

EQUIVALENTES DINÂMICOS NO ESTUDO
DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA
DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

EQUIVALENTES DINÂMICOS NO ESTUDO
DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA
DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

ANDRÉ LUIZ MORELATO FRANÇA ^{autor}

Orientador:

Alcir José Monticelli

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia/FEC/UNICAMP, como
parte dos requisitos exigidos,
para obtenção do título de DOU-
TOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA. D

SETEMBRO/1982. ^{→ data}

BAE/ FEE	
F 844e	

V	Ex.
TOMBO	27124
PROC.	667/96
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	
DATA	21/3/96
Nº CPD	

França, Andre Luiz Morelato

Equivalentes dinamicos no estudo da estabilidade transitoria de sistemas de energia eletrica
T/UNICAMP/F844e

(4685/95)

cm00068520C

DEDICATÓRIA

*A Maria da Glória, Andrêa e Bruna,
cujo convívio tem sido, ultimamen-
te, tão transitório...*

AGRADECIMENTOS

A todos que contribuíram para a realização deste trabalho e em especial a Alcir José Monticelli pela competente orientação, aos colegas Ana Cristina C. Lyra, Anésio dos Santos Jr., Ariovaldo V. Garcia, Carlos Alberto F. Murari, Sigmar M. Deckmann e Vivaldo F. da Costa pela valiosa colaboração, a Nilza Galindo pelo correto trabalho datilográfico, desejo expressar meus agradecimentos.

RESUMO

Neste trabalho estuda-se a aplicação de equivalentes dinâmicos na análise de estabilidade transitória de sistemas interligados de energia elétrica, utilizando métodos de integração numérica. A construção dos equivalentes baseia-se no comportamento coerente dos geradores do sistema. Desenvolve-se um método para reduzir a rede externa usando injeções equivalentes na fronteira. Propõe-se um método para agregar os modelos dos geradores coerentes usando a resposta ao degrau como medida do comportamento dinâmico. O procedimento descrito foi testado, com sucesso, no sistema das regiões Sul-Sudeste do Brasil.

ÍNDICE

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO.....	1
-----------------	---

CAPÍTULO II

ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	3
2.1. Apresentação.....	3
2.2. Formulação Analítica.....	5
2.3. Técnicas de Solução.....	7
2.4. Linhas de Pesquisa.....	9

CAPÍTULO III

EQUIVALENTES DINÂMICOS.....	11
3.1. Definição do Problema.....	11
3.2. Abordagens do Problema.....	12
3.3. Equivalentes Baseados na Coerência.....	15
3.4. Detecção da Coerência.....	15

CAPÍTULO IV

REDUÇÃO ESTÁTICA USANDO INJEÇÕES EQUIVALENTES.....	19
4.1. Introdução.....	19
4.2. Injeções Equivalentes.....	20
4.3. Conclusão.....	25
APÊNDICE: Casamento entre Sistemas Interno e Externo via Injeções Equivalentes.....	26

CAPÍTULO V

REDUÇÃO DINÂMICA USANDO RESPOSTA NO TEMPO.....	28
5.1. Introdução.....	28
5.2. Procedimento Geral.....	29
5.3. Obtenção da Máquina Síncrona Equivalente.....	32
5.3.1. Critérios de Equivalência.....	32
5.3.2. Aplicação do Método.....	35
5.3.2a. Modelagem.....	36
5.3.2b. Comportamento Dinâmico da Máquina Equivalente.....	40
5.3.2c. Modelo da Máquina Síncrona Equiva lente.....	41
5.3.2d. Determinação dos Parâmetros Equi- valentes.....	42
5.4. Obtenção do Excitador Equivalente.....	43
5.4.1. Construção do Equivalente.....	43
5.4.2. Aplicação do Método.....	46
5.4.2a. Modelagem.....	46
5.4.2b. Algoritmo.....	47
5.4.2c. Determinação dos Parâmetros Equi- valentes.....	47
APÊNDICE A: Modelo Operacional da Máquina Síncrona...	50
APÊNDICE B: Posição dos Eixos da Máquina Equivalente.	53
APÊNDICE C: Obtenção das Repostas ao Degrau RD(id) e RD(iq).....	55
APÊNDICE D: Obtenção da Resposta ao Degrau de W(s) Exc(s).....	57

APÊNDICE E: Identificação de Parâmetros de uma Função de Transferência a partir da Resposta ao Degrau.....	61
--	----

CAPÍTULO VI

TESTES E RESULTADOS.....	69
6.1. Sistema Sul-Sudeste.....	69
6.2. Área de Estudo.....	69
6.3. Testes sobre Coerência.....	72
6.4. Testes sobre Redução Estática.....	74
6.5. Testes sobre Agregação.....	81
6.6. Desempenho Global.....	82
APÊNDICE A: Programa EQDIN.....	89
APÊNDICE B: Publicações Resultantes do Trabalho.....	91

CAPÍTULO VII

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES.....	124
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Este trabalho trata da aplicação de equivalentes dinâmicos na análise da estabilidade transitória de sistemas interligados de energia elétrica, utilizando métodos de integração numérica.

No Capítulo 2 define-se o problema de estabilidade transitória e sua formulação analítica geral. Discute-se, ainda, a relação entre o nível de detalhamento dos modelos utilizados e as técnicas de solução do problema, bem como a motivação para o uso de equivalentes dinâmicos.

No Capítulo 3 apresenta-se o problema de equivalentes dinâmicos e discutem-se, rapidamente, critérios para escolher as áreas de estudo. Faz-se, também, uma avaliação das abordagens que têm sido dadas ao problema, optando-se pela linha de pesquisa dos equivalentes baseados no comportamento coerente dos geradores do sistema. Comenta-se, ainda, o procedimento geral para a obtenção dos equivalentes e a questão da detecção da coerência.

No Capítulo 4 propõe-se um método, que utiliza o conceito de injeções equivalentes, para obter a redução da rede de transmissão e transferir os geradores coerentes para uma barra terminal comum.

No Capítulo 5 propõe-se um método, que utiliza a resposta ao degrau como medida do comportamento dinâmico, para a-

gregar os geradores coerentes em um gerador equivalente.

No Capítulo 6 as técnicas propostas são aplicadas ao Sistema Sul-Sudeste do Brasil, mostrando-se e comentando-se os resultados obtidos.

No Capítulo 7 são apresentadas conclusões finais e comentários sobre desenvolvimentos futuros.

Apêndices são incluídos ao final dos Capítulos 4 e 5 com o objetivo de não sobrecarregar o texto principal.

As referências bibliográficas citadas ao longo do texto estão listadas no final do trabalho.

CAPÍTULO II

ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Apresentação

Os sistemas de energia elétrica são projetados para produzir, transmitir e distribuir energia elétrica, atendendo a alguns requisitos de qualidade. Os mais importantes são: a continuidade do fornecimento e a manutenção das tensões e frequência nos valores nominais. Na figura 2.1 são mostrados, esquematicamente, os principais componentes de um sistema de energia elétrica e as principais relações entre eles. O sistema é, geralmente, constituído de inúmeros geradores e cargas interligados por uma rede de transmissão, sendo que apenas um dos alternadores é representado em detalhe, para evidenciar seus dispositivos de controle. A figura mostra que existem três principais malhas de controle associadas a cada alternador: a malha de regulação de tensão, a malha de regulação de velocidade/frequência e a malha de controle automático de geração (controle suplementar). Os equipamentos que integram as duas primeiras se encontram junto a cada gerador, exercendo portanto um controle local enquanto que a última se localiza no centro de controle do sistema, e portanto realiza um controle global. Além disso, a ação de controle das três malhas não é concomitante, podendo-se associar, de modo geral, constantes de tempo da ordem de milissegundos, segundos e minutos, respectivamente.

O estudo do componente ^{elemento} dinâmico de sistemas de ener

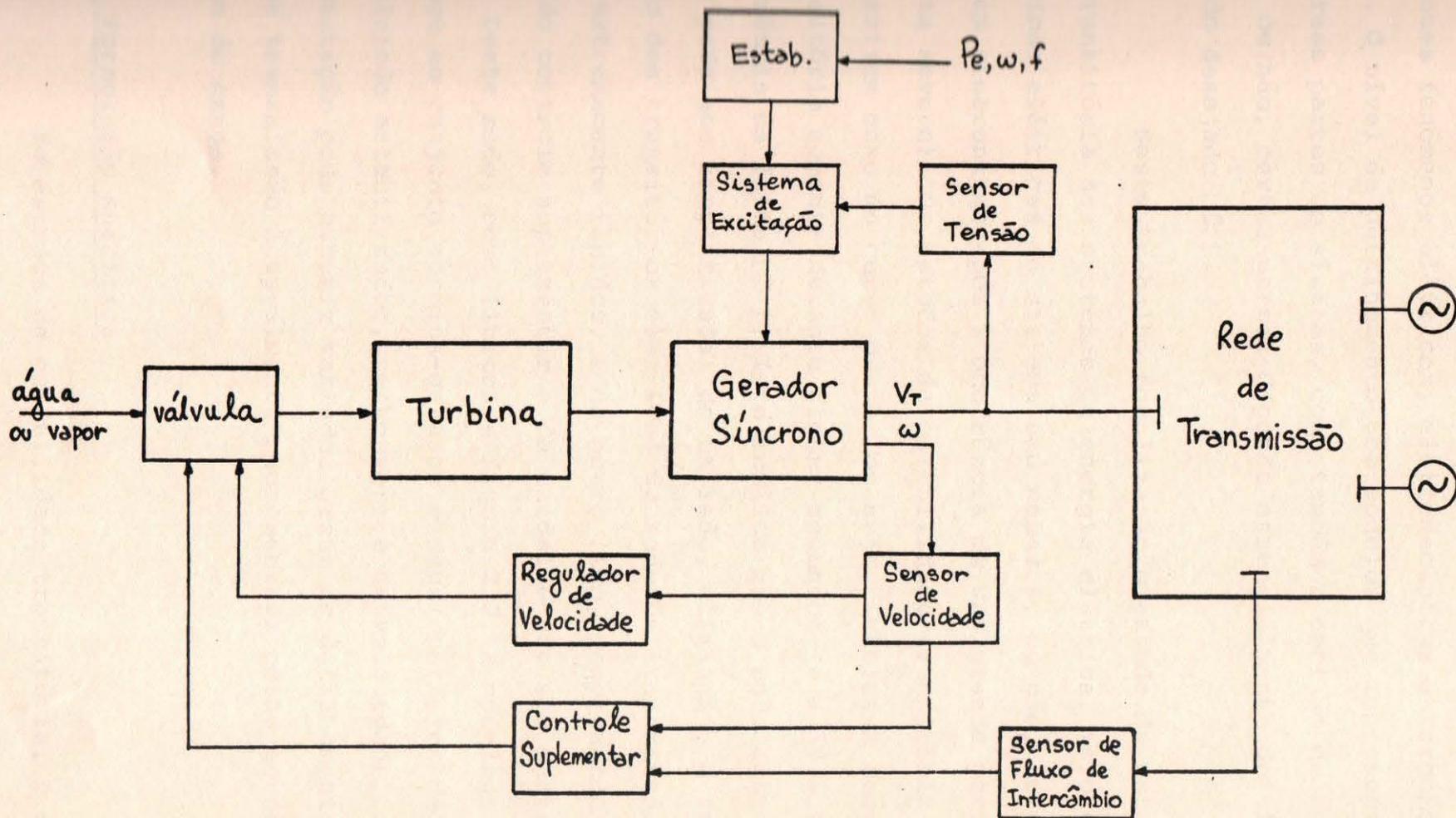


FIG. 2.1 - PRINCIPAIS MALHAS DE CONTROLE EXISTENTES EM UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

gia elétrica é um problema complexo que envolve múltiplos e diferentes fenômenos elétricos, eletromecânicos e termomecânicos [1]. O nível de detalhamento dos modelos que representam as diversas partes do sistema, como também a decisão de representar, ou não, certas partes depende essencialmente do tipo de estudo desejado [2].

Neste trabalho focaliza-se o estudo da estabilidade transitória dos sistemas de energia elétrica, isto é, se as máquinas elétricas do sistema são capazes, ou não, de permanecer em sincronismo após a ocorrência de uma grande perturbação (falta severa). Os estudos de estabilidade transitória se caracterizam como de curto prazo, ou seja, interessa observar o transitório somente durante alguns segundos (8 a 10 s.) após a ocorrência da falta [3]. Isto implica que a modelagem do sistema pode ser simplificada: de um lado, eliminando a representação dos transitórios elétricos da rede de transmissão, que são extremamente rápidos, e de outro lado, desprezando os efeitos do controle suplementar e da caldeira que são bastante lentos. Deste modo, como ilustra a figura 2.2, a modelagem se restringe ao conjunto turbina-gerador e seus controles de tensão (incluindo estabilizador, se houver) e de velocidade, cuja representação pode assumir variados graus de detalhamento. A rede de transmissão é usualmente representada pelas equações de fluxo de carga.

2.2 Formulação Analítica

Em estudos de estabilidade transitória, o comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica é descrito por

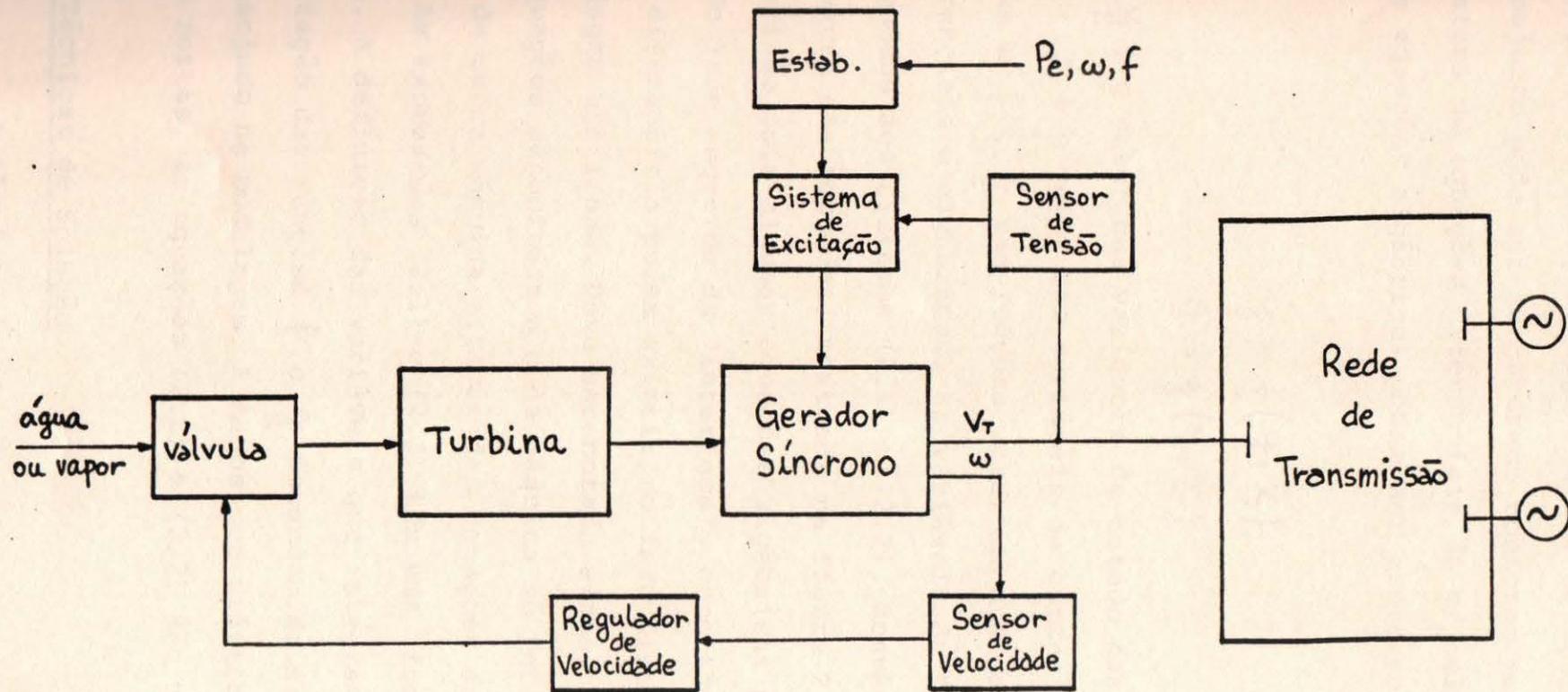


FIG. 2.2 - COMPONENTES DO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA USUALMENTE REPRESENTADOS NOS ESTUDOS ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

um conjunto de equações algébricas e equações diferenciais. Este conjunto pode ser estruturado conforme mostra a figura 2.3. O sistema de equações diferenciais de primeira ordem e o sistema de equações algébricas podem ser expressos, respectivamente, por:

$$\dot{\underline{y}} = \underline{f}(\underline{y}, \underline{x}) \quad (2.1)$$

$$\underline{0} = \underline{g}(\underline{y}, \underline{x}) \quad (2.2)$$

onde \underline{y} é o vetor das variáveis de estado das equações diferenciais; \underline{x} é o vetor das variáveis de estado das equações algébricas e \underline{f} , \underline{g} são funções vetoriais que definem as equações diferenciais e algébricas. As variáveis de "interface" são aquelas comuns aos sistemas (2.1) e (2.2). Convém observar que a estrutura das equações, mostrada na figura 2.3, tem uma certa imprecisão pois algumas equações algébricas podem ser encontradas do lado esquerdo da "interface", como também algumas equações diferenciais podem existir no lado direito, dependendo da modelagem utilizada. Deve ser notado ainda, da figura 2.3, que as equações associadas a cada máquina só interagem com as equações de outra máquina através das equações da rede de transmissão. As expressões (2.1) e (2.2) têm uma forma absolutamente geral. A definição das variáveis que integram \underline{y} e \underline{x} , e a explicitação das funções \underline{f} e \underline{g} dependem do nível de detalhamento desejado na modelagem. A menos que drásticas simplificações sejam feitas, as equações (2.1) e (2.2) são não-lineares.

