsionadas por restrições econômicas, pela minimização dos impactos ambientais, e por avanços tecnológicos, as concessionárias de energia elétrica buscam maximizar a utilização de suas instalações. Novas filosofias de planejamento, de controle e de operação irão permitir que a rede de transmissão e as unidades geradoras, alcancem os seus limites operativos, atendendo à crescente demanda de potência, em condições de estabilidade e qualidade requeridas.

O desejável aumento da flexibilidade e robustez dos sistemas elétricos pode tornar-se viável com a utilização de dispositivos da **eletrônica de potência**, que permitem ações de chaveamento e controle de grandezas elétricas, antes limitadas pela atuação de componentes eletromecânicos. A compensação dinâmica de reativos, **shunt** - através de modulação da tensão nodal na rede, ou **série** - através de modulação das reatâncias série de linhas, melhora a performance dos sistemas de potência frente a problemas de **instabilidade oscilatória**, crescentes em condições de alto carregamento, sendo portanto, uma solução atraente para esses problemas.

Neste trabalho é apresentada uma metodologia de análise e projeto de estabilizadores desses dispositivos *FACTS* (*"Flexible AC Transmission Systems"*), visando o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, onde se utilizam ferramentas de análise modal (autovalores) e decomposição em componentes de torque sincronizante e de amortecimento para pontos de operação sobre a **curva de capacidade** da máquina síncrona. Para ilustrar, é utilizado o *Modelo de Sensibilidade de Potência* de um sistema simples de três barras, incluindo-se a representação linearizada do compensador shunt, tipo *SVC* (*"Static Var Compensator"*), e série, tipo *CSC* (*"Controllable Series Compensator"*), além do tradicional *PSS* (*"Power System Stabilizer"*), que atua modulando a tensão terminal da máquina.

Com essa metodologia torna-se possível avaliar as condições de estabilidade oscilatória, através da curva da taxa de amortecimento, parametrizada pela abertura angular da máquina, em função de pontos de carregamento limite sobre o diagrama de capacidade do gerador, considerando-se inicialmente o sistema *sem* compensação.

De posse dessa curva é adotado um critério de projeto dos estabilizadores, de forma a se obter o amortecimento desejado para o sistema *com* compensação. A análise do amortecimento é feita nas condições limites, resultando numa nova curva com as fronteiras de estabilidade dinâmica ampliadas. O método permite ainda confirmar os resultados de análise através de simulação no tempo, onde todas as variáveis de operação da rede ou do gerador estão disponíveis para plotagem, característica intrínseca do *Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)*.

Além de se verificar como os limites reais de estabilidade oscilatória da máquina síncrona ligada ao sistema se localizam sobre a curva de capacidade, é feito um estudo comparativo da eficácia de diferentes tipos de compensadores dinâmicos de reativos para atender ao critério de estabilidade adotado, em termos do amortecimento produzido nas condições limites de carregamento. Este tipo de estudo auxilia tanto na fase de planejamento, para comparação das diferentes alternativas de ampliação da margem de estabilidade, como também na fase de estudo dos ajustes requeridos para a operação individual ou coordenada dos dispositivos de controle. A análise do amortecimento disponível em pontos de operação sobre a curva de capacidade da máquina síncrona, na presença de PSS, SVC e CSC, permite reduzir o volume de estudos, sem no entanto, perder de vista os limites de operação da máquina.

1.2 - Organização do Trabalho

Após a introdução das proposições deste trabalho, sintetizadas no Capítulo 1, o Capítulo 2 caracteriza o problema de estabilidade de pequenas perturbações e suas principais metodologias de análise. O Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP), citado nesse Capítulo, possibilita a avaliação dos efeitos de amortecimento de oscilações produzidos pela ação de dispositivos de compensação dinâmica de reativos, integrantes da tecnologia FACTS, tópicos discutidos no Capítulo 3.

No Capítulo 4 verifica-se o melhoramento do desempenho dinâmico de um sistema de potência operando nas condições limites, dadas pela curva de capacidade da máquina síncrona, na presença de Estabilizador de Sistemas de Potência (PSS), Compensador Estático de Reativos (SVC), ou Compensador Série Controlado (CSC).

Os resultados e as conclusões da análise e simulação são, então, resumidos no Capítulo 5. São sugeridos também alguns temas para pesquisas futuras, explorando as facilidades de análise e simulação disponíveis.

CAPÍTULO 2

CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES E METODOLOGIAS DE ANÁLISE

Devido às discrepâncias encontradas na literatura, com respeito à classificação dos problemas de estabilidade de sistemas de energia elétrica, iremos adotar neste trabalho as definições básicas sugeridas por um grupo de trabalho do IEEE [Task Force, 1982]. As principais definições ali propostas são reproduzidas no próximo item, a título de divulgação. Em seguida, um breve histórico retrata o aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência como resultado do crescimento e interligação de grandes sistemas elétricos. Essas oscilações, associadas ao desequilíbrio de torques nos geradores, provocam oscilações de potência nas linhas de interligação. Para o estudo desse fenômeno são apresentados dois modelos linearizados que permitem avaliar a estabilidade da máquina síncrona por decomposição de seu torque elétrico em componentes de torque sincronizante e de torque de amortecimento: o Modelo de Heffron-Phillips (MHP) [Heffron, 1952] e o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) [Da Costa, 1992].

O estudo desenvolvido por De Mello e Concórdia [De Mello, 1969] utilizou o Modelo de Heffron-Phillips para avaliar os efeitos dos sistemas de excitação estáticos sobre a estabilidade da máquina síncrona e também forneceu as bases teóricas para a implantação de Estabilizadores de Sistemas de Potência. O MSP, por sua vez, foi recentemente desenvolvido para o estudo de oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas multimáquinas (multibarras).

2.1 - Definições em Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica

A estabilidade de operação tem sido uma área de estudos desde a instalação dos primeiros geradores e linhas de transmissão de energia elétrica. Sua importância cresceu com a interligação, que deu origem aos grandes sistemas elétricos de potência. À medida que os problemas cresceram foram integrados aos sistemas de potência sofisticados equipamentos de controle para aumentar a sua estabilidade. Como resultado, a análise do problema foi se tornando mais difícil, mas felizmente, a utilização de modelos matemáticos mais elaborados em simulações e análises por computador tem permitido uma melhor compreensão dos fenômenos envolvidos [Mansour, 1994].

Uma vez que o interesse neste assunto tem crescido, como demonstra a literatura técnica disponível, novos termos têm sido introduzidos e velhos termos têm sido interpretados diferentemente para atender às mudanças no enfoque do problema e nas ferramentas analíticas disponíveis. Portanto, torna-se importante entender, com precisão, o significado de certas definições em Estabilidade de Sistemas de Potência.

2.1.1 - Definições Básicas

1 - Sistema de Potência: Uma rede contendo uma ou mais unidades elétricas geradoras, cargas e/ou linhas de transmissão de energia elétrica, incluindo os equipamentos eletricamente ou mecanicamente conectados à rede.

Nota: Um sistema de potência é definido aqui com o propósito de análise em engenharia e não leva em consideração fronteiras políticas, geográficas ou de jurisdição. Embora uma definição padrão considere o sistema de potência como estando sob uma única administração, os estudos de engenharia rotineiramente incluem equipamentos que podem pertencer a companhias diferentes; sob o ponto de vista analítico a representação total é um só sistema e não vários. Deve-se enfatizar aqui que um sistema de potência não inclui somente os geradores e linhas de transmissão mas também os equipamentos associados ou seja, os mecanismos de controle. A representação de todos estes equipamentos no modelo ou estudo depende dos efeitos dos componentes individuais e sua importância associada ao fenômeno. Por exemplo, no estudo de estabilidade transitória, os controles da turbina-gerador podem não ter uma influência significativa nos resultados e podem não ser modelados nesse estudo. Mas sendo modelados ou não, eles são uma parte integrante do sistema de potência.

2 - Variáveis de Operação de um Sistema de Potência: Variáveis físicas, que podem ser medidas ou calculadas e que podem ser usadas para descrever as condições de operação de um sistema de potência. Ex.: potência, tensão, corrente, frequência, abertura angular, etc.

3 - Condição de Operação em Regime Permanente de um Sistema de Potência: Uma condição de operação de um sistema de potência no qual todas as variáveis de operação que o caracterizam podem ser consideradas constantes para o propósito de análise.

Nota: Um sistema de potência está continuamente experimentando flutuações que podem ser de pequenas ou grandes magnitudes. Entretanto, embora esse sistema raramente se encontre em regime permanente, as ferramentas de análise usualmente requerem que um estado sem flutuações seja definido.

4 - Operação Síncrona:

4.1 - Operação Síncrona de uma Máquina: Uma máquina está em operação síncrona com uma rede ou com outra máquina à qual ela está conectada se sua velocidade elétrica média (produto da velocidade angular de seu rotor em [rps] pelo número de pares de pólos) é igual à frequência angular da tensão alternada da rede ou à velocidade elétrica da outra máquina.

4.2 - Operação Síncrona de um Sistema de Potência: Um sistema de potência está em operação síncrona se todas as máquinas síncronas conectadas a ele estiverem em operação síncrona com a rede CA.

5 - Operação Assíncrona:

5.1 - Operação Assíncrona de uma Máquina: Uma máquina está em operação assíncrona com a rede ou com outra máquina à qual ela está conectada se ela não está em operação síncrona.

5.2 - Operação Assíncrona de um Sistema de Potência: Um sistema de potência está em operação assíncrona se uma ou mais das máquinas síncronas conectadas a ele estiverem em operação assíncrona.

6 - Oscilação de uma Máquina ("Hunting"): Uma máquina está oscilando se qualquer uma de suas variáveis de operação experimentarem oscilações sustentadas.

7 - Perturbação em Sistema de Potência: Uma perturbação em um sistema de potência é uma variação brusca ou uma sequência de variações em um ou mais dos parâmetros do sistema, ou em uma ou mais das variáveis de operação.

7.1 - Pequena Perturbação em um Sistema de Potência: Uma pequena perturbação é uma perturbação para a qual as equações que descrevem a dinâmica do sistema de potência podem ser linearizadas para o propósito de análise.

7.2 - Grande Perturbação em um Sistema de Potência: Uma grande perturbação é uma perturbação para a qual as equações que descrevem a dinâmica do sistema de potência não podem ser linearizadas para o propósito de análise.

8 - Estabilidade de Regime Permanente de um Sistema de Potência: Um sistema de potência é estável em regime permanente para uma condição particular de operação em regime permanente se, após qualquer pequena perturbação, ele alcança uma condição de operação em regime permanente que é idêntica ou próxima da condição de operação pré-perturbação. Isto também é conhecido como Estabilidade de Pequena Perturbação de um Sistema de Potência.

Nota: Desaconselha-se o uso do termo Estabilidade Dinâmica por causa da confusão conceitual que ele possui.

9 - Estabilidade Transitória de um Sistema de Potência: Um sistema de potência é transitóriamente estável para uma condição particular de operação em regime permanente e para uma perturbação particular se, após esta perturbação, ele alcança uma condição aceitável de operação em regime permanente.

10 - Limites de Estabilidade em Sistemas de Potência:

10.1 - Limite de Estabilidade de Regime Permanente: O limite de estabilidade de regime permanente é uma condição de operação em regime permanente para a qual o sistema de potência é estável em regime permanente mas para a qual uma pequena variação arbitrária em qualquer das variáveis de operação numa direção desfavorável provoca a perda da estabilidade do sistema. Isto também é conhecido como Limite de Estabilidade de Pequena Perturbação.

10.2 - Limite de Estabilidade Transitória: O limite de estabilidade transitória para uma perturbação particular é a condição de operação em regime permanente para a qual o sistema de potência é transitóriamente estável mas para a qual uma variação arbitrária em qualquer das variáveis de operação numa direção desfavorável leva o sistema a perder a estabilidade para aquela perturbação.

11 - Tempo de Eliminação Crítico: Se uma perturbação particular inclui o início e o isolamento de uma falta num sistema de potência, o tempo de eliminação crítico é o máximo tempo entre o início e o isolamento tal que o sistema de potência seja transitóriamente estável.

12 - Instabilidade Monotônica: Um sistema de potência é monotonicamente instável para uma condição particular de operação em regime permanente se após a perturbação sua instabilidade é causada por falta de torque sincronizante.

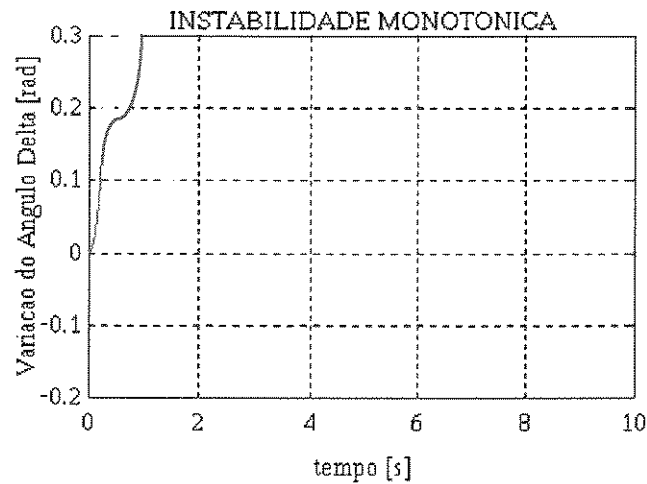


Fig. 2.1 - Instabilidade Monotônica

Nota: A trajetória para a instabilidade monotônica pode não ser estritamente monotônica. O critério principal é a insuficiência de torque sincronizante e a nomenclatura é derivada historicamente do fato que, em muitos casos, para tal instabilidade as trajetórias eram monotônicas.

13 - Instabilidade Oscilatória: Um sistema de potência é oscilatoriamente instável para uma condição particular de operação em regime permanente se após a perturbação sua instabilidade é causada por insuficiência de torque de amortecimento.

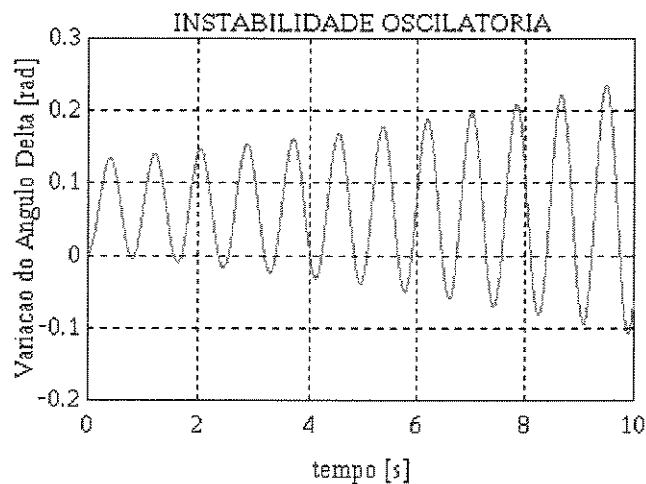


Fig. 2.2 - Instabilidade Oscilatória

Nota: Os conceitos de instabilidade monotônica e instabilidade oscilatória são usados correspondentemente quando a natureza da causa da instabilidade é a insuficiência de torque sincronizante ou de torque de amortecimento. Matematicamente, isso corresponde aos casos onde as equações linearizadas têm pelo menos uma raiz real positiva, ou um par de raízes complexas com partes reais positivas, respectivamente. Na prática, naturalmente, a instabilidade pode ser causada pela insuficiência de uma combinação de torques sincronizante e de amortecimento. Essa classificação pode ser facilmente determinada para uma pequena perturbação analisando-se as raízes do sistema linearizado, mas para uma grande perturbação, por causa das não-linearidades, a diferença entre torque sincronizante e torque de amortecimento somente pode ser estimada pela natureza das trajetórias. O **torque sincronizante**, que está em fase com as *variações angulares* do rotor, e o **torque de amortecimento**, que está em fase com as *variações de velocidade* do rotor, são componentes do torque elétrico da rede agindo num gerador, mas separando-os conceitualmente como causas de instabilidade tem-se uma indicação valiosa sobre os meios mais efetivos para estabilizar o sistema.

2.2 - Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência

Desde o surgimento dos primeiros sistemas elétricos, no final do século passado, (vide Fig. 2.3) os engenheiros de potência têm se defrontado com o problema da estabilidade dos mesmos, isto é, da capacidade que um sistema possui quando submetido a distúrbios, de manter seus geradores síncronos operando em conjunto, ou seja, em sincronismo.

Os estudos de estabilidade desses sistemas elétricos, então **isolados**, com excitatrizes girantes nos geradores (vide Fig. 2.4) e reguladores de tensão relativamente lentos, permitiam avaliar somente a possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas, traduzidas por um crescimento contínuo dos ângulos de carga dos geradores. O modelo utilizado para estudos era o **modelo clássico** dos geradores, que consiste de uma fonte de tensão de magnitude constante conectada à rede através de impedâncias constantes, não considerando, portanto, as variações de fluxo dos geradores. Nestes estudos, a avaliação da Estabilidade Transitória restringia-se à primeira oscilação dos rotores no período transitório subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. A Estabilidade de Regime Permanente era avaliada pelo valor do coeficiente sincronizante do gerador. Em ambas as situações, se a instabilidade fosse constatada ela era do tipo aperiódica. Assim, as oscilações eletromecânicas ainda não tinham se manifestado como problema para esses antigos sistemas elétricos.

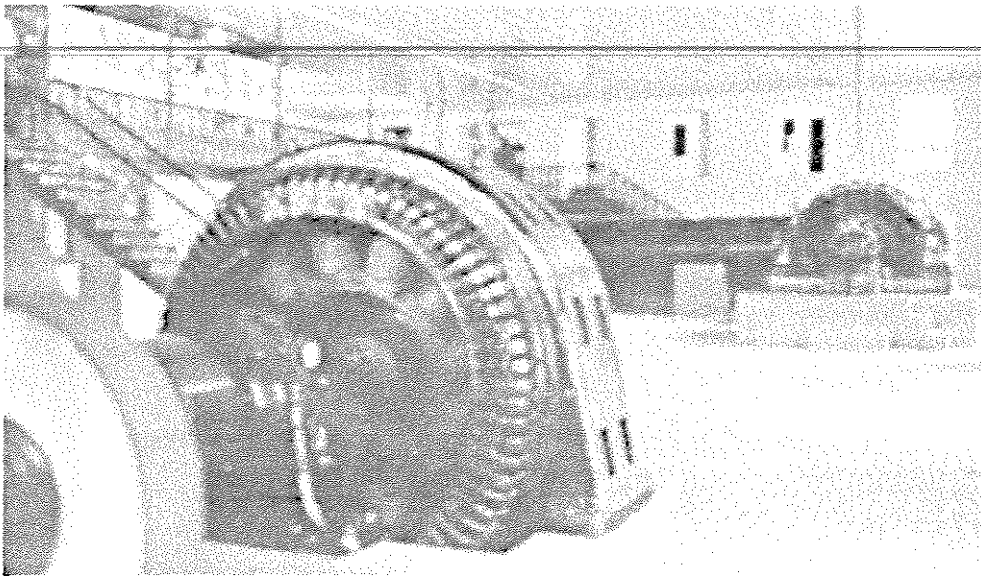


Fig. 2.3 - Equipamentos de usina hidrelétrica de 1895

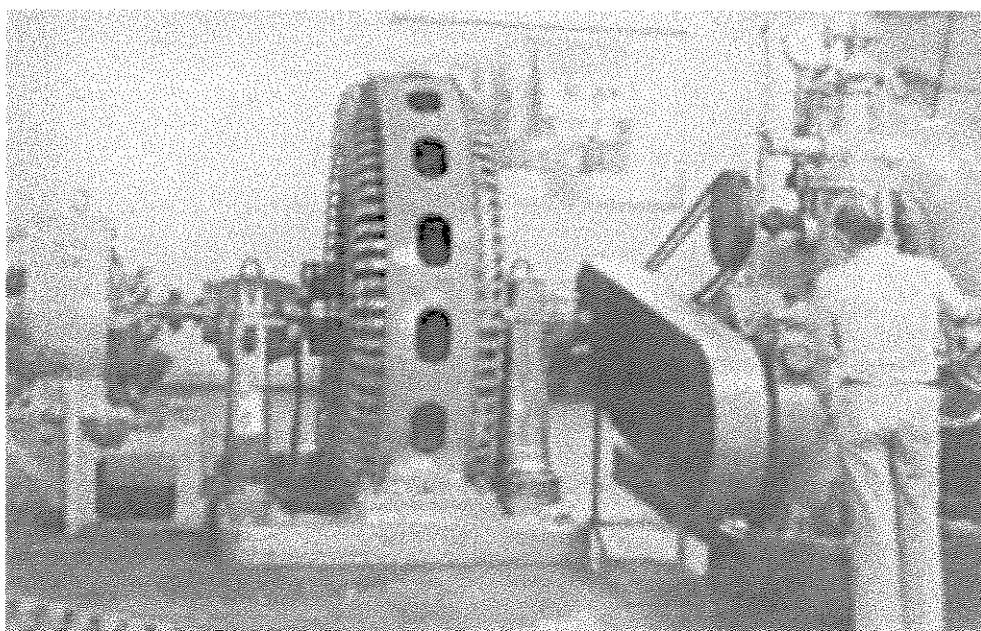


Fig. 2.4 - Equipamentos de usina hidrelétrica de 1907

A expansão econômica e o desenvolvimento industrial motivaram a formação de grandes sistemas elétricos interligados, constituídos de geradores síncronos com inércias maiores e altas reatâncias (vide Fig. 2.5 e 2.6), e também de longas linhas de transmissão (vide Fig. 2.7). A evolução dos sistemas de excitação (reguladores automáticos de tensão: ~~estáticos, rápidos com altos ganhos e de ação contínua~~) e dos reguladores de velocidade, possibilitou um maior controle sobre a estabilidade transitória bem como ampliou o limite de estabilidade de regime permanente desses sistemas elétricos. Porém, evidenciou-se o baixo amortecimento natural desses sistemas interligados com o surgimento de oscilações de potência ou de ângulo com amplitudes crescentes.

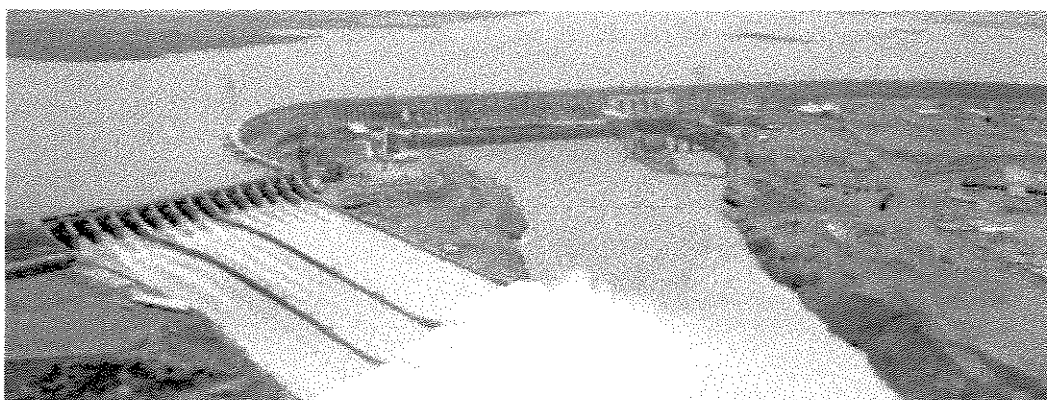


Fig. 2.5 - Usina Hidrelétrica de ITAIPÚ - 12,6GW instalados

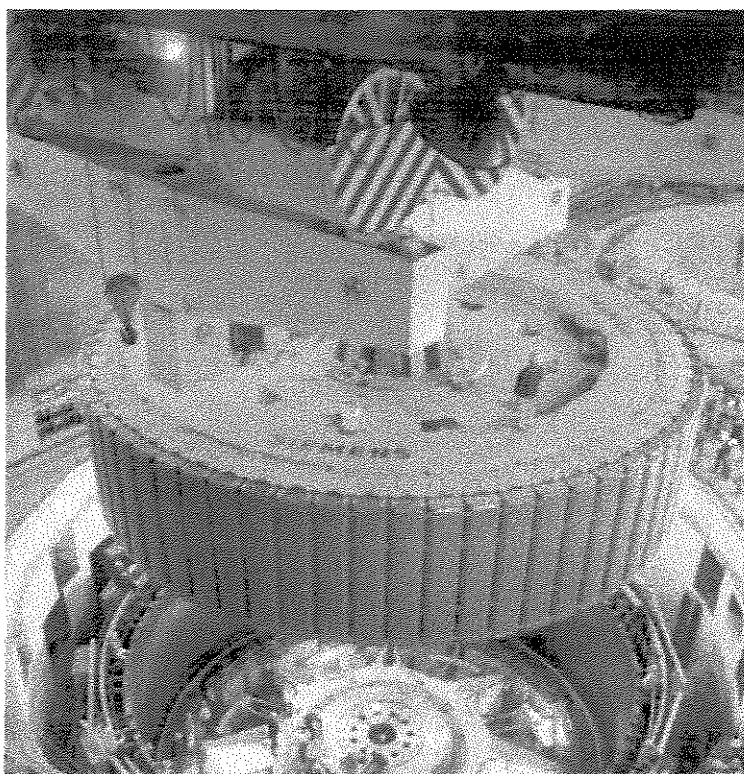


Fig. 2.6 - Rotor de um gerador da usina hidrelétrica de ITAIPÚ

Assim, a **interligação de grandes sistemas elétricos de potência** com o objetivo de tornar possível a geração e transmissão de energia elétrica de forma mais econômica (menor reserva girante global) e confiável (assistência mútua entre áreas de geração e consumo) resultou no aparecimento de novos problemas dinâmicos, entre os quais o das **oscilações eletromecânicas de baixa frequência**. Este fenômeno veio a se constituir num dos principais obstáculos à operação estável de sistemas interligados.

Estas oscilações podem ocorrer em uma faixa de frequência de 0,1 a 2,0 Hz, e são decorrentes das interações dinâmicas entre os geradores do sistema, quando este é submetido a pequenas perturbações. Flutuações normais de carga podem levar ao seu aparecimento. Elas são mais evidentes como oscilações de fluxo de potência sincronizante nas linhas de transmissão e podem ser um reflexo das interações dinâmicas entre grupos de geradores (um grupo oscila contra o outro), ou entre um gerador (ou grupo de geradores) e o resto do sistema. O primeiro caso refere-se às **oscilações de modo inter-área**, que podem ocorrer numa faixa de frequência de 0,1 a 0,8 Hz, enquanto que o segundo refere-se às **oscilações de modo local**, situadas numa faixa de frequência de 1,0 a 2,0 Hz [Task Force, 1982], [De Mello, 1969].