2.3 Técnicas de Solução

A técnica que tem sido considerada como mais adequada para determinar a estabilidade transitória dos sistemas de

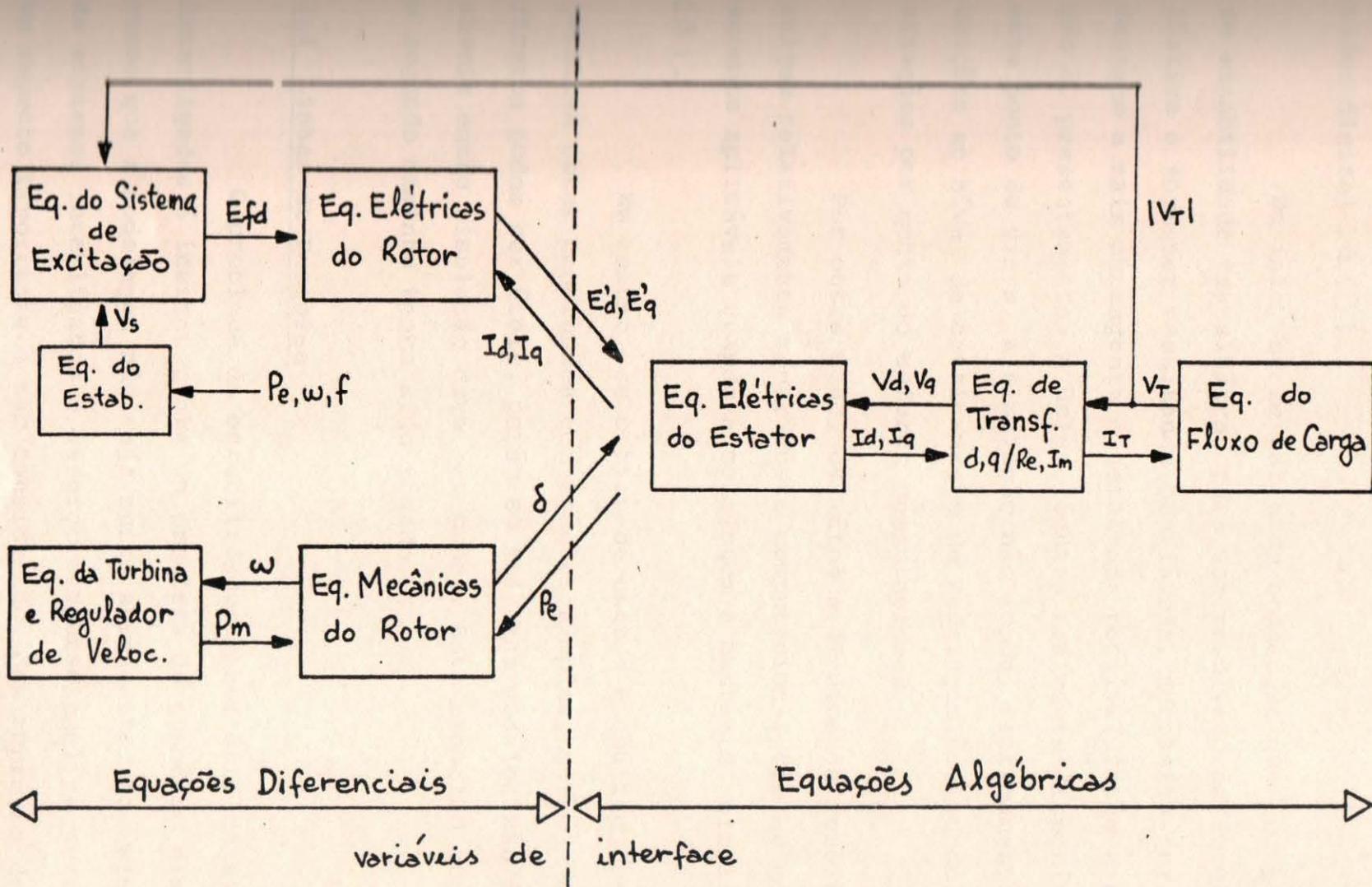


FIG. 2.3 - ESTRUTURA USUAL DAS EQUAÇÕES ENVOLVIDAS NO PROBLEMA DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

energia elétrica, é a simulação passo a passo através de computador digital [4, 3].

De fato, se se parte da concepção que o problema de estabilidade transitória, para ser resolvido de forma realística e fornecer resultados confiáveis, necessita ter uma modelagem a mais abrangente e detalhada possível então a simulação é, presentemente, a única técnica realmente disponível. Sob este ponto de vista, a simulação não impõe, teoricamente, restrições ao nível de detalhamento da modelagem, deixando as limitações por conta do esforço computacional.

Por outro lado, os métodos diretos de resolução, que exigem relativamente menor custo computacional, têm se mostrado somente aplicáveis quando a modelagem é bastante simplificada [5].

Em resumo, se o tipo de estudo e análise desejados permitem obter conclusões com modelos simples, então métodos diretos podem ser úteis, porém se melhores modelos são indispensáveis então simulação deve ser usada. Este trabalho supõe que o segundo caminho tenha sido tomado.

2.4 Linhas de Pesquisa

O problema da estabilidade transitória de sistemas interligados é inerentemente um problema de grandes dimensões mesmo que a modelagem não seja muito abrangente. Na simulação de sistemas interligados o esforço computacional requerido é um aspecto importante a ser considerado. Nas empresas de energia elétrica, os estudos de estabilidade têm sido aqueles que, freqüentemente, exigem maior custo computacional (memória/tem-

po de CPU). Muito trabalho tem sido investido, e certamente mais é necessário, na procura de algoritmos eficientes que reduzam este custo [3 , 6]. Os progressos alcançados nesta direção têm sido, de certa forma, contrabalançados pela expansão dos sistemas, pela necessidade de modelos mais detalhados e de tempos de simulação mais longos. Esforços também têm sido realizados para desenvolver algoritmos adequados para utilização em computadores com novas concepções de arquitetura que permitam processamento paralelo [7].

Outra linha de pesquisa — não conflitiva com as anteriores — tem procurado diminuir os custos computacionais reduzindo a magnitude do problema através da construção de equivalentes dinâmicos, ou seja, representando parte do sistema de energia elétrica por um sistema equivalente de muito menor dimensão. Este trabalho se enquadra nesta última linha de pesquisa.

CAPÍTULO III

EQUIVALENTES DINÂMICOS

3.1. Definição do Problema

Um sistema interligado de energia elétrica pode ser decomposto em três partes, conforme ilustra a figura 3.1: sistema interno, fronteira e sistema externo. O sistema interno e a fronteira constituem a área de interesse ou de estudo, sendo o restante do sistema denominado de área externa.

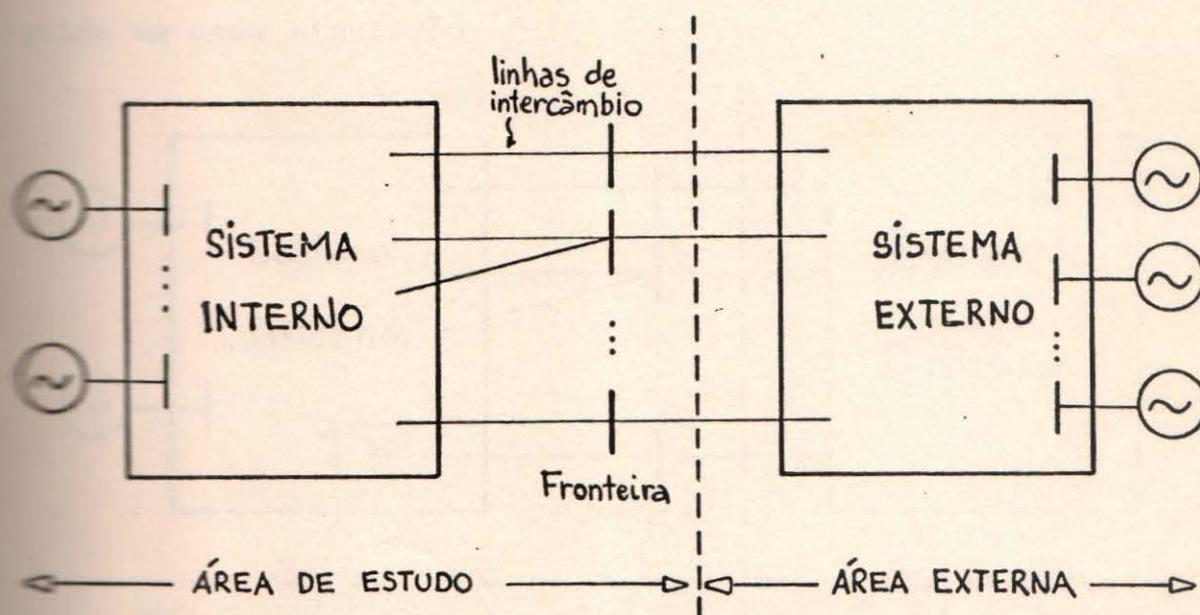


Fig.3.1 - Sistema Interligado de Energia Elétrica

Os estudos de estabilidade transitória de sistemas interligados, freqüentemente, se restringem a determinadas áreas de interesse. O critério para definir a linha de fronteira depende, evidentemente, do tipo de estudo desejado. Às vezes se quer analisar problemas localizados e é conveniente isolar certa área, mas a motivação mais forte para as empresas concessionárias de energia elétrica é que elas necessitam realizar estu

ões somente em sua área de concessão. Para cada empresa, o sistema externo só é importante na medida que suas reações a defeitos no sistema interno devem ser levados em conta, pois influenciam de forma significativa o comportamento dinâmico em estudo.

Portanto, é desejável que o efeito do sistema externo seja considerado através de um sistema dinâmico equivalente com o menor número possível de componentes e que não altere, de forma essencial, os resultados das simulações na área de estudo. Se, nestas condições, a redução do sistema externo for substancial então uma economia computacional sensível será conseguida em cada simulação.

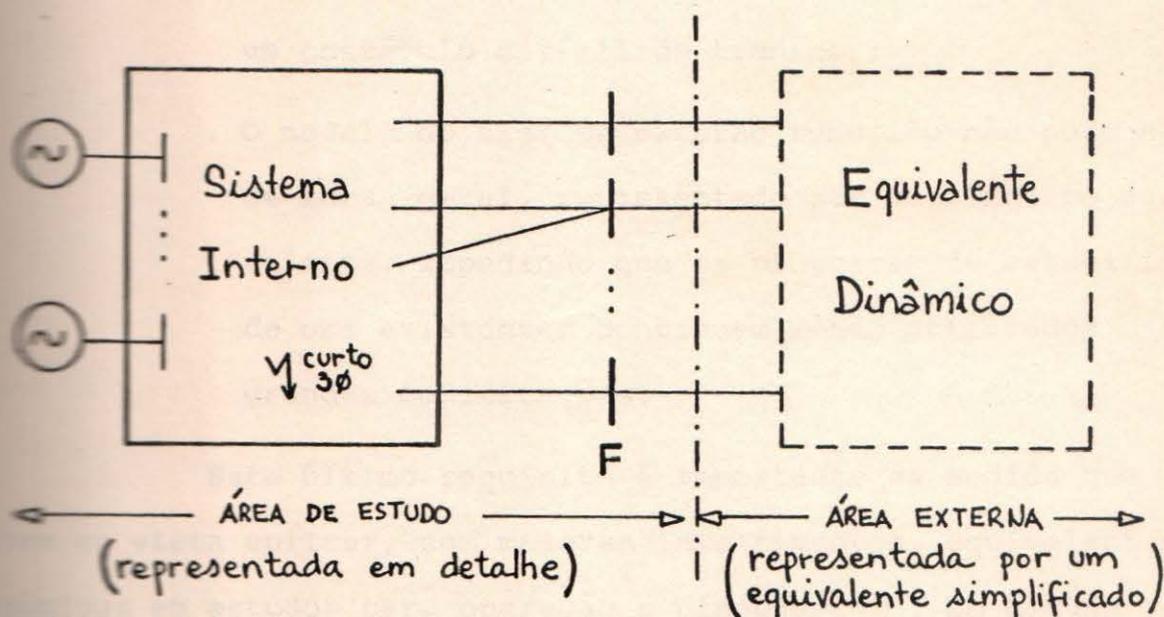


Fig. 3.2

3.2. Abordagens do Problema

As primeiras tentativas de obter equivalentes dinâmicos para o sistema externo continham simplificações extremas. A redução do número de geradores externos, representados pelo modelo clássico, era feita arbitrariamente e baseadas, exclusivamente, em técnicas de redução estática [8], [9]. Em vista dis-

to, os resultados apresentados não eram de boa qualidade.

Uma outra abordagem do problema, já mais sistemática, consiste em usar técnicas de análise modal para determinar os modos naturais de oscilação do sistema externo representado por um modelo linear. Os modos muito rápidos e os muito lentos são eliminados, reduzindo-se as correspondentes variáveis de estado e diminuindo a ordem do modelo [10], [11], [12]. Os equivalentes dinâmicos baseados na análise modal têm apresentado dois graves inconvenientes [13]:

- . se o sistema interligado for de grandes dimensões, o cálculo dos autovalores e autovetores pode ser um obstáculo difícil de transpor;
- . O modelo do sistema externo reduzido não pode ser, de forma geral, representado por um circuito equivalente, impedindo que os programas de estabilidade ora existentes continuem sendo utilizados sem grandes modificações.

Este último requisito é importante na medida que se tem em vista aplicar, sem maiores investimentos, equivalentes dinâmicos em estudos para operação e planejamento. Em alguns casos, os equivalentes obtidos a partir da análise modal linear podem ser expressos através de circuitos equivalentes [14], mas tal não se aplica de modo geral.

Em um terceiro conjunto de trabalhos [15], [16], [17], procura-se usar técnicas de identificação de sistemas na construção de equivalentes do sistema externo. Supondo-se conhecida a estrutura do equivalente externo deve-se identificar seus parâmetros usando-se somente informações da área de estudo, ou se

ja, da área observável. Este tipo de abordagem pretende, principalmente, investigar a possibilidade de se realizarem estudos de estabilidade em tempo real. Contudo, os resultados encontrados na literatura existente não são suficientes para comprovar sua aplicabilidade.

Outra linha de pesquisa baseia a construção de equivalentes no comportamento coerente dos geradores do sistema externo, ou seja, na tendência que grupos de geradores possuem de oscilar da mesma forma quando o sistema é submetido a perturbações. A coerência dos geradores significa que as curvas de oscilações obtidas nos estudos de estabilidade transitória são redundantes, isto é, elas contêm mais informação que o mínimo necessário para descrever o desempenho do sistema. Esta informação extra pode, então, ser usada para obter pelo menos um gerador equivalente capaz de representar, dinamicamente, cada grupo.

O primeiro método proposto para obter equivalentes baseados na coerência [18], era aplicável somente a geradores representados pelo modelo clássico, e, infelizmente, não permitia representação por um circuito equivalente. Vários outros trabalhos têm sido apresentados nesta linha, ampliando o nível de detalhamento dos modelos e, ao mesmo tempo, possibilitando representar os geradores equivalentes por modelos análogos aos encontrados nos sistemas interligados [19], [13], [20].

Esta linha de se explorar a coerência das máquinas síncronas, por ser a que tem mostrado maior aplicabilidade e resultados mais confiáveis, é a seguida neste trabalho.

3.3. Equivalentes Baseados na Coerência

O procedimento geral para a obtenção de equivalentes dinâmicos com base na coerência de geradores, pode ser dividido em cinco fases [20]:

- . Definição do sistema de estudo;
- . Identificação dos grupos geradores coerentes;
- . Redução das barras terminais dos geradores;
- . Redução das barras de carga;
- . Agregação dinâmica dos geradores.

Após detectados os grupos de geradores coerentes, para contingências na área de estudo definida, os geradores membros de cada grupo são transferidos para uma barra terminal comum, ficando portanto em paralelo. Isto permite que, após a eliminação das barras de carga, eles sejam agregados em um único gerador equivalente, representando dinamicamente o grupo. A figura 3.3 ilustra o procedimento descrito. Uma característica importante dos equivalentes obtidos a partir da coerência é que a redução do sistema externo pode ser feita de forma desacoplada, ou seja, primeiro é realizada a redução estática da rede e, posteriormente, se procede à redução dinâmica dos geradores.

3.4. Detecção da Coerência

A coerência é um fenômeno natural que tem sido observado quando sistema interligados são submetidos a grandes perturbações (curtos trifásicos, chaveamentos em linhas, perdas de geração ou carga). A existência de geradores coerentes é, obviamente, condição necessária para que o sistema externo possa ser reduzido através do procedimento descrito no item anterior.

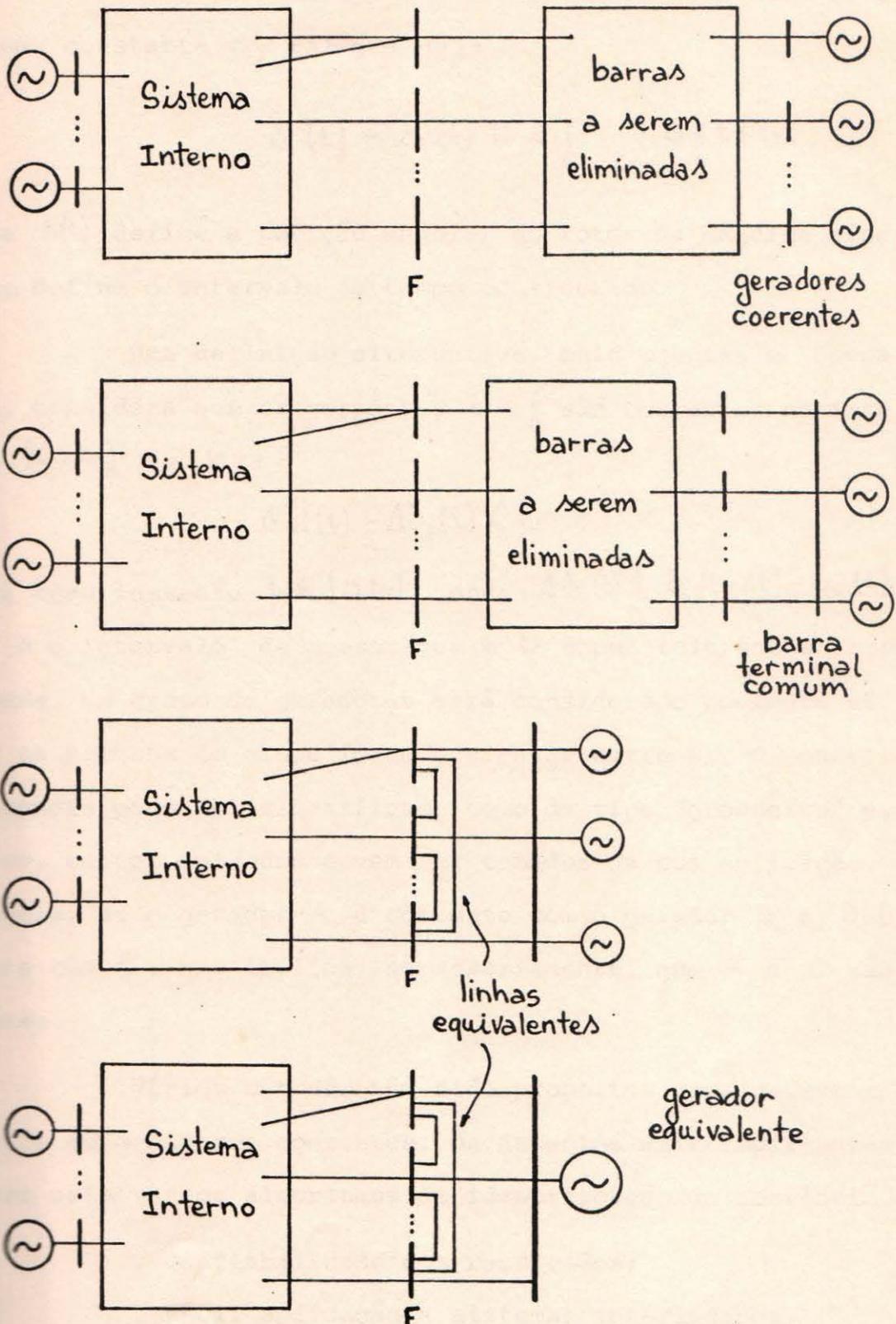


FIG. 3.3 - MOSTRANDO AS FASES DE REDUÇÃO DO SISTEMA EXTERNO COM BASE NA COERÊNCIA DOS GERADORES.

Dois geradores i e j são chamados coerentes se existe uma constante c_{ij} tal que [18]:

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) \cong c_{ij} \quad 0 \leq t \leq t_m$$

onde $\delta(t)$ define a posição angular do rotor da máquina síncrona e t_m define o intervalo de tempo considerado.

Uma definição alternativa, mais precisa e operacional, considera que os geradores i e j são coerentes no intervalo $[0, t_m]$ se [21]:

$$\Delta\delta_i(t) - \Delta\delta_j(t) < \varepsilon$$

para todo instante $t \in [0, t_m]$, onde $\Delta\delta_i(t) \triangleq \delta_i(t + \Delta t) - \delta_i(t)$, Δt é o intervalo de amostragem e ε é uma tolerância especificada. Um grupo de geradores será considerado coerente se todos os membros do grupo forem coerentes entre si. O conceito de coerência pode ser classificado como de tipo "grosseiro" e, portanto, certos cuidados devem ser tomados na sua aplicação. Por exemplo, se o gerador A é coerente com o gerador B e B é coerente com C, não implica, necessariamente, que A e C são coerentes.

Vários métodos têm sido propostos para detectar os grupos de geradores coerentes. Os aspectos mais importantes que devem orientar os algoritmos de identificação da coerência são:

- . confiabilidade dos resultados;
- . fácil aplicação a sistemas interligados;
- . eficiência computacional.

Sob este ponto de vista, a maioria dos algoritmos apresentados tem encontrado dificuldades da seguinte ordem:

- . são de difícil aplicação a sistemas interligados de grandes dimensões [22], [23], [24];
- . apresenta baixa resolução nos resultados [25];
- . necessitam de comprovação experimental quanto a aplicabilidade e confiabilidade, apesar de bem fundamentados teoricamente [26], [27], [28].

Com exceção da referência [25], que se baseia em distâncias elétricas e técnicas de reconhecimento de padrões, as demais se apoiam em modelos linearizados do sistema e análise modal.

O método que, até o presente, tem-se enquadrado de forma mais satisfatória nos requisitos exigidos, é aquele proposto na referência [21]. Este método também se utiliza de um modelo linear simplificado para o sistema elétrico. As máquinas síncronas são representadas pelo ^{modelo} método clássico, e a rede de transmissão é modelada através das equações do fluxo de carga DC. Curvas de oscilação aproximadas (que, porém, retêm a informação sobre coerência) são obtidas através do método trapezoidal de integração numérica e, posteriormente, processadas para se determinarem os grupos coerentes. Este procedimento tem a significativa vantagem de apresentar resultados bastante confiáveis, apesar de realizar uma simulação linear no domínio do tempo, e do fato de que os grupos coerentes obtidos dependerem, em certas circunstâncias, da localização da contingência. Além disso, tem sido aplicado com eficiência computacional a sistemas de grandes dimensões [29].

CAPÍTULO IV

REDUÇÃO ESTÁTICA USANDO INJEÇÕES EQUIVALENTES

4.1. Introdução

Na construção de equivalentes dinâmicos baseados na coerência, uma etapa fundamental é a transferência dos geradores de cada grupo coerente para uma barra terminal comum. Esta transferência, que permite um tratamento desacoplado da redução do modelo do sistema externo, tem sido realizada através da inserção de transformadores defasadores entre a barra terminal dos geradores coerentes e a barra terminal comum [14], [13]. A figura 4.1 ilustra o procedimento.

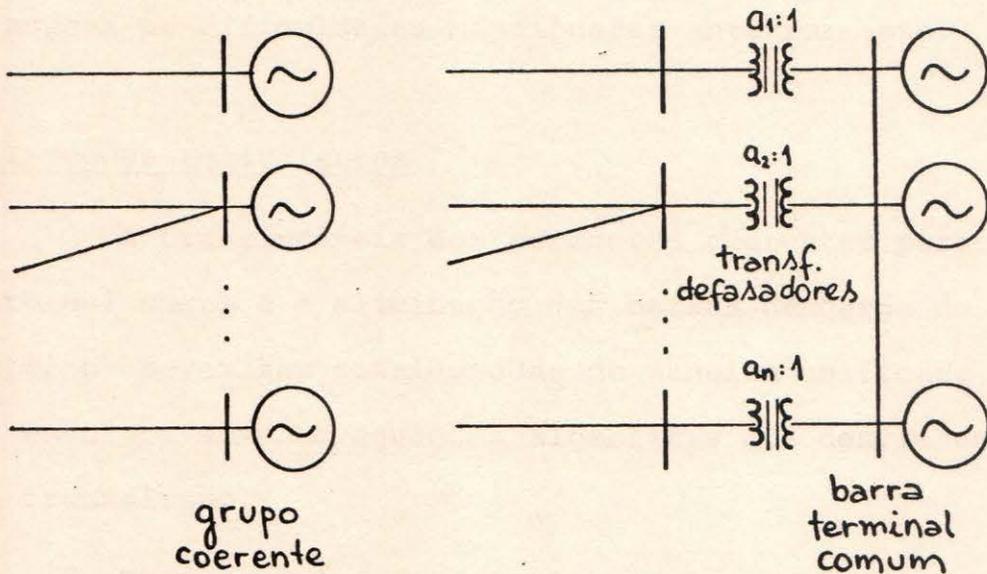


Fig. 4.1 - mostrando o uso de transformadores defasadores na redução dos geradores coerentes a uma barra comum.

Contudo, o uso de transformadores defasadores apresenta alguns inconvenientes:

- . vários programas de estabilidade não incluem representação ou limitam o número de transformadores defasadores; uma solução alternativa consistiria em utilizar-se transformadores ideais e admitâncias "shunt" que, porém, apresentam a desvantagem de variar com a tensão [13];
- . deve-se ter o cuidado de verificar se as ligações das barras terminais dos geradores com o resto da rede são radiais [13];
- . não permite uma abordagem simples e unificada da redução estática.

Será descrito a seguir um método de redução estática (método das injeções equivalentes) que, além de simples e geral, supera as dificuldades mencionadas anteriormente.

4.2. Injeções Equivalentes

A transferência dos geradores coerentes para uma barra terminal comum e a eliminação das barras de carga do sistema externo devem ser consideradas de maneira unificada, pois ambas envolvem somente equações algébricas que descrevem a rede de transmissão.

Desta maneira, a fase de redução estática pode ser realizada como segue [30],[31]:

Passo 1: os geradores membros de cada grupo coerente são transferidos para uma barra comum, curto-circuitando-se suas barras terminais, como ilustra a figura 4.2. Isto pode ser executado, na prática, conectando-se as barras terminais dos ge

radores à barra comum por uma linha de transmissão cuja reatância série seja muito menor que as encontradas, usualmente, no sistema.

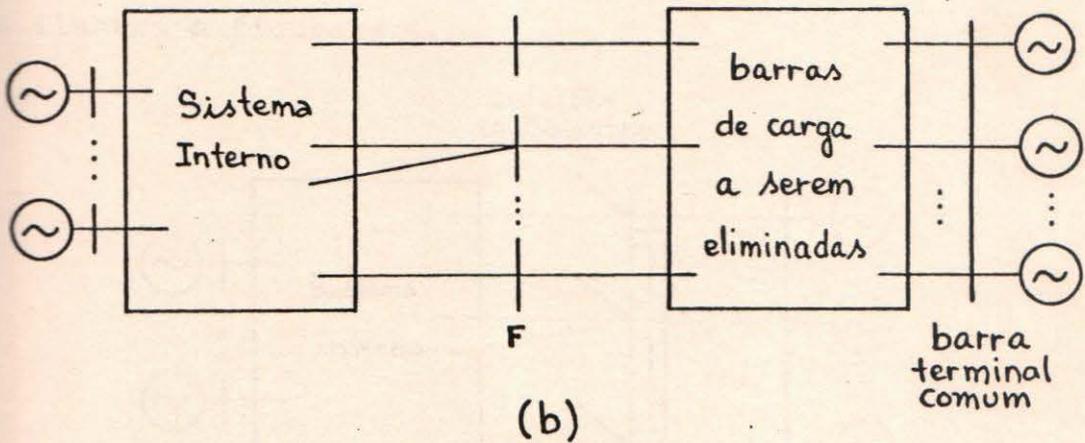
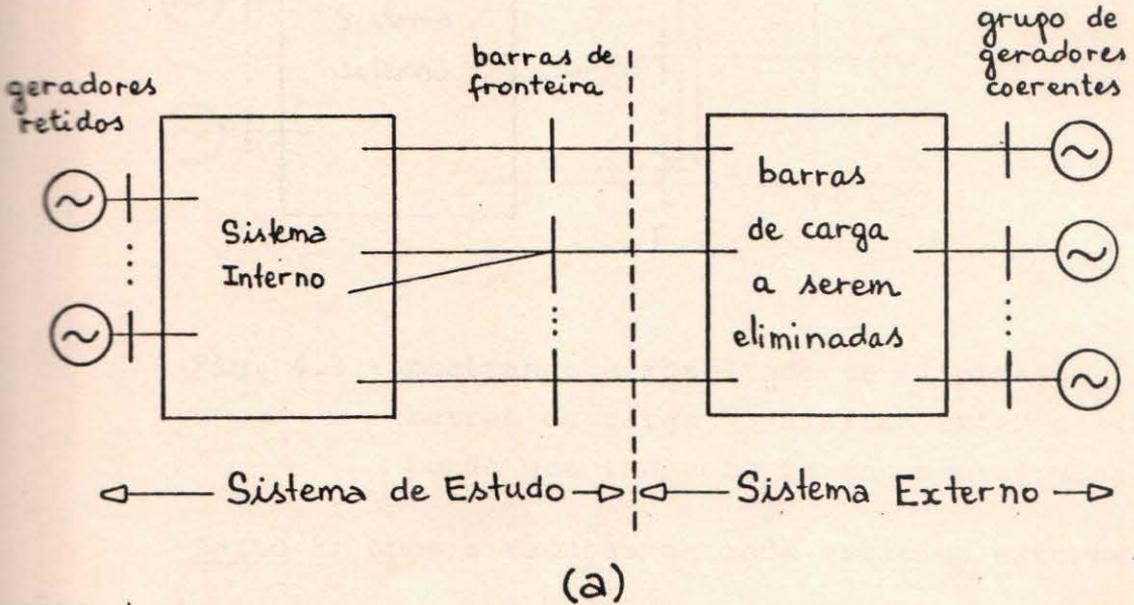


Fig. 4.2 - mostrando como as barras terminais dos geradores coerentes são substituídos por uma barra comum equivalente.

Passo 2: as barras de carga do sistema externo, previamente indicadas, são eliminadas através de uma redução triangular (eliminação de Gauss) da matriz Y (admitância nodal) do sistema externo. A figura 4.3 mostra a configuração resultante.

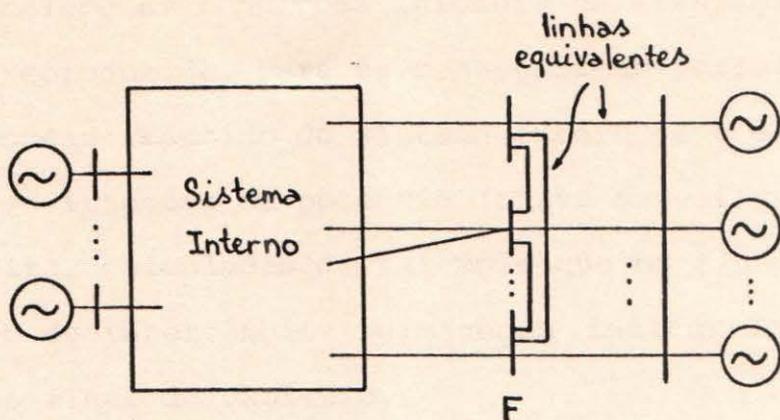


Fig. 4.3 - mostrando o resultado da eliminação das barras de carga do sistema externo (supondo que todas as barras são eliminadas)

Passo 3: após a redução da rede estática externa, injeções equivalentes são calculadas para as barras de fronteira, como ilustra a figura 4.4.

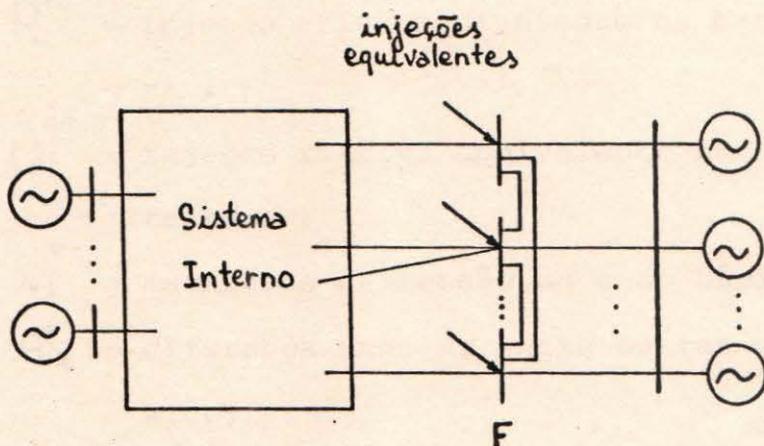


Fig. 4.4 - mostrando a configuração final após terminada a fase de redução estática.

Se o equivalente estático obtido nos passos 1 e 2, for diretamente acoplado ao sistema de estudo (retido), então o estado das barras do sistema interno e das barras de fronteira serão afetados. Em outras palavras, o fluxo de carga básico

(que estabelece as condições iniciais da simulação transitória) não será reproduzido. Para se conseguir um perfeito casamento entre o modelo reduzido do sistema externo e o sistema de estudo, usam-se injeções de potência (ativa e reativa) nas barras de fronteira, calculadas de tal modo que os fluxos de potência nas linhas de intercâmbio permaneçam inalterados [32]. Ver a pênndice no final do capítulo.

As injeções equivalentes podem ser calculadas usando-se as expressões:

$$P_i^{eq} = V_i^{\circ} \sum_{k \in I} V_k^{\circ} (G_{ik} \cos \theta_{ik}^{\circ} + B_{ik} \text{sen } \theta_{ik}^{\circ}) \quad (4.1)$$

$$Q_i^{eq} = V_i^{\circ} \sum_{k \in I} V_k^{\circ} (G_{ik} \text{sen } \theta_{ik}^{\circ} - B_{ik} \cos \theta_{ik}^{\circ}) \quad (4.2)$$

- onde:
- P_i^{eq} - injeção ativa equivalente na barra de fronteira i ;
 - Q_i^{eq} - injeção reativa equivalente na barra de fronteira i ;
 - V_i° - magnitude da tensão no caso básico;
 - θ_{ik}° - diferença angular entre barras i, k no caso básico;
 - G_{ik} - elemento i, k da matriz condutância G ;
 - B_{ik} - elemento i, k da matriz susceptância B ;
 - I - conjunto de barras conectadas à barra i , incluindo ela própria.

Na aplicação das equações (4.1) e (4.2) devem ser conhecidas as magnitudes e ângulos das tensões das barras do sistema de estudo, bem como a magnitude e ângulo da tensão da bar

ra terminal comum. O efeito das injeções equivalentes é o mesmo se V e θ forem fixados arbitrariamente para a barra terminal comum. Todavia, é conveniente especificar valores de ordem de grandeza semelhante àqueles usualmente encontrados no sistema; por exemplo, a média das magnitudes e ângulos das barras terminais dos geradores coerentes, no caso básico.

O efeito de casamento das injeções equivalentes permanecerá válido, aproximadamente, durante o período transitório devido à coerência dos geradores agrupados. Isto pode ser compreendido com a ajuda do exemplo mostrado na figura 4.5.

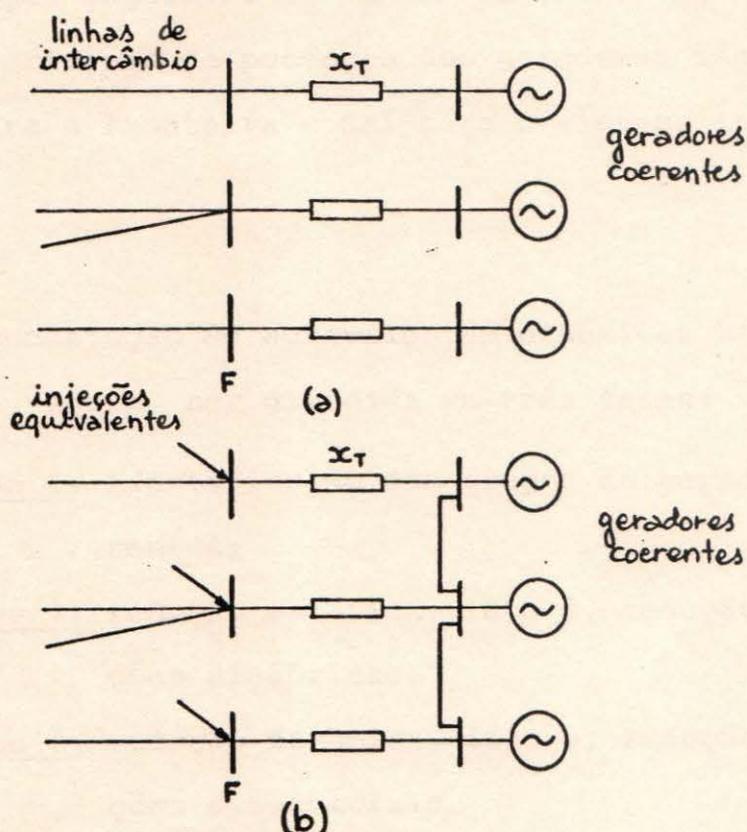


Fig. 4.5 - exemplificando o efeito das injeções equivalentes durante o transitório.

Na figura 4.5 (a) considera-se um grupo de três geradores conectados ao sistema através de transformadores eleva

dores com reatância X_T . As barras de alta tensão dos transformadores constituem a fronteira F . Na figura 4.5 (b) as barras terminais dos geradores são conectadas entre si por linhas de resistência nula e reatância muito menor que a usual. Portanto, as barras terminais são, praticamente, curto-circuitadas. Os fluxos de potência nestas linhas são estabelecidos pelas condições iniciais (fluxo de carga básico). A colocação de injeções equivalentes na fronteira garante que, nesta situação, os fluxos de intercâmbio fiquem inalterados. Durante o transitório, os fluxos de potência inter-geradores quase não mudam, já que as diferenças angulares se mantêm em razão da coerência. Portanto, as variações de potência dos geradores são refletidas radialmente para a fronteira e daí para o sistema interno.

4.3. Conclusão

A construção de equivalentes dinâmicos baseados na coerência pode, agora, ser dividida em três fases:

Fase 1: identificação dos grupos de geradores coerentes;

Fase 2: redução estática, isto é, redução das equações algébricas;

Fase 3: redução dinâmica, isto é, redução das equações diferenciais.

APÊNDICECASAMENTO ENTRE SISTEMAS INTERNO E EXTERNOVIA INJEÇÕES EQUIVALENTES

No problema de cálculo do fluxo de carga em sistemas de energia elétrica, associam-se quatro variáveis reais a cada barra [39]:

V_k - módulo da tensão nodal;

θ_k - ângulo da tensão nodal;

P_k - injeção líquida de potência ativa;

Q_k - injeção líquida de potência reativa.

Para cada barra K , escrevem-se duas equações do tipo:

$$P_k - V_k \sum_{l \in K} V_l (G_{kl} \cos \theta_{kl} + B_{kl} \sin \theta_{kl}) = 0$$

$$Q_k - V_k \sum_{l \in K} V_l (G_{kl} \sin \theta_{kl} - B_{kl} \cos \theta_{kl}) = 0$$

onde K é o conjunto das barras que se ligam diretamente à barra k , incluindo ela própria.

O sistema de equações é indeterminado, e se duas variáveis quaisquer são especificadas em cada barra, então as demais podem ser calculadas.

Suponha que em um sistema de energia elétrica, dividido em sistema interno, fronteira e sistema externo, sejam es

pecificados V_k e θ_k de todas as barras. Portanto a solução do fluxo de carga fornecerá P_k e Q_k de todas as barras.

Se, agora, nas barras de fronteira forem especificadas as injeções P_k e Q_k obtidas anteriormente e forem mantidas as especificações das demais barras, então o resultado do fluxo de carga será idêntico. As injeções P_k e Q_k na fronteira podem ser interpretadas como injeções equivalentes que promovem o casamento entre os sistemas interno e externo.

Se o sistema externo é substituído por um modelo reduzido (linhas equivalentes), recai-se em um caso particular da situação anterior.

CAPÍTULO V

REDUÇÃO DINÂMICA USANDO RESPOSTA NO TEMPO

5.1 - Introdução

No capítulo anterior mostrou-se como os geradores de cada grupo coerente podem ser transferidos para uma barra terminal comum. Este capítulo tratará da agregação dos modelos dinâmicos dos geradores coerentes em um modelo equivalente que represente o grupo.

A etapa de agregação dinâmica, na construção de equivalentes baseados na coerência, consiste em obter os parâmetros do modelo equivalente, conhecidos os modelos individuais dos geradores, de tal forma que o comportamento dinâmico seja o mesmo. É conveniente que o modelo equivalente tenha estrutura semelhante aos modelos normalmente utilizados nos sistemas de potência, de modo a permitir o uso dos programas atuais de estabilidade transitória.