As oscilações de modo inter-área tendem a ocorrer quando as áreas são interligadas por linhas de transmissão fracas, ou seja com capacidades muito inferiores às

capacidades dos sistemas que elas interligam. As oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupo de geradores) são conectados ao sistema por linhas com altas reatâncias. Este é, principalmente, o caso das grandes usinas hidrelétricas situadas distantes de seus centros de carga, e portanto, conectadas por longas linhas de transmissão (essencialmente radiais) em alta e extra-alta tensão.

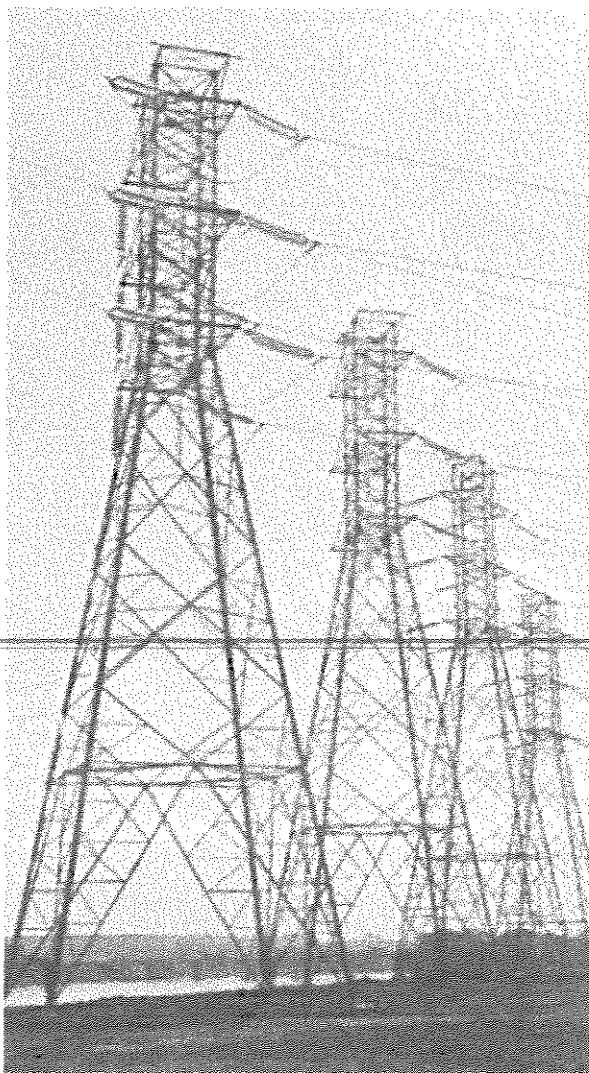


Fig. 2.7 - Linha de Transmissão em Alta Tensão

A essência dos problemas que as oscilações de baixa frequência podem acarretar para a estabilidade de grandes sistemas elétricos interligados, está no fato de que para estas frequências os sistemas apresentam um **baixo amortecimento natural**. Em determinadas condições de operação, tipicamente as de alto carregamento, características combinadas das cargas, dos sistemas de controle dos geradores (excitação e velocidade), podem reduzir substancialmente ou mesmo tornar negativo o amortecimento de algum

modo de oscilação do sistema (local ou inter-área), resultando em **instabilidade oscilatória**. Em certos casos, a persistência de oscilações de potência pouco amortecidas ou de amplitudes crescentes por longos períodos de tempo, pode exceder a **capacidade** das linhas de transmissão, com conseqüências desastrosas para a estabilidade dos sistemas interligados, podendo levá-los a colapsos parciais ou mesmo totais (“**blackout**”), visto que um processo de desligamentos em cascata pode ser desencadeado.

Para produzir o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência, os engenheiros de potência passaram a introduzir sinais suplementares estabilizantes nos sistemas de controle de excitação dos geradores. Sinais derivados da velocidade angular da máquina síncrona, da potência ou da frequência elétrica terminal, desde então, vêm sendo utilizados por circuitos denominados **Estabilizadores de Sistemas de Potência** (PSS - “Power System Stabilizer”). Estes estabilizadores são em geral constituídos por circuitos de controle avanço-atraso, corrigindo a fase dos sinais estabilizantes para provocar a modulação da tensão de referência dos reguladores de tensão com o objetivo de introduzir torque de amortecimento aos modos de oscilação local ou inter-área [Kundur, 1989].

Com o desenvolvimento da **Eletrônica de Alta Potência**, em particular dos **tiristores**, novos dispositivos de regulação e controle das redes de transmissão de energia elétrica, permitem introduzir amortecimento às oscilações eletromecânicas de baixa frequência. A utilização de sinais estabilizantes nos reguladores dos **Compensadores Estáticos de Reativos** (SVC's - “Static Var Compensators”), por exemplo, permite melhorar o desempenho dinâmico do sistema de potência [Hammad, 1986], [Larsen, 1987], [Baker, 1992], [Ängquist, 1993].

Mais recentemente, novos desenvolvimentos tecnológicos apontam para uma maior flexibilização dos sistemas de transmissão em corrente alternada em termos de planejamento, operação e controle. Esse novo conceito foi muito bem caracterizado pelo termo introduzido por um pesquisador do EPRI (“Electric Power Research Institute” - USA) como **FACTS - “Flexible AC Transmission Systems”** [Hingorani, 1991 e 1993].

2.3 - Equilíbrio Dinâmico de Torques

O fenômeno da estabilidade a pequenas perturbações de máquinas síncronas está basicamente associado com desequilíbrios de torque eletromecânico no conjunto turbina-rotor das unidades geradoras (vide figura 2.9), resultando em trocas oscilatórias de potência através das interligações com a rede elétrica. Embora possam existir no sistema vários modos de oscilação, como os introduzidos pela ação do controle de excitação, de velocidade, etc., os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência.

Os conceitos fundamentais em questão, estão relacionados à equação de balanço de torques ("swing") linearizada da máquina síncrona, ou seja, à malha torque-velocidade-ângulo, que representa o comportamento do ângulo e velocidade do rotor do gerador para uma perturbação de torque mecânico na turbina.

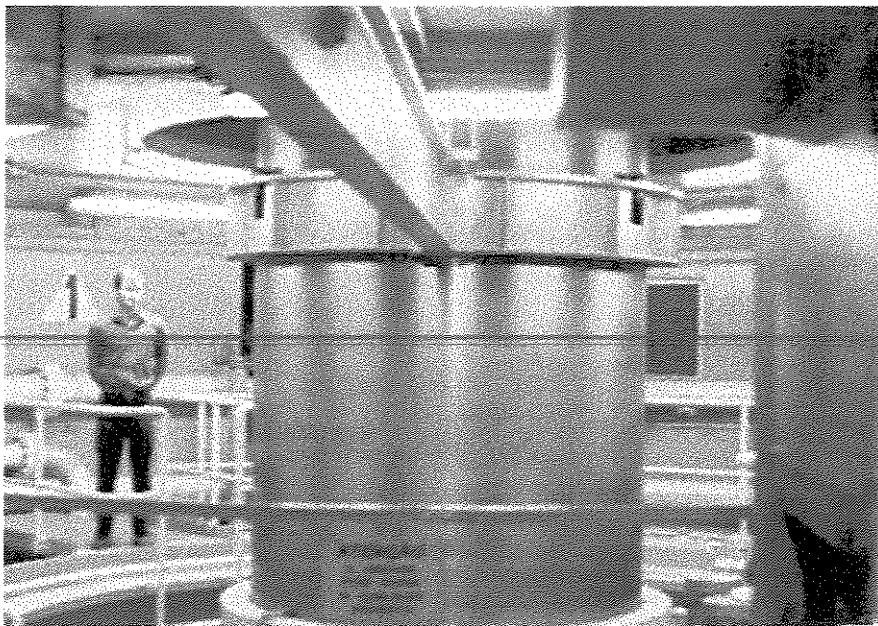


Fig. 2.9 - Eixo de Acoplamento entre a Turbina (tipo Francis), no piso abaixo, e o Gerador Síncrono, no piso acima, da usina hidrelétrica de ITUMBIARA.

Assim, os aspectos básicos (taxa de amortecimento e frequência de oscilação) podem ser melhor visualizados considerando-se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão sem perdas como apresentado na figura 2.10:

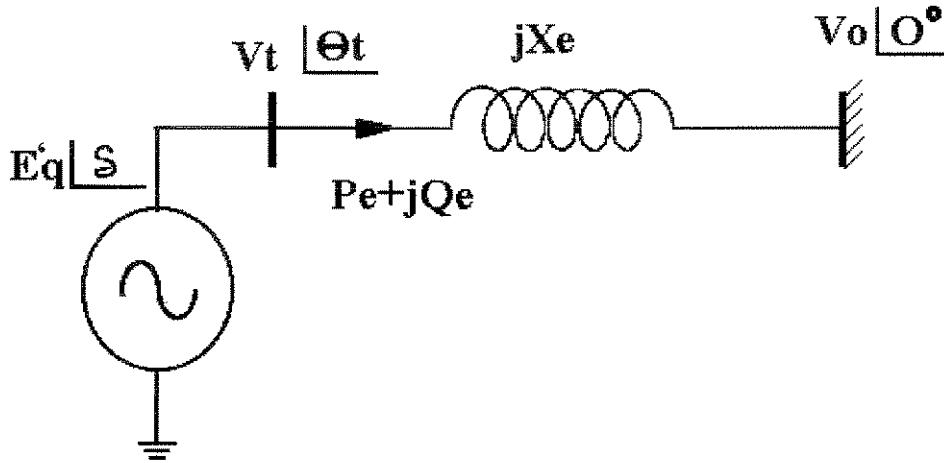


Fig. 2.10 - Gerador Síncrono conectado a um Barramento Infinito através de uma Linha de Transmissão

O movimento rotacional do conjunto turbina-rotor deve obedecer a condição de **equilíbrio dinâmico** entre a variação do torque motriz da turbina, a variação do torque elétrico resistente no entreferro do gerador, a variação do torque de amortecimento e a variação do torque acelerante do conjunto inercial turbina-rotor, através da seguinte equação de balanço:

$$\Delta T_m - \Delta T_e - \Delta T_d = \Delta T_{ac} \quad (2.1)$$

onde:

- ΔT_m = variação incremental do torque mecânico em pu;
- ΔT_e = variação incremental do torque elétrico em pu;
- ΔT_d = variação incremental do torque de amortecimento em pu;
- ΔT_{ac} = variação incremental do torque acelerante em pu;

Adotando-se a representação clássica para o gerador, as componentes de torque tornam-se respectivamente:

$$\Delta T_m - K_1 \Delta \delta - D \Delta \omega = M \Delta \dot{\omega} \quad (2.2)$$

onde:

- $K_1 = \left. \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \right|_{E'q = cte}$ = coeficiente de torque sincronizante do gerador;
- $\Delta \delta$ = variação incremental do ângulo de carga do gerador, em rad/seg;
- D = coeficiente de variação das cargas com a frequência, em pu;
- $\Delta \omega$ = variação incremental da velocidade angular mecânica, em pu;
- $M = 2H$ = constante de tempo de inércia turbina-rotor do gerador, em seg;
- $\Delta \dot{\omega}$ = aceleração angular, em pu.

A equação (2.2) pode ser expressa no domínio da frequência como:

$$\Delta T_m(s) - K_1 \Delta \delta(s) - D \Delta \omega(s) = M s \Delta \omega(s) \quad (2.3)$$

Sendo o valor base de velocidade igual à velocidade síncrona $\omega_0 = 2\pi \cdot f_0$ (onde f_0 é a frequência elétrica nominal do sistema), resulta:

$$\Delta \omega = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta \delta}{dt} \quad [\text{pu}] \quad (2.4)$$

ou ainda, no domínio da frequência:

$$\Delta \omega(s) = \frac{1}{\omega_0} s \cdot \Delta \delta(s) \quad [\text{pu}] \quad (2.5)$$

Assim, pode-se representar as relações (2.3) e (2.5) na forma de diagrama de blocos:

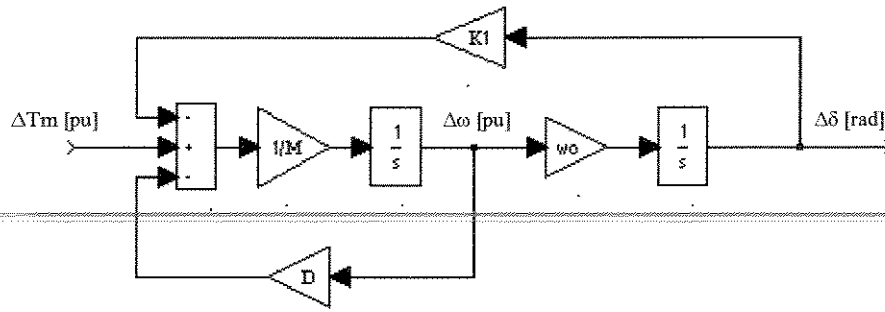


Fig. 2.11 - Malha torque-velocidade-ângulo

A função de transferência desse sistema de 2.ª ordem é dada por:

$$\frac{\Delta \delta(s)}{\Delta T_m(s)} = \frac{(\omega_0 / M)}{s^2 + (D / M)s + (K_1 \omega_0 / M)} \quad (2.6)$$

cuja equação característica é :

$$s^2 + \frac{D}{M}s + \frac{K_1 \omega_0}{M}, \quad \text{que é do tipo:} \quad s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2 \quad (2.7)$$

Portanto, os autovalores ou raízes dessa equação característica são:

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1-\zeta^2} \quad (2.8)$$

onde:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{|\lambda|} = \frac{1}{2} \frac{D}{\sqrt{Kl\omega_0 M}} \quad [\text{pu}] = \text{taxa de amortecimento da malha torque-velocidade-ângulo;}$$

$$\omega_n = |\lambda| = \sqrt{\frac{Kl\omega_0}{M}} \quad [\text{rad/seg}] = \text{frequência de ressonância ou frequência natural de oscilação do modo eletromecânico;}$$

ω_d = frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico;

$$|\lambda| = \sqrt{\sigma^2 + \omega_d^2} = \text{módulo do autovalor ;}$$

$e^{\lambda t}$ = modo eletromecânico de oscilação.

No plano complexo, para $D>0$, ou seja, para amortecimento positivo ($\zeta>0$), essas raízes conjugadas estarão no semi-plano esquerdo, como mostrado na figura 2.12:

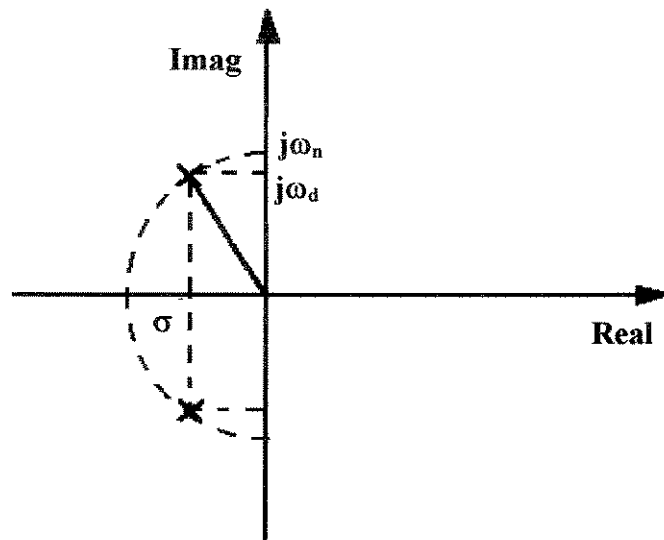


Fig. 2.12 - Autovalores do modo eletromecânico de oscilação no plano complexo

Para os valores típicos de inércias, reatâncias e carregamento, as frequências das oscilações de modo local ω_d , situam-se numa faixa de 0,8 a 2,0 Hz, sendo praticamente iguais às frequências de ressonância ω_n , tendo em vista que as taxas de amortecimento, mesmo em condições normais de carga, são muito baixas, sendo comum valores de $\zeta < 5\%$.

2.4 - Decomposição em Componentes de Torque Sincronizante e de Amortecimento

A oscilação do rotor numa dada frequência, é acompanhada por uma oscilação, de mesma frequência, do torque elétrico no gerador, que pode ser decomposto conceitualmente em duas componentes ortogonais: uma proporcional às variações angulares do rotor, denominada de componente de torque sincronizante, e outra, proporcional às variações de velocidade do rotor, denominada de componente de torque de amortecimento.

$$\Delta T_e = K_s \Delta \delta + K_d \Delta \omega \quad (2.9)$$

Essa decomposição é extremamente útil para caracterizar o fenômeno da estabilidade de pequenas perturbações da máquina síncrona. Assim, uma instabilização pode ocorrer por **falta de torque sincronizante** (coeficiente de torque sincronizante baixo ou negativo) ou por **falta de torque de amortecimento** (coeficiente de torque sincronizante positivo, porém coeficiente de torque de amortecimento negativo). No primeiro caso, a instabilização caracteriza-se por um crescimento predominantemente monotônico do ângulo do rotor (**instabilidade monotônica**), enquanto que no segundo ocorrem oscilações com amplitudes crescentes (**instabilidade oscilatória**).

O conceito de torque sincronizante e torque de amortecimento foi utilizado por Concordia e De Mello com o objetivo de avaliar os efeitos do controle automático de tensão na estabilidade da máquina síncrona [De Mello, 1969]. Nesse trabalho clássico, citado por praticamente todos os autores que abordam o problema das oscilações eletromecânicas, foram fornecidos os meios para uma análise mais sistemática dessa questão, à luz da resposta em frequência. Nele reside a base teórica para a implementação de sinais estabilizantes suplementares nos sistemas de excitação dos geradores, de forma a eliminar-se o amortecimento negativo das oscilações eletromecânicas. Os circuitos que geravam esses sinais estabilizantes, derivados da velocidade angular mecânica dos rotores dos geradores, da potência ou da frequência elétrica terminal, vieram a ser conhecidos como Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS).

Para a análise do problema de ajuste de parâmetros dos reguladores de tensão bem como dos circuitos estabilizadores, De Mello e Concordia utilizaram um diagrama de blocos representando o comportamento de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. Este modelo linearizado da máquina foi desenvolvido por Heffron e Phillips [Heffron, 1952], sendo portanto, referido na literatura como **Modelo Heffron-Phillips**.

2.5 - Modelo de Heffron-Phillips

O modelo clássico de Heffron-Phillips, utilizado no estudo de **oscilações de baixa frequência** em sistemas de potência, é apresentado em forma de diagrama de blocos na figura 2.14.

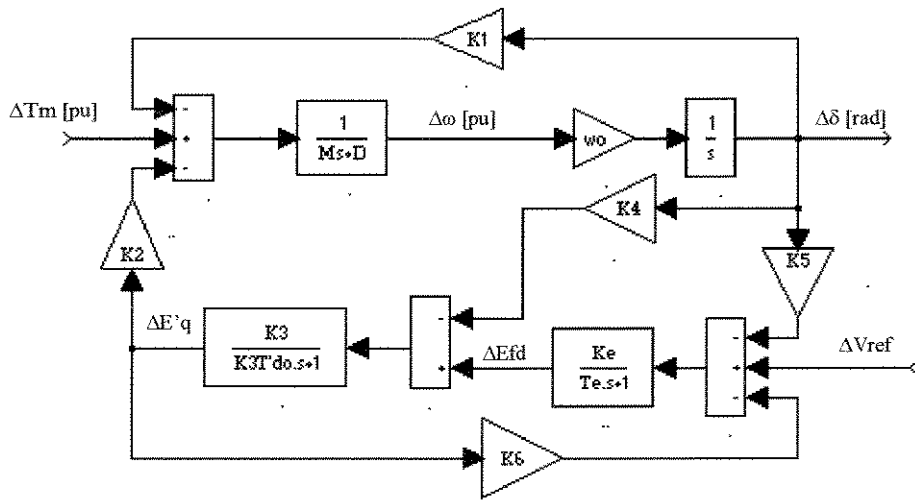


Fig. 2.14 - Diagrama de Blocos do Modelo Heffron-Phillips

Este diagrama representa as **relações linearizadas** entre as variáveis torque elétrico, velocidade, ângulo do rotor, tensão de campo e fluxo concatenado com o circuito de campo para o caso simples de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito através de uma impedância externa, como ilustrado na figura 2.15. No diagrama pode-se visualizar duas malhas principais: a superior e a inferior. A malha superior, sem controle, está baseada na equação linearizada de equilíbrio dinâmico de torques (2.3) e na relação de unidades entre velocidade e ângulo (2.5). A malha inferior, com controle, representa as funções de transferência do sistema de excitação e do circuito de campo considerando o efeito da reação de armadura. Na representação da máquina síncrona são desprezados os efeitos das correntes parasitas e dos enrolamentos amortecedores [De Mello, 1969]. É comum também desprezar-se as perdas internas e externas.

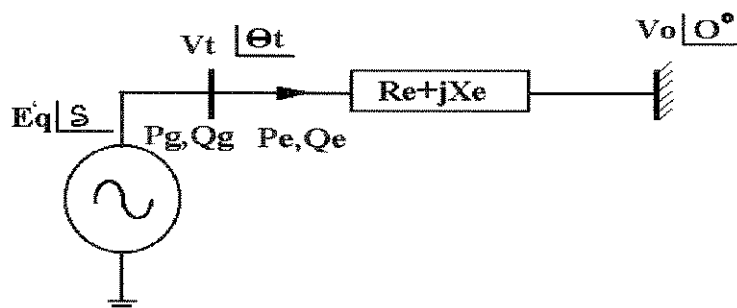


Fig. 2.15 - Máquina Síncrona conectada a um Barramento Infinito

Os valores dos coeficientes K1 a K6 são derivados por linearização das equações fundamentais da máquina síncrona, sendo portanto, funções dos parâmetros da máquina, da impedância externa e do **ponto de operação**.

O modelo Heffron-Phillips têm sido a base para o ajuste de funções estabilizadoras (PSS) atuando sobre o sistema de excitação do gerador com a finalidade de aumentar seu torque de amortecimento às baixas frequências. Estas funções caracterizam-se por possuírem (vide figura 2.16):

- um bloco de filtragem ("washout"), cujo objetivo é permitir a atuação do PSS somente enquanto as oscilações de baixa frequência estiverem presentes, não interferindo na operação em regime permanente do sistema de excitação;
- um ou mais blocos de compensação de fase ("lead-lag"), derivados do sinal de variação de velocidade, que visam compensar o atraso de fase introduzido pelas constantes de tempo do regulador e do circuito de campo, e também ajustar o ganho correspondente ao amortecimento desejado, conforme os critérios de projeto [Yu, 1983].

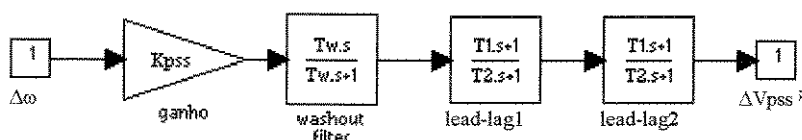


Fig.2.16 - Controle Suplementar da Excitação

Uma vez que o modelo Heffron-Phillips é uma representação linear do sistema, o princípio da **superposição** pode ser aplicado. Assim, pode-se analisar individualmente os efeitos de cada dispositivo ou controle sobre o torque elétrico produzido, ou seja:

$$\Delta Te|_{K1} = K1\Delta\delta \quad (2.10)$$

$$\Delta Te|_{K4} = \frac{K_2 K_3 K_4 (1 + sTe)}{K_3 K_6 Ke + (1 + sT' do K_3)(1 + sTe)} \Delta\delta \quad (2.11)$$

$$\Delta Te|_{K5} = \frac{K_2 K_3 K_5 Ke}{K_3 K_6 Ke + (1 + sT'_{d0} K_3)(1 + sTe)} \Delta \delta \quad (2.12)$$

$$\Delta Te|_{PSS} = \frac{sTw}{1 + sTw} K_{PSS} \left[\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right]^n \frac{K_2 K_3 Ke}{K_3 K_6 Ke + (1 + sT'_{d0} K_3)(1 + sTe)} \Delta \omega \quad (2.13)$$

Para calcular $\Delta Te|_{K4}$, os blocos correspondentes aos ganhos $K6$ e Ke devem ser considerados como realimentação negativa; para $\Delta Te|_{K5}$ somente $K6$; e para $\Delta Te|_{PSS}$, o bloco de filtragem e o de compensação estão em série com a função de transferência similar à de $\Delta Te|_{K5}$. O torque elétrico resultante é dado por:

$$\Delta Te = \Delta Te|_{K1} + \Delta Te|_{K4} + \Delta Te|_{K5} + \Delta Te|_{PSS} \quad (2.14)$$

Para pequenas oscilações, o torque sincronizante está em fase com $\Delta \delta$, e o torque de amortecimento em fase com $\Delta \omega$. Logo:

$$\Delta Ts = \Delta Te|_{\text{componente em fase com } \Delta \delta}$$

$$\Delta Td = \Delta Te|_{\text{componente em fase com } \Delta \omega}$$

onde o operador de Laplace (s) é substituído pelo autovalor do modo eletromecânico ($\sigma \pm j\omega_d$), ou de forma aproximada pela frequência natural de oscilação $j\omega_n$.

Dessa forma vêm sendo efetuado o ajuste de sinais estabilizantes, baseados no modelo de uma máquina síncrona ligada a um barramento infinito. Maior ênfase têm sido dada recentemente à locação e coordenação de estabilizadores de sistemas de potência em sistemas multimáquinas, utilizando técnicas de autovalores, autovetores, controle ótimo e modelos mais completos do gerador [Martins, 1990 e 1993]. O que se pretende neste trabalho, através da análise no domínio da frequência de modelos linearizados e em forma de diagrama de blocos, é facilitar a visualização e compreensão dos fenômenos sob estudo.

Uma limitação do modelo Heffron-Phillips é que requer a presença da barra infinita como referência angular para a análise das oscilações. Com isso, a rede externa ao gerador fica incorporada aos coeficientes $K1$ a $K6$, dificultando sua extensão para sistemas multimáquinas.

Um modelo que supera a fronteira do barramento infinito, tornando possível a representação de um sistema de potência multimáquinas para estudos de estabilidade de pequenas perturbações, será apresentado no próximo item deste Capítulo.

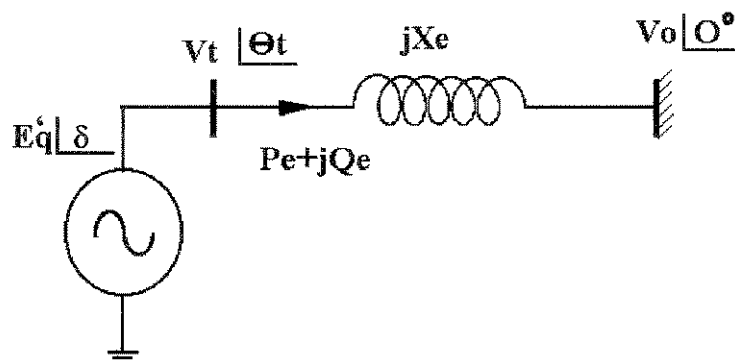


Fig. 2.18 - Máquina Síncrona conectada a um Barramento Infinito

Sua principal vantagem sobre o modelo Heffron-Phillips é a exclusão da representação do barramento infinito, pois sua dedução analítica baseia-se no **balanço nodal linearizado de potência** [Deckmann, 1985], resultante do princípio da conservação de energia aplicado a cada nó do sistema interligado, que permite assumir que durante um processo dinâmico, o equilíbrio de potências ativa e reativa deve ser satisfeito a todo instante e em cada barra do sistema. Isso possibilita facilmente a extensão do modelo a **sistemas multimáquinas**. Além disso, o MSP apresenta propriedades interessantes de desacoplamento ATIVO-REATIVO e de decomposição dos fenômenos em escalas de tempo RÁPIDO-LENTO.

A formulação desse modelo, que considera uma representação detalhada do sistema interligado, torna possível a **verificação do desempenho de dispositivos estabilizantes diretamente conectados em locais selecionados da rede de energia elétrica**, permitindo-se monitorar qualquer oscilação de potência entre linhas de interligação (modos de oscilação inter-áreas). É possível também a inclusão direta da representação das características funcionais de cargas ou até mesmo incluir modelos para simulação de processos dinâmicos relacionados ao CAG - Controle Automático da Geração. Por todas essas qualidades, o Modelo de Sensibilidade de Potência é um **modelo didático** que facilita o entendimento e análise dos fenômenos associados à dinâmica dos sistemas elétricos de potência, particularmente o das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

Assim, sua dedução tal como apresentada por Da Costa e Deckmann [Da Costa, 1992; Deckmann, 1994] será feita para o sistema considerado na figura 2.18, para o caso de um gerador síncrono de pólos salientes, desprezando-se as perdas, o efeitos da saturação e dos enrolamentos amortecedores.

2.6.1 - O Balanço Nodal de Potência

O balanço de potência na barra terminal do gerador, e que deve ser satisfeito em qualquer instante, pode ser expresso pelo seguinte par de equações:

$$P_g - P_e = 0$$

$$Q_g - Q_e = 0$$

(2.15) e (2.16)

onde P_g e Q_g são as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador em condições transitórias em sua barra terminal, e P_e e Q_e são as potências ativa e reativa transferidas ao barramento infinito. Para se considerar as condições dinâmicas deste balanço, as seguintes expressões para P_g e Q_g são utilizadas:

$$P_g = \frac{E'_q V_t}{X'_d} \sin(\delta - \theta_t) + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \sin[2(\delta - \theta_t)]$$

$$Q_g = \frac{E'_q V_t}{X'_d} \cos(\delta - \theta_t) - \frac{V_t^2}{X'_d} - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) [1 - \cos[2(\delta - \theta_t)]]$$

(2.17 e 2.18)

onde o par de variáveis internas $\{E'_q, \delta\}$, e o par de variáveis terminais $\{V_t, \theta_t\}$, possuem uma dependência implícita do tempo e podem ser interpretados em função da rede mostrada na figura 2.18. As potências P_e e Q_e são expressas por:

$$P_e = \frac{V_t V_0}{X_e} \sin(\theta_t)$$

$$Q_e = \frac{V_t^2}{X_e} - \frac{V_t V_0}{X_e} \cos(\theta_t)$$

(2.19) e (2.20)

2.6.2 - Linearização

Para pequenas excursões em torno de um **ponto de equilíbrio**, definido como estado básico, os pares de equações (2.17 - 2.18) e (2.19 - 2.20) podem ser expandidos em séries de Taylor, retendo-se somente os termos de derivadas parciais de primeira ordem.

Desta maneira, o par de equações do balanço de potência (2.15 - 2.16) pode ser expresso pelo seguinte par de equações incrementais:

$$\begin{aligned} A_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + A_{2g} \Delta E'_q + A_{3g} \Delta V_t - A_{1e} \Delta \theta_t - A_{2e} \Delta V_t &= 0 \\ R_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + R_{2g} \Delta E'_q + R_{3g} \Delta V_t - R_{1e} \Delta \theta_t - R_{2e} \Delta V_t &= 0 \end{aligned} \quad (2.21) \text{ e } (2.22)$$

onde os coeficientes $\{A_{1g}, A_{1e}\}$ e $\{R_{1g}, R_{1e}\}$, representam respectivamente, as sensibilidades locais das funções de potência ativa e reativa às variáveis de estado correspondentes. Para a obtenção dos coeficientes de sensibilidades $\{R_{1g}, R_{1e}\}$, as equações de potência reativa foram inicialmente divididas por V_t , o que reduz substancialmente a não-linearidade do problema $Q-V$, favorecendo o processo de linearização relativo às tensões.

O par de equações incrementais (2.21 - 2.22) representa a condição de balanço instantâneo de potência que deve ser satisfeita em qualquer instante durante um processo dinâmico. O par de variáveis terminais $\{\Delta V_t, \Delta \theta_t\}$ representa a interface algébrica entre a máquina e a rede externa. O par de variáveis internas $\{\Delta E'_q, \Delta \delta\}$ traduz as variações lentas do fluxo de campo e as oscilações do rotor, respectivamente, e representam, portanto, a interface com as variáveis diferenciais do processo dinâmico em questão.

Os pares de variáveis $\{\Delta E'_q, \Delta \delta\}$ e $\{\Delta V_t, \Delta \theta_t\}$ apresentam cada um, em sua forma fasorial, uma propriedade de ortogonalidade incremental, conforme mostrado na figura 2.19:

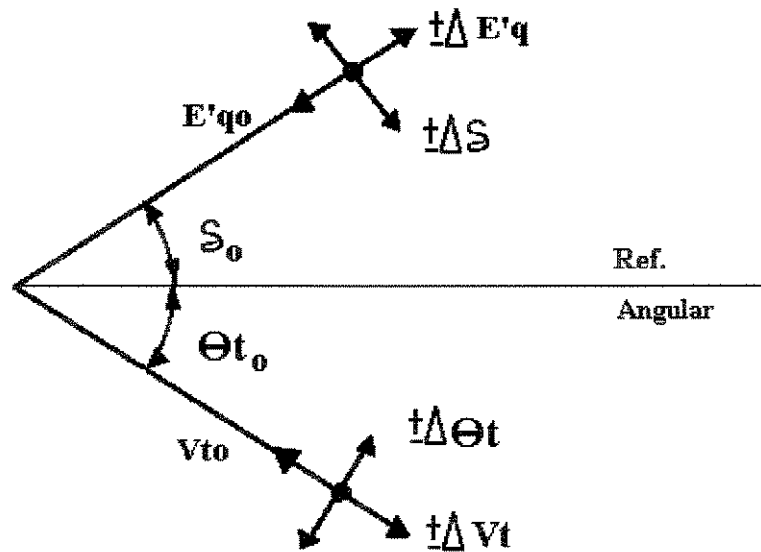


Fig. 2.19 - Ortogonalidade Incremental entre Tensões e Ângulos

Essa ortogonalidade permite decompor as equações do balanço de potência (2.21 - 2.22), de modo a se obter uma solução desacoplada para as variações de tensão e ângulo. Esta decomposição é obtida, isolando-se à direita nas equações de potência ativa e reativa, os termos $\Delta\theta_t$ e ΔV_t respectivamente. Desta forma, obtém-se:

$$\begin{aligned} A_{1g}\Delta\delta + A_{2g}\Delta E'_q + (A_{3g} - A_{2e})\Delta V_t &= (A_{1g} + A_{1e})\Delta\theta_t \\ R_{1g}\Delta(\delta - \theta_t) + R_{2g}\Delta E'_q - R_{1e}\Delta V_t &= (R_{2e} - R_{3g})\Delta V_t \end{aligned} \quad (2.23) \text{ e } (2.24)$$

Os membros à esquerda das equações anteriores representam respectivamente, os "mismatches" de potência ativa e reativa que devem ser satisfeitos em qualquer instante ao longo do processo dinâmico, e são expressos por:

$$\begin{aligned} \Delta P &= A_{1g}\Delta\delta + A_{2g}\Delta E'_q + (A_{3g} - A_{2e})\Delta V_t \\ \Delta(Q/V_t) &= R_{1g}\Delta(\delta - \theta_t) + R_{2g}\Delta E'_q - R_{1e}\Delta V_t \end{aligned} \quad (2.25) \text{ e } (2.26)$$

Para resolver as equações (2.23) e (2.24), ou seja, para satisfazer o balanço nodal dinâmico de potência, é necessário agregar as equações diferenciais que estão implícitas nas variáveis $\Delta\delta$ e $\Delta E'_q$. Estas equações adicionais, representadas no domínio da frequência, são:

- a equação de oscilação do rotor ("swing"):

$$\Delta\delta = [\Delta P_m - \Delta P_g] \left[\frac{\omega_0}{s(Ms + D)} \right] \quad (2.27)$$

- e a equação de balanço de fluxo de campo:

$$\Delta E'_q = \left[\Delta E_{fd} + K_v \Delta V_t - K_A (\Delta\delta - \Delta\theta_t) \right] \left[\frac{X'_d / X_d}{1 + sT'_{d0} (X'_d / X_d)} \right] \quad (2.28)$$

Para se realizar a simulação dinâmica, estas equações exigem um esquema de integração com as seguintes entradas:

$$\Delta P_g = A_{1g}(\Delta\delta - \Delta\theta_t) + A_{2g}\Delta E'_q + A_{3g}\Delta V_t \quad (2.29)$$

$$\Delta E_{fd} = (\Delta V_{ref} - \Delta V_t) \left[\frac{Ke}{1 + sT_e} \right] \quad (2.30)$$

Na equação (2.27), ΔP_m representa as variações de potência mecânica, e ΔP_g , descrito pela equação (2.29), representa a potência elétrica solicitada pela rede ao gerador. Na equação (2.30), que descreve um sistema de excitação estático, ΔV_{ref} representa as variações da tensão de referência do sistema de excitação.

As equações (2.23), (2.24), (2.27), (2.28), (2.29) e (2.30) representam, integralmente, o Modelo de Sensibilidade de Potência para uma máquina conectada a um barramento infinito, e pode ser melhor interpretado, a partir da sua representação na forma de diagrama de blocos mostrado anteriormente na figura 2.17.

Nesse diagrama pode-se visualizar a troca de variáveis entre os subsistemas ATIVO (à esquerda) e REATIVO (à direita), delimitados pela linha de interface vertical. Enquanto o **modelo ativo** fornece as correções angulares ($\Delta\delta$, $\Delta\theta_t$), obtidas a partir das solicitações de potência ativa, o **modelo reativo** responde com as magnitudes corrigidas das tensões em quadratura ($\Delta E'_q$, ΔV_t), as quais resultam da imposição do balanço de potência reativa $[(\Delta Q / V_t)]$.

Evidencia-se também no diagrama de blocos a decomposição em escalas de tempo dos fenômenos dinâmicos, observando-se a troca de variáveis entre o subsistema DIFERENCIAL (superior) e ALGÉBRICO (inferior) delimitados pela linha de interface horizontal. Enquanto que as variáveis de rede (ΔV_t , $\Delta\theta_t$) são **instantaneamente** atualizadas pelo subsistema algébrico, as variáveis internas da máquina ($\Delta E'_q$, $\Delta\delta$) são corrigidas passo-a-passo pelo subsistema diferencial.

2.7 - Metodologias de Análise

Com relação à aplicação de métodos alternativos para a avaliação da estabilidade de regime permanente e amortecimento de oscilações eletromecânicas, é importante mencionar que nenhum método disponível proporciona uma análise completa de todas as importantes questões envolvidas no problema. Portanto, nas pesquisas sobre esses fenômenos dinâmicos é conveniente utilizar mais de uma metodologia de análise.

Um método de ampla aceitação é o baseado na avaliação dos **autovalores** e **autovetores** das equações de estado do sistema, obtidas por linearização das relações não-lineares que descrevem o comportamento dinâmico dos sistemas de potência e seus componentes. Os autovalores representam os modos naturais de resposta das máquinas síncronas, de seus controles e dos outros elementos do sistema de potência. Por inspeção do movimento dos autovalores no plano complexo, pode-se caracterizar a estabilidade de regime permanente. Os autovetores associados permitem verificar a participação relativa das variáveis de estado em cada modo natural de oscilação. Portanto, identificando-se as variáveis que apresentam a maior contribuição a um modo natural particular, pode-se definir onde aplicar uma ação de controle efetiva para introduzir um processo de estabilização.

A avaliação dos **coeficientes de torque sincronizante e de amortecimento** pode ser considerada como uma metodologia simplificada de resposta em frequência, também aplicada às equações linearizadas do sistema de potência. Esta metodologia não possibilita a verificação de participações relativas das variáveis de estado em cada modo natural, mas é particularmente interessante para a identificação dos limites de estabilidade dos modos eletromecânicos e para a obtenção de critérios de ajuste de estabilização suplementar, com o objetivo de aumentar o amortecimento das oscilações.

Uma vez que o cálculo dos coeficientes é feito para a faixa de frequência específica das oscilações eletromecânicas, é desejável conhecer previamente a frequência ou frequências daqueles modos que estiverem apresentando problemas de estabilização. Essas frequências podem ser obtidas por cálculo dos autovalores ou através de resposta simulada no tempo, do comportamento do sistema não-linear original.

Uma outra forma de investigação da estabilidade de regime permanente de um ponto particular de operação de um sistema de potência, consiste em submeter o sistema a perturbações temporárias e de pequena amplitude. A estabilidade é analisada por verificação, através de **simulações no tempo**, da dinâmica de certas variáveis que intrinsecamente caracterizam o comportamento do sistema.

A **solução numérica das equações algébricas e diferenciais** pode ser obtida para qualquer nível de complexidade de modelagem do sistema e, portanto, os efeitos de

importantes não-linearidades dos dispositivos de controle podem ser diretamente incluídas. Alterando-se a severidade das perturbações, pode-se investigar também a estabilidade transitória, resolvendo-se iterativamente as equações algébricas da rede e das máquinas.

O presente trabalho restringe-se à análise da estabilidade de pequenas perturbações usando métodos lineares, porém aplicados sobre um conjunto de pontos de operação, que caracterizam a fronteira de operação em regime permanente: a *curva de capacidade da máquina síncrona*.

2.8 - Resumo

Neste capítulo caracterizou-se o problema das **oscilações eletromecânicas de baixa frequência** como um problema de estabilidade de regime permanente dos sistemas elétricos, e resultante das tendências históricas mundiais de crescimento e **interligação** de grandes sistemas de potência, sendo estas oscilações, um reflexo das **interações dinâmicas** entre seus vários componentes.

Foram apresentados dois modelos linearizados para o estudo desse fenômeno, sendo que o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP), por suas qualidades de representação integral do sistema, permite avaliar o efeito de dispositivos estabilizantes de controle diretamente conectados em locais selecionados na rede elétrica interligada. O MSP será, portanto, o modelo a ser utilizado para simular e avaliar o desempenho de modernos equipamentos de compensação dinâmica de reativos, tópico a ser tratado no próximo Capítulo.

CAPÍTULO 3

TECNOLOGIA FACTS E A COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE REATIVOS

Neste Capítulo serão abordadas recentes tendências para solução de alguns dos vários problemas de controle e operação de sistemas elétricos de potência. A nova tecnologia de Sistemas de Transmissão CA Flexíveis (FACTS) apresenta possibilidades de controle dinâmico de variáveis da rede, tais como: impedância, tensão, corrente e ângulos de fase. Os principais dispositivos FACTS e suas características são então apresentados.

Por fim, é desenvolvida a modelagem para análise e estudos dinâmicos da atuação de alguns desses dispositivos num sistema de potência, utilizando-se o método de linearização das equações do balanço nodal de potência.

3.1 - Novas Tendências no Controle de Sistemas de Potência

O suprimento de energia elétrica em níveis de qualidade e confiabilidade cada vez mais exigentes é hoje uma das maiores dificuldades mundiais. Entre as principais causas estão a falta de investimentos no setor elétrico, motivada por dificuldades financeiras e questionamentos ambientais, que dificultam a construção de novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão. Com isso, tende-se a maximizar a utilização dos sistemas de transmissão já existentes [Praça, 1992], [Clerici, 1992].

Todos esses fatores aumentam o risco de instabilidades e até mesmo de quedas do sistema ("blackouts"). Como medida preventiva, atualmente os sistemas de transmissão são operados bem abaixo de suas capacidades teóricas máximas, para evitar que um aumento imprevisto de demanda ou a perda da capacidade de geração possa causar sobrecargas e, conseqüentemente, desligamentos de linhas em cascata com interrupções de fornecimento. Outros tipos de problemas sérios são as instabilidades de tensão ou o fenômeno das ressonâncias subsíncronas que provocam vibrações mecânicas que podem danificar equipamentos de geração em usinas.

Tais perturbações são complexas na origem e na forma, porém os efeitos para os consumidores de energia elétrica, bem como para as concessionárias são previsíveis: danos em equipamentos valiosos, altos prejuízos materiais e financeiros, até mesmo em face da ocorrência de pequenas perturbações, que tornam-se de suma importância em condições de alto carregamento do sistema.

Para garantir a continuidade de fornecimento de energia elétrica com qualidade e flexibilidade, estudos técnico-econômicos têm mostrado que a solução para esses problemas é fazer uso das tecnologias da **Eletrônica de Alta Potência** [Eundson, 1992]. Equipamentos e sistemas baseados em **tiristores** podem controlar grandezas elétricas como impedância, tensão, corrente, e ângulos de fase, de uma forma que seria impossível de ser efetuada por chaveamento mecânico. Tais equipamentos fazem parte de uma nova tecnologia de planejamento, operação e controle que terá profundo efeito nos sistemas elétricos de potência do mundo todo nas próximas décadas: a tecnologia FACTS - “Flexible Alternating Current Transmission Systems”. Esse termo vem sendo utilizado na denominação de equipamentos e dispositivos controladores que fazem uso da eletrônica de potência para melhorar a controlabilidade e capacidade disponível de sistemas de transmissão em corrente alternada, e foi sugerido primeiramente por Hingorani, pesquisador do EPRI - “Electric Power Research Institute”, USA, em 1991 [Hingorani, 1991 e 1993].

A tabela abaixo, apresentada por Erche [Erche, 1992], compara os benefícios de alguns importantes equipamentos eletrônicos de potência que já estão em operação ou que serão usados nos sistemas de energia elétrica do futuro. As vantagens desses equipamentos na solução de problemas tais como controle de fluxo de potência, controle de tensão, estabilidade transitória e estabilidade oscilatória, são apresentadas nessa tabela:

	Controle de Fluxo de Potência	Controle de Tensão	Estabilidade de Regime Permanente	Estabilidade Oscilatória	Estabilidade Transitória
Transmissão em CC (HVDC)	***	*	***	***	**
Compensador Estático de Reativos (SVC)	*	***	*	**	*
Compensador Série Controlado (CSC)	**	*	***	**	**
Controlador de Fluxo de Potência (LFC)	***	**	**	**	*

Tabela 1 - Benefícios oferecidos por alguns equipamentos da Eletrônica de Potência

Três estrelas significa um excelente comportamento, que justificaria a aplicação do equipamento no sistema CA para resolver o problema. Duas estrelas significa que o equipamento é bem indicado para contribuir com a solução. Onde há uma estrela somente, significa que o equipamento pode contribuir para a solução, se for usado no sistema por outras razões.

Todos esses dispositivos têm como componente fundamental os chamados SCR's - "Silicon Controlled Rectifiers". Entretanto, a utilização de outros componentes, tais como os GTO's - "Gate-Turn-Off Thyristor" e também os MCT's - "MOS Controlled Thyristor" estão ampliando ainda mais a flexibilidade de controle e a eficácia desses equipamentos, bem como possibilitando a pesquisa de novos projetos, nunca antes imagináveis.

Portanto, os dispositivos FACTS podem aumentar a flexibilidade de redes de transmissão, permitindo às concessionárias aumentar o carregamento de linhas que hoje são limitadas por questões como fluxo indesejado de potência, estabilidade ou outros problemas [Clerici, 1992], [Hesse, 1993], [Mihalic, 1993], [Larsen, 1992]. De fato, em certos casos, esses dispositivos de controle podem permitir que se dobre a capacidade de importantes linhas e corredores de transmissão de energia elétrica. Com isso, as empresas do setor elétrico podem prorrogar a construção de novas linhas e sistemas de geração. Daí a relevância sócio-econômica da utilização dessa nova tecnologia para o país, em face de sua atual conjuntura.

3.2 - Sistemas de Transmissão CA Flexíveis

As redes de transmissão em sistemas de potência têm como função básica o transporte de energia elétrica produzida nas usinas geradoras aos centros de carga, bem como a interligação entre diferentes áreas de geração. Desta forma devem ser capazes de atender à função de transferência de potência com eficiência e flexibilidade. Num sistema de transmissão interligado, o fluxo de potência de um ponto a outro percorre um certo número de linhas de transmissão. Em cada linha de transmissão a transferência de potência é uma função da impedância da linha, da diferença angular de fase e das magnitudes das tensões em ambos os terminais da linha. A transferência de potência é diretamente proporcional às magnitudes das tensões terminais e ao seno da diferença angular das tensões terminais, e inversamente proporcional à impedância da linha.

O caminho natural do fluxo de potência através do sistema interligado, determinado pelas funções de transferência de potência de suas diferentes linhas de transmissão, pode não ter necessariamente o padrão de fluxo mais desejado em termos dos graus de utilização das diferentes linhas de transmissão, com relação às magnitudes e/ou às direções, bem como às perdas e margens de segurança. Uma condição restritiva ocorre quando qualquer uma das linhas de transmissão está carregada até o seu limite máximo de operação. Logo, as outras

linhas não podem ser forçadas a aumentar a sua transferência de potência, porque isto resultaria em sobrecarga na linha que já houvera alcançado o seu limite de transmissão. Isto implica que algumas linhas de transmissão não poderão ser totalmente utilizadas apesar da margem de carregamento que possa estar disponível.

Deve-se considerar também, que um sistema de transmissão é apenas um sistema de transporte; num terminal a energia é recebida de uma fonte geradora e no outro a energia é fornecida a uma carga consumidora. Para cada operação de despacho de potência, a transferência de energia da fonte para a carga resulta num processo dinâmico devido à inevitável inércia da geração, transmissão e consumo. A força motriz dessas dinâmicas é o desequilíbrio temporário entre a potência gerada e a potência consumida. Outras causas são, naturalmente, as contingências (planejadas ou acidentais) no sistema de potência, tais como, mudanças no programa de geração, chaveamento de compensação paralela ('shunt'), rejeição de carga, faltas no sistema, etc. Para assegurar a estabilidade quando da ocorrência desses processos dinâmicos, é necessário, em muitos casos, uma diminuição na transferência de potência a um nível bem abaixo do limite determinado pela capacidade de fluxo de potência em regime permanente.

De modo geral pode-se definir, por ordem decrescente, os seguintes três limites de potência transmitida através de uma linha:

- Limite Térmico: máxima capacidade de corrente através dos condutores;
- Limite Estático de Operação: máxima potência transmissível em condições de regime permanente;
- Limite de Estabilidade: nível seguro de transmissão de potência em condições dinâmicas.

O desafio apresentado aos engenheiros de planejamento do sistema de potência é, portanto, aumentar o grau de utilização dos sistemas de transmissão, isto é, elevar o limite de estabilidade até o mais próximo possível ao nível determinado pelo limite de capacidade estática ou térmica inerente das linhas de transmissão. Isto requer um papel ativo, não passivo, de sistemas de transmissão flexíveis no controle de intercâmbio entre geração e consumo. Em outras palavras, os sistemas de transmissão devem ser equipados com dispositivos controláveis, e que permitam variar os parâmetros da transferência de potência: magnitude de tensão, impedância das linhas e diferença angular de fase.

Assim, a tecnologia de sistemas FACTS ("Flexible AC Transmission Systems") vem promover a aplicação intensa de dispositivos controlados a tiristor em sistemas de potência, com o objetivo de utilização ótima das instalações já existentes em suas redes de transmissão.

3.3 - Melhorias Oferecidas pela Tecnologia FACTS

A idéia conceitual dos dispositivos FACTS é permitir que os sistemas de transmissão desempenhem papéis ativos no aumento da flexibilidade das necessidades de transmissão de potência e garantam a estabilidade dos processos dinâmicos do sistema de potência interligado. O grande mérito desses dispositivos é que permitem controlar o fluxo de potência por variações na impedância de uma linha de transmissão ou por variações no ângulo de fase entre seus terminais, ou ainda por controle de tensões em barramentos críticos. O desenvolvimento desses dispositivos está baseado na utilização da eletrônica de potência de alta velocidade e confiabilidade e em tecnologias avançadas de comunicação e controle.

O sucesso no desenvolvimento dos dispositivos FACTS oferecerá as seguintes possibilidades à operação dos sistemas de energia elétrica:

- maior controle e direcionamento do fluxo de potência ;
- maiores níveis de transmissão de potência , próximos ao limite térmico;
- redução na margem de reserva girante, possível por maior habilidade na transmissão de potência entre áreas controladas;
- prevenção de quedas em cascata nos sistemas, com limitação dos efeitos de faltas ou falhas em equipamentos;
- amortecimento de oscilações de potência, que poderiam danificar equipamentos e/ou limitar a capacidade útil de um sistema de transmissão de energia.