A redução dos geradores coerentes a um (ou mais de um) gerador equivalente tem sido realizada calculando-se, para frequências discretas, a curva de resposta em frequência de cada gerador a ser agregado. Os diagramas de Bode do gerador equivalente são obtidos pela adição das respostas em frequência individuais. Para se determinar os parâmetros do gerador equivalente que mais se ajustam à sua resposta em frequência, monta-se um problema de mínimos quadrados que é resolvido pelo método das direções conjugadas de Powell. A técnica é aplicada, separadamente, aos modelos da máquina síncrona, do excitador, do

estabilizador e do regulador de velocidade [33],[13]. Nesta técnica, a cada passo do processo de otimização irrestrita, é necessário recalcular a resposta em frequência do modelo equivalente e verificar se o grau de ajuste à curva desejada foi atingido.

Todavia, é possível obter, diretamente e de maneira mais simples, os parâmetros do modelo equivalente se a resposta no tempo a um degrau for usada como medida do desempenho dinâmico.

A resposta a um degrau é inteiramente adequada para medir o comportamento transitório dos geradores, levando-se em conta que:

- . o tipo de defeito que ocorre no sistema é uma perturbação brusca;
- . os parâmetros das máquinas síncronas e de seus controles são, geralmente, levantados a partir da aplicação experimental de variações tipo degrau;
- . o problema de estabilidade transitória é formulado e resolvido no domínio do tempo.

A seguir será desenvolvido um método simples, de aplicação geral e satisfatoriamente preciso, para agregar geradores coerentes considerando que a resposta ao degrau descreve o comportamento dinâmico dos geradores.

5.2 - Procedimento Geral

A obtenção do gerador equivalente supõe que os geradores a agrupar são coerentes e estão conectados à mesma barra

terminal, portanto possuem a mesma frequência e mesma tensão terminal.

A determinação dos parâmetros da máquina síncrona equivalente será feita sem considerar o sistema de excitação. Os parâmetros do excitador equivalente serão obtidos levando-se em conta a máquina síncrona equivalente já obtida. Finalmente, os parâmetros do estabilizador equivalente serão calculados usando os resultados anteriores.

O procedimento geral para obter os parâmetros do gerador equivalente consiste em:

- . representar cada gerador a ser agregado por uma função de transferência;
- . calcular a resposta ao degrau de cada gerador;
- . obter a resposta ao degrau do grupo de geradores a agregar a partir das respostas individuais;
- . obter os parâmetros do gerador equivalente impondo que sua resposta ao degrau seja idêntica à resposta do grupo.

O processo geral de obtenção do gerador equivalente pode ser melhor entendido considerando-se a figura 5.1.

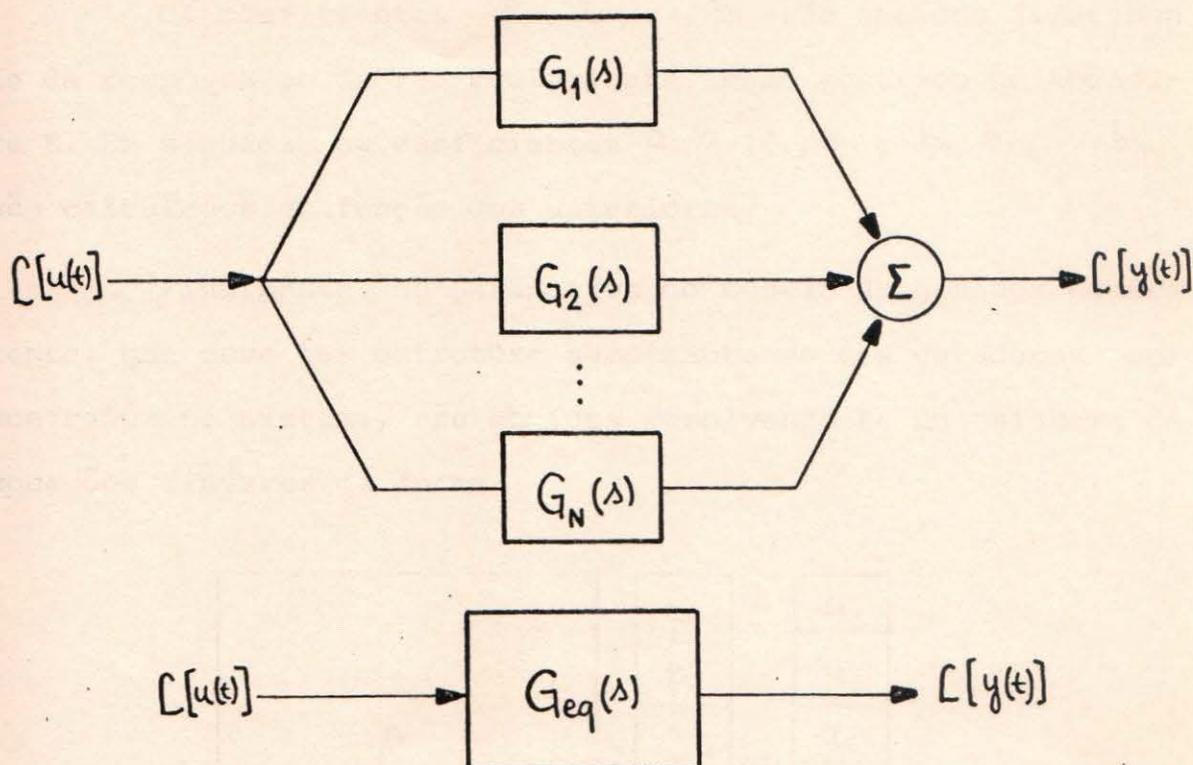


Fig. 5.1 - ilustrando o procedimento geral de obtenção dos geradores equivalentes

As funções de transferência G_1, G_2, \dots, G_N representam os geradores individuais e G_{eq} representa o gerador equivalente cuja estrutura é definida a priori e cujos parâmetros devem ser determinados. As variações de entrada (u) e de saída (y) mudam de acordo com a parte do modelo do gerador que está sendo considerada. As variáveis de entrada devem ser sempre variáveis comuns aos geradores a agrupar (por exemplo, tensão terminal e frequência).

A função de transferência $G_{eq}(s)$ pode ser escrita, de modo geral, como:

$$G_{eq}(s) = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \dots + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_0} = A_0 + \frac{1}{\frac{B_0}{s} + A_1 + \frac{1}{\frac{B_{n-1}}{s} + A_n}}$$

Os coeficientes A_0, B_0, \dots, A_n são obtidos diretamente da resposta ao degrau equivalente, como mostrado no Apêndice E. Em seguida, os coeficientes a_0, a_1, \dots, a_n e b_0, b_1, \dots, b_m são calculados em função dos anteriores.

Finalmente, os parâmetros do modelo do gerador equivalente, que deve ter estrutura semelhante ao dos geradores encontrados no sistema, são obtidos resolvendo-se um sistema de equações lineares da forma:

$$\begin{array}{|c|} \hline A \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline p_1 \\ \hline p_2 \\ \hline \vdots \\ \hline p_k \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline a_0 \\ \hline \vdots \\ \hline a_n \\ \hline b_0 \\ \hline \vdots \\ \hline b_m \\ \hline \end{array}$$

onde p_1, p_2, \dots, p_k são os parâmetros a serem calculados e a matriz A é montada comparando-se a função de transferência do modelo equivalente com a forma geral.

5.3 - Obtenção da Máquina Síncrona Equivalente

5.3.1 - Critérios de Equivalência

O comportamento dinâmico das partes girantes da máquina síncrona j é descrito pela equação diferencial [34]:

$$2H_j \frac{d\omega_j}{dt} = \omega_s (P_{m_j} - P_{e_j}) \quad (5.1)$$

onde foi desprezado o fator de amortecimento, e H_j é a constante de inércia (em segundos), ω_j é a velocidade angular da

máquina (em radianos/seg.), ω_s é a velocidade angular síncrona (em radianos/seg.), P_{e_j} é a potência elétrica de entreferro e P_{m_j} é a potência mecânica no eixo (em p.u.).

Como todas as máquinas pertencentes a um grupo coerente têm a mesma velocidade angular, então se pode escrever:

$$\left(\sum_j 2H_j\right) \frac{d\omega}{dt} = \omega_s \left(\sum_j P_{m_j} - \sum_j P_{e_j}\right)$$

Portanto a máquina síncrona equivalente deverá ter uma inércia igual a soma das inércias individuais do grupo e fornecer uma potência elétrica igual a soma das potências individuais:

$$\bar{H} = \sum_j H_j \quad (5.2)$$

$$\bar{P}_e = \sum_j P_{e_j} \quad (5.3)$$

Como a tensão terminal V_T é comum, a equação (5.3) se torna:

$$\bar{i}_T = \sum_j i_{Tj} \quad (5.4)$$

onde \bar{i}_T é a corrente terminal da máquina equivalente.

Considere o diagrama abaixo que esquematiza as relações entre tensão e corrente na máquina síncrona:

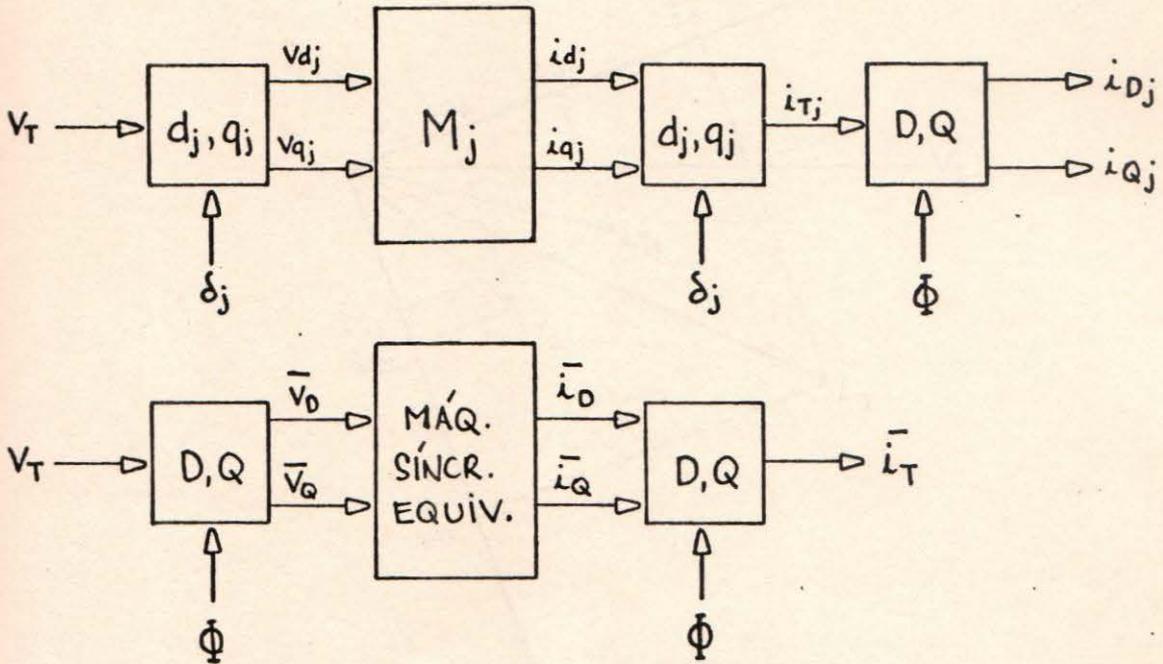


Fig. 5.2

As correntes terminais de cada máquina síncrona são projetados nos eixos D, Q da máquina equivalente cuja posição é estabelecida pelo ângulo Φ que será, adequadamente, definido mais adiante.

Considerando a projeção das correntes terminais nos eixos D, Q , a equação (5.4) se desdobra em:

$$\bar{i}_D = \sum_j i_{Dj} \quad (5.5)$$

$$\bar{i}_Q = \sum_j i_{Qj} \quad (5.6)$$

O significado das relações (5.5) e (5.6) está ilustrado na figura 5.3.

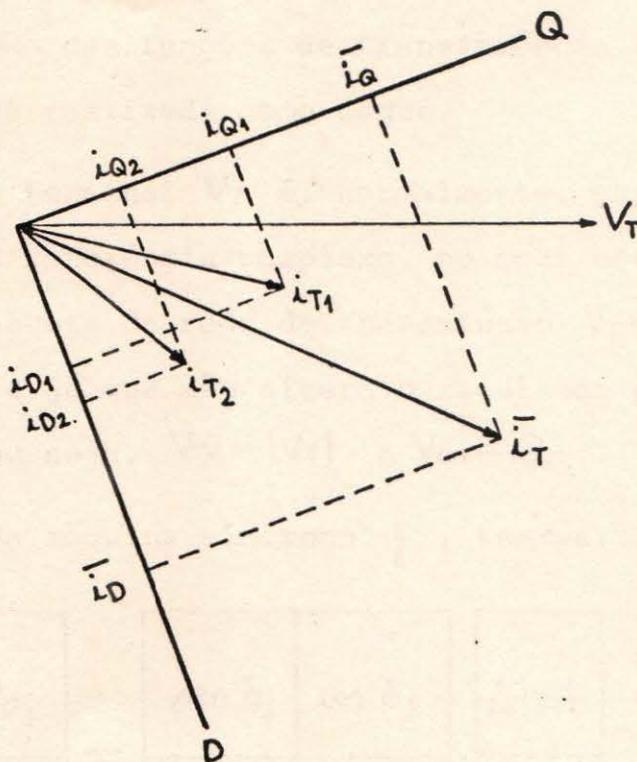


Fig.5.3 - mostrando as eq. (5.5) e (5.6) aplicada no caso de duas máquinas coerentes.

Além dos critérios de equivalência explicitados pelas equações (5.2) e (5.3), deseja-se que as correntes equivalentes \bar{i}_D e \bar{i}_Q tenham comportamento dinâmico semelhante ao conjunto das máquinas individuais quando uma perturbação ocorre na tensão terminal V_T .

5.3.2 - Aplicação do Método

O processo de obtenção da máquina síncrona equivalente, será aplicado, nos próximos itens, considerando que as máquinas síncronas tenham Modelo III, isto é, os enrolamentos amortecedores não serão representados [35].

5.3.2a - Modelagem

A obtenção das funções de transferência $\Delta i_{Dj}/\Delta |V_T|$ e $\Delta i_{Qj}/\Delta |V_T|$ será realizada como segue.

A tensão terminal V_T é, normalmente, expressa em termos do sistema de referência complexo, no qual estão explicitadas todas as variáveis da rede de transmissão: $V_T = V_{re} + jV_{im} = |V_T|e^{j\theta}$. Por simplicidade e já que não altera o resultado pode-se supor que $\theta = 0^\circ$, ou seja, $V_{re} = |V_T|$ e $V_{im} = 0$.

Para cada máquina síncrona j , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{dj} \\ \Delta V_{qj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta_j & \text{cos } \delta_j \\ \text{cos } \delta_j & -\text{sen } \delta_j \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta |V_T| \\ \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

onde δ_j é conhecido das condições iniciais da máquina.

Por outro lado, as correntes Δi_{dj} e Δi_{qj} podem ser expressas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{dj} \\ \Delta i_{qj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & Y_{dqj} \\ Y_{qdj} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{dj} \\ \Delta V_{qj} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{dfj} \\ \end{bmatrix} \Delta E_{fdj} \quad (5.8)$$

onde

$$Y_{dq} = \frac{-(1 + sT'_{do})}{x_d + s x'_d T'_{do}}$$

$$Y_{qd} = \frac{1 + sT'_{qo}}{x_q + s x'_q T'_{qo}}$$

$$Y_{df} = \frac{-1}{x_d + s x'_d T'_{do}}$$

são admitâncias operacionais da máquina (ver Apêndice A).

Projetando as correntes de eixo direto e quadratura nos eixos D, Q da máquina equivalente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{Dj} \\ \Delta i_{Qj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \psi_j & \text{sen } \psi_j \\ -\text{sen } \psi_j & \cos \psi_j \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_{dj} \\ \Delta i_{qj} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

onde ψ_j é a diferença angular entre os eixos D, Q da máquina equivalente e os eixos d, q de cada uma das máquinas a agregar.

A posição dos eixos D, Q em relação ao sistema de referência síncrona complexo é definida pelo ângulo Φ como indicado na figura 5.4.

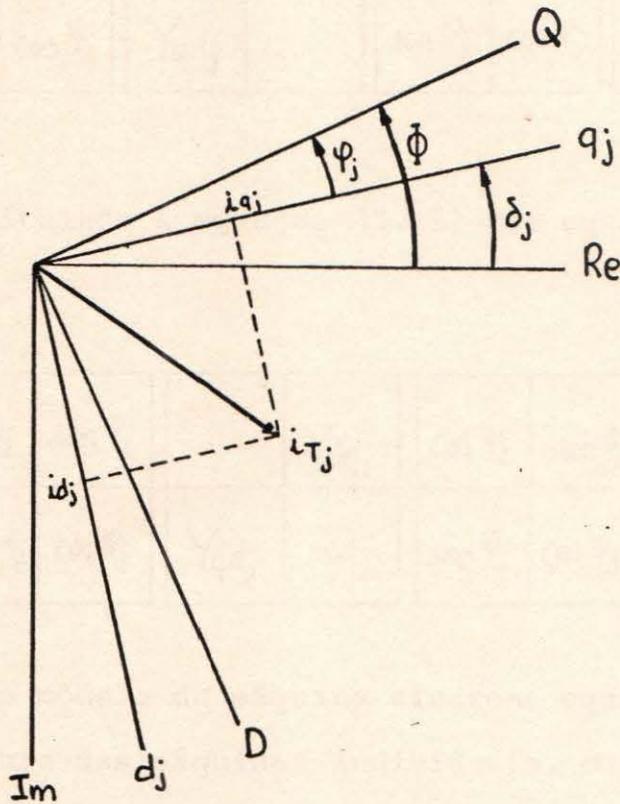


Fig. 5.4 - mostrando que $\psi_j = \Phi - \delta_j$.