3.4 - Dispositivos FACTS

Atualmente o rápido desenvolvimento obtido no campo da eletrônica de potência tem possibilitado o projeto de vários dispositivos controláveis de ação rápida. Os mais importantes são [Edris, 1994]:

- Compensador Estático de Reativos ("SVC - Static Var Compensator")
- Condensador Estático (STATCON - "Static Condenser")
- Compensador Série Controlado (CSC - "Controlled Series Compensator")
- Controlador de Fluxo de Potência (LFC - "Load Flow Controller")
- Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC - "Unified Power Flow Controller")

Os dispositivos do tipo SVC já vêm sendo efetivamente utilizados nos sistemas de potência. Protótipos para dispositivos do tipo CSC têm sido construídos. Ultimamente, os dispositivos do tipo STATCON, LFC e UPFC em desenvolvimento vêm ganhando mais e mais importância.

3.4.1 - Compensador Estático de Reativos (SVC)

O compensador estático de reativos (SVC) consiste de um elemento “shunt” controlável, primariamente utilizado para controle de tensão e potência reativa. Uma configuração típica de SVC, mostrada na figura 3.1, é constituída de um reator controlado a tiristores (TCR - “Thyristor Controlled Reactor”) ligado em paralelo com um banco de capacitores chaveados por tiristores (TSC - “Thyristor Switched Capacitor”). Entre os principais benefícios de sua utilização estão:

- estabilização da operação, como resultado da melhoria das características transitórias do sistema de transmissão;
- amortecimento de oscilações de potência ativa por modulação da tensão via injeção/absorção de potência reativa no sistema;
- aumento da capacidade de transmissão, através do aumento da tensão nodal;
- amortecimento de ressonâncias subsíncronas, através de controle da tensão;

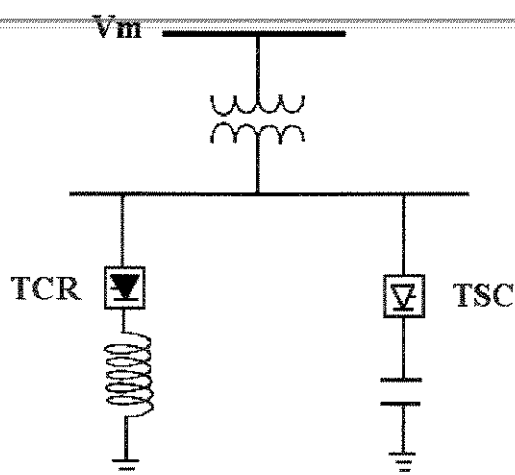


Fig. 3.1 - Compensador Estático de Reativos (SVC)

A tensão no sistema pode ser alterada numa faixa muito estreita devido aos limites de tensão de operação do sistema e aos limites nominais do equipamento. Embora o SVC atue diretamente no fluxo de potência reativa, em função de sinais de controle adicionais, pode produzir pequenas variações no fluxo de potência ativa através da modulação da tensão, desta forma contribuindo para amortecer oscilações de potência no sistema e aumentar seus

limites de estabilidade [Gyugyi, 1978], [Hammad, 1984 e 1986], [Larsen, 1987], [Komami, 1987], [Sawa, 1989], [Lerch, 1991], [Vasconcelos, 1992], [Oliveira, 1994].

3.4.2 - Condensador Estático (STATCON)

O dispositivo STATCON representa uma evolução do compensador tipo SVC. Seu desenvolvimento está baseado no uso de tiristores do tipo GTO na construção de uma fonte de tensão inversora conectada no lado secundário de um transformador (Fig.3.2). Através da fonte inversora este equipamento pode produzir potência reativa indutiva ou capacitiva, não sendo necessário, entretanto, grandes bancos de capacitores. A vantagem desta solução é a compactação do projeto e a injeção de potência reativa no sistema dependendo linearmente da tensão de operação. As desvantagens, por enquanto, são as altas perdas e as dificuldades para construção de fontes de tensão inversoras a GTO para altas potências.

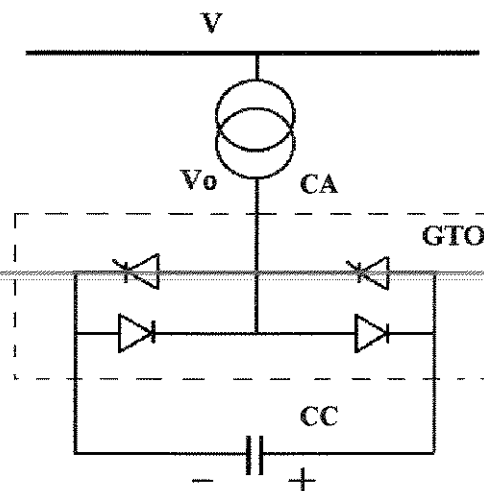


Fig. 3.2 - Condensador Estático (STATCON)

3.4.3 - Compensação Série Controlada (CSC)

O fluxo de potência se distribui através de uma rede interligada em função das relações de impedâncias das linhas. A impedância de uma linha pode ser alterada através de compensação série. Esta técnica tem sido utilizada há décadas para aumentar a capacidade das linhas de transmissão. O grau de compensação, entretanto, era fixo ou lentamente variável em degraus através de chaveamento mecânico. O desenvolvimento da eletrônica de potência tornou possível controlar rápida e continuamente a impedância série de uma linha. A compensação série controlada por tiristores, cuja configuração básica é apresentada na

figura 3.3, é constituída por um reator controlado a tiristores em paralelo com um banco de capacitores série. Variando-se o ângulo de disparo dos tiristores altera-se a reatância do conjunto. Este tipo de compensação pode ser utilizada para controle do fluxo de potência, amortecimento de oscilações eletromecânicas e também para se evitar a ressonância subsíncrona [Larsen, 1992], [Christl, 1992], [Keri, 1992], [Nyati, 1993], [Martins, 1994].

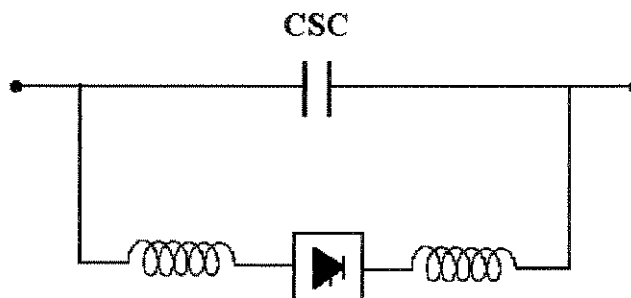


Fig. 3.3 - Compensação Série Controlada (CSC)

Com a introdução de sinais adicionais, pode-se modular o nível de compensação série introduzida na linha, produzindo-se dessa forma o amortecimento de oscilações de potência.

3.4.4 - Controlador de Fluxo de Potência (LFC)

Os ângulos das tensões numa rede podem ser influenciados por transformadores defasadores ("Phase Shifting Transformers"). Esta forma especial de transformador tem estado em operação há vários anos. Entretanto devido às alterações das derivações ('taps') serem eletromecânicas, as variações são lentas e em degraus. Para aumentar a velocidade de controle da fase da tensão, pode-se empregar os tiristores de potência em um transformador defasador, controlando-se assim, o fluxo de potência (Fig. 3.4) [Mihalic, 1993], [Lerch, 1994], [Beauregard, 1994], [Nelson, 1994].

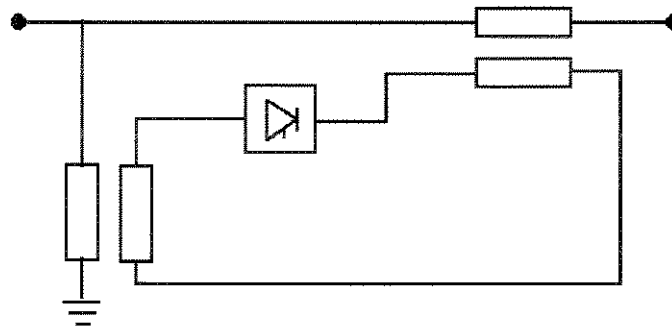


Fig. 3.4 - Controlador de Fluxo de Potência (LFC)

3.4.5 - Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC)

Os equipamentos apresentados anteriormente são capazes de controlar apenas um parâmetro no sistema: a tensão, ou o defasamento angular, ou a impedância série da linha. Um equipamento que pudesse controlar mais parâmetros ao mesmo tempo, poderia, entretanto, oferecer vantagens adicionais para o controle do fluxo de potência ou para amortecer oscilações de potência. O dispositivo denominado UPFC oferece essas vantagens. Como mostrado na figura 3.5, dois conversores à base de GTO's são conectados entre o transformador shunt e o série. O inversor 2 pode inserir uma tensão U_t , de amplitude e ângulo variável, nos enrolamentos do transformador série. A potência reativa necessária à produção dessa tensão adicional é gerada pelo próprio inversor 2. A correspondente potência ativa, entretanto, é transmitida através do transformador shunt e dos dois conversores. O conversor 1, pode, ainda, controlar a tensão no terminal do UPFC através de seu controle de potência reativa [Mihalic, 1993], [Iravani, 1994], [Lerch, 1994].

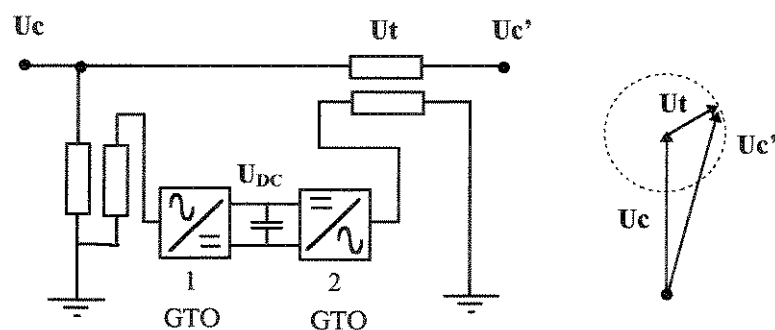


Fig. 3.5 - Controlador de Fluxo de Potência Unificado (UPFC)

3.4.6 - Conclusões

Um programa de desenvolvimento de novos dispositivos FACTS está sendo empreendido principalmente pelo EPRI - "Electric Power Research Institute", USA. Entretanto, em face de interesses e necessidades próprias de cada sistema elétrico, bem como da capacidade de investimentos em pesquisa e desenvolvimento tecnológico, grandes empresas de energia elétrica no mundo direcionam seus recursos na identificação de equipamentos FACTS mais apropriados à solução de seus problemas. [Le Du, 1992]. De forma global, portanto, o conceito básico utilizado é o emprego de dispositivos controláveis da eletrônica de potência nos sistemas de transmissão de energia elétrica. Em resumo, os objetivos da tecnologia FACTS são:

- aumentar o grau de utilização dos sistemas de transmissão existentes;
- introduzir maior flexibilidade no controle de fluxo de potência, garantindo a estabilidade dos processos dinâmicos dos sistemas de potência;
- superar as limitações técnicas e os altos custos dos atuais dispositivos controlados por tiristores.

3.5 - Modelagem para Análise e Estudos Dinâmicos

A precisão e o detalhamento de modelos para os dispositivos apresentados anteriormente depende da finalidade de estudos pretendida. Para a análise de problemas de estabilidade a pequenas perturbações, pode-se desenvolver **modelos linearizados** dos componentes do sistema de potência. Portanto, tendo-se uma função do principal efeito produzido pelo dispositivo no sistema, o processo de linearização torna-se simples, porém adequado aos objetivos desejados.

3.5.1 - Compensador Estático de Reativos (SVC)

Os compensadores estáticos de reativos, conforme citado anteriormente, controlam a tensão do barramento ao qual estão conectados, através da variação de sua susceptância shunt. A potência reativa trocada com o sistema é diretamente proporcional ao valor instantâneo dessa susceptância e ao quadrado do valor da tensão nodal. Assim, para uma condição inicial de operação tem-se para um nó genérico "m":

$$Q_{svc} = B_{svc}.Vm^2 \quad (3.1)$$

Para facilitar o processo de linearização relativo às tensões, divide-se ambos os membros pela tensão nodal. Logo:

$$\frac{Q_{svc}}{Vm} = B_{svc}.Vm \quad (3.2)$$

Para pequenas variações em torno desse ponto de equilíbrio, tem-se:

$$\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) + \Delta\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) = (B_{svc} + \Delta B_{svc}).(Vm + \Delta Vm) \quad (3.3)$$

$$\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) + \Delta\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) = B_{svc}.Vm + B_{svc}.\Delta Vm + \Delta B_{svc}.Vm + \Delta B_{svc}.\Delta Vm \quad (3.4)$$

$$\Delta\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) = B_{svc}.\Delta Vm + \Delta B_{svc}.Vm + \Delta B_{svc}.\Delta Vm \quad (3.5)$$

Desprezando-se o termo de segunda ordem, resulta:

$$\Delta\left(\frac{Q_{svc}}{Vm}\right) = B_{svc}.\Delta Vm + \Delta B_{svc}.Vm \quad (3.6)$$

As variações de susceptância do compensador (ΔB_{svc}) são produzidas através da variação dos ângulos de disparo dos tiristores, cujas constantes de tempo são desprezíveis para estudos na faixa de frequência das oscilações eletromecânicas. Assim, o regulador do SVC assume a função de transferência simples representada através da expressão (3.7), cujos valores de ganho e constantes de tempo são típicos [Larsen, 1987] [Jardim, 1989]:

$$\Delta B_{svc} = \left(\frac{K_{svc}}{1 + sT_{svc}}\right) [\Delta V_{ref} - \Delta Vm + \Delta V_{stab}] \quad (3.7)$$

com $K_{svc}=15$; $T_{svc}=0,050$ [seg]

Portanto, o modelo linearizado do compensador estático de reativos (SVC) a ser utilizado nos estudos de pequenas perturbações é o apresentado na figura 3.6:

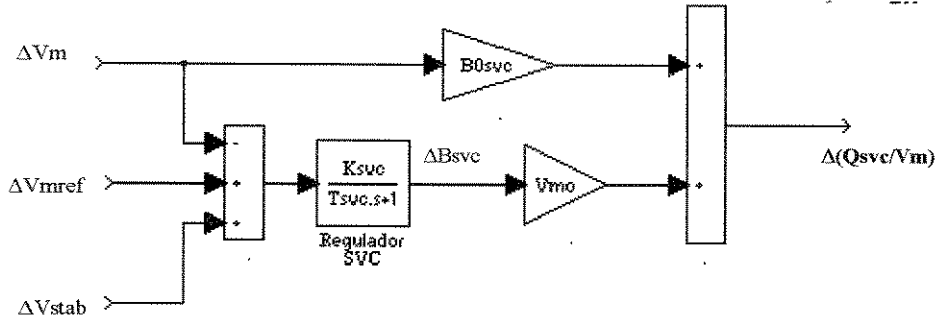


Fig. 3.6 - Modelo Linearizado do SVC

3.5.2 - Compensação Série Controlada (CSC)

Este tipo de compensação dinâmica permite variar a reatância série de uma linha de transmissão, influenciando, portanto, o fluxo de potência ativa e reativa através da linha. Para pequenas variações em torno de um condição de operação em regime permanente, é possível linearizar-se as expressões dos fluxos de potência ativa e reativa em relação a todas as suas variáveis. Assim, sendo os fluxos numa determinada linha $t-m$ (desprezando-se as perdas resistivas) dados pelas expressões

$$Pe = \frac{V_t \cdot V_m}{Xe} \sin(\theta_t - \theta_m) \quad (3.8)$$

e

$$Qe = \frac{V_t^2}{Xe} - \frac{V_t \cdot V_m}{Xe} \cos(\theta_t - \theta_m) \quad (3.9)$$

as suas respectivas variações incrementais serão dadas por

$$\Delta Pe = A_{1e} \Delta(\theta_t - \theta_m) + A_{2e} \Delta V_t + A_{3e} \Delta V_m + A_{4e} \Delta Xe \quad (3.10)$$

e

$$\Delta(Qe / V_t) = R_{1e} \Delta(\theta_t - \theta_m) + R_{2e} \Delta V_t + R_{3e} \Delta V_m + R_{4e} \Delta Xe \quad (3.11)$$

onde os coeficientes de sensibilidade apresentados são as respectivas derivadas parciais no ponto de equilíbrio, em relação a cada uma das variáveis das expressões de potência.

Assim, **pode-se representar dinamicamente os efeitos da compensação série controlada através de variações incrementais na reatância série da linha (ΔX_e)**. Essas variações, por sua vez, são o resultado de ações de controle do regulador do CSC. O sinal estabilizante injetado no regulador depende da função a que se destina a compensação série controlada, sendo possível diferentes modos de controle: controle de reatância para direcionamento do fluxo de potência por linhas ou corredores desejados, amortecimento de oscilações de potência, ou eliminação de ressonâncias subsíncronas [Larsen, 1992], [Lerch, 1994]. A figura 3.7 apresenta um sistema de controle e o modelo apropriado para representação no Modelo de Sensibilidade de Potência do CSC, no modo de controle de amortecimento de oscilações eletromecânicas.

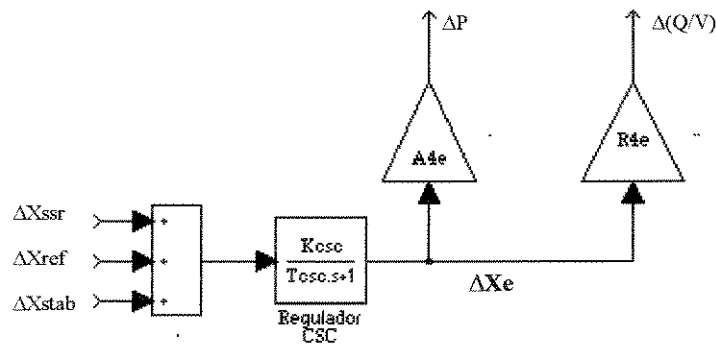


Fig. 3.7 - Modelo Linearizado do CSC

Os sinais estabilizantes injetados nos reguladores do SVC, CSC, ou o clássico PSS, usualmente têm um ajuste de ganho e de fase, obtidos por filtros, tal como apresentado anteriormente na figura 2.16.

CAPÍTULO 4

AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES ELETROMECÂNICAS: RESULTADOS DE ANÁLISE E SIMULAÇÃO

Neste Capítulo será apresentada uma metodologia de análise e projeto de estabilizadores utilizados em dispositivos de compensação dinâmica de reativos, visando o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Para isso são empregadas ferramentas de análise modal (autovalores) e decomposição de torque elétrico em componente sincronizante e de amortecimento para pontos de operação sobre a curva de capacidade da máquina síncrona. Este estudo é desenvolvido em um sistema simples, de três barras, representado através do **Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)**, incluindo-se a representação **linearizada** de compensador “shunt”, tipo SVC, ou de compensador série, tipo CSC, ou de estabilizador de sistema de potência - PSS.

4.1 - Metodologia Proposta

4.1.1 - Objetivos

O estudo visa avaliar o amortecimento disponível para pontos de operação sobre a curva de capacidade da máquina síncrona na presença de dispositivos de compensação dinâmica de reativos.

4.1.2 - Justificativas

Usualmente o problema de estabilidade a pequenas perturbações é estudado apenas sob condições particulares de operação, normalmente pontos de operação com alto carregamento. A verificação do desempenho em vários pontos de operação, para um ajuste efetuado num ponto particular, permite analisar a robustez desse controle. Utilizando-se os pontos de máximo carregamento definidos pela curva de capacidade da máquina síncrona, implicitamente estarão sendo respeitados os **limites estáticos de operação**. Desta forma, pode-se estabelecer critérios de projeto mais abrangentes, identificar regiões problemáticas para operação, e **aumentar os conhecimentos básicos sobre os efeitos de amortecimento produzido por alguns dispositivos FACTS**. Este entendimento, baseado num sistema simples, poderá facilitar a análise sobre o comportamento dinâmico de reais e mais complexos sistemas elétricos de potência.

4.1.3 - Simplificações e Restrições

Uma vez que o problema de estabilidade a pequenas perturbações é essencialmente um fenômeno linear, serão utilizadas para análise modelos linearizados, e portanto válidos somente para pequenas variações em torno de um ponto específico de operação. Assim, a representação linearizada dos vários componentes do sistema sob estudo, restringe-se à faixa de frequência dos modos eletromecânicos de oscilação (0,2 - 2,0[Hz]). Quanto ao modelo linearizado a ser utilizado nos estudos, optou-se pela utilização do **Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)**, devido à **facilidade de representação nesse modelo, de dispositivos e controles diretamente conectados em locais selecionados da rede elétrica**.

A representação do MSP no software SIMULINK (MATLAB 4.0 ®), para simulação em forma de diagrama de blocos, gera um problema de software, denominado de “loop algébrico” na interface dos subsistemas algébricos Ativo e Reativo. A solução desse problema foi obtida pela introdução de uma **dinâmica rápida** nessa interface, de forma a não interferir nos resultados da **dinâmica lenta**, sendo esta, portanto, uma característica dos chamados “*sistemas rígidos*”. Essa dinâmica rápida consiste de uma função de transferência de 1ª ordem do tipo $1/(1+sT)$, onde $T \rightarrow 0$. (Para o caso sob estudo analisado, adotou-se $T=0,01s$).

O método de integração utilizado, denominado “*linsim*”, é interno à biblioteca de simulação do SIMULINK, sendo adequado para simulação de “sistemas rígidos”. Este método é preditor-corretor com “**passo de tempo**” variável. (Para o caso estudado, utilizou-se um “passo de tempo” fixo: $\Delta t_{min} = \Delta t_{max} = 0,01s$, que mostrou ser um bom compromisso para a resposta temporal na solução desses sistemas diferenciais). Sabe-se que na simulação de fenômenos dinâmicos, a escolha do “passo e método de integração” exerce uma influência muito grande sobre os resultados obtidos [De Mello, 1992]. Portanto, para a escolha do passo de integração mais adequado deve-se levar em consideração os valores das constantes de tempo envolvidas no problema, o método de integração utilizado, o tempo total de simulação, para se evitar acúmulo de erros e a consequente descaracterização e falsidade dos resultados de simulação obtidos. Por exemplo, a solução simultânea de equações de um sistema de potência e de seus sistemas de controle no programa de simulação EMTP ® (“Electromagnetic Transients Program”), exige técnicas adequadas para garantir a estabilidade e precisão dos resultados [Araújo, 1993].

A opção pelo software MATLAB 4.0 com o aplicativo SIMULINK, se justifica pelas facilidades de representação e interface “windows” com o usuário, vários métodos de integração disponíveis para solução de sistemas de equações diferenciais e consequente simulação no tempo, e principalmente pelas *facilidades de conversão de modelos de sistemas dinâmicos da forma de diagrama de blocos para a forma de espaço de estado bem como a possibilidade de utilização de uma ampla biblioteca de funções e métodos empregados na teoria de controle moderno* [MANUAL DO SIMULINK, 1992].

Entretanto, por limitações de editoração gráfica deste software, as variações incrementais representadas pelo símbolo “ Δ ” serão representadas pela letra “D” sendo um prefixo da variável em questão, como por exemplo em Ddelta ($\Delta\delta$), DVt (ΔV_t), etc. A variável “ ζ ” (taxa de amortecimento do modo eletromecânico de oscilação), pelo mesmo motivo, passa a ser representada nas curvas pela variável “qsim”. Optou-se pela apresentação das curvas de frequência natural do modo eletromecânico de oscilação expressa em Hertz, sendo “fnm” sua respectiva variável. Para as curvas apresentadas do sistema com compensação, acrescentou-se o sufixo “c” e outros adequados para a diferenciação entre os tipos de compensadores estabilizantes utilizados.

4.1.4 - Sistema de Potência sob Estudo

A configuração do sistema de potência investigado é apresentada na figura 4.1, e consiste de um gerador síncrono ligado a um barramento infinito através uma longa linha de transmissão, com um barramento intermediário. O gerador é dotado de um **regulador automático de tensão estático**, de alta velocidade de resposta, com possibilidade de utilização de sinais adicionais estabilizantes (PSS). Assume-se que um compensador série controlado (CSC), ou um compensador estático de reativos (SVC) pode ser ligado ao sistema no barramento intermediário. Os dados característicos desse sistema são apresentados no Apêndice 1.

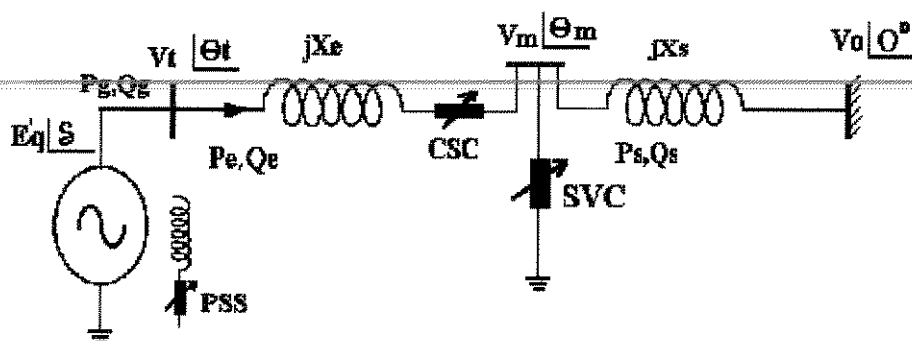


Fig. 4.1 - Sistema de Potência sob Estudo

4.1.5 - Algoritmo de Análise, Projeto e Simulação

A metodologia proposta tem por objetivo avaliar as condições de estabilidade oscilatória, em pontos de operação sobre a curva de capacidade da máquina síncrona, através da obtenção de curvas da **taxa de amortecimento, frequência natural de oscilação, coeficientes de torque sincronizante e de amortecimento, todas em função da abertura angular da máquina** (representando, portanto, o carregamento efetivo da mesma), para uma pequena perturbação na potência mecânica da turbina ($\Delta P_m = -10\%$).

De posse das curvas obtidas para o sistema **sem** compensação, é adotado um critério de projeto dos estabilizadores, de forma a se obter o amortecimento desejado para o sistema **com** compensação. Logo, a análise das condições de amortecimento é feita nas condições limites, comparando-se as curvas anteriores e identificando-se as fronteiras de estabilidade. A sequência de cálculos é feita segundo as etapas do algoritmo apresentado a seguir:

1. **Cálculo da Curva de Capacidade da máquina síncrona e determinação dos pontos de operação para teste;**
2. **Cálculo do Fluxo de Carga para os pontos teste e determinação dos coeficientes de sensibilidade do MSP;**
3. **Conversão do modelo linearizado MSP para a forma de espaço de estado, visando o cálculo de Autovalores (com obtenção da frequência natural de oscilação ω_n e taxa de amortecimento ζ) e a decomposição de Torque (componente sincronizante K_s , e de amortecimento K_d) para o sistema sem compensação;**
4. **Projeto do Estabilizador (fase e ganho)*;**
5. **Conversão do modelo MSP + Estabilizador para a forma de espaço de estado e cálculo de Autovalores e componentes de Torque para o sistema com compensação;**
6. **Escolha de um ponto de operação para simulação no tempo do comportamento dinâmico do sistema sem e com compensação;**

*** Ajuste em 1 ponto de operação específico, segundo critérios de projeto do estabilizador.**

Para o cálculo da curva de capacidade da **máquina síncrona de pólos salientes** são fornecidos os seguintes dados: tensão terminal ($V_t=1,0$ [pu]), reatância síncrona de eixo direto ($X_d=1,1$ [pu]), reatância transitória de eixo direto ($X'_d=0,3$ [pu]), reatância síncrona de eixo em quadratura ($X_q=0,7$ [pu]), fator de potência nominal ($f_{pn}=0,9$) e potência máxima da turbina hidráulica ($P_{max}=0,95$ [pu]). São selecionados os pontos de operação sobre essa curva que bem caracterizem os seus limites operativos.

Na determinação das variáveis de operação do sistema para um determinado carregamento utilizou-se um programa de **Fluxo de Carga Descoplado Rápido** [Monticelli, 1990] com as implementações necessárias para resolver o problema a partir dos seguintes dados fornecidos: tensão na barra terminal do gerador ($V_t=1,0$ [pu]); potência ativa gerada na barra terminal (P_g) e potência reativa gerada na barra terminal (Q_g) dados pela curva de capacidade da máquina; potência ativa consumida na barra intermediária considerada nula; tensão no barramento infinito ($V_o=1,0$ [pu]); ângulo da

tensão no barramento infinito ($\theta_0=0^\circ$). Os valores de regime permanente das variáveis internas da máquina síncrona ($E'q$ =componente de eixo em quadratura da tensão transitória, δ =ângulo elétrico entre o eixo q e o eixo síncrono, etc.) podem ser determinados a partir de expressões obtidas através do respectivo **diagrama fasorial** da máquina. Finalmente, utilizando-se o **balanço nodal linearizado de potência** para as barras terminal e intermediária, apresentado no item 2.6, obtém-se, respectivamente, os coeficientes de sensibilidade para o modelo MSP.

A conversão do modelo linearizado MSP da forma de diagrama de blocos para a forma de **espaço de estado** pode facilmente ser obtida e com a precisão necessária, através do comando “*linmod*” do software SIMULINK, obtendo-se assim a “matriz de transição de estado”(matriz ‘A’), necessária para o cálculo dos **autovalores** do sistema. Estes, por sua vez, são calculados através do comando “*eig*”, sendo possível a decomposição desses autovalores nas respectivas **taxas de amortecimento e frequências naturais de oscilação**, através do comando “*damp*”.

A partir da obtenção dos autovalores do sistema, é possível **identificar o autovalor correspondente ao modo eletromecânico, em função de sua frequência natural de oscilação**, que para os dados considerados de constante de tempo de inércia (M) e carregamentos, situa-se na faixa de 3,14 a 6,91 [rad/s] (0,5 a 1,1 [Hz]).

4.1.6 - Decomposição em Componentes de Torque Sincronizante e de Amortecimento

Uma vez identificado que para o sistema considerado, o modo de oscilação predominante é o modo eletromecânico, conseqüentemente todas as variáveis dinâmicas envolvidas no problema apresentarão oscilações com frequência próxima à frequência amortecida desse modo e também com a respectiva taxa de amortecimento. Isso acontece, por exemplo com a variação incremental do torque elétrico do gerador (ΔT_e), que apresentará oscilações determinadas pela frequência amortecida das variações do seu ângulo de carga ($\Delta \delta$), para o caso de desequilíbrios provocados por pequenas perturbações. Logo, conhecendo-se a frequência amortecida do modo eletromecânico de oscilação pode-se determinar, para esta frequência os valores das componentes de torque sincronizante e de amortecimento, bem como proceder análises e ajustes de parâmetros de controle para o projeto de estabilizadores.

Assim, a decomposição em **componentes de torque sincronizante e de amortecimento** pode ser feita, obtendo-se no modelo do sistema, a função de transferência entre as variações do ângulo de carga e as variações do torque elétrico, utilizando-se o comando “*nyquist*” do software MATLAB - SIMULINK, conforme apresentado na dedução a seguir:

$$\begin{array}{c}
 p/\dots s = j\omega_d \\
 \text{e utilizando } \mathbf{nyquist} \\
 G(s) = \frac{\Delta Te(s)}{\Delta \delta(s)} = a + jb
 \end{array}
 \quad (4.1)$$

Sabemos que

$$\Delta Te(s) = Ks \cdot \Delta \delta(s) + Kd \cdot \Delta \omega(s) \quad (4.2)$$

e

$$\Delta \omega(s) = \frac{1}{\omega_0} \cdot s \cdot \Delta \delta(s) \quad (4.3)$$

Logo

$$\Delta Te(s) = Ks \cdot \Delta \delta(s) + Kd \cdot \frac{1}{\omega_0} \cdot s \cdot \Delta \delta(s) \quad (4.4)$$

$$\frac{\Delta Te(s)}{\Delta \delta(s)} = Ks + Kd \frac{1}{\omega_0} \cdot s \quad (4.5)$$

$$\begin{array}{c}
 p/\dots s = j\omega_d \\
 \frac{\Delta Te(j\omega_d)}{\Delta \delta(j\omega_d)} = Ks + j \cdot Kd \frac{\omega_d}{\omega_0}
 \end{array}
 \quad (4.6)$$

Portanto, de (4.1) e (4.6) identifica-se:

$$\boxed{Ks = a} \quad (4.7)$$

$$\boxed{Kd = b \cdot \frac{\omega_0}{\omega_d}} \quad (4.8)$$

4.1.7 - Projeto de Estabilizadores (Ajuste em um ponto de operação)

Há algumas décadas os sistemas de potência vêm sendo equipados com sistemas de controle de excitação de alta velocidade de resposta dotados de circuitos estabilizadores denominados **Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS - “Power System Stabilizers”)** como uma maneira efetiva de melhorar a estabilidade global do sistema. Os procedimentos de projeto e ajuste desses estabilizadores têm uma influência significativa no sucesso de sua aplicação nos sistemas, pois a determinação de seus parâmetros depende das características e dos pontos de operação dos sistemas, que por sua vez, variam constantemente em configuração e condições de operação. Um diagrama de blocos de simulação normalmente utilizado por estabilizadores do tipo PSS é apresentado na figura a seguir:

ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTENCIA (PSS)

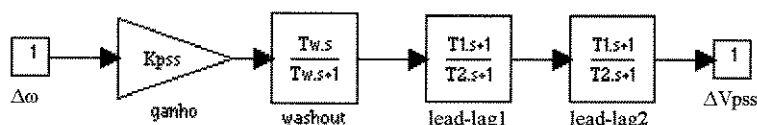


Fig. 4.3 - Estabilizador Suplementar

Para introduzir amortecimento, o estabilizador deve produzir uma componente de torque que esteja em fase com as variações de velocidade do gerador. Logo, a função de transferência do PSS deve ter uma característica apropriada de avanço de fase para compensar o atraso de fase entre a entrada do sistema de excitação e o torque elétrico produzido. Essa característica de fase a ser compensada varia com as condições de operação do sistema. Assim sendo, deve-se projetar um circuito de compensação aceitável para a faixa de frequência das oscilações eletromecânicas e para as diferentes condições de operação do sistema. Isto pode resultar num amortecimento menor que o ótimo para determinadas frequências e carregamentos do sistema.

Nota: Geralmente uma “pequena” subcompensação de fase é preferível ao invés de sobrecompensação, de tal forma que ambas as componentes de torque, sincronizante e de amortecimento, sejam aumentadas [Kundur, 1989]. Entretanto, não é apresentada na literatura disponível uma fórmula determinística para quantificar essa “pequena” subcompensação, razão pela qual o enfoque inicial deste trabalho será o aumento apenas do torque de amortecimento.

A resposta em frequência entre a entrada do sistema de excitação e o torque elétrico do gerador, necessária para determinar a compensação de fase, deve ser calculada assumindo que o ângulo interno do gerador permaneça constante [Kundur, 1989]. Isto é feito para eliminar o efeito de realimentação das variações angulares do rotor provocadas por variações no torque elétrico. A obtenção da frequência do modo

eletromecânico pode ser feita através do cálculo dos autovalores do modelo do sistema linearizado. Assim, para um dado ponto de operação, tem-se uma determinada frequência de oscilação amortecida ($j\omega_d$), sendo possível determinar a **fase a ser compensada (*fase1*)**, utilizando-se o comando “bode”, no software SIMULINK, ou seja:

$$\frac{\Delta Te(s)}{\Delta V_{t_{ref}}(s)} = GEPk2(s) = mag1 \angle fase1 \quad \text{e utilizando } \mathbf{bode} \quad (4.9)$$

O passo seguinte consiste em determinar a compensação de fase a ser introduzida pelo filtro de “washout” (*fasew*), para então calcular a compensação introduzida pelos blocos “avanço-atraso”, ou seja, os blocos “lead-lag” (ϕ). Para o caso de um PSS com 2 blocos “lead-lag”, conforme apresentado na figura 4.3, temos que a fase compensada por cada um dos blocos é

$$\phi = [(-fase1) - fasew] / 2 \quad (4.10)$$

permitindo-se calcular os parâmetros do circuito de avanço-atraso do estabilizador ($T1$ e $T2$) através das seguintes equações [Martins, 1993]:

$$a = \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \quad (4.11)$$

$$T2 = \frac{1}{\omega \cdot \sqrt{a}} \quad (4.12)$$

$$T1 = a \cdot T2 \quad (4.13)$$

onde: $a > 1$; ϕ é o valor máximo de fase a ser compensado, na frequência ω_d .

O filtro “washout”, que aparece na figura 4.3, é um filtro passa-altas, que remove os sinais em CC, e que tem por finalidade impedir que variações da velocidade em regime permanente provoquem alterações na tensão terminal. O valor da constante de tempo T_w , associado à frequência de modo de oscilação, não é crítico e situa-se na faixa de 1 a 20 segundos; (para o caso do PSS adotou-se $T_w=10$ [s]).

O valor do ganho do estabilizador K_w é projetado para produzir o máximo amortecimento; (para o critério adotado, ajustou-se o valor desse ganho de forma a se obter uma taxa de amortecimento de 0,25). Entretanto, o ganho do estabilizador é

frequentemente limitado por outras considerações, tais como para **evitar a instabilização do modo da excitatriz** [Da Costa, 1992], evitar a amplificação excessiva de sinais de ruído, ou por causa dos próprios limites de flutuação da tensão terminal do gerador.

A partir de todas essas considerações, pode-se, finalmente estabelecer também **critérios para projeto de estabilizadores de dispositivos FACTS**, *com as devidas alterações nas funções de transferência entre a entrada do sinal estabilizante e o torque elétrico do gerador*. Assim, apresenta-se a seguir a sequência de cálculos:

4.1.8 - Critérios para Projeto de Estabilizadores

- *Calcular, para o sistema sem compensação, com carregamento definido pela curva de capacidade da máquina síncrona, o laço da taxa de amortecimento em função da abertura angular;*
- *Identificar o ponto de carregamento associado à menor taxa de amortecimento;*
- *Se o fator de potência deste ponto for menor que o fator de potência nominal do gerador (associado à máxima corrente de campo e máxima corrente de armadura), então adota-se o ponto de operação de fator de potência nominal como o ponto para projeto do estabilizador;*
- *Caso contrário, o ponto de projeto é o ponto associado à menor taxa de amortecimento;*
- *Projetar os parâmetros do estabilizador, para que, se possível, no ponto de projeto, a taxa de amortecimento do modo eletromecânico para o sistema compensado seja da ordem de 0,25;*

4.2 - Curva de Capacidade de Máquinas Síncronas

As curvas de capacidade ou de “capabilidade” (da denominação em inglês “capability curves”) das máquinas síncronas, podem ser definidas como os contornos de superfícies, no plano $P \times Q$ (Potência Ativa $\times$ Potência Reativa), dentro das quais o carregamento das respectivas máquinas poderá ser feito satisfatoriamente e de acordo com os limites admissíveis para a sua operação em regime permanente.

Geralmente, as curvas de capacidade são constituídas por diversos trechos, cada qual referente a um dos fatores que limitam a capacidade admissível da máquina, tal como apresentado na figura 4.3. Os pontos internos à curva, correspondem a pontos permissíveis de operação, porém com carregamento abaixo das capacidades máximas da máquina. Ao contrário, os pontos externos correspondem a valores de carregamento não permitidos, pois estão acima de suas características de projeto e construção. Os pontos situados sobre a própria curva são pontos de operação em que pelo menos um dos fatores limitantes da capacidade da máquina atinge o valor máximo permissível. Dessa forma, esses pontos referem-se à operação adequada, não somente porque são permissíveis, mas, principalmente porque correspondem a carregamentos em que se estará utilizando plenamente a máquina. Em particular, um desses pontos, normalmente define as características nominais da máquina [Feijó de Mello, 1977].

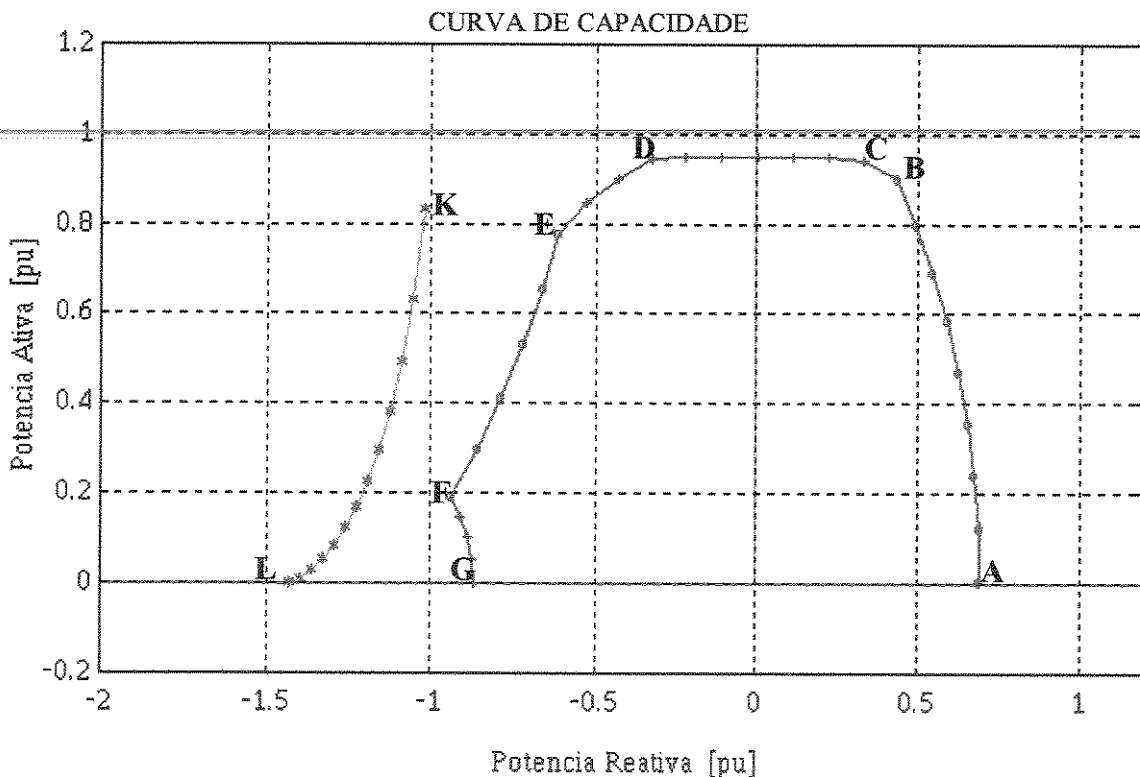


Fig. 4.3 - Curva de Capacidade da Máquina Síncrona de Pólos Salientes

LIMITES DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE:

- AB → Limitação pela Corrente de Campo
- BC → Limitação pela Corrente de Armadura
- CD → Limitação pela Máquina Primária (Turbina Hidráulica)
- DE → Limitação pela Corrente de Armadura
- EF → Limitação por Estabilidade (Prática)
- FG → Limitação por Excitação Mínima

- KL → Limitação por Estabilidade (Teórica)

Naturalmente existem partes da curva em que a operação é preferível e até mais adequada. Entretanto, nem sempre é possível operar uma máquina síncrona nas condições mais apropriadas para ela em particular, e sim tendo-se também em consideração as características do sistema de que faz parte. Assim, há necessidade de se conhecer a curva de capacidade em toda a sua extensão, e suas características de operação num sistema, para se poder maximizar suas reais possibilidades de fornecimento de potência.

4.3 - Representação dos Estabilizadores no Modelo do Sistema

Utilizando-se o algoritmo de análise, projeto e simulação proposto, pode-se avaliar as condições de estabilidade oscilatória em termos do amortecimento produzido, nas condições limites de carregamento da máquina síncrona, para as seguintes configurações: sistema sem compensação, sistema com estabilizador do tipo PSS, sistema com compensação dinâmica do tipo SVC, e sistema com compensação dinâmica do tipo CSC. Os respectivos **diagramas de blocos simbólicos** utilizados pelo “software” SIMULINK (MATLAB ®) para estas configurações são apresentados abaixo:

SISTEMA SEM COMPENSAÇÃO- MSP

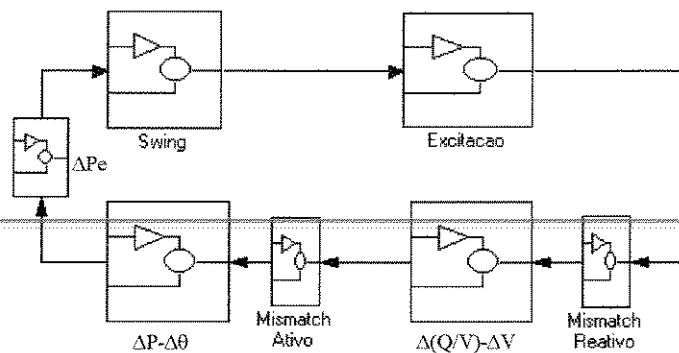


Fig. 4.5 - Sistema sem Compensação (MSP)

Observe que cada bloco representa uma parte do diagrama de blocos do Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) apresentado anteriormente na figura 2.17. Na representação simbólica aqui utilizada, estão destacados apenas os blocos principais, indicando-se as suas funções. Cada tipo de estabilizador é agregado de uma forma particular, dependendo do sinal utilizado e do ponto de atuação, como mostram as figuras seguintes:

SISTEMA COM ESTABILIZADOR DO TIPO PSS

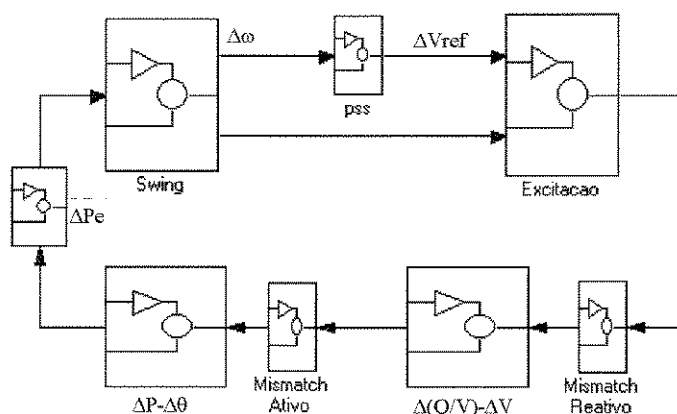


Fig. 4.6 - Sistema com Estabilizador do tipo PSS

O PSS é incluído entre o bloco “Swing”, que calcula a variação de velocidade $\Delta\omega$ e o bloco “Excitação”, que recebe o sinal suplementar do PSS para corrigir a tensão de excitação de forma a produzir torque de amortecimento no gerador.

SISTEMA COM COMPENSAÇÃO DINÂMICA ATRAVÉS DE SVC

CONTROLE DE TENSÃO

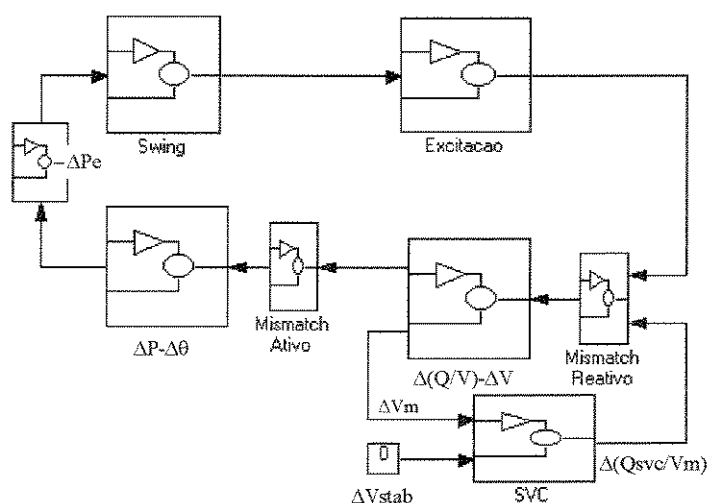


Fig. 4.7 - Sistema com Compensação Dinâmica através de SVC - Controle de Tensão

O SVC na modalidade de controle de tensão opera como uma realimentação do bloco reativo (Q-V), modificando o balanço reativo em função da variação da tensão local, visando mantê-la constante.

AMORTECIMENTO

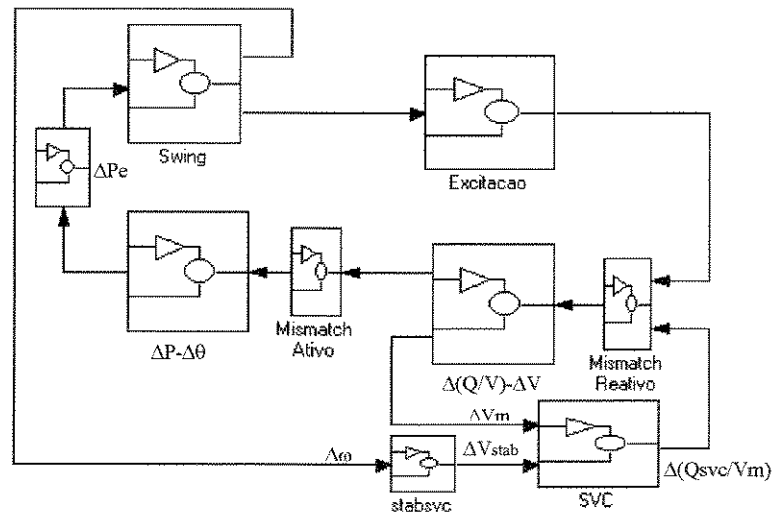


Fig. 4.8 - Sistema com Compensação Dinâmica através de SVC - Amortecimento

O SVC com função de amortecimento recebe o sinal de variação de velocidade do gerador (ou taxa de variação angular local) e modifica o balanço reativo, “injetando ou absorvendo” reativos em função do sinal estabilizante.

SISTEMA COM COMPENSAÇÃO DINÂMICA ATRAVÉS DE CSC

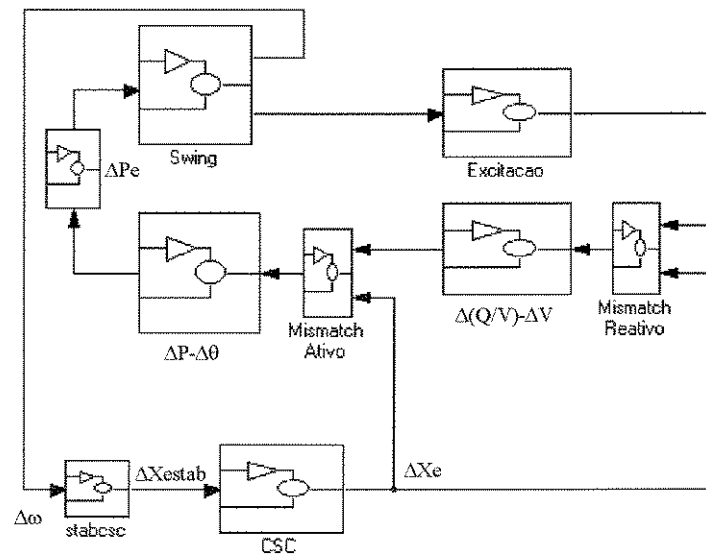


Fig. 4.9 – Sistema com Compensação Dinâmica através de CSC

O CSC processa o sinal $\Delta\omega$ produzindo variações no balanço ativo ΔP e reativo ($\Delta Q/V$) devido à modulação da reatância série ΔX_e , provocando assim, amortecimento das oscilações eletromecânicas.

4.4 - Amortecimento Disponível sobre a Curva de Capacidade - Sistema Sem Compensação

Para os dados típicos de uma **máquina síncrona de pólos salientes**, apresentados no Apêndice 1, resulta a respectiva curva de capacidade:

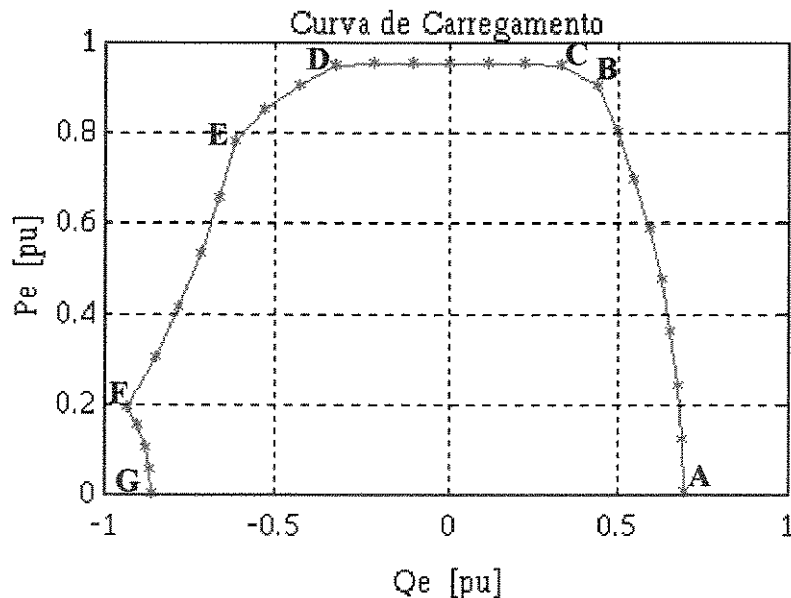


Fig. 4.10 - Curva de Carregamento do Sistema

Para cada ponto de carregamento em destaque sobre a curva de capacidade correspondem valores de operação de tensões, ângulos, coeficientes de sensibilidade, e que são retratados através das curvas do Apêndice 2.