Combinando as equações (5.8) e (5.9) e ignorando a ação do sistema de excitação, pode-se escrever que:

$$\begin{array}{|c|} \hline \Delta i_{Dj} \\ \hline \Delta i_{Qj} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \cos \psi_j & \text{sen } \psi_j \\ \hline -\text{sen } \psi_j & \cos \psi_j \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|c|} \hline & Y_{dqj} \\ \hline Y_{qdj} & \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \Delta V_{dj} \\ \hline \Delta V_{qj} \\ \hline \end{array} \quad (5.10)$$

Considerando agora, ΔV_{dj} e ΔV_{qj} como projeções das tensões ΔV_D e ΔV_Q a equação (5.10) fica:

$$\begin{array}{c} \Delta i_{Dj} \\ \Delta i_{Qj} \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \cos \varphi_j & \sin \varphi_j & & Y_{dqj} & \cos \varphi_j & -\sin \varphi_j & \Delta V_D \\ \hline -\sin \varphi_j & \cos \varphi_j & Y_{qdj} & & \sin \varphi_j & \cos \varphi_j & \Delta V_Q \\ \hline \end{array} \quad (5.11)$$

Substituindo a equação (5.11) nas equações (5.5) e (5.6), vem:

$$\begin{array}{c} \overline{\Delta i_D} \\ \overline{\Delta i_Q} \end{array} = \left[\sum_j \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \cos \varphi_j & \sin \varphi_j & & Y_{dqj} & \cos \varphi_j & -\sin \varphi_j & \Delta V_D \\ \hline -\sin \varphi_j & \cos \varphi_j & Y_{qdj} & & \sin \varphi_j & \cos \varphi_j & \Delta V_Q \\ \hline \end{array} \right] \begin{array}{c} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{array} \quad (5.12)$$

Como o modelo da máquina síncrona equivalente deve ter a mesma estrutura das máquinas individuais, ou seja,

$$\begin{array}{c} \overline{\Delta i_D} \\ \overline{\Delta i_Q} \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline & Y_{DQ} & \Delta V_D \\ \hline Y_{QD} & & \Delta V_Q \\ \hline \end{array} \quad (5.13)$$

então o ângulo Φ deve ser escolhido tal que $\sin \varphi_j = 0$, para todo j . No Apêndice B é mostrado que esta condição é aproximadamente obedecida se Φ é definido de acordo com a expressão:

$$\tan 2\Phi = \frac{\sum_j \sin 2\delta_j}{\sum_j \cos 2\delta_j} \quad (5.14)$$

Finalmente as funções de transferência $\Delta i_{Dj} / \Delta |V_T|$ e $\Delta i_{Qj} / \Delta |V_T|$ podem ser obtidas, substituindo-se (5.7) em (5.10):

Δi_{Dj}	$\cos \varphi_j$		Y_{dqj}	$\text{sen } \delta_j$	$\cos \delta_j$	$\Delta V_T $
Δi_{Qj}		$\cos \varphi_j$	Y_{qdj}	$\cos \delta_j$	$-\text{sen } \delta_j$	

$$\frac{\Delta i_{Dj}}{\Delta |V_T|} = Y_{dqj} \cos \varphi_j \cos \delta_j \quad (5.15)$$

$$\frac{\Delta i_{Qj}}{\Delta |V_T|} = Y_{qdj} \cos \varphi_j \text{sen } \delta_j \quad (5.16)$$

5.3.2b - Comportamento Dinâmico da Máquina Equivalente

Considerando que a obtenção da resposta a um degrau é operação linear e que

$$\bar{i}_D = \sum_j i_{Dj} \quad \bar{i}_Q = \sum_j i_{Qj}$$

pode-se escrever que as respostas \bar{i}_D e \bar{i}_Q a um degrau em $|V_T|$ são dadas por:

$$RD(\bar{i}_D) = \sum_j RD(i_{Dj}) \quad (5.17)$$

$$RD(\bar{i}_Q) = \sum_j RD(i_{Qj}) \quad (5.18)$$

onde $RD(i_{Dj})$ e $RD(i_{Qj})$ são as respostas a um degrau em $|V_T|$ pa-

ra cada máquina a ser agregada. Estas funções podem ser calculadas analiticamente, como mostrado no Apêndice C no final do capítulo.

5.3.2c - Modelo da Máquina Síncrona Equivalente

Como o modelo da máquina equivalente deve ter a mesma estrutura das máquinas individuais, então:

$$\begin{array}{|c|} \hline \overline{\Delta V_D} \\ \hline \overline{\Delta V_Q} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \text{sen } \Phi & \text{cos } \Phi \\ \hline \text{cos } \Phi & -\text{sen } \Phi \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \Delta |V_T| \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{|c|} \hline \overline{\Delta i_D} \\ \hline \overline{\Delta i_Q} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline & Y_{DQ} \\ \hline Y_{QD} & \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \overline{\Delta V_D} \\ \hline \overline{\Delta V_Q} \\ \hline \end{array}$$

onde Φ é o ângulo que define os eixos D, Q.

Portanto as funções de transferência $\overline{\Delta i_D} / \Delta |V_T|$ e $\overline{\Delta i_Q} / \Delta |V_T|$ são:

$$\frac{\overline{\Delta i_D}}{\Delta |V_T|} = Y_{DQ} \cos \Phi \quad (5.19)$$

$$\frac{\overline{\Delta i_Q}}{\Delta |V_T|} = Y_{QD} \text{sen } \Phi \quad (5.20)$$

onde $Y_{DQ} = \frac{-(1 + sT'_{D0})}{x_D + s x'_D T'_{D0}}$ e $Y_{QD} = \frac{1 + sT'_{Q0}}{x_Q + s x'_Q T'_{Q0}}$ contêm os parâmetros da máquina síncrona equivalente que precisam ser determinados.

5.3.2d - Determinação dos Parâmetros Equivalentes

A partir das respostas ao degrau $RD(\bar{i}_D)$ e $RD(\bar{i}_Q)$ da máquina equivalente, pode-se identificar numericamente os coeficientes das frações continuadas A_0 , B_0 e A_1 para cada eixo D e Q (ver Apêndice E):

$$A_0 + \frac{1}{\frac{B_0}{\lambda} + A_1} = \frac{A_0 + \lambda \left(\frac{A_0 A_1 + 1}{B_0} \right)}{1 + \lambda \frac{A_1}{B_0}} = \frac{b_0 + b_1 \lambda}{a_0 + a_1 \lambda} \quad (5.21)$$

Por outro lado as equações (5.19) e (5.20) podem ser manipuladas para dar:

$$\frac{\Delta \bar{i}_D}{\Delta |V_T|} = \frac{\frac{-\cos \Phi}{x_D} - \frac{\cos \Phi T'_{D0}}{x_D} \lambda}{1 + \frac{x'_D T'_{D0}}{x_D} \lambda} \quad (5.22)$$

$$\frac{\Delta \bar{i}_Q}{\Delta |V_T|} = \frac{\frac{\text{sen } \Phi}{x_Q} + \frac{\text{sen } \Phi T'_{Q0}}{x_Q} \lambda}{1 + \frac{x'_Q T'_{Q0}}{x_Q} \lambda} \quad (5.23)$$

Comparando-se (5.21), (5.22) e (5.23) obtêm-se os parâmetros da máquina síncrona equivalente:

$$\begin{aligned}
 x_D &= \frac{-\cos\Phi}{b_0} \\
 T'_{D0} &= \frac{b_1 \cdot x_D}{-\cos\Phi} \\
 x'_D &= \frac{a_1 \cdot x_D}{T'_{D0}} \\
 x_Q &= \frac{\sin\Phi}{b'_0} \\
 T'_{Q0} &= \frac{b'_1 \cdot x_Q}{\sin\Phi} \\
 x'_Q &= \frac{a'_1 \cdot x_Q}{T'_{Q0}}
 \end{aligned} \tag{5.24}$$

5.4 - Obtenção do Excitador Equivalente

5.4.1 - Construção do Equivalente

Na construção do sistema de excitação equivalente deve-se levar em conta:

- . os sistemas de excitação a agregar, que serão representados pelo excitador equivalente e;
- . a máquina síncrona equivalente, a qual o excitador equivalente estará acoplado.

Considere o diagrama abaixo onde j identifica cada gerador a ser agregado e $\Delta V = V_{ref.} - |V_T|$:

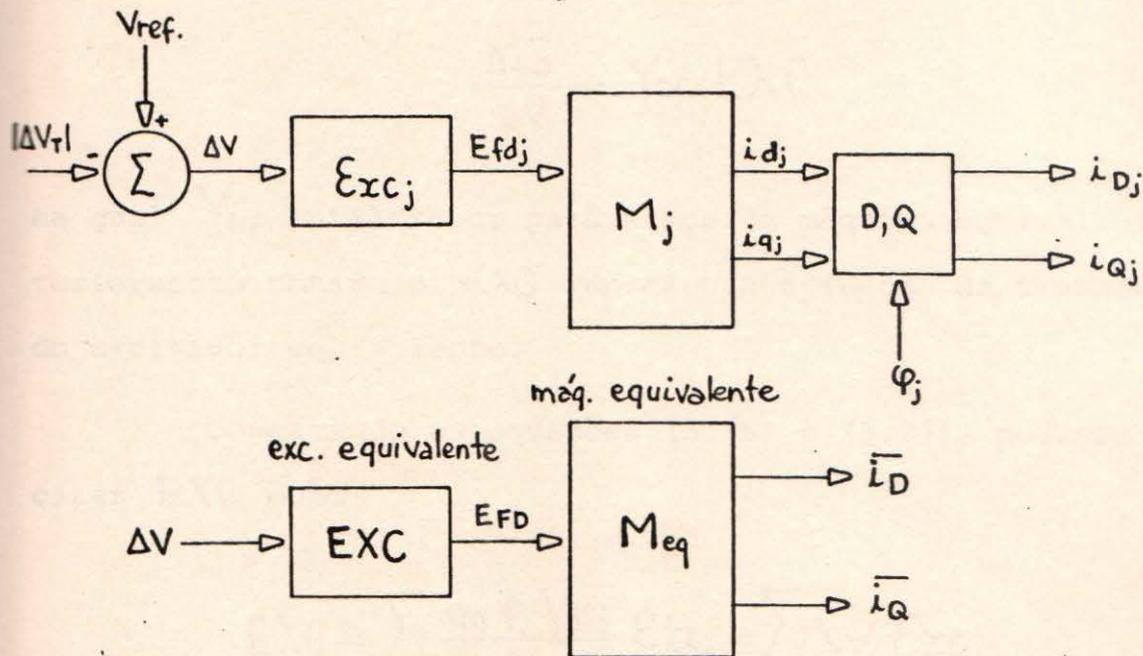


Fig. 5.5

A função de transferência $\Delta i_{Dj}/\Delta V$ pode ser decomposta como segue:

$$\frac{\Delta i_{Dj}}{\Delta V} = \frac{\Delta i_{Dj}}{\Delta E_{fdj}} \frac{\Delta E_{fdj}}{\Delta V} = \cos \varphi_j Y_{dfj} \epsilon_{xcj} \quad (5.25)$$

onde Y_{df} é uma das admitâncias operacionais da máquina síncrona e ϵ_{xc} representa a função de transferência do excitador.

Considerando agora o gerador equivalente, se pode escrever:

$$\frac{\Delta \bar{i}_D}{\Delta V} = \frac{\sum_j \Delta i_{Dj}}{\Delta V} = \sum_j \frac{\Delta i_{Dj}}{\Delta V} = \sum_j \cos \varphi_j Y_{dfj} \epsilon_{xcj} \quad (5.26)$$

Por outro lado, $\Delta \bar{i}_D / \Delta V$ também pode ser expressa como:

$$\frac{\Delta \bar{i}_D}{\Delta V} = Y_{DF} \cdot EXC \quad (5.27)$$

na qual Y_{DF} utiliza os parâmetros da máquina equivalente anteriormente obtida e EXC representa a função de transferência do excitador equivalente.

Comparando as equações (5.26) e (5.27), pode-se explicitar EXC como:

$$EXC = \sum_j \frac{\cos \psi_j Y_{dfj}}{Y_{DF}} \epsilon_{xcj} = \sum_j W_j \epsilon_{xcj} \quad (5.28)$$

A função W pode ser interpretada como um peso que pondera a influência de cada excitador individual na construção do excitador equivalente.

A figura 5.6 ilustra o significado da equação (5.28).

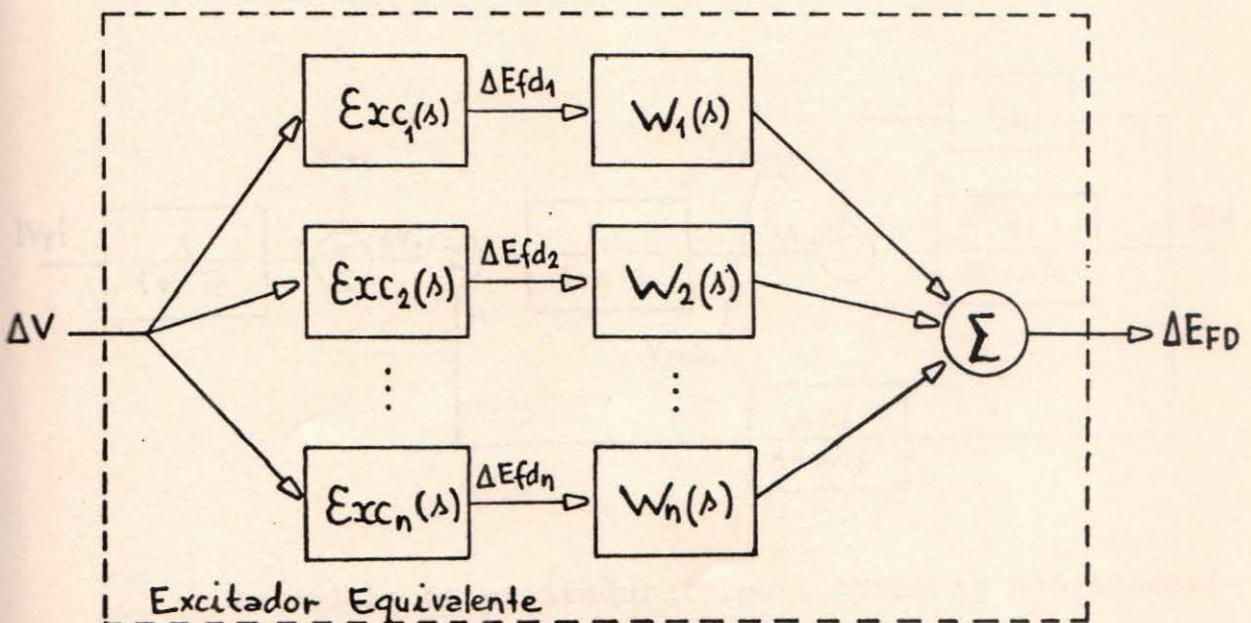


Fig. 5.6 - Mostrando a formação do excitador equivalente

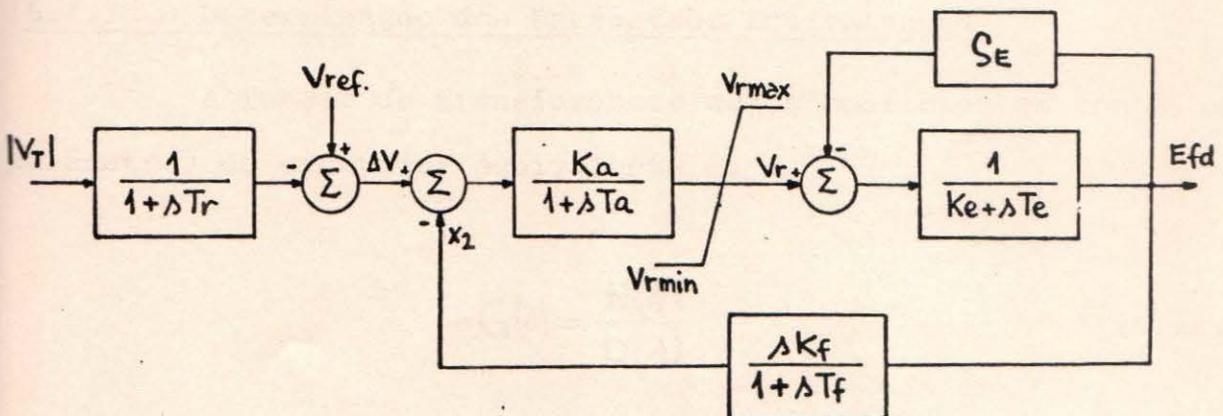
5.4.2 - Aplicação do Método

O procedimento para obtenção do excitador equivalente será aplicado considerando-se que os sistemas de excitação das máquinas síncronas sejam representáveis pelo modelo Tipo 1 [36]. O procedimento se aplica a qualquer sistema de excitação que possa ser representado por um modelo linearizado.

5.4.2a - Modelagem

As funções de transferência envolvidas na formação do excitador equivalente estão listadas em seguida:

- . máquina coerente:
$$Y_{dfj} = \frac{-1}{x_{dj} + \Delta x'_{dj} T'_{doj}}$$
- . máquina equivalente:
$$Y_{DF} = \frac{-1}{x_D + \Delta x'_D T'_{D0}}$$
- . função de ponderação:
$$W_j = \frac{\cos \psi_j (x_D + \Delta x'_D T'_{D0})}{x_{dj} + \Delta x'_{dj} T'_{doj}}$$
- . sistema de excitação:



No modelo do excitador (Tipo 1 IEEE) as não-linearidades (saturação e limitadores) não são consideradas pois se

assume um modelo linear para o gerador equivalente.

5.4.2b - Algoritmo

Considerando-se que o comportamento dinâmico do excitador equivalente deve ser semelhante ao conjunto dos excitadores a agregar, e lembrando que a resposta ao degrau é uma operação linear, o procedimento para se obter o excitador equivalente pode ser resumido como segue:

- i) obtêm-se, ponto a ponto, a resposta das funções $W_j \xi_{\chi_j}(\lambda)$ a um degrau ΔV , para cada excitador a agregar (ver Apêndice D);
- ii) calcula-se, ponto a ponto, a resposta ao degrau do excitador equivalente, efetuando-se a somatória das respostas dos excitadores individuais;
- iii) identificam-se os parâmetros do excitador equivalente a partir de sua resposta ao degrau, assumindo que seu modelo é do tipo 1 (IEEE).

5.4.2c - Determinação dos Parâmetros Equivalentes

A função de transferência cujos coeficientes contêm os parâmetros do excitador equivalente é:

$$G(\lambda) = \frac{N(\lambda)}{D(\lambda)} \quad (5.29)$$

onde

$$N(\Delta) = K_A + (K_A T'_{D0} + K_A T_F) \Delta + K_A T_F T'_{D0} \Delta^2$$

$$D(\Delta) = (K_A + K_E) + (K_A T_F + K_E T_A + K_E T_F + T_E + K_A K_F + T'_{D0} K_E) \Delta + \\ + (K_E T_A T_F + T_A T_E + T_E T_F + K_E T_A T'_{D0} + K_E T_F T'_{D0} + T_E T'_{D0} + K_A K_F T'_{D0}) \Delta^2 + \\ + (T_A T_E T_F + K_E T_A T_F T'_{D0} + T_A T_E T'_{D0} + T_E T_F T'_{D0}) \Delta^3 + T_A T_F T_E T'_{D0} \Delta^4.$$

Nas expressões de $N(\Delta)$ e $D(\Delta)$ desprezou-se a constante de tempo T_R do filtro que normalmente é muito pequena.

A expressão (5.29) pode ser simplificada analisando-se a ordem de grandeza dos parâmetros envolvidos. Nos sistemas de excitação usuais, $T_A \ll T_F$ e $T_E \ll K_A K_F$. Além disso, se pode fazer $K_E = 0$, isto é, no excitador equivalente não se considera a saturação. Dessa maneira, o numerador e denominador de (5.29) se tornam:

$$N(\Delta) \simeq 1 + (T'_{D0} + T_F) \Delta + T_F T'_{D0} \Delta^2$$

$$D(\Delta) \simeq 1 + (T_F + K_F) \Delta + 1/K_A (T_E T_F + K_A K_F T'_{D0}) \Delta^2 + \\ + 1/K_A (T_E T_F T'_{D0}) \Delta^3 + 1/K_A (T_A T_F T_E T'_{D0}) \Delta^4. \quad (5.30)$$

Por outro lado, a partir da resposta ao degrau do excitador equivalente, pode-se identificar numericamente os coeficientes da seguinte função de transferência (ver Apêndice E):

$$\frac{b_0 + b_1 \Delta + b_2 \Delta^2}{a_0 + a_1 \Delta + a_2 \Delta^2 + a_3 \Delta^3 + a_4 \Delta^4} \quad (5.31)$$

Comparando-se (5.30) e (5.31), obtêm-se os parâmetros do excitador equivalente:

$$T_F = b_1 - T'_{DO}$$

$$K_F = a_1 - T_F$$

$$\frac{K_A}{T_E} = \frac{b_2}{a_3}$$

$$T_A = \frac{a_4}{a_3}$$

onde T'_{DO} é a constante de tempo de circuito aberto do campo da máquina equivalente.

Devido às simplificações feitas, somente uma relação entre K_A e T_E pôde ser obtida. Portanto um desses parâmetros deve ser especificado no excitador equivalente. É preferível especificar a constante de tempo T_E pois seu valor varia muito pouco de um excitador para outro.

A modelagem e obtenção dos parâmetros do estabilizador e do regulador de velocidade equivalentes podem ser realizadas de modo análogo e não são aqui apresentadas já que o programa de estabilidade transitória usado para testar os equivalentes não inclui a representação de tais malhas de controle.

APÊNDICE A

MODELO OPERACIONAL DA MÁQUINA SÍNCRONA [13]

Como ilustra a figura (A.1), a máquina síncrona pode ser representada, simplificada, por uma função de transferência linear cuja entrada é a tensão terminal e cuja saída é a corrente terminal, ambas expressas em suas componentes d, q .

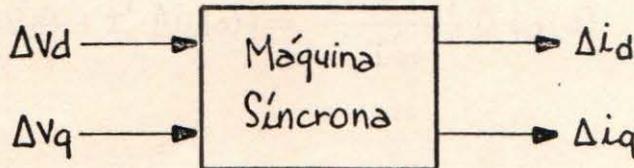


Fig. A.1

As equações que descrevem a máquina são:

$$\Delta V_q = \Delta e'_q - x'_d \Delta i_d - R_a \Delta i_q \quad (\text{A.1})$$

$$\Delta V_d = \Delta e'_d + x'_q \Delta i_q - R_a \Delta i_d \quad (\text{A.2})$$

$$\frac{d}{dt} \Delta e'_q = \frac{1}{T'_{do}} \left[-\Delta E_{fd} - \Delta e'_q - (x_d - x'_d) \Delta i_d \right] \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{d}{dt} \Delta e'_d = \frac{1}{T'_{do}} \left[-\Delta e'_d + (x_q - x'_q) \Delta i_q \right] \quad (\text{A.4})$$

Desprezando a resistência de armadura e tomando a transformada de Laplace, supondo condições iniciais nulas, tem-se:

$$\left(s + \frac{1}{T'_{do}} \right) \Delta e'_q(s) = - \frac{\Delta E_{fd}(s)}{T'_{do}} - \frac{(x_d - x'_d)}{T'_{do}} \Delta i_d(s) \quad (\text{A.5})$$

$$\left(\lambda + \frac{1}{T'_{q0}}\right) \Delta e'_d(\lambda) = \frac{(x_q - x'_q)}{T'_{q0}} \Delta i_q(\lambda) \quad (\text{A.6})$$

Extraindo-se $\Delta e'_q$ e $\Delta e'_d$ de (A.1) e (A.2) e substituindo-se em (A.5) e (A.6) vem:

$$\left(\lambda + \frac{1}{T'_{d0}}\right) \left[\Delta V_q(\lambda) + x'_d \Delta i_d(\lambda) \right] = -\frac{\Delta E_{fd}(\lambda)}{T'_{d0}} - \frac{(x_d - x'_d)}{T'_{d0}} \Delta i_d(\lambda)$$

$$\left(\lambda + \frac{1}{T'_{q0}}\right) \left[\Delta V_d(\lambda) + x'_q \Delta i_q(\lambda) \right] = \frac{(x_q - x'_q)}{T'_{q0}} \Delta i_q(\lambda)$$

Explicitando Δi_d e Δi_q , tem-se:

$$\Delta i_d(\lambda) = \frac{-(1 + \lambda T'_{d0})}{x_d + \lambda x'_d T'_{d0}} \Delta V_q(\lambda) - \frac{\Delta E_{fd}(\lambda)}{x_d + \lambda x'_d T'_{d0}}$$

$$\Delta i_q(\lambda) = \frac{1 + \lambda T'_{q0}}{x_q + \lambda x'_q T'_{q0}} \Delta V_d(\lambda)$$

Colocando em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & Y_{dq} \\ Y_{qd} & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_d \\ \Delta V_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{df} \\ \end{bmatrix} \Delta E_{fd}$$

onde

$$Y_{dq} = \frac{-(1 + sT'_{do})}{x_d + s x'_d T'_{do}}$$

$$Y_{qd} = \frac{1 + sT'_{qo}}{x_q + s x'_q T'_{qo}}$$

$$Y_{df} = \frac{-1}{x_d + s x'_d T'_{do}}$$

APÊNDICE B

POSIÇÃO DOS EIXOS DA MÁQUINA EQUIVALENTE

A posição dos eixos D , Q da máquina síncrona equivalente, em relação ao sistema de referência complexo, é definida pelo ângulo Φ , como mostrado na figura B.1.

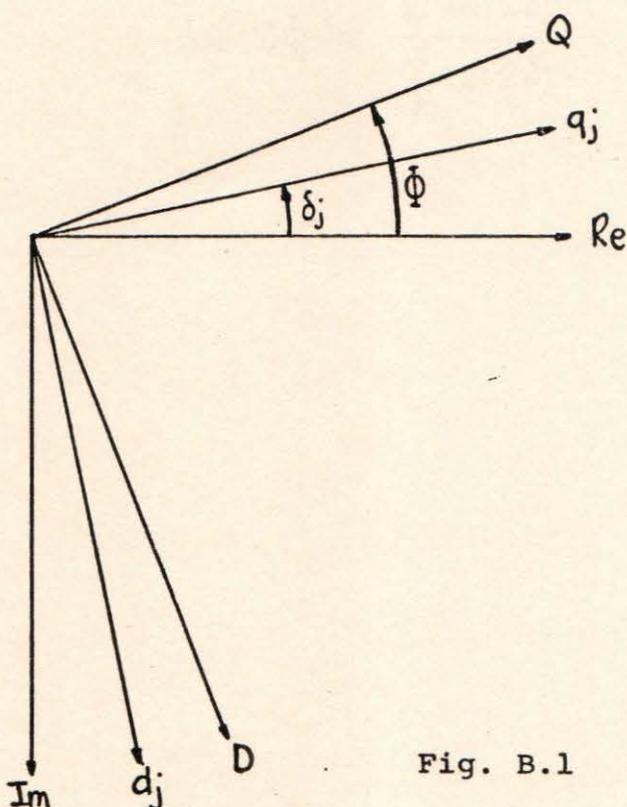


Fig. B.1

Para cada grupo coerente Φ deve ser definido tal que $\text{sen } \Psi_j = \text{sen } (\Phi - \delta_j) = 0$ para todo gerador j pertencente ao grupo. O ângulo δ_j é dado pelas condições iniciais do gerador.

A condição acima pode ser aproximadamente atingida se o problema de mínimos quadrados abaixo for resolvido:

$$\text{Min } f = \sum_j^n \text{sen}^2(\Phi - \delta_j)$$

$$\frac{\partial f}{\partial \Phi} = 0 \Rightarrow \sum_j^n 2 \text{sen}(\Phi - \delta_j) \cos(\Phi - \delta_j) = 0$$

$$\sum_j^n \text{sen } 2(\Phi - \delta_j) = 0$$

$$\sum_j^n (\text{sen } 2\Phi \cos 2\delta_j - \cos 2\Phi \text{sen } 2\delta_j) = 0$$

$$\tan 2\Phi \cdot \sum_j^n \cos 2\delta_j - \sum_j^n \text{sen } 2\delta_j = 0$$

$$\tan 2\Phi = \frac{\sum_j^n \text{sen } 2\delta_j}{\sum_j^n \cos 2\delta_j}$$

APÊNDICE COBTENÇÃO DAS RESPOSTAS AO DEGRAU $RD(i_D)$ E $RD(i_Q)$.

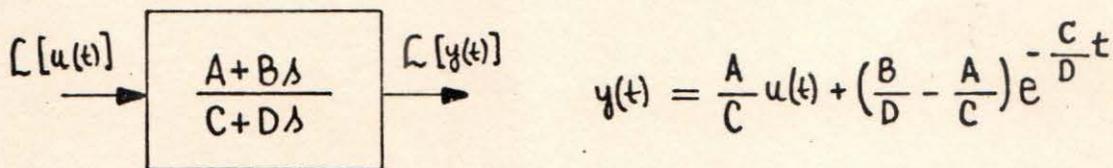
As funções de transferência $\Delta i_D / \Delta |V_T|$ e $\Delta i_Q / \Delta |V_T|$ estão reproduzidas abaixo:

$$\frac{\Delta i_D}{\Delta |V_T|} = \cos \varphi \cos \delta Y_{dq}$$

$$\frac{\Delta i_Q}{\Delta |V_T|} = \cos \varphi \sin \delta Y_{qd}$$

Substituindo as expressões de Y_{dq} e Y_{qd} , observa-se que ambas as funções podem ser colocadas na forma $A + B\lambda / C + D\lambda$.

A resposta a um degrau unitário de uma função de transferência do tipo $A + B\lambda / C + D\lambda$ pode ser facilmente obtida e resulta em:



The diagram shows a block with the transfer function $\frac{A + B\lambda}{C + D\lambda}$. An input arrow labeled $\mathcal{L}[u(t)]$ enters the block from the left, and an output arrow labeled $\mathcal{L}[y(t)]$ exits to the right. To the right of the block, the time-domain response is given as $y(t) = \frac{A}{C} u(t) + \left(\frac{B}{D} - \frac{A}{C}\right) e^{-\frac{C}{D}t}$.

O significado das constantes A, B, C e D pode ser extraído da tabela que se segue:

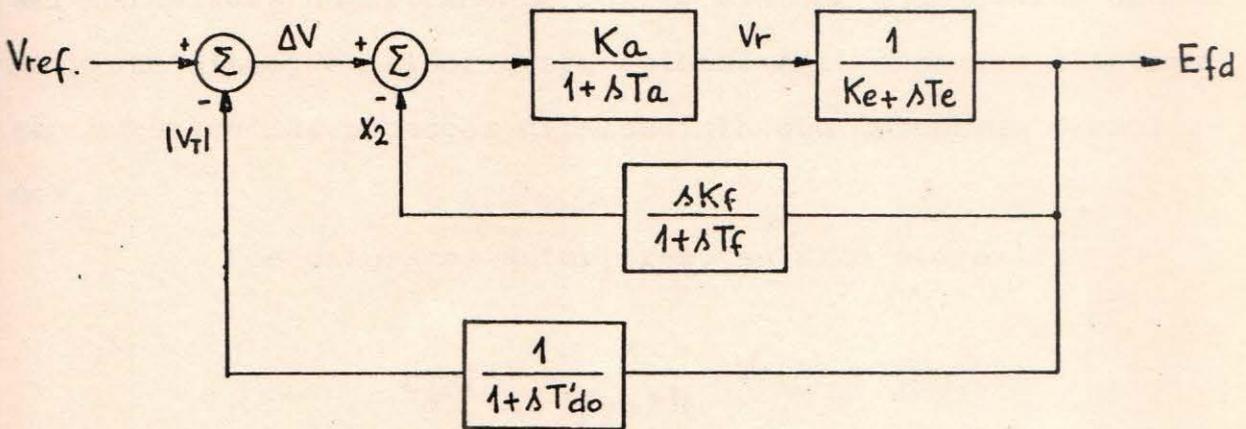
Tabela

	A	B	C	D
$\frac{\Delta i_d}{\Delta V_T }$	$-\cos \psi \cos \delta$	$-\cos \psi \cos \delta T'_{d0}$	x_d	$x'_d T'_{d0}$
$\frac{\Delta i_q}{\Delta V_T }$	$\cos \psi \sin \delta$	$\cos \psi \sin \delta T'_{q0}$	x_q	$x'_q T'_{q0}$

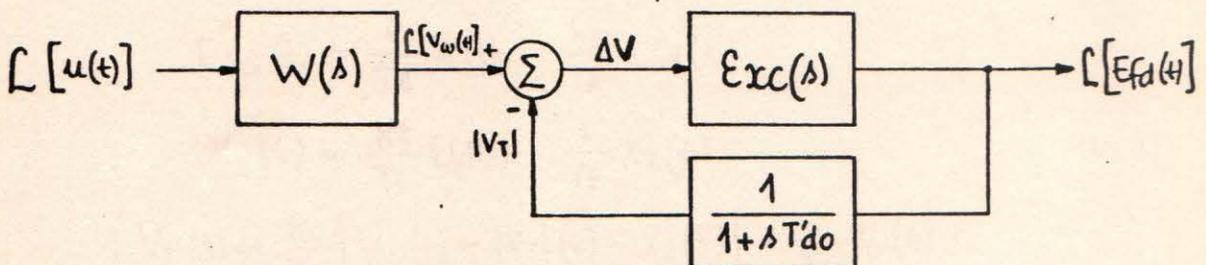
APÊNDICE D

OBTENÇÃO DA RESPOSTA AO DEGRAU DE $W(\lambda) \text{Exc}(\lambda)$

Considere o diagrama de blocos abaixo representando um excitador Tipo 1 acionando um gerador em vazio:



A resposta E_{fd} a um degrau unitário em ΔV pode ser igualmente obtida se o degrau é transferido para V_{ref} . Além disso a função peso $W(\lambda)$ pode ser igualmente levada em conta se ponderar o degrau a ser aplicado a cada excitador individual. Dessa forma, a obtenção da resposta ao degrau do excitador pode ser esquematizada assim:



A resposta intermediária $V_{\omega}(t)$ pode ser obtida analiticamente pois $W(\lambda) = (x_D + \lambda x'_D T'_{D0}) / (x_d + \lambda x'_d T'_{d0})$, ou se-

ja, está na forma $A + B\lambda / C + D\lambda$, e portanto:

$$V_{\omega}(t) = \frac{\cos \varphi \cdot X_D}{X_d} \mu(t) + \left(\frac{\cos \varphi X'_D T'_{D0}}{X'_D T'_{D0}} - \frac{\cos \varphi \cdot X_D}{X_d} \right) e^{-\frac{X_d}{X'_D T'_{D0}} t} \quad (D.1)$$

A obtenção analítica da resposta $E_{fd}(t)$ exige o conhecimento das raízes do polinômio característico que só podem ser calculadas numericamente pois o sistema é de quarta ordem. Em vista disso, é melhor computacionalmente proceder à integração numérica das equações diferenciais que descrevem o excitador.

Dos diagramas anteriores, se pode escrever:

$$\begin{aligned} E_{fd}(s) &= \frac{1}{K_e + sT_e} V_r(s) \\ X_2(s) &= \frac{sK_f}{1 + sT_f} E_{fd}(s) \\ V_r(s) &= \frac{K_a}{1 + sT_a} [V_{\omega}(s) - |V_T|(s) - X_2(s)] \\ |V_T|(s) &= \frac{1}{1 + sT'_{D0}} E_{fd}(s) \end{aligned} \quad (D.2)$$

Passando as equações (D.2) para o domínio do tempo, com condições iniciais nulas:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{fd}(t) &= \frac{1}{T_e} V_r(t) - \frac{K_e}{T_e} E_{fd}(t) \\ \dot{X}_2(t) &= \frac{K_f}{T_f} E_{fd}(t) - \frac{1}{T_f} X_2(t) \\ \dot{V}_r(t) &= \frac{K_a}{T_a} [V_{\omega}(t) - |V_T|(t) - X_2(t)] - \frac{1}{T_a} V_r(t) \\ \dot{|V_T|}(t) &= \frac{1}{T'_{D0}} [E_{fd}(t) - |V_T|(t)] \end{aligned} \quad (D.3)$$

Aplicando às equações (D.3) a regra trapezoidal no intervalo $[t-\Delta t, t]$, vem:

$$\begin{aligned}
 E_{fd}(t) - E_{fd}(t-\Delta t) &= \frac{\Delta t}{2T_e} [V_r(t) - V_r(t-\Delta t)] - \frac{K_e \Delta t}{2T_e} [E_{fd}(t) - E_{fd}(t-\Delta t)]. \\
 X_2(t) - X_2(t-\Delta t) &= \frac{K_f}{T_f} [E_{fd}(t) - E_{fd}(t-\Delta t)] - \frac{\Delta t}{2T_f} [X_2(t) + X_2(t-\Delta t)]. \quad (D.4) \\
 V_r(t) - V_r(t-\Delta t) &= \frac{K_a \Delta t}{2T_a} [V_w(t) + V_w(t-\Delta t)] - \frac{K_a \Delta t}{2T_a} [|V_T|(t) - |V_T|(t-\Delta t)] - \\
 &\quad - \frac{K_a \Delta t}{2T_a} [X_2(t) - X_2(t-\Delta t)] - \frac{\Delta t}{2T_a} [V_r(t) + V_r(t-\Delta t)]. \\
 |V_T|(t) - |V_T|(t-\Delta t) &= \frac{\Delta t}{2T'_{d0}} [E_{fd}(t) + E_{fd}(t-\Delta t)] - \frac{\Delta t}{2T'_{d0}} [|V_T|(t) + |V_T|(t-\Delta t)].
 \end{aligned}$$

Manipulando as equações (D.4), chega-se a:

$$\begin{aligned}
 E_{fd}(t) &= \frac{b_e}{a_e} + \frac{1}{a_e} V_r(t) \\
 X_2(t) &= \frac{b_f}{a_f} + \frac{2K_f}{a_f \Delta t} E_{fd}(t) \\
 V_r(t) &= \frac{b_a}{a_a} + \frac{K_a}{a_a} [V_w(t) - |V_T|(t) - X_2(t)] \\
 |V_T|(t) &= \frac{b_T}{a_T} + \frac{1}{a_T} E_{fd}(t)
 \end{aligned} \quad (D.5)$$

onde

$$\begin{aligned}
 a_e &= \frac{2T_e}{\Delta t} + K_e & ; & \quad b_e = \left(\frac{2T_e}{\Delta t} - K_e\right) E_{fd}(t-\Delta t) + V_r(t-\Delta t) \\
 a_f &= \frac{2T_f}{\Delta t} + 1 & ; & \quad b_f = \left(\frac{2T_f}{\Delta t} - 1\right) X_2(t-\Delta t) - \frac{2K_f}{\Delta t} E_{fd}(t-\Delta t) \\
 a_a &= \frac{2T_a}{\Delta t} + 1 & ; & \quad b_a = \left(\frac{2T_a}{\Delta t} - 1\right) V_r(t-\Delta t) + K_a [V_w(t-\Delta t) - \\
 & & & \quad - |V_T|(t-\Delta t) - X_2(t-\Delta t)] \\
 a_T &= \frac{2T'_{d0}}{\Delta t} + 1 & ; & \quad b_T = \left(\frac{2T'_{d0}}{\Delta t} - 1\right) |V_T|(t-\Delta t) + E_{fd}(t-\Delta t)
 \end{aligned}$$

Combinando as equações (D.5), pode-se escrever:

$$E_{fd}(t) = E_o + b V_w(t) \quad (D.6)$$

onde

$$E_o = \frac{a_a a_f a_T b_e + a_f a_T b_a - a_f K_a b_T - a_T K_a b_f}{a_e a_a a_f a_T + a_f K_a + 2 K_a K_f a_T / \Delta t}$$

$$b = \frac{K_a a_f a_T}{a_e a_a a_f a_T + a_f K_a + 2 K_a K_f a_T / \Delta t}$$

APÊNDICE EIDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS DE UMA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA A PARTIR DA RESPOSTA AO DEGRAU [37]

Considere-se um sistema linear de ordem n descrito por uma equação diferencial da forma:

$$a_n y^{(n)} + a_{n-1} y^{(n-1)} + \dots + a_0 y = b_m x^{(m)} + b_{m-1} x^{(m-1)} + \dots + b_0 x$$

onde $m \leq n$.

A função de transferência do sistema é constituída por uma razão de polinômios:

$$H(s) = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \dots + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_0} \quad (\text{E.1})$$

O objetivo é determinar os coeficientes dos polinômios de (E.1), a partir de informações extraídas da resposta ao degrau de $H(s)$, supostamente conhecida.