A sequência de gráficos apresentada a seguir, mostrando a evolução de K_s , K_d , f_{nm} e q_{si} (ζ) para pontos de carregamento sobre a curva de capacidade será repetida para cada caso testado (sem compensação e com estabilização por PSS, SVC e CSC) para fins de comparação de desempenho. Curvas de resposta temporal para o ponto de projeto do estabilizador também são mostradas. Os comentários específicos são feitos a cada caso testado e a análise comparativa é feita ao final dos testes.

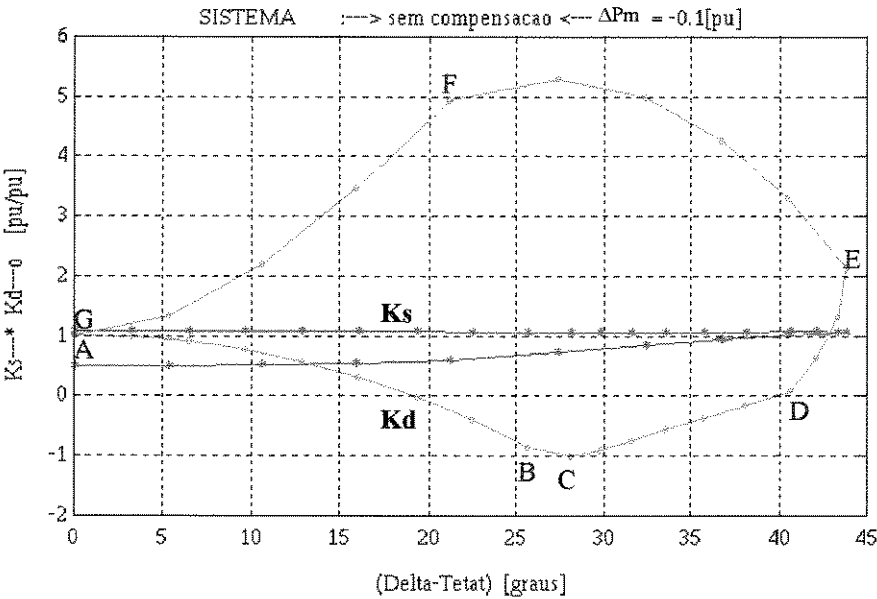


Fig. 4.11 - Componentes de Torque Sincronizante e de Amortecimento

A figura 4.11 mostra como evoluem as componentes de torque sincronizante (K_s) e de amortecimento (K_d) para o sistema **sem** compensação, quando se percorre os pontos de carregamento sobre a curva de capacidade apresentada na figura 4.10, no sentido A-G, que representam os diversos limites de operação da máquina. Observar que **existe uma faixa para a qual K_d é negativo, caracterizando a instabilidade oscilatória.**

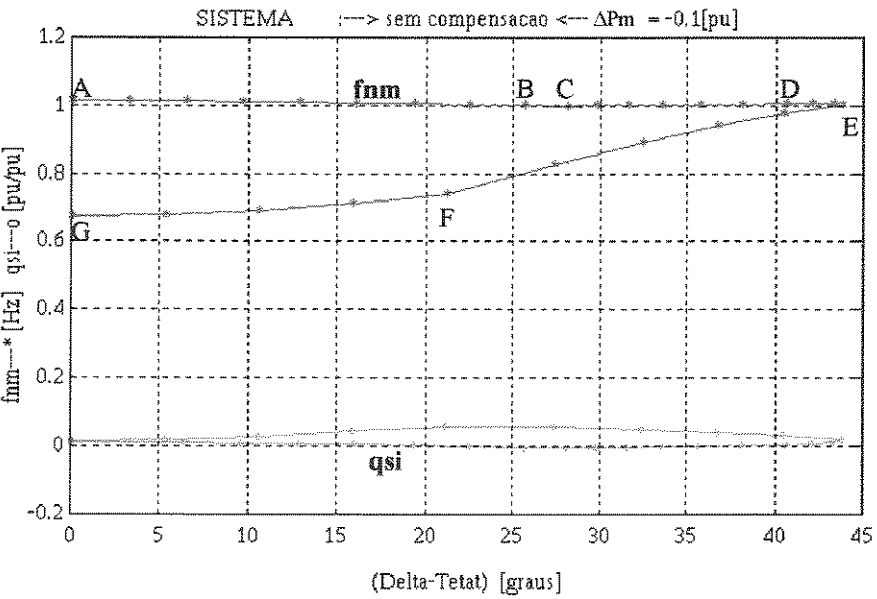


Fig. 4.12 - Frequência Natural de Oscilação do Modo Eletromecânico e Taxa de Amortecimento

A figura 4.12 mostra como variam a frequência natural do modo eletromecânico (f_{nm}) e o coeficiente de amortecimento (q_{si}) para os mesmos pontos de carregamento citados anteriormente. Notar que, como esperado, na faixa instável, o valor de ζ é negativo. Considerando-se o **ponto de mínimo amortecimento disponível**, denominado de ponto de projeto do estabilizador ou ponto crítico, neste caso ocorrendo para valores de potência transmitida **$P_e=0.9432[\text{pu}]$** e **$Q_e=0.3323[\text{pu}]$** , resulta a resposta temporal, instável, para as variações angulares $\Delta\delta$, $\Delta\theta_t$, $\Delta\theta_m$, mostrada na figura 4.13. O efeito sobre as tensões ΔV_t , ΔV_m , é mostrado na figura 4.14.

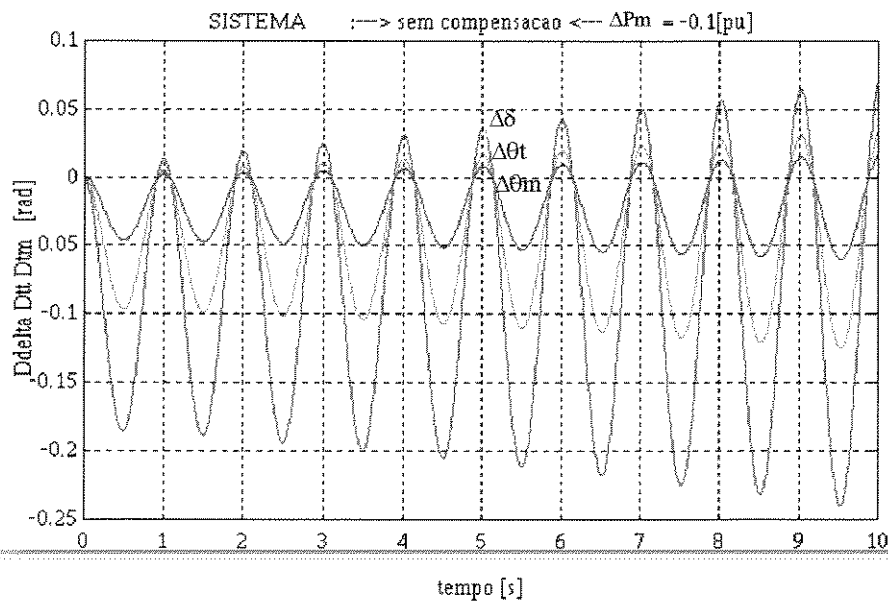


Fig. 4.13 - Variações Angulares ($\Delta\delta$, $\Delta\theta_t$, $\Delta\theta_m$)

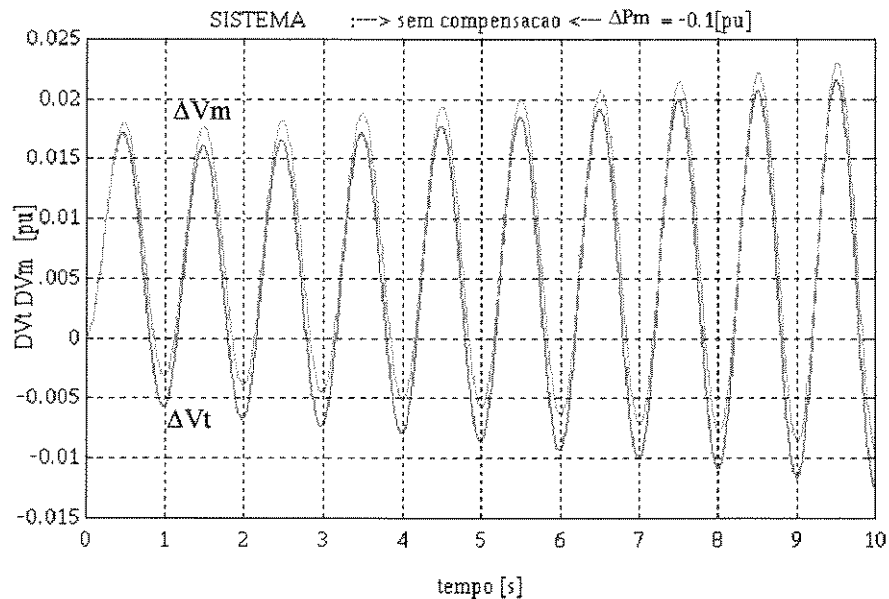
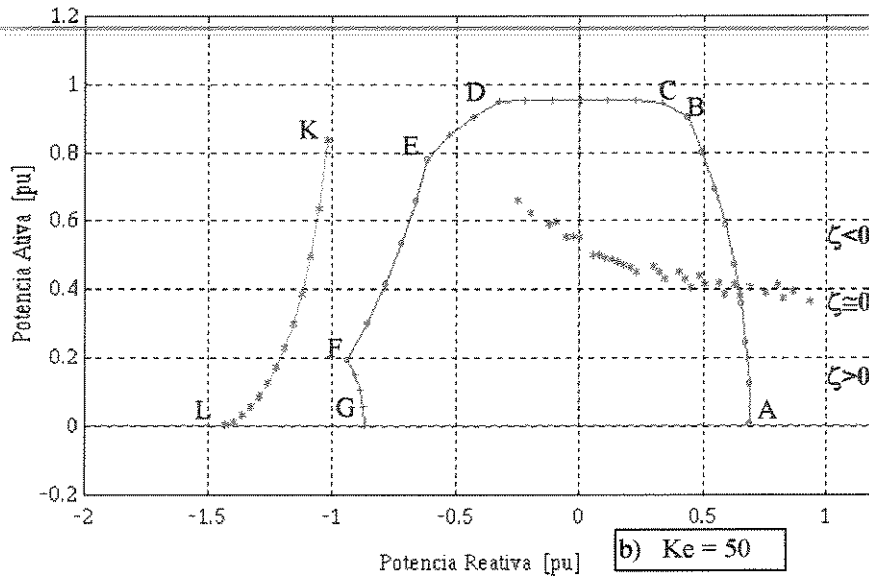
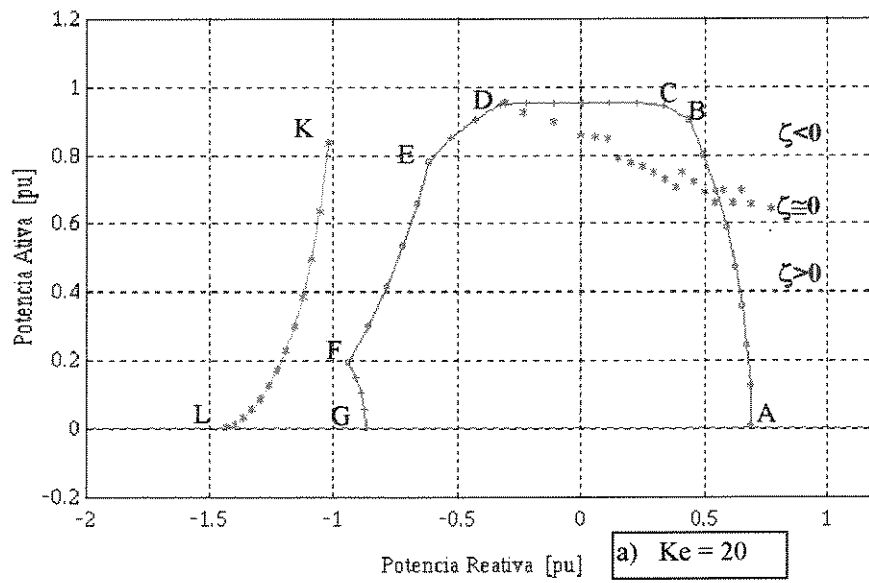


Fig. 4.14 - Variações de Tensões (ΔV_t , ΔV_m)

Conforme se pode constatar, a partir da observação do *laço da taxa de amortecimento em função da abertura angular da máquina*, este sistema apresenta uma **instabilidade oscilatória** ($\zeta < 0$; $K_d < 0$), numa **faixa de operação em alto carregamento com fator de potência predominantemente indutivo**. Essa instabilidade está relacionada às interações entre os dispositivos de controle e as características do sistema de potência. Particularmente, os **reguladores automáticos de tensão estáticos**, de alta velocidade de resposta e com **altos valores de ganho**, têm o efeito de introduzir amortecimento negativo às oscilações eletromecânicas do sistema [De Mello, 1969], [Noroozian, 1994].

Para determinar as fronteiras de estabilidade oscilatória da máquina síncrona ligada ao sistema, identificou-se os pontos de carregamento sobre o *plano* da curva de capacidade que apresentassem as respectivas taxas de amortecimento praticamente nulas ($\zeta \approx 0$). Uma vez que esta fronteira depende do ganho do sistema de excitação (K_e), foram traçadas curvas para dois diferentes valores de ganho ($K_e=20$ e $K_e=50$), mostradas nas figuras 4.15a e 4.15b:



Figs. 4.15 a), e b) - Limites de Estabilidade Oscilatória ($\zeta \approx 0$) para diferentes valores de ganho do sistema de excitação ($K_e = 20$ e $K_e = 50$)

Pode-se notar, através das figuras anteriores que, de fato, a região crítica de instabilidade oscilatória, situa-se em condições de alto carregamento da máquina síncrona para fatores de potência predominantemente indutivos. Isto confere com a experiência relatada pelas empresas concessionárias de energia elétrica em relação a ocorrências deste fenômeno [Figueiredo, 1993], [Jardim, 1994].

Apesar do problema das oscilações de amplitudes crescentes, **altos ganhos dos sistemas de excitação** são desejáveis e necessários para uma operação satisfatória em regime permanente. Para aumentar o amortecimento dessas oscilações pode-se reduzir o ganho transitório desses sistemas de excitação, tal como sugerido por De Mello [De Mello, 1969], ou utilizar sinais adicionais produzidos por estabilizadores de sistemas de potência (PSS), ou mesmo empregar compensação dinâmica “shunt” (SVC) [Hammad, 1986]; [Larsen, 1987], ou compensação dinâmica série (CSC) [Hingorani, 1991, e outros].

A metodologia de análise e simulação proposta anteriormente será utilizada para comparar a eficácia desses dispositivos no amortecimento das oscilações eletromecânicas, através das curvas apresentadas nos itens seguintes.

4.5 - Sistema com Estabilizador de Sistema de Potência (PSS)

Incluindo-se um PSS com estrutura e parâmetros ajustados conforme descrito na metodologia proposta no item 4.1 deste Capítulo, resultam as seguintes curvas, obtidas para o sistema sem e com compensação, esta última identificada pelo sufixo “c” das variáveis à margem das figuras:

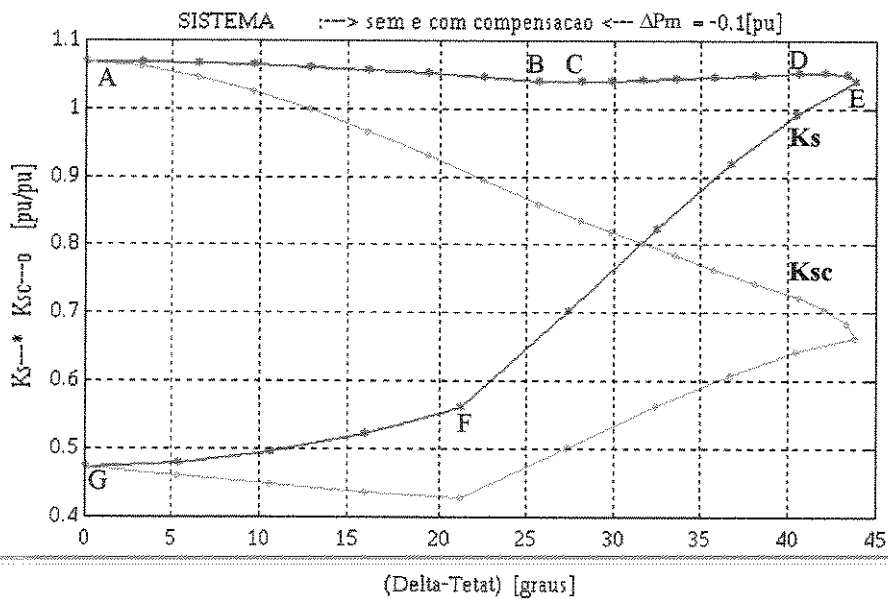


Fig. 4.16 - Coeficientes de Torque Sincronizante

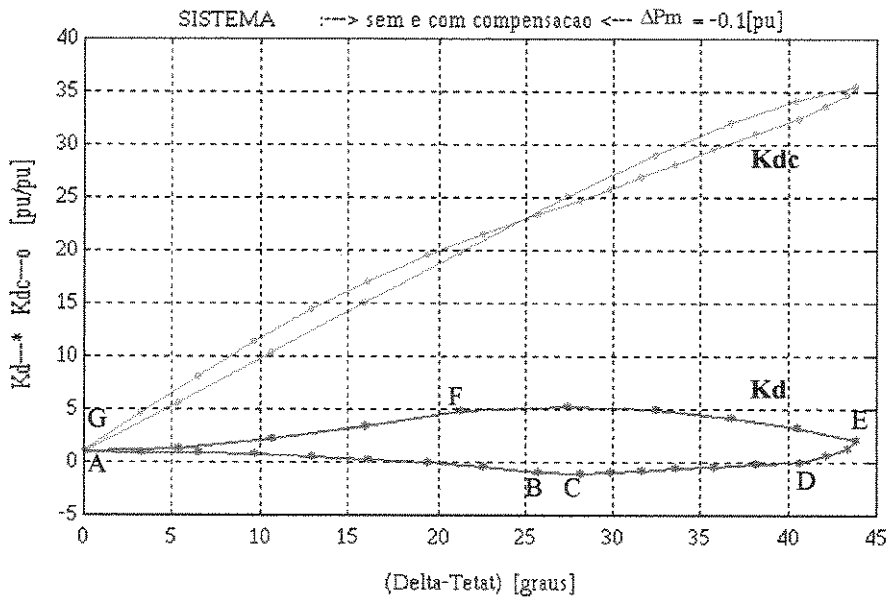


Fig. 4.17 - Coeficientes de Torque de Amortecimento

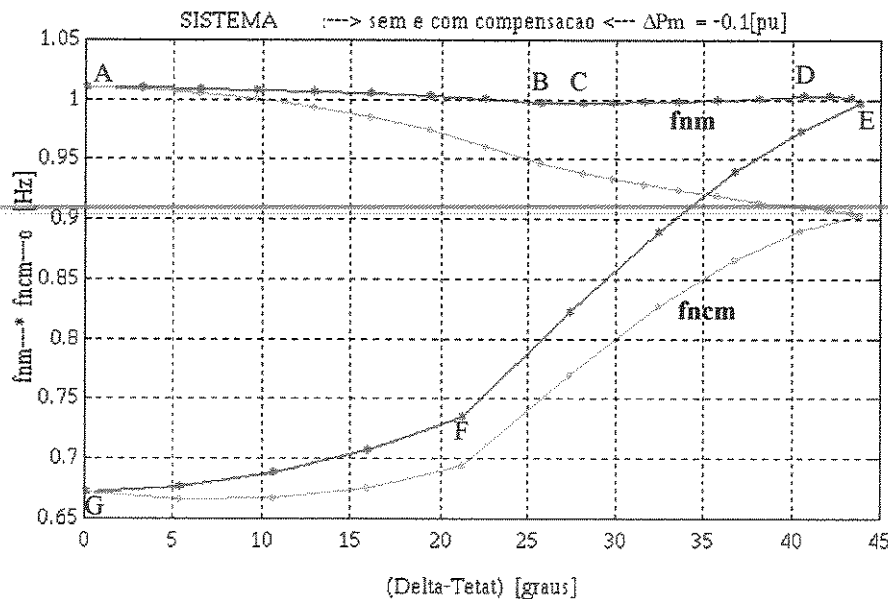


Fig. 4.18 - Frequência Natural de Oscilação do Modo Eletromecânico

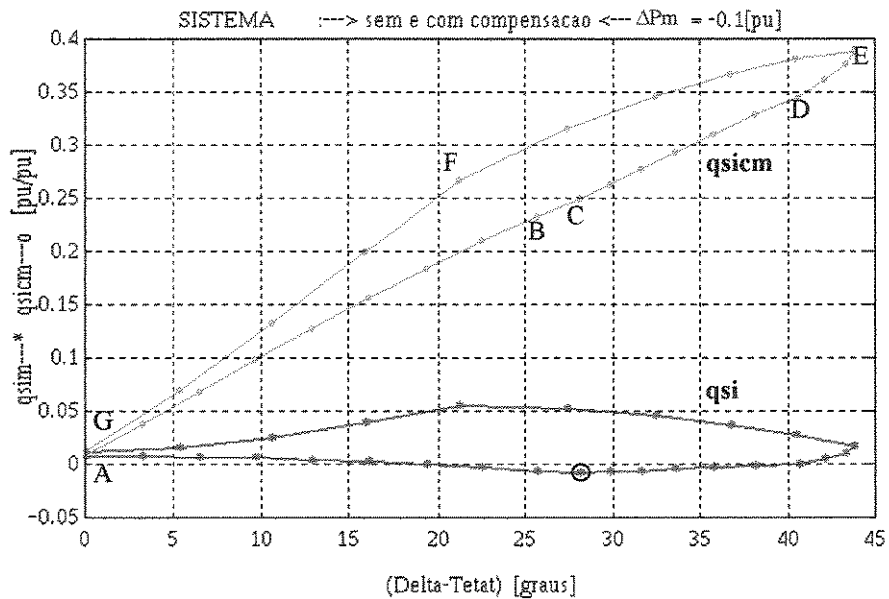


Fig. 4.19 - Taxa de Amortecimento

O programa desenvolvido permite obter a simulação no tempo para o sistema sem e com compensação para um determinado ponto de operação a ser escolhido através de um índice associado aos pontos em destaque sobre a curva de capacidade da máquina síncrona, percorridos no sentido de A a G. Assim, temos:

índice "i"=10 índice do ponto de mínima taxa de amortecimento sobre a curva de capacidade;

$P_e(i) = 0.9432$ potência ativa gerada;

$Q_e(i) = 0.3323$ potência reativa gerada;

$q_{sim}(i) = -0.0081$ taxa de amortecimento para o sistema sem compensação;

$q_{simc}(i) = 0.2500$ taxa de amortecimento para o sistema com compensação por PSS.

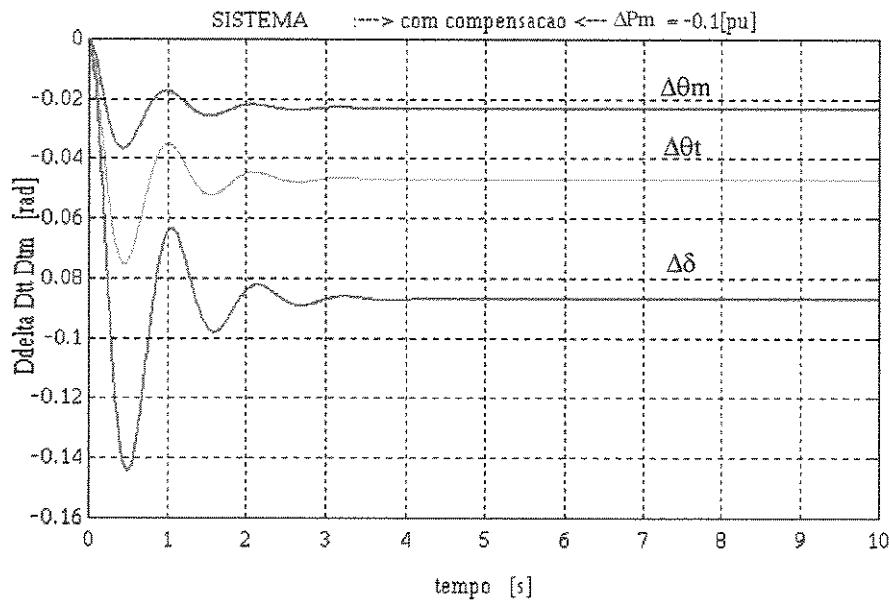


Fig 4.20 - Variações Angulares ($\Delta\delta$, $\Delta\theta_t$, $\Delta\theta_m$)

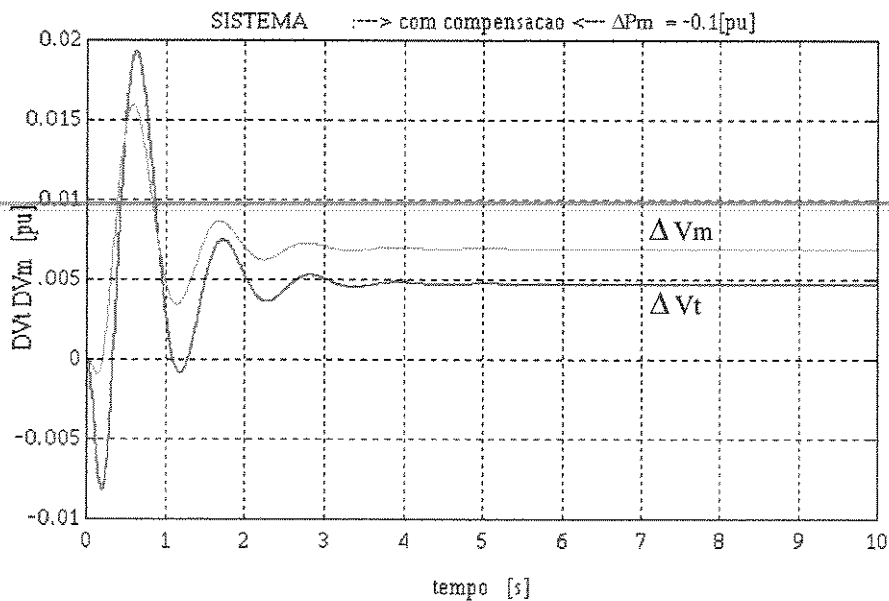


Fig 4.21 - Variações de Tensão (ΔV_t , ΔV_m)

Com relação à atuação do PSS ajustado no ponto crítico ($\zeta_{\min} = -0.0081$) de forma a resultar para o sistema com compensação $\zeta \approx 0.25$, pode-se fazer as seguintes observações:

1. O coeficiente de torque sincronizante (K_s), em alto carregamento (ponto E), reduziu-se da ordem de 40%;
2. O coeficiente de torque de amortecimento (K_d) tornou-se positivo com característica crescente com o carregamento;

-
3. A frequência natural do modo eletromecânico (f_{nm}) reduziu-se de forma proporcional ao coeficiente de torque sincronizante;
 4. A taxa de amortecimento (q_{sicm}) apresentou um comportamento similar ao de K_d . Na respectiva figura está destacado o ponto crítico considerado para o projeto do PSS.
 5. A resposta temporal, neste ponto crítico, com compensação resultou estável, conforme esperado.