Para isso, $H(s)$ deve ser decomposta em frações continuadas da forma [38]:

$$H(s) = A_0 + \frac{1}{\frac{B_0}{s} + A_1 + \frac{1}{\frac{B_1}{s} + A_2 + \dots + \frac{1}{\frac{B_{n-1}}{s} + A_n}}} \quad (\text{E.2})$$

que pode também ser escrita como:

$$H(\Delta) = A_0 + \frac{1}{\frac{B_0}{\Delta} \left(1 + \frac{A_1 \Delta}{B_0}\right) + \frac{1}{\frac{B_1}{\Delta} \left(1 + \frac{A_2 \Delta}{B_1}\right) + \dots + \frac{1}{\frac{B_{n-1}}{\Delta} \left(1 + \frac{A_n \Delta}{B_{n-1}}\right)}} \quad (\text{E.3})$$

Definindo-se $F_k(\Delta) \triangleq \frac{B_{k-1}}{\Delta} \left(1 + \frac{A_k \Delta}{B_{k-1}}\right)$ então (E.3) fica:

$$H(\Delta) = A_0 + \frac{1}{F_1 + \frac{1}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}}} \quad (\text{E.4})$$

Definindo-se, em seguida, dois grupos de funções, $W_0(\Delta), W_1(\Delta), W_2(\Delta), \dots$ e $V_1(\Delta), V_2(\Delta), \dots$, tem-se:

$$W_0(\Delta) \triangleq H(\Delta) = A_0 + \frac{1}{F_1 + \frac{1}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}}}$$

$$W_1(\Delta) \triangleq \frac{1}{\Delta} [W_0(\Delta) - A_0] = \frac{1}{F_1 \Delta + \frac{1}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}}}$$

$$V_1(\lambda) \triangleq \frac{1}{\lambda} [1 - B_0 W_1(\lambda)]$$

$$W_k(\lambda) \triangleq \frac{B_{k-2}}{\lambda} [V_{k-1}(\lambda) - A_{k-1} W_{k-1}(\lambda)] \quad k=2, \dots, n \quad (\text{E.5})$$

$$V_k(\lambda) \triangleq \frac{1}{\lambda} [B_{k-2} W_{k-1}(\lambda) - B_{k-1} W_k(\lambda)] \quad k=2, \dots, n \quad (\text{E.6})$$

Observe que $W_0(\lambda)$, $W_1(\lambda)$ e $V_1(\lambda)$ têm definições particulares, enquanto as demais funções seguem as recorrências (E.5) e (E.6).

Considerando que:

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} F_k(\lambda) = \infty$$

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} \frac{1}{F_k(\lambda)} = 0$$

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} \lambda F_1 = B_0$$

obtêm-se os limites:

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} W_0(\lambda) = A_0 \quad (\text{E.7})$$

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} W_1(\lambda) = \frac{1}{B_0} \quad (\text{E.8})$$

Para se obter o $\lim_{\Delta \rightarrow 0} V_1(\Delta)$ é necessário um pequeno artifício:

$$\lim_{\Delta \rightarrow 0} V_1(\Delta) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{V_1(\Delta)}{B_0 W_1(\Delta)} \quad \text{pois} \quad \lim_{\Delta \rightarrow 0} B_0 W_1(\Delta) = 1$$

$$\frac{V_1(\Delta)}{B_0 W_1(\Delta)} = \frac{1}{\Delta} \left[\frac{1}{B_0 W_1(\Delta)} - 1 \right] = \frac{1}{\Delta} \left[\frac{F_1 \Delta}{B_0} + \frac{1}{B_0} \frac{\Delta}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}} - 1 \right]$$

Lembrando que $F_1 = \frac{B_0}{\Delta} \left(1 + \frac{A_1 \Delta}{B_0} \right)$ e substituindo na equação anterior, fica:

$$\frac{V_1(\Delta)}{B_0 W_1(\Delta)} = \frac{A_1}{B_0} + \frac{1}{B_0} \frac{1}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}} \quad (\text{E.9})$$

Portanto

$$\lim_{\Delta \rightarrow 0} V_1(\Delta) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{V_1(\Delta)}{B_0 W_1(\Delta)} = \frac{A_1}{B_0} \quad (\text{E.10})$$

Como $W_2(\Delta) = \frac{B_0}{\Delta} [V_1(\Delta) - A_1 W_1(\Delta)]$ e em vista de (E.9), se pode escrever que:

$$W_2(\Delta) = \frac{1}{\Delta} \left(\frac{1}{F_2 + \dots + \frac{1}{F_n}} \right) B_0 W_1(\Delta) =$$

$$= \frac{1}{F_2 \Delta + \frac{\Delta}{F_3 + \dots + \frac{1}{F_n}}} B_0 W_1(\Delta)$$

Lembrando que $\lim_{\lambda \rightarrow 0} F_2 \lambda = \lim_{\lambda \rightarrow 0} B_1 \left(1 + \frac{A_2 \lambda}{B_1}\right) = B_1$,
 e ainda que $\lim_{\lambda \rightarrow 0} B_0 W_1(\lambda) = 1$, vem:

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} W_2(\lambda) = \frac{1}{B_1}$$

De modo geral, os limites das funções tipo W podem ser encontrados de:

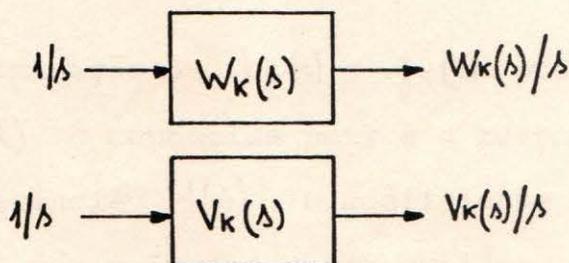
$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} W_0(\lambda) = A_0 \quad (\text{E.11})$$

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} W_k(\lambda) = \frac{1}{B_{k-1}} \quad k=1, \dots, n$$

Para as funções tipo V , seguindo-se o mesmo procedimento usado no cálculo de $\lim_{\lambda \rightarrow 0} V_1(\lambda)$, se pode escrever de modo geral:

$$\lim_{\lambda \rightarrow 0} V_k(\lambda) = \frac{A_k}{B_{k-1}} \quad k=1, \dots, n \quad (\text{E.12})$$

Supondo, agora, que as funções $W_k(\lambda)$ e $V_k(\lambda)$ estão submetidas a um degrau unitário, pode-se definir:



$$b_k(t) \triangleq \mathcal{L}^{-1} [W_k(\lambda)/\lambda] \quad k=0, \dots, n$$

$$g_k(t) \triangleq \mathcal{L}^{-1} [V_k(\lambda)/\lambda] \quad k=1, \dots, n$$

onde $b_k(t)$ e $g_k(t)$ são respostas no tempo a uma entrada de grau unitário.

Pelo teorema do valor final, é válido escrever:

$$\lim_{\Delta \rightarrow 0} \Delta \frac{W_k(\Delta)}{\Delta} = \lim_{\Delta \rightarrow 0} W_k(\Delta) = \lim_{t \rightarrow \infty} b_k(t)$$

$$\lim_{\Delta \rightarrow 0} \Delta \frac{V_k(\Delta)}{\Delta} = \lim_{\Delta \rightarrow 0} V_k(\Delta) = \lim_{t \rightarrow \infty} g_k(t)$$

Lembrando das relações (E.11) e (E.12), se conclui que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_0(t) = A_0 \quad k=0$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_k(t) = \frac{1}{B_{k-1}} \quad k=1, \dots, n \quad (\text{E.13})$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} g_k(t) = \frac{A_k}{B_{k-1}} \quad k=1, \dots, n$$

Portanto, se as funções $b_k(t)$ e $g_k(t)$ forem conhecidas então se pode determinar os coeficientes A_k , B_k e conseqüentemente os coeficientes de $H(\Delta)$.

A determinação de $b_k(t)$ e $g_k(t)$ pode ser feita lembrando que $b_0(t)$ é conhecida pois é a resposta ao degrau da função de transferência $H(\Delta)$. O coeficiente A_0 -valor de regime de $b_0(t)$ - é o primeiro a ser obtido:

$$b_0(t) = \mathcal{L}^{-1} \left[\frac{W_0(\Delta)}{\Delta} \right] \quad A_0 = \lim_{t \rightarrow \infty} b_0(t)$$

Em seguida, se obtêm $b_1(t)$ e B_0 :

$$b_1(t) = \mathcal{L}^{-1} \left[\frac{W_1(\lambda)}{\lambda} \right] = \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{1}{\lambda} \left[\frac{1}{\lambda} (W_0(\lambda) - A_0) \right] \right\}$$

$$b_1(t) = \int_0^t [b_0(t) - A_0 u(t)] dt \quad (\text{E.15})$$

$$B_0 = 1 / \lim_{t \rightarrow \infty} b_1(t)$$

Analogamente, se obtêm $g_1(t)$ e A_1 :

$$g_1(t) = \mathcal{L}^{-1} \left[\frac{V_1(\lambda)}{\lambda} \right] = \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{1}{\lambda} \left[\frac{1}{\lambda} (1 - B_0 W_1(\lambda)) \right] \right\}$$

$$g_1(t) = \int_0^t [u(t) - B_0 b_1(t)] dt \quad (\text{E.16})$$

$$A_1 = B_0 \cdot \lim_{t \rightarrow \infty} g_1(t)$$

As expressões generalizadas são:

$$b_k(t) = B_{k-2} \int_0^t [g_{k-1}(t) - A_{k-1} b_{k-1}(t)] dt \quad k=2, \dots, n$$

$$g_k(t) = \int_0^t [B_{k-2} b_{k-1}(t) - B_{k-1} b_k(t)] dt \quad k=2, \dots, n \quad (\text{E.17})$$

$$A_k = B_{k-1} \lim_{t \rightarrow \infty} g_k(t) \quad k=1, \dots, n \quad (\text{E.18})$$

$$B_{k-1} = 1 / \lim_{t \rightarrow \infty} b_k(t) \quad k=1, \dots, n$$

Conhecendo-se $b_0(t)$ ponto a ponto, e considerando (E.15) a (E.18), conclui-se que o algoritmo para obter os coeficientes de $H(s)$ deve ter as seguintes etapas:

- i) calcula-se A_0 (valor de regime de $b_0(t)$);
- ii) determina-se $b_1(t), B_0; g_1(t), A_1; \dots; b_k(t), B_{k-1}; g_k(t), A_k$;
- iii) calcula-se a_0, a_1, \dots, a_n e b_0, b_1, \dots, b_m a partir de A_k e B_k .

As funções $b_k(t)$ e $g_k(t)$ são obtidas por integração numérica através da regra trapezoidal, enquanto que os coeficientes de $H(s)$ são obtidos colocando-se (E.2) na forma de (E.1) e igualando os coeficientes membro a membro.

CAPÍTULO VI

TESTES E RESULTADOS

Nesse capítulo serão apresentados os testes efetuados e os resultados obtidos na aplicação, a sistemas reais de energia elétrica, da metodologia para construção de equivalentes dinâmicos desenvolvida nos capítulos precedentes.

6.1 - Sistema Sul-Sudeste

O sistema utilizado para realizar os testes abrange a rede interligada das regiões Sul e Sudeste do Brasil, envolvendo cerca de 20.000 MW distribuídos por sete Estados. Nesta área está quase 80% da capacidade instalada no País. A configuração usada contém 320 barras, 44 geradores (barras de geração) e 470 linhas com níveis de tensão de 138/230/500/750 KV. A densidade média de potência instalada é de $13,4 \text{ KW/Km}^2$. A figura 6.1 mostra a localização geográfica das usinas e condensadores síncronos considerados.

6.2 - Área de Estudo

A divisão do sistema completo em área de estudo e área externa foi realizada considerando-se, aproximadamente, o Estado de São Paulo como área de estudo. As barras de fronteira são Poços-138, Xavantes-230, Londrina-230, Poços-230, Água Vermelha, Cachoeira Paulista-500, Marimbondo, Itaberã-500 e Franca. A figura 6.2 mostra a posição da área de estudo em relação ao sistema total.



Fig. 6.1 - mostrando a localização das usinas e condensadores síncronos do Sistema Sul-Sudeste.

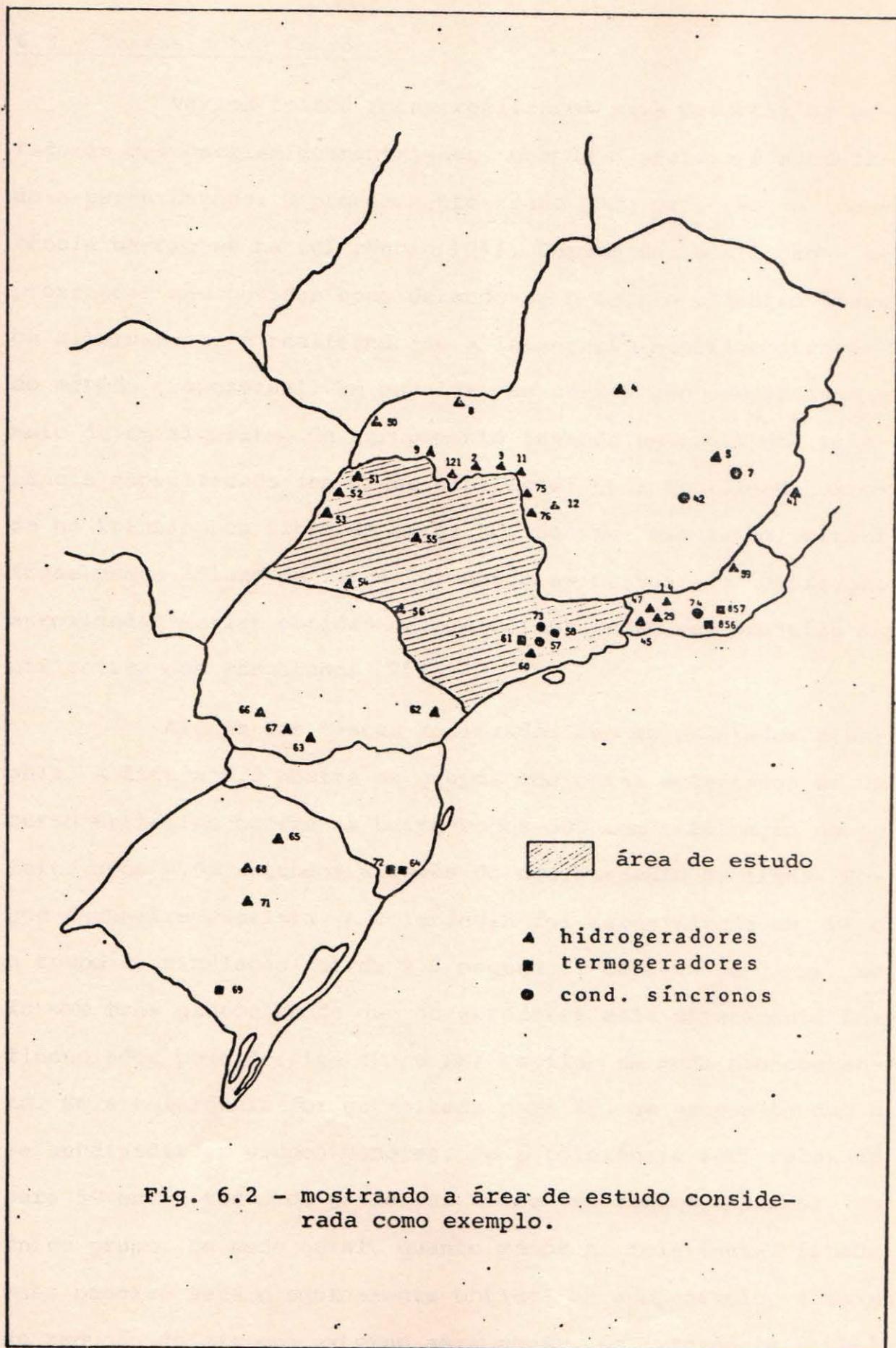


Fig. 6.2 - mostrando a área de estudo considerada como exemplo.

6.3 - Testes sobre Coerência

Vários testes foram realizados para detectar os geradores que oscilam coerentemente, quando o sistema é submetido a perturbações. O procedimento usado para detecção da coerência baseia-se na referência [21]. Curvas de oscilação aproximadas são obtidas considerando-se o modelo clássico para os alternadores e realizando-se a integração numérica através do método trapezoidal. Em seguida, as curvas são comparadas por meio de um algoritmo de agrupamento levando em conta uma tolerância especificada (em graus elétricos). Por facilidade, usou-se no trabalho um fluxo de carga AC. Se uma simulação linear fosse usada (fluxo de carga DC) então as curvas de oscilação aproximadas seriam obtidas mais eficientemente sem prejuízo significativo dos resultados [21].

Alguns dos testes realizados são apresentados a seguir. A figura 6.3 mostra os grupos coerentes detectados se um curto trifásico ocorre na barra Poços-500 com eliminação do defeito após 0,05 segundos através do desligamento da linha Poços-Cachoeira Paulista. A tolerância foi especificada em 3° e o tempo de simulação foi de 2,0 segundos. Observa-se que se formam três grupos sendo que os geradores mais diretamente influenciados pelo defeito (RJ e ES) oscilam de modo não-coerente. Se a tolerância for estreitada para 2°, os grupos tendem a se subdividir em grupos menores. Se a tolerância for relaxada para 5° então todos os geradores coerentes tendem a formar um único grupo. De modo geral, quanto menor a tolerância fixada mais preciso será o equivalente obtido; em compensação, a taxa de redução do sistema externo será menor. Na referência [29]

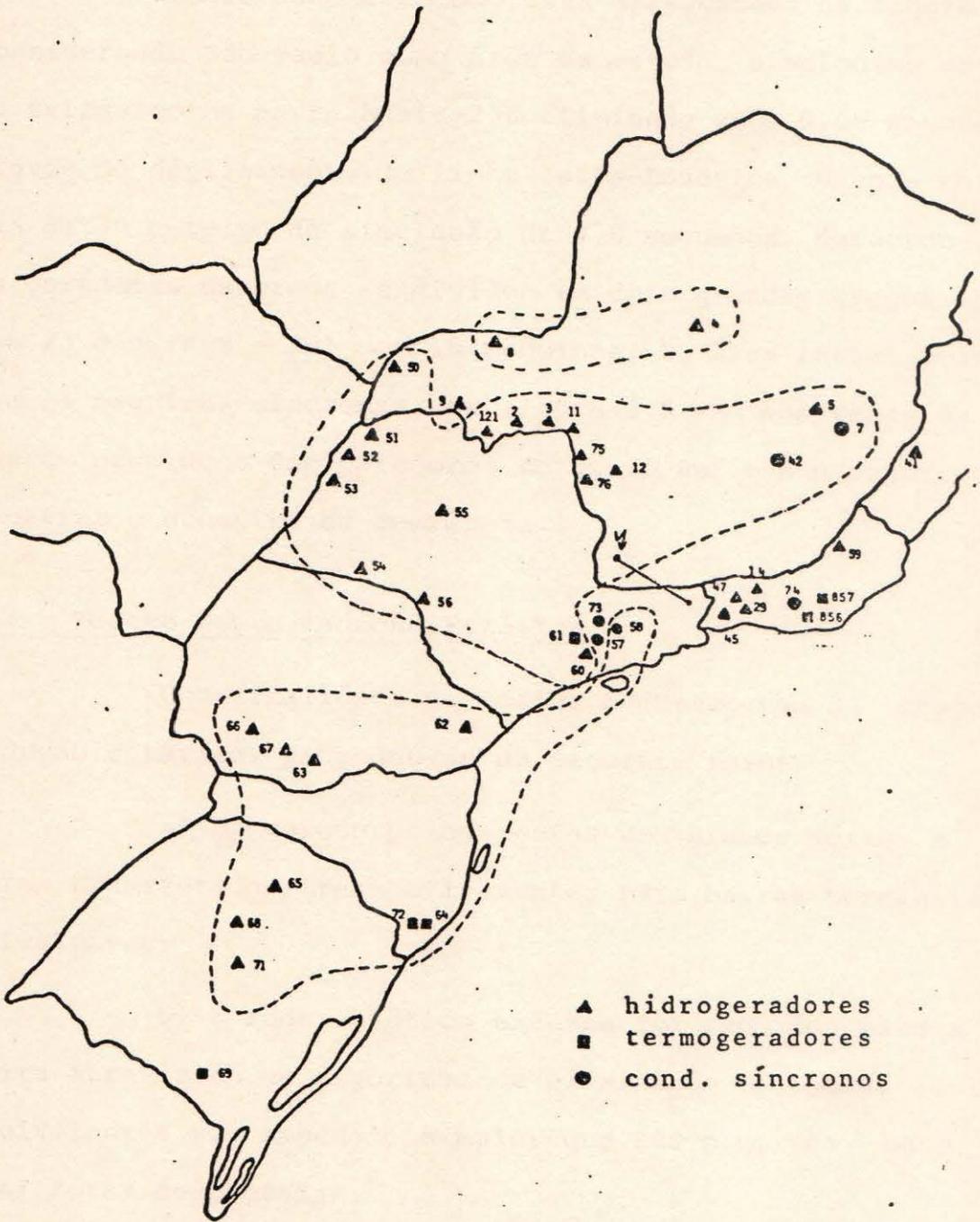


Fig. 6.3 - mostrando os grupos coerentes detectados se um curto trifásico ocorre em Poços-500.

encontra-se um estudo sistemático deste aspecto.