4.6 - Sistema com Compensação Dinâmica através de SVC

Para esta configuração de sistema com Compensador Estático de Reativos (SVC) são apresentados os resultados de análise e simulação, considerando duas modalidades de controle da tensão nodal:

- Regulação da tensão do barramento do meio da linha (índice “t”);
- Amortecimento de oscilações eletromecânicas (índice “w”).

Essas duas modalidades são comparadas com a resposta do sistema sem compensação:

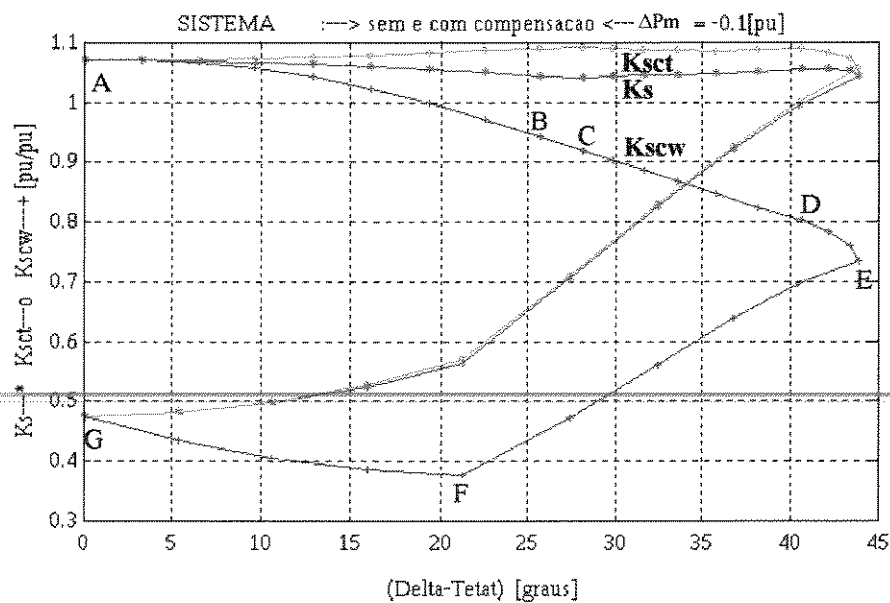


Fig. 4.22 - Coeficientes de Torque Sincronizante

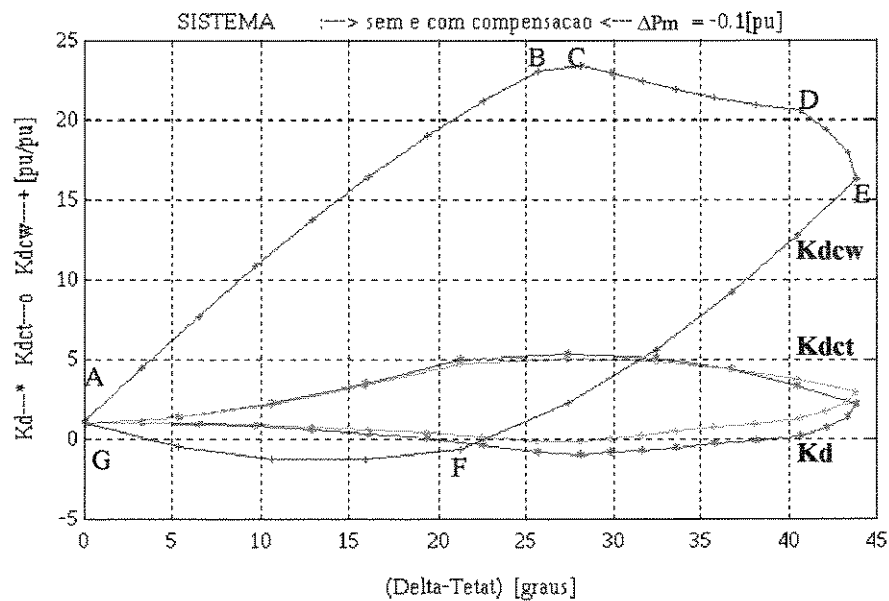


Fig. 4.23 - Coeficientes de Torque de Amortecimento

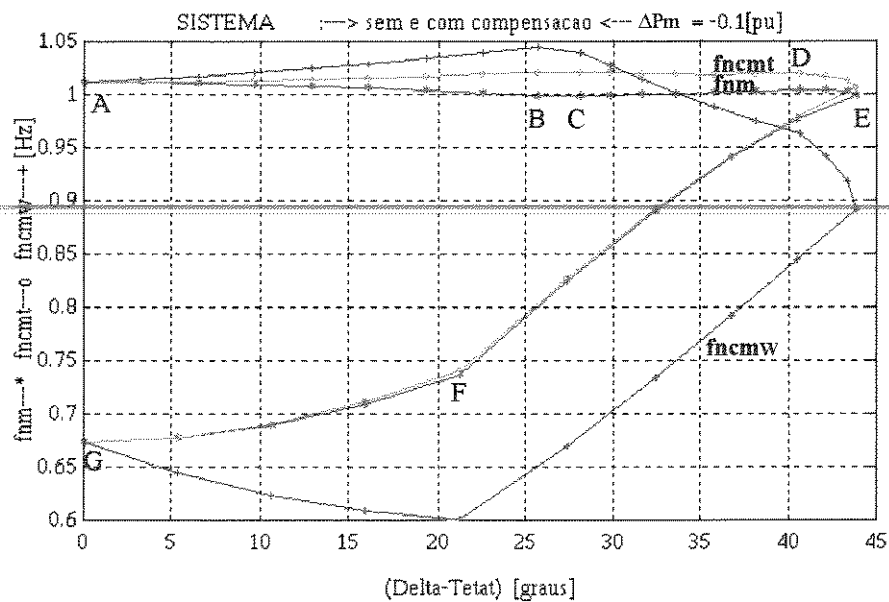


Fig. 4.24 - Frequência Natural de Oscilação do Modo Eletromecânico

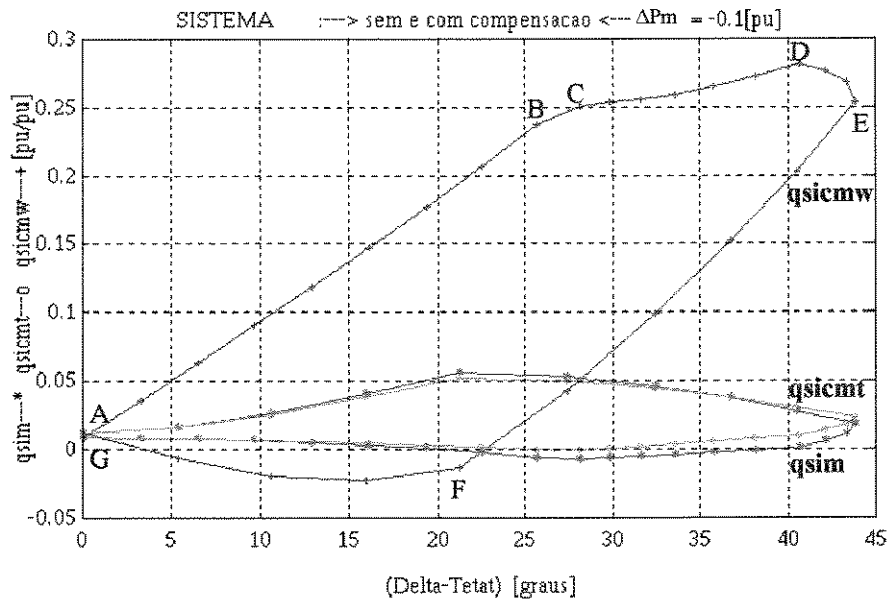


Fig. 4.25 - Taxa de Amortecimento

Para o sistema com compensação dinâmica através de SVC pode-se observar o seguinte:

1. No modo regulação de tensão, praticamente não são alterados os coeficientes de torque sincronizante e de amortecimento;
2. No modo amortecimento verifica-se que K_s e K_d são alterados significativamente em alto carregamento: K_s é reduzido da ordem de 35% no ponto E (máxima abertura angular); o valor de K_d aumentou da forma desejada na região de alto carregamento indutivo, porém, na região de operação com carga capacitiva resultam valores abaixo do amortecimento natural, podendo até mesmo se tornarem negativos.

Nas figuras seguintes são mostradas as respostas temporais no ponto crítico, correspondentes a esses dois modos de controle. As principais observações são:

1. No modo regulação de tensão o sistema continua instável, porém, a atuação do SVC atenua a amplitude das oscilações de tensão. As oscilações angulares praticamente não foram afetadas;
2. No modo amortecimento o sistema tornou-se estável. Para conseguir isto, foi necessária a modulação da tensão em oposição à tendência natural do sistema.

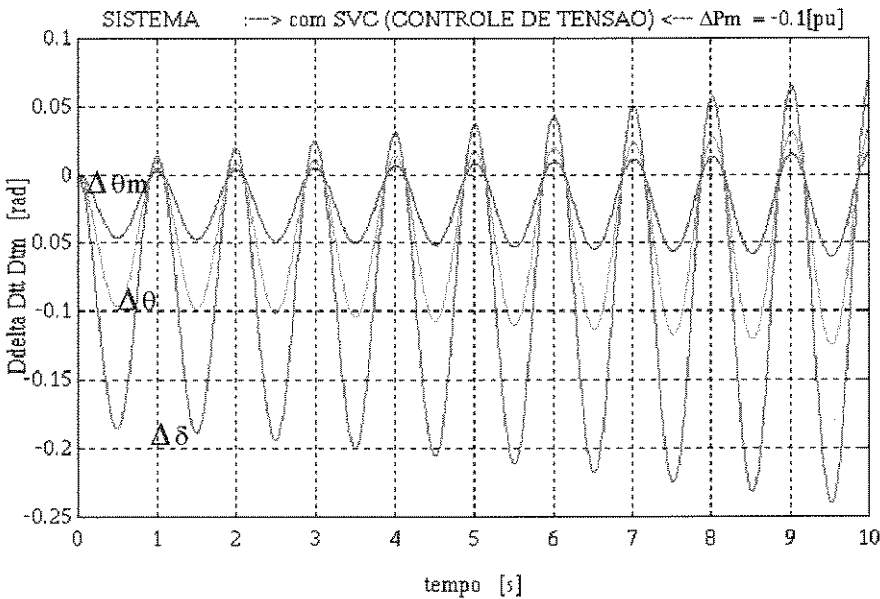


Fig. 4.26 - Variações Angulares ($\Delta \delta$, $\Delta \theta_t$, $\Delta \theta_m$)

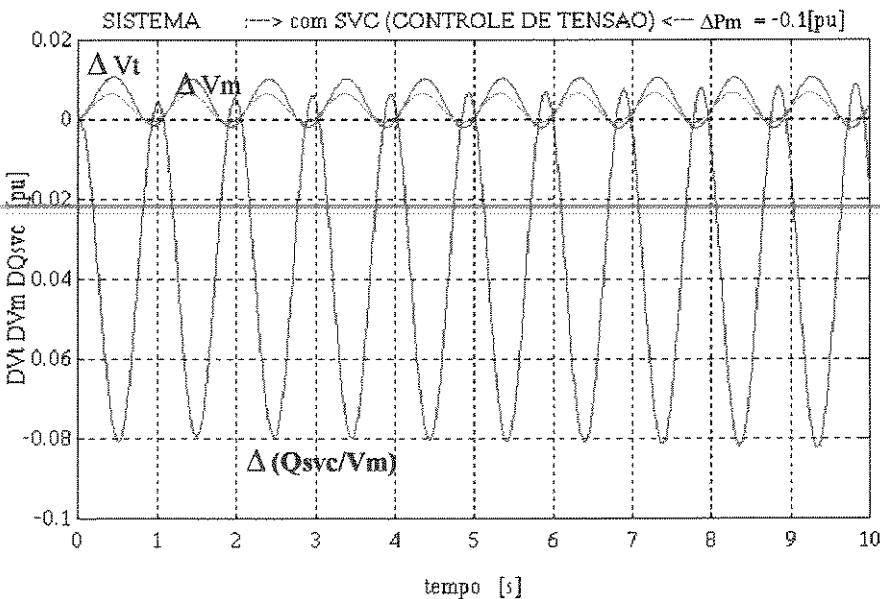


Fig. 4.27 - Variações de Tensão (ΔV_t , ΔV_m) e Variações da Potência Reativa do SVC [$\Delta (Q_{svc}/V_m)$]

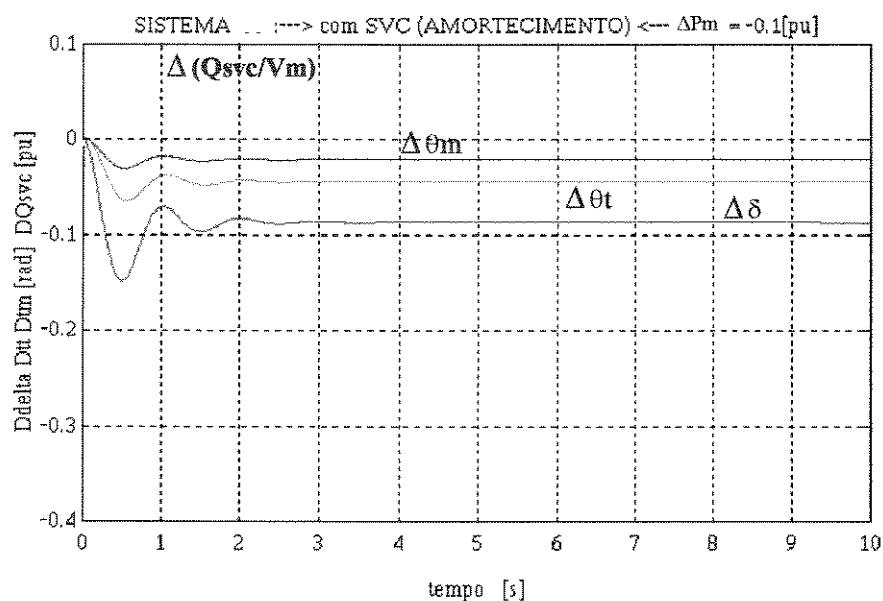


Fig. 4.28 - Variações Angulares ($\Delta\delta$, $\Delta\theta_t$, $\Delta\theta_m$) e Variações da Potência Reativa do SVC [$\Delta(Q_{svc}/V_m)$]

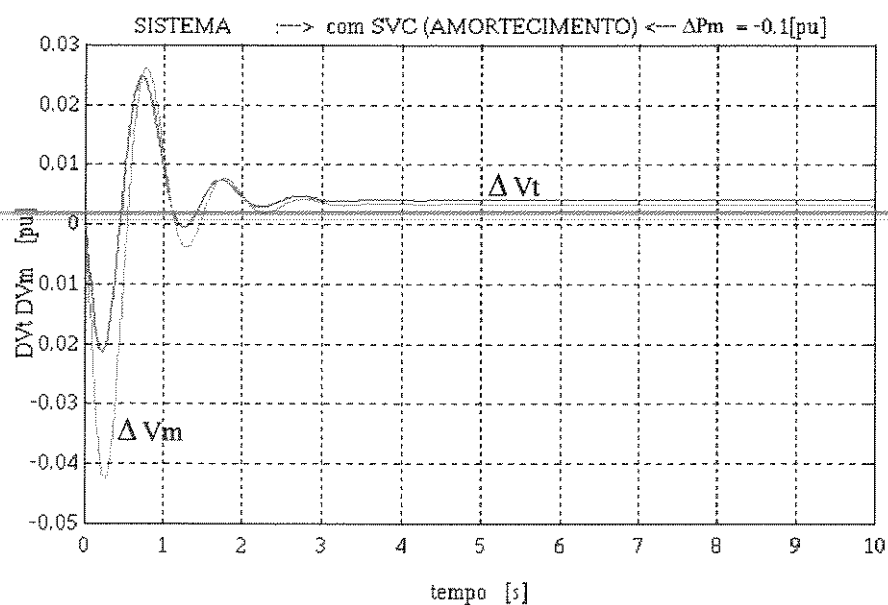


Fig. 4.29 - Variações de Tensão (ΔV_t , ΔV_m)

4.7- Sistema com Compensação Dinâmica através de **CSC**

Neste caso, a utilização de Compensação Série Controlada (CSC), na modalidade de controle de amortecimento de oscilações eletromecânicas, traz como resultados de análise e simulação, os apresentados a seguir:

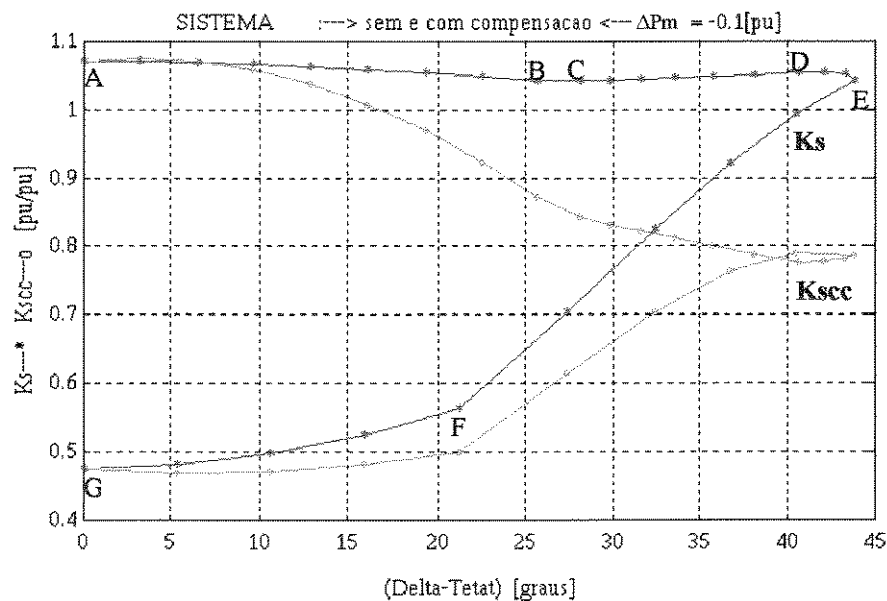


Fig. 4.30 - Coeficientes de Torque Sincronizante

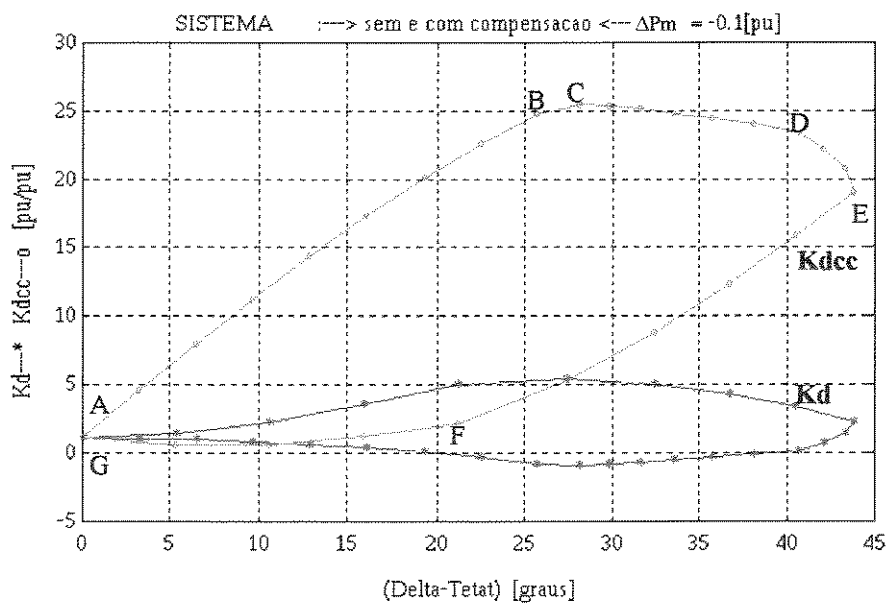


Fig. 4.31 - Coeficientes de Torque de Amortecimento

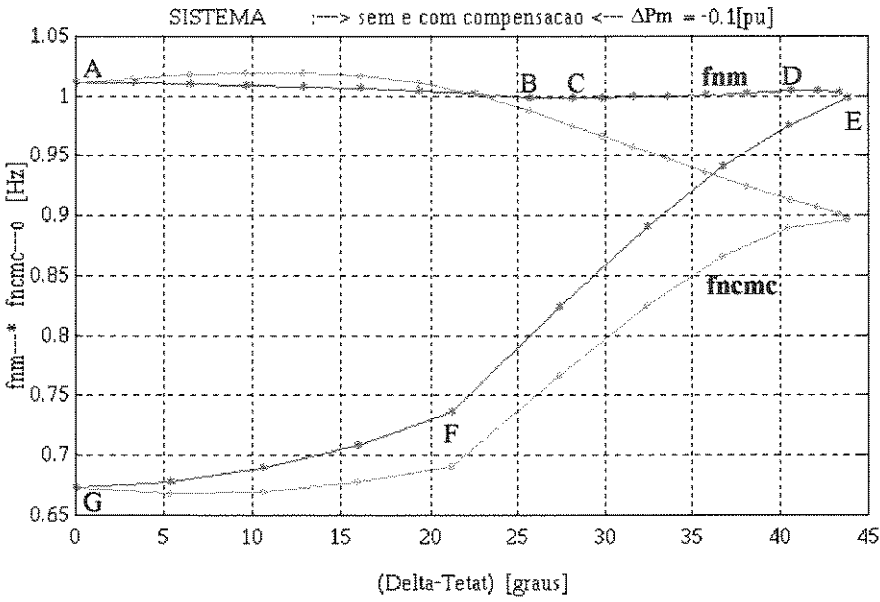


Fig. 4.32 - Frequência Natural de Oscilação do Modo Eletromecânico

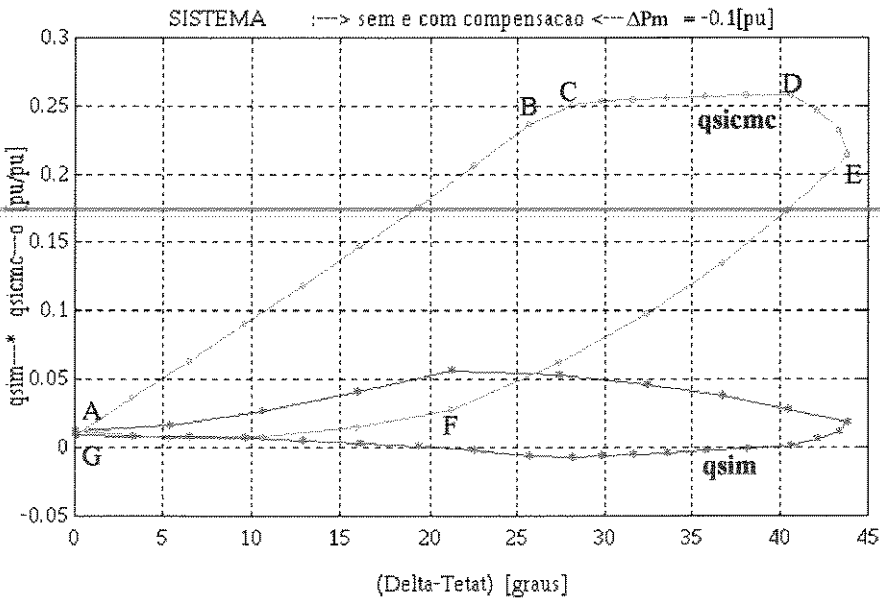


Fig 4.33 - Taxa de Amortecimento

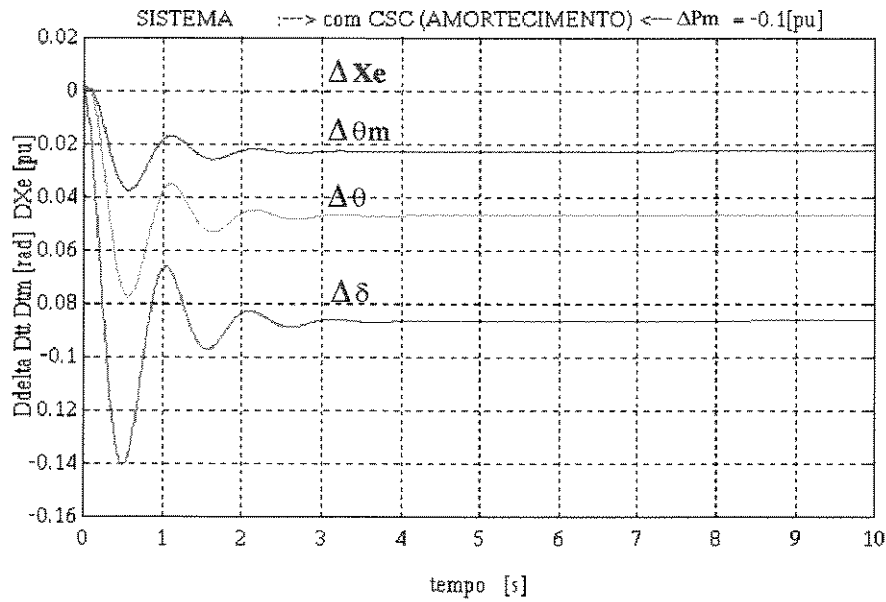


Fig. 4.34 - Variações Angulares ($\Delta \delta$, $\Delta \theta_t$, $\Delta \theta_m$) e Variações da Reatância Série (ΔX_e)

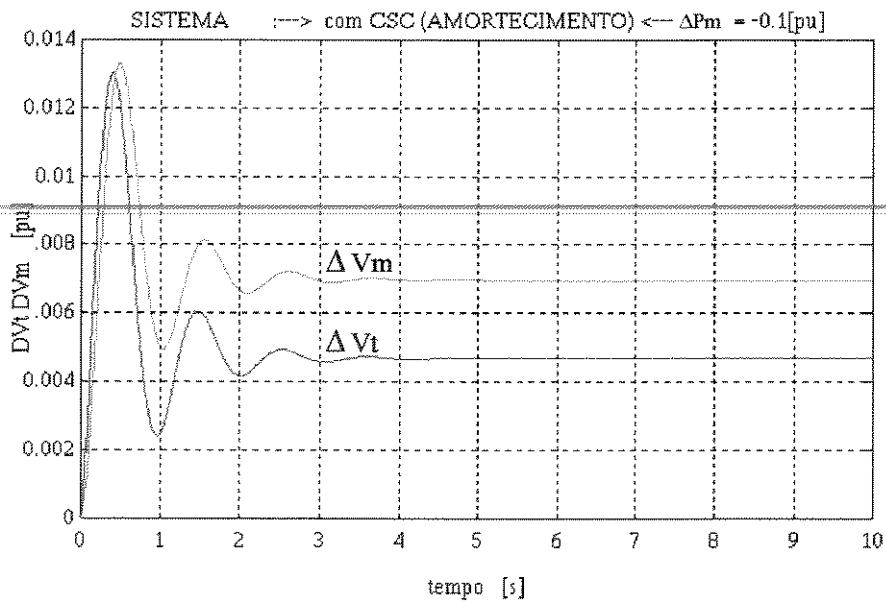


Fig. 4.35 - Variações de Tensão (ΔV_t , ΔV_m)

Com relação à atuação do CSC, pode-se afirmar o seguinte:

1. Ocorre uma redução máxima do coeficiente de torque sincronizante da ordem de 26% em alto carregamento (ponto E, correspondente à máxima abertura angular);
2. O amortecimento introduzido é sempre positivo, porém é menor do que o natural em condições de operação com baixo fator de potência capacitivo;

4.8 - Considerações sobre os Resultados de Análise e Simulação

Uma vez que o objetivo deste trabalho é comparar o desempenho dinâmico dos dispositivos PSS, SVC e CSC no amortecimento de oscilações eletromecânicas em pontos de operação sobre a curva de capacidade da máquina síncrona, utilizando um mesmo critério de projeto de estabilizadores, apresenta-se na figura seguinte os resultados em termos da taxas de amortecimento obtidas para cada um desses dispositivos:

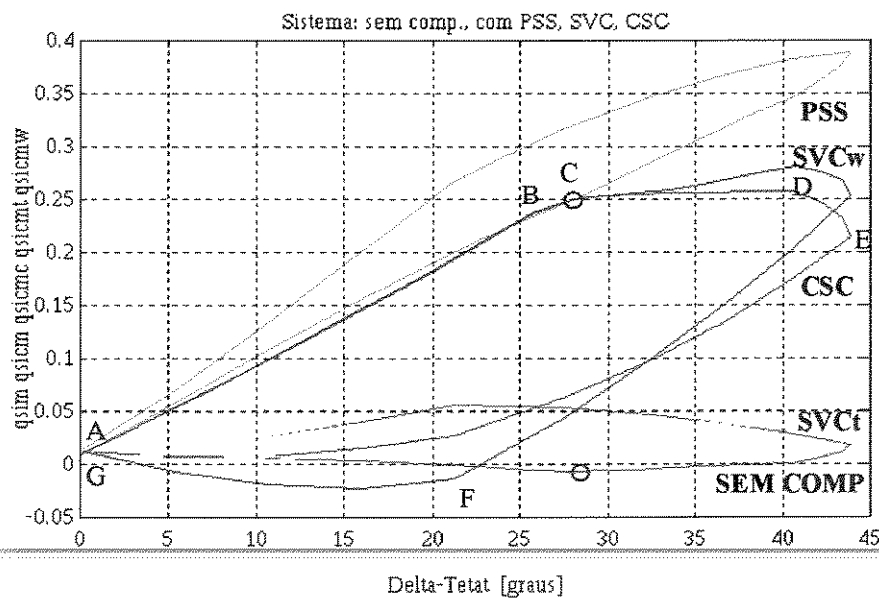


Fig. 4.36 - Taxas de Amortecimento para o Sistema com PSS, SVC (Tensão e Amortecimento) e CSC

Observa-se que as três curvas para o sistema com compensação satisfazem a **condição de projeto para o ponto crítico** ($\zeta_{comp}=0.25$). Tomando-se este ponto como referência, fica clara a maior robustez do PSS no amortecimento das oscilações de modo local. Na comparação entre o SVC e CSC deve-se observar que ambos apresentam um desempenho insatisfatório na condição de operação com baixo fator de potência capacitivo. A explicação para isto pode ser obtida, observando-se a **necessidade de compensação de fase do sinal estabilizante (fase1)** em todos os pontos de operação sobre a curva de capacidade, em relação à **fase efetivamente compensada (fase2)** pelo ajuste resultante no ponto crítico, cujas curvas são apresentadas para o SVC e CSC, respectivamente, nas figuras seguintes:

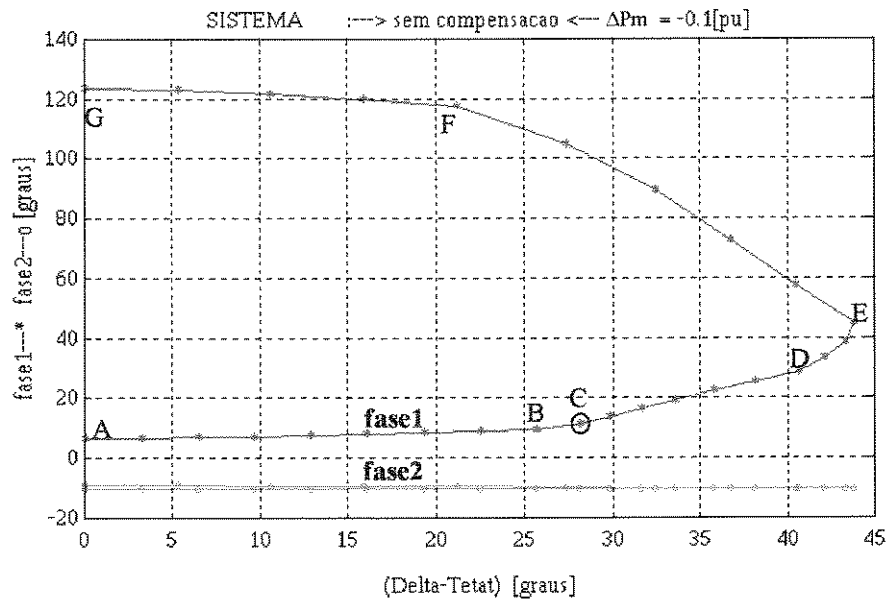


Fig. 4.37 - Fase a Compensar (*fase1*) e Fase Efetivamente Compensada (*fase2*) para o SVC

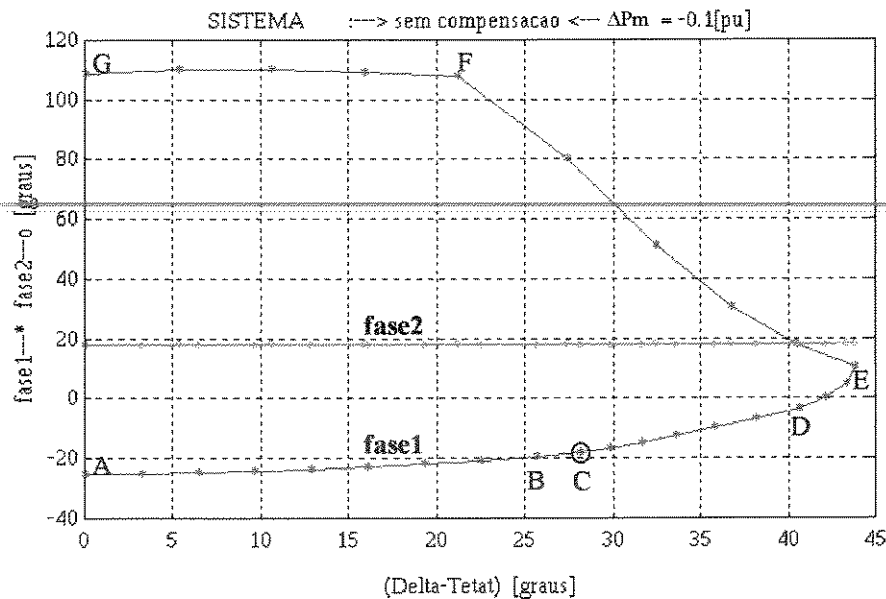


Fig. 4.37 - Fase a Compensar (*fase1*) e Fase Efetivamente Compensada (*fase2*) para o CSC

Para o ponto crítico realçado nas figuras, a compensação de fase é exata ($\text{fase2} = -\text{fase1}$). No entanto, essa compensação só é adequada na faixa de operação correspondente aos trechos de A a D das curvas acima. A partir do ponto E, o erro de ajuste de fase pode chegar a mais de 90° , fazendo com que esses dispositivos reduzam o amortecimento natural disponível, ou até mesmo torne-o negativo, como no caso do SVC.

As curvas de oscilações angulares resultantes com a aplicação de cada um dos três dispositivos estabilizantes apresentam respostas similares para o ponto crítico, pois estes foram ajustados pelo **mesmo critério de projeto** (mínima taxa de amortecimento para escolha do ponto de projeto e ajuste do estabilizador para elevar essa taxa para 0.25, no caso de sistema com compensação).

Observando-se a amplitude máxima de **modulação da variável controlada**, ΔV_t no caso do PSS, ΔV_m no caso do SVC e ΔX_e no caso do CSC, constata-se que, para os dados do sistema de potência sob estudo considerado, e os ajustes efetuados nos dispositivos estabilizadores segundo os critérios apresentados neste trabalho, para produzir o **mesmo amortecimento** ($\zeta_{comp}=0.25$), é necessário:

- Um investimento muito maior como **compensação dinâmica “shunt” de reativos** no barramento do meio da linha, o que para o SVC considerado nesta análise representa 36% da potência do gerador (Fig. 4.28);
- Para a **compensação dinâmica “série” de reativos** através do CSC considerado, apenas 10% de modulação da reatância série da linha de transmissão, mostrou ser suficiente para introduzir o amortecimento desejado às oscilações eletromecânicas (Fig. 4.34);
- No caso do PSS, o impacto principal traduziu-se em uma redução rápida da tensão terminal, seguindo-se de uma variação máxima de 2% desta tensão, produzida através do **controle de excitação** do gerador (Fig. 4.21).

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

5.1 - Síntese do Trabalho

Este trabalho procurou analisar o problema da melhoria do amortecimento das oscilações eletromecânicas em sistemas elétricos de potência, através de compensação dinâmica de reativos.

Foi utilizado uma metodologia que permite obter a taxa de amortecimento, a frequência natural de oscilação, e os coeficientes de torque sincronizante e de amortecimento para pontos de operação dados pela curva de capacidade da máquina síncrona.

O **critério de projeto** dos estabilizadores baseou-se na determinação do ponto crítico (*mínima taxa de amortecimento*) e cálculo de uma malha de controle, com a compensação de *fase* requerida para esse ponto e com um ajuste de *ganho* de forma a resultar, para o sistema compensado uma taxa de amortecimento de 0,25.

Este critério foi utilizado considerando-se três possibilidades de estabilização: através de PSS ("Power System Stabilizer"), SVC ("Static Var Compensator") e CSC ("Controlled Series Compensator"). Foram apresentados os resultados de análise e simulação para o sistema considerado, permitindo sintetizar as principais conclusões:

- **Robustez de Controle:** Devido à grande variação de fase a ser compensada no caso de compensação dinâmica de reativos do tipo SVC e CSC instalados na rede, o critério de projeto utilizado, baseado em um único ponto de operação, mostrou-se inadequado para condições de operação com baixo fator de potência capacitivo. Sob este ponto de vista, o PSS mostrou ser a melhor opção;
- **Eficiência de Atuação:** O CSC, comparativamente ao SVC é uma alternativa bem mais atraente para a solução do problema das oscilações eletromecânicas, uma vez que, devido à sua característica intrínseca de operação série, permite obter o amortecimento desejado, com uma modulação relativamente pequena da reatância série da linha de transmissão, resultado verificado também por outros pesquisadores: [Povh, 1992], [Ångquist, 1993], [Noroozian, 1994]. A eficiência de atuação do PSS está condicionada aos limites do sistema de excitação.

Uma vez que se verificou que a necessidade de compensação de fase do estabilizador varia significativamente com o ponto de operação, fica claro que para o projeto de um compensador que aumente o amortecimento, preservando o torque sincronizante, é necessária a utilização de técnicas de controle adaptativo.

Na pesquisa e investigação tecnológica sobre a atuação de novos dispositivos da **Eletrônica de Potência** nos sistemas elétricos, é importante a utilização de metodologias adequadas de simulação e análise, que integrem todas as dinâmicas envolvidas no problema. Atenção especial deve ser dada aos métodos e técnicas de simulação no tempo, principalmente com relação ao **passo de integração** utilizado na solução de equações diferenciais representativas da dinâmica do sistema, pois tem uma influência decisiva na resposta temporal encontrada. Para a análise, importantes se tornam as técnicas de obtenção e identificação de autovalores e teorias de controle moderno.

Desta forma, a **compensação dinâmica de reativos**, explorando adequadamente a flexibilidade proporcionada pela **tecnologia FACTS**, poderá aumentar o **desempenho dos sistemas elétricos de potência** em suas condições dinâmicas de operação, mesmo no limite de carregamento dos geradores.

5.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos

- Investigações sobre a *fase ideal* a ser compensada de forma a introduzir torque de amortecimento, mas preservando-se ou aumentando-se o coeficiente de torque sincronizante;
- Investigações sobre técnicas de *controle adaptativo* para a utilização eficaz dos dispositivos FACTS, no amortecimento das oscilações dinâmicas do sistema;
- Desenvolvimento de *modelos* para novos dispositivos FACTS, análise de suas influências no comportamento dinâmico dos sistemas de potência;
- Investigações sobre outros fenômenos dinâmicos, tal como o da *instabilidade ou colapso de tensão*.
- Desenvolvimento de técnicas de *identificação de autovalores*.

Referências Bibliográficas

Ängquist, L., Lundin, B. and Sammuelsson, J., "*Power Oscillation Damping Using Controlled Reactive Power Compensation - A Comparison Between Series and Shunt Approaches*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, N° 2, May, 1993.

Araújo, A.E.A., Dommel, H. W. and Marti, J.R., "*Simultaneous Solution of Power and Control Systems Equations*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 8, N° 4, November, 1993.

Baker, M.H. et alli, "*Static Var Compensators Enhance a Meshed Transmission System*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 03, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Beauregard, F., "*Interphase Power Controller with Voltage Injection*", IEEE/PES, Winter Meeting, New York, USA, Jan.30 - Feb.3, 1994.

Christl, N. et alli, "*Advanced Series Compensation (ASC) with Thyristor Controlled Impedance*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 05, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Clerici, A. et alli, "*Means to Enhance the Capability of Existing Transmission Facilities*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 06, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Da Costa, V. F. , "*Modelo de Sensibilidade de Potência para Análise de Oscilações de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica*", Tese de Doutorado, UNICAMP/FEE, Nov., 1992.

Da Costa, V. F. and Deckmann, S.M., "*Synchronizing and Damping Torques Obtained from a Power Sensitivity Model*", CIGRE SC 38 - Colloquium on Power System Dynamic Performance, Florianópolis, SC, Brazil, Sept. 22 - 23, 1993.

Deckmann, S.M., Costa, V.F. and Alves, D.A., "*Dynamic Simulation for Interconnected Power Systems*", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 1985.

Deckmann, S. M. and Da Costa, V.F., "*A Power Sensitivity Model for Electromechanical Oscillation Studies*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.9, N.o 3, May, 1994.

De Mello, F.P. and Concordia, C., "*Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, April, 1969.

De Mello, F.P. et alli, "*Simulating Fast and Slow Dynamic Effects in Power Systems*", IEEE Publication ISSN0895-0156/92, 1992.

Edris, A.A., "*Flexible AC Transmission Systems - The State of the Art*", IV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, , Foz do Iguaçu, PR, Brazil, May 23-27, 1994.

Erche, M et alli, "*Improvement of Power System Performance Using Power Electronic Equipment*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 02, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Eundson, E., Mittelstadt, W. and Baker, M.H., "*Special Report for Joint Session 14/37/38 - Benefits and Technology of Flexible AC Transmission Systems*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 00, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Feijó de Melo, J. A. "*Geradores Síncronos - Curvas de Capacidade*", Publicações. Técnicas - CHESF, Recife, PE, Brasil, 1977.

Figueiredo, E. F., et alli, "*The Brazilian Experience on the Utilization of Stabilizing Signals for Damping Electromechanical Oscillations - Recommendations, Problems Found and Solutions Adopted*", (Short Paper), CIGRE SC38 - Colloquium on Power System Dynamic Performance, Florianópolis, SC, Brazil, Sept. 22 - 23, 1993.

Gyugyi, L., Otto, R.A. and Putman, T.H., "*Principles and Applications of Static, Thyristor-Controlled Shunt Compensators*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 97, N° 5, Sept./Oct., 1978.

Hammad, A.E., "*Application of a Thyristor Controlled VAR Compensator for Damping Subsynchronous Oscillations in Power Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N° 1, Jan., 1984.

Hammad, A.E., "*Analysis of Power System Stability Enhancement by Static Var Compensators*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, N° 4, November, 1986.

Heffron, W.G. and Phillips, R.A., "*Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators*", AIEE Trans., Vol. 71, pp. 692-697, 1952.

Hesse, G. and George, T.A., "*Use of FACTS Technology to Improve Damping of Low Frequency Inter-Area Oscillations*", CIGRE SC 38 - Colloquium on Power System Dynamic Performance, Florianópolis, SC, Brazil, Sept. 22 - 23, 1993.

Hingorani, N. G., "*FACTS - Flexible AC Transmission Systems*", 5th. International Conference on AC and DC Power Transmission, London, UK, Sept 17 - 20, 1991.

Hingorani, N. G. and Stahlkopf, K. E., "*High Power Electronics*", Scientific American, pp.78-85, November 1993.

Iravani, M.R. et alli, "*Applications of Static Phase Shifters in Power Systems*", IEEE/PES, Winter Meeting, New York, USA, Jan.30 - Feb.3, 1994.

Jardim, J.L. and Brandi, E.M., "*Effect of Static Var Compensators on the Dynamic Stability of Power Systems*", II SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning, São Paulo, SP, Brazil, August 21 - 25, 1989.

Jardim, J.L. et alli, "*Analysis and Control of the Effects of Overexcitation Limiters on the Stability of the Itaipu HVAC Transmission System*", IV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguaçu, PR, Brazil, May 23-27, 1994.

Keri, A.J.F. et alli, "*Improving Transmission System Performance Using Controlled Series Capacitors*" International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 07, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Komami, S. et alli, "*Effect of Load Characteristics on Dynamic Stability of Power Systems*", Electrical Engineering in Japan, Vol. 107, N° 4, 1987.

Kundur, P. et alli, "*Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.4, N° 2, May, 1989.

Larsen, E.V. and Chow, J.H., "*SVC Control Design Concepts for System Dynamic Performance*" IEEE Special Symposium on Application of Static VAR Systems for System Dynamic Performance", Publication 87TH0187-5-PWR, 1987.

Larsen, E. et alli, "*Benefits of Thyristor Controlled Series Compensation*", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 04, Paris, France, Aug.30 - Sept.05, 1992.

Le Du, A., Tontini, G. and Winfield, M., "**Wich FACTS Equipment for Wich Need? - Identification of the Technology Developments to Meet the Needs of Electricité de France (EDF), Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) and National Grid Company (NGC)**", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 08, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Lerch, E., Povh, D. and Xu, L., "**Advanced SVC Control for Damping Power System Oscillations**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N° 2, May, 1991.

Lerch, E. and Povh, D., "**Performance of FACTS Equipment in Meshed Systems**", IV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, , Foz do Iguaçu, PR, Brazil, May 23-27, 1994.

Mansour, Y. et alli, "**Power System Dynamics: Same Phenomena - New Challenges**", IV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguaçu, PR, Brazil, May 23-27, 1994.

Manual do Simulink, "**Matlab - Simulink V. 4.0**", 1992.

Martins, N. and Lima, L.T.G., "**Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, N° 4, November, 1990.

Martins, N. et alli, "**Proposal for a Benchmark System for Power System Oscillation Analysis and Control**", CIGRE SC 38 - Colloquium on Power System Dynamic Performance, Florianópolis, SC, Brazil, Sept. 22 - 23, 1993.

Martins, N. et alli, "**TCSC Control Structures for Line Power Scheduling and Methods to Determine their Location and Tuning to Damp System Oscillations**", IV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, , Foz do Iguaçu, PR, Brazil, May 23-27, 1994.

Mihalic, R. et alli, "**Improvement of Transient Stability by Insertion of FACTS Devices**", IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference: "Planning, Operation and Control of Today's Electric Power Systems", Athens, Greece, Sept.5 - 8, 1993.

Monticelli, A., Garcia, A. and Saavedra, O.R., "**Fast Decoupled Load Flow: Hypothesis, Derivations and Testing**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol5, N° 4, November, 1990.

Nelson, R.J., "**Transmission Power Flow Control: Electronic vs. Electromagnetic Alternatives for Steady-State Operation**", IEEE/PES, Winter Meeting, New York, USA, Jan.30 - Feb.3, 1994.

Noroozian, M. and Anderson, G. "*Damping of Power System Oscillations by use of Controllable Components*", IEEE/PES - Winter Meeting, New York, USA, Jan. 30 - Febr. 3, 1994.

Nyati, S. et alli, "*Effectiveness of Thyristor Controlled Series Capacitor in Enhancing Power System Dynamics: An Analog Simulator Study*", IEEE/PES - Summer Meeting, Vancouver, B.C., Canada, July 18 - 22, 1993.

Oliveira, S.E.M., "*Synchronizing and Damping Torque Coeficients and Power System Steady-State Stability as Affected by Static Var Compensators*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, Nº 1, February, 1994.

Praça, J.C.G. et alli, "*Amazon Transmission Challenge - Comparison of Technologies*" International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Joint Session of SC 14/37/38, paper 01, Paris, France, Aug.30 - Sept 05, 1992.

Sawa, T. et alli, "*A Field Test of Power Swing Damping by Static Var Compensator*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.4, Nº 3, August, 1989.

Task Force on Terms & Definitions, System Dynamic Performance Subcommittee, Power System Engineering Committee, "*Proposed Terms & Definitions for Power Systems Stability*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS - 101, Nº 7, July, 1982.

Vasconcelos, A.N. et alli, "*Detailed Modeling of an Actual Static Var Compensator for Electromagnetic Transient Studies*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, Nº 1, February, 1992.

Yu, Y., "*Electric Power System Dynamics*", Academic Press, 1983

Apêndice 1

Dados Característicos do Sistema de Potência sob Estudo

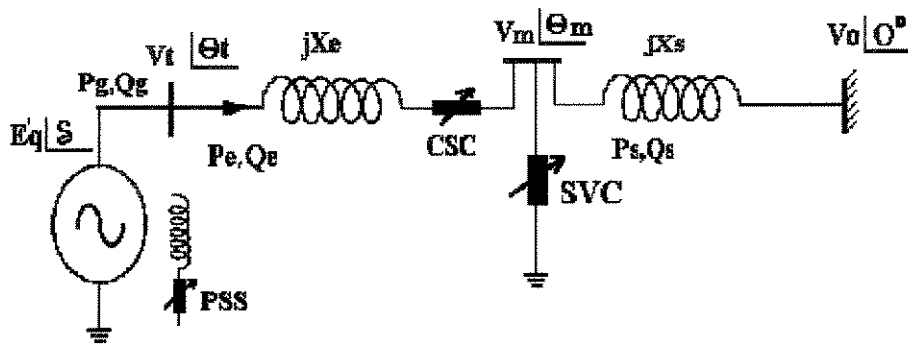


Fig. A.1 - Sistema de Potência sob Estudo

GERADOR

$$M = 10 \text{ [seg]}$$

$$D = 1 \text{ [pu]}$$

$$T'd0 = 6 \text{ [seg]}$$

$$X_d = 1.1 \text{ [pu]}$$

$$X'd = 0.3 \text{ [pu]}$$

$$X_q = 0.7 \text{ [pu]}$$

$$V_t = 1.0 \text{ [pu]}$$

$$f_{pn} = 0.9$$

$$P_{max} = 0.95 \text{ [pu]}$$

REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO (AVR)

$$K_e = 20$$

$$T_e = 0.05 \text{ [seg]}$$

REDE EXTERNA

$$X_e = 0.2 \text{ [pu]}$$

$$X_s = 0.2 \text{ [pu]}$$

$$V_o = 1.0 \text{ [pu]}$$

$$\theta_o = 0^\circ$$

ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTÊNCIA (PSS)

$T_w = 10$ [seg]
 $K_{wpss} = 9,25$
 $T_1 = 0,3784$ [seg]
 $T_2 = 0,0674$ [seg]

COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS (SVC)

$K_{svc} = 15$
 $T_{svc} = 0.05$ [seg]
 $T_w = 10$ [seg]
 $T_1 = 0,1408$ [seg]
 $T_2 = 0,1728$ [seg]
 $K_{wsvc} = 66,92$
 $B_{0svc} = 0.0$

COMPENSADOR SÉRIE CONTROLADO (CSC)

$K_{csc} = 10$
 $T_{csc} = 0.05$ [seg]
 $T_w = 3$ [seg]
 $T_1 = 0,1914$ [seg]
 $T_2 = 0,1488$ [seg]
 $K_{wcsc} = 1,0815$

Obs.: Os parâmetros dos estabilizadores (ganhos e constantes de tempo) foram ajustados de acordo com os critérios descritos no Capítulo 4.

Apêndice 2

Curvas dos Valores de Operação e Coeficientes de Linearização correspondentes a Pontos de Operação sobre a Curva de Capacidade da Máquina Síncrona