Outro caso estudado está apresentado na figura 6.4. Considerando São Paulo como área de estudo, simulou-se um curto trifásico na barra Assis-230 eliminado após 0,06 segundos através do desligamento da linha Assis-Londrina. Usando tolerância de 3° e tempo de simulação de 2,0 segundos, detectou-se que os geradores externos se dividem em dois grandes grupos: Norte com 23 máquinas e Sul com 10 máquinas. Na área retida permanecem 11 máquinas síncronas. Na figura 6.5 são mostradas as curvas de oscilação dos geradores do grupo Sul com o objetivo de ilustrar o conceito de coerência.

6.4 - Testes sobre Redução Estática

Com finalidade de testar o desempenho da etapa de redução estática, procedeu-se da seguinte forma:

a) os geradores coerentes dos grupos Norte e Sul foram transferidos, respectivamente, para barras terminais equivalentes;

b) a rede estática externa foi reduzida para a fronteira através de um algoritmo de eliminação de Gauss; as linhas equivalentes com impedância maior que 100 p.u. (na base 100 MVA) foram desprezadas;

c) as injeções equivalentes na fronteira (incluindo as barras terminais comuns) foram calculadas, obtendo-se os valores mostrados na Tabela 6.1; a figura 6.6 mostra a localização aproximada das barras de fronteira.

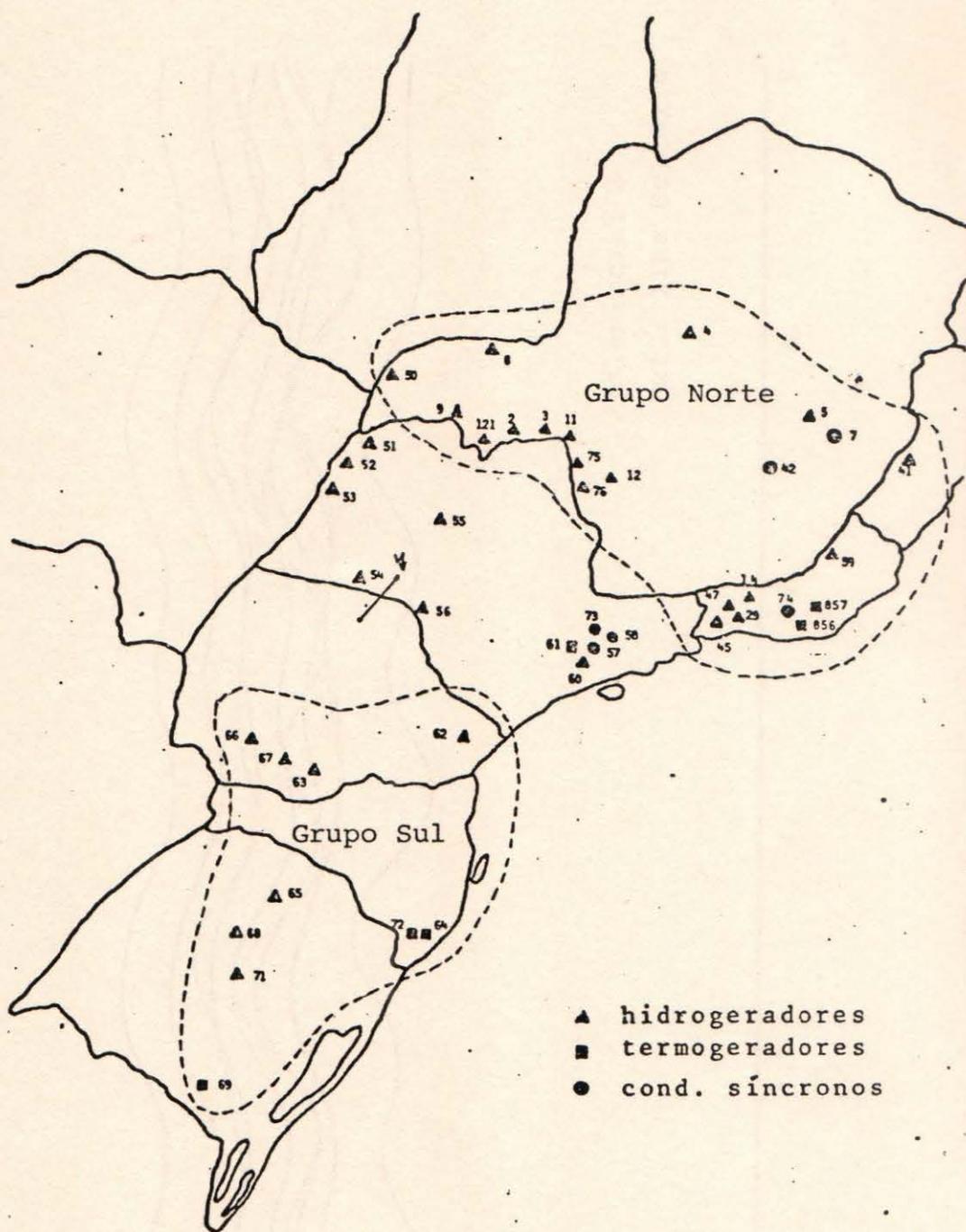


Fig. 6.4 - mostrando os grupos coerentes detectados se um curto trifásico ocorre em Assis-230.

(graus)

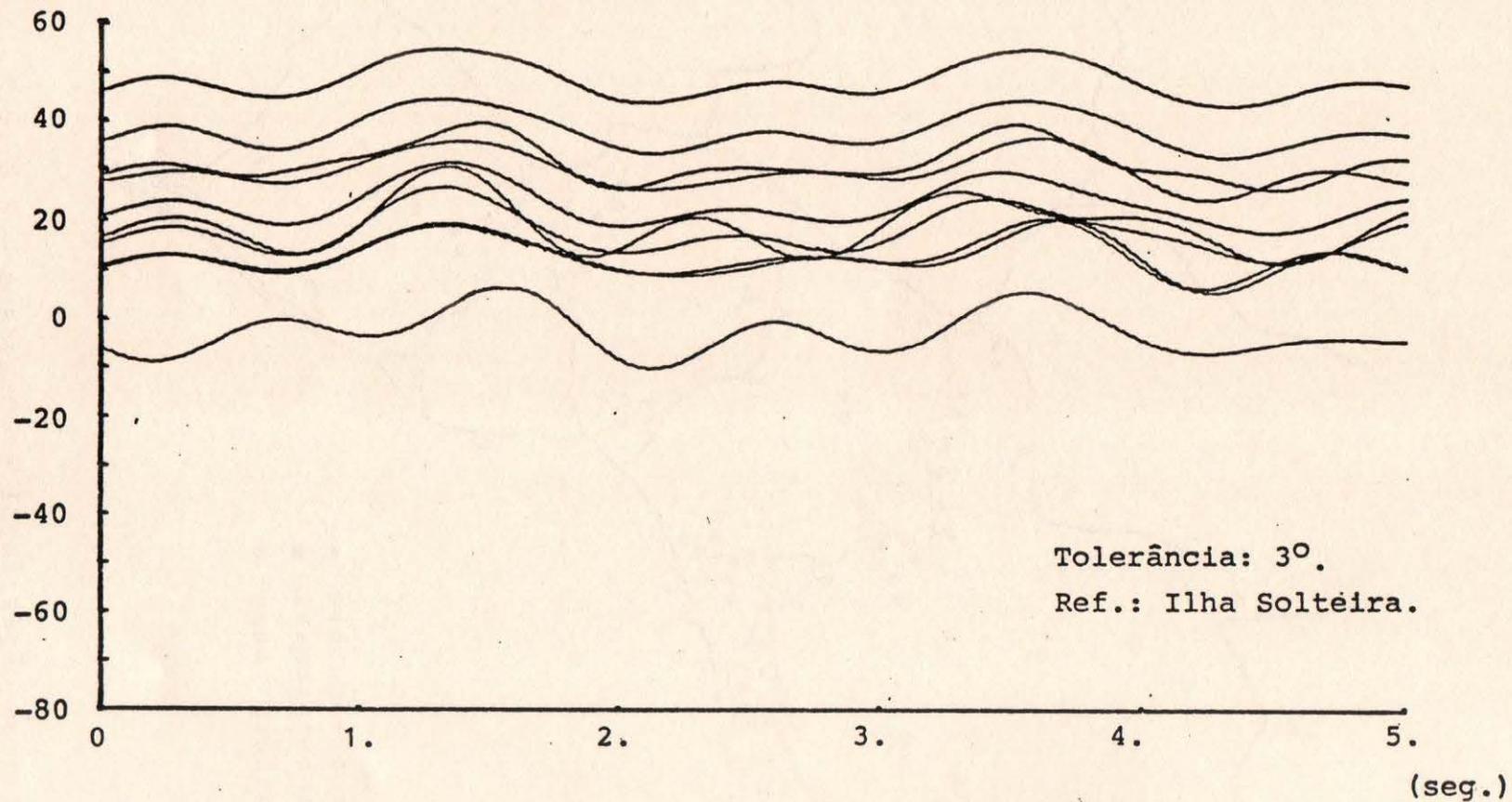


Fig.6.5 - curvas de oscilação dos geradores coerentes do Grupo Sul.

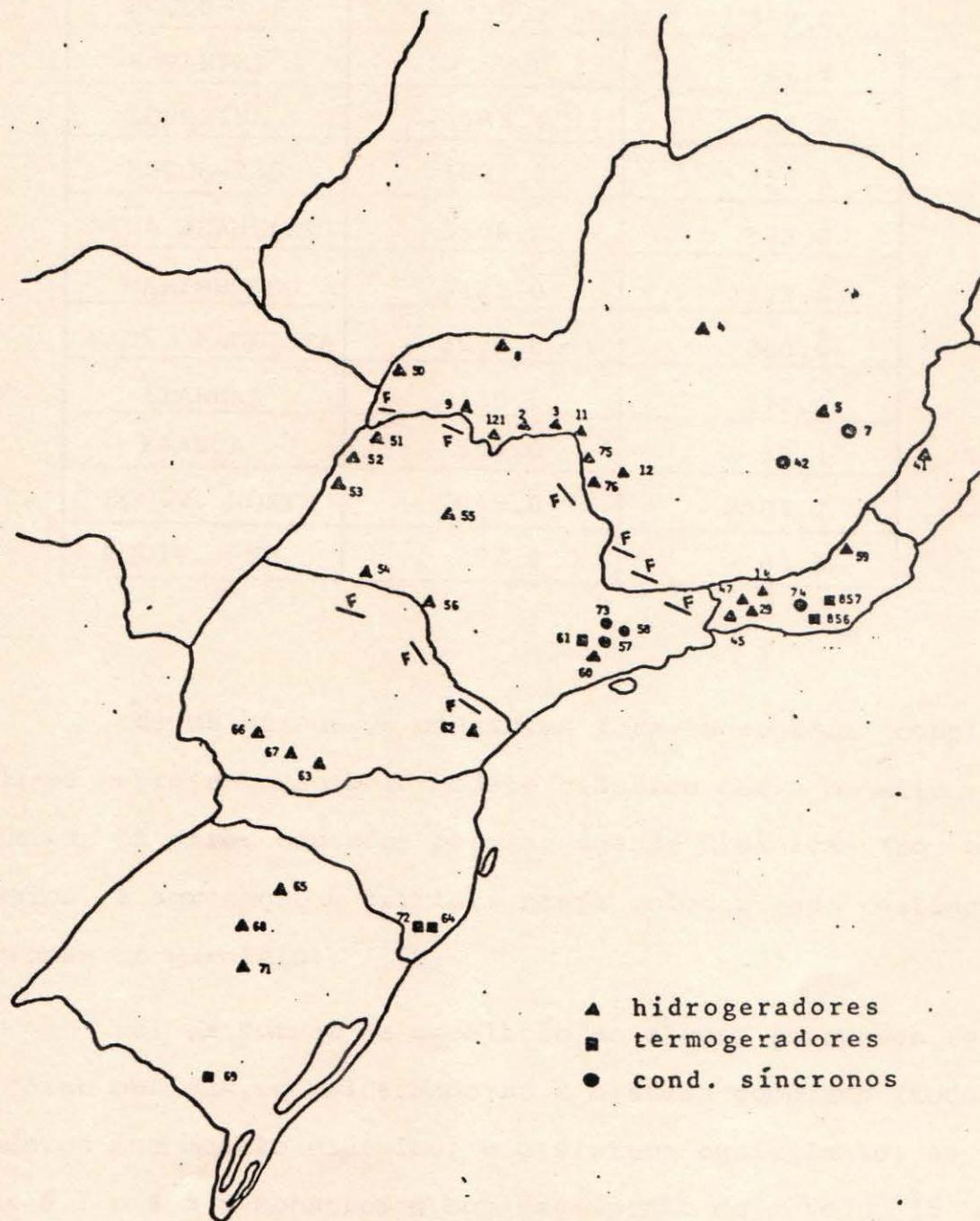


Fig. 6.6 - mostrando a localização aproximada das barras de fronteira.

Tabela 6.1

BARRAS DE FRONTEIRA	INJEÇÕES EQUIVALENTES	
	MW	MVAR
POÇOS-138	- 355.1	159.0
XAVANTES	- 52.0	22.9
LONDRINA	- 183.4	24.8
POÇOS-230	1521.0	156.6
ÁGUA VERMELHA	3590.0	873.0
MARIMBONDO	6282.0	1393.0 *
CACH. PAULISTA	- 3099.0	280.0
ITABERÁ	150.0	213.0
FRANCA	557.0	- 38.1
EQUIV. NORTE	- 7045.0	2104.2
EQUIV. SUL	387.0	- 83.3

d) os geradores coerentes foram agregados considerando-se representação pelo modelo clássico com o objetivo de minimizar os erros causados pela agregação dinâmica (no caso clássico, a agregação é trivial: basta colocar as reatâncias síncronas em paralelo);

e) as curvas de oscilação de alguns geradores retidos foram obtidas, considerando-se o sistema completo (todos os geradores com modelo clássico) e o sistema equivalente. As figuras 6.7 e 6.8 demonstram o bom desempenho do método já que as curvas possuem os mesmos modos de oscilação, e os erros relativos são menores que 10%.

(graus) 25

Gerador: Capivara (54)
Ref.: Ilha Solteira (52)

----- equivalente
———— completo

20

15

10

5

0

0

1.

2.

3.

4.

5.

(seg.)

Fig. 6.7 - mostrando o desempenho da etapa de redução
estática (máquinas com modelo clássico).

(graus)

50

Gerador: Xavantes (56)

Ref.: Ilha Solteira (52)

----- equivalente

———— completo

40

30

20

10

0

0

1.

2.

3.

4.

5.

(seg.)

Fig. 6.8 - mostrando o desempenho da etapa de redução estática (máquinas com modelo clássico).

6.5 - Testes sobre Agregação

Inicialmente foram realizados testes para verificar o desempenho do algoritmo (descrito no Apêndice E do capítulo 5) de obtenção dos coeficientes de uma função de transferência a partir da resposta ao degrau. Tomando-se os dados fornecidos pelos fabricantes foram calculadas as respostas ao degrau $RD(id)$ e $RD(iq)$ de cada gerador do sistema. Aplicando-se o algoritmo às respostas obtidas, verificou-se que os parâmetros de cada gerador foram recuperados com um erro relativo médio de 2,7%, sendo que o maior erro relativo encontrado não ultrapassou 15%.

Para testar a metodologia de construção do gerador equivalente considerou-se o caso, já descrito, no qual o Estado de São Paulo é a área retida. Os grupos coerentes Norte e Sul foram subdivididos em:

Grupo Norte-1: modelo clássico

Grupo Norte-2: modelo detalhado

Grupo Sul-1: modelo clássico

Grupo Sul-2: modelo detalhado

Isto se deve a que o programa de estabilidade transitória usado para os testes [40], só aceita, presentemente, representação de excitadores tipo 1 (no sistema Sul-Sudeste cerca de 60% dos excitadores são do tipo 1). Os geradores cuja excitação é de outro tipo foram representados pelo modelo clássico e agrupados separadamente.

Aplicando-se o procedimento proposto no capítulo 5 foram obtidos os parâmetros da máquina síncrona e excitador e-

quivalentes mostrados na tabela da figura 6.9.

Nas figuras 6.10 e 6.11 são comparadas a resposta ao degrau do gerador equivalente constituído a partir dos geradores individuais e a resposta obtida quando se consideram os parâmetros equivalentes. As curvas mostram que o desempenho é inteiramente satisfatório. Os parâmetros foram obtidos usando-se passo de 0,04 seg. e 300 pontos para a máquina equivalente, e passos de 0,01/0,02 seg. e 300/200 pontos para os excitadores equivalentes. Esses valores foram determinados heurísticamente observando-se a forma das respostas ao degrau.

6.6 - Desempenho Global

Aplicando-se a metodologia de redução estática e redução dinâmica, no caso em estudo, reduz-se o sistema original a um sistema equivalente contendo: 127 barras (123 na área de estudo), 217 linhas e 15 geradores (dos quais 11 na área de estudo).

As figuras 6.12 e 6.13 mostram as curvas de oscilação de dois geradores da área retida: um próximo ao defeito simulado (Xavantes) e outro distante (H. Borden). Em ambos os casos, as curvas apresentam os mesmos modos e erros relativos inferiores a 10%, atestando a validade do procedimento.

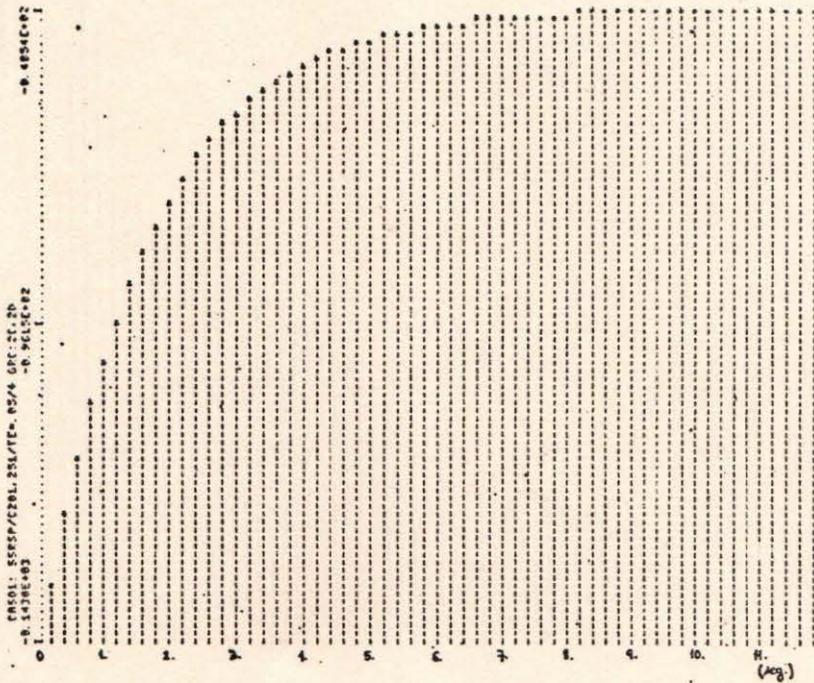
Se o sistema externo for representado pelo equivalente dinâmico obtido, o tempo de computação para rodar um caso de estabilidade será reduzido para cerca de 30% do tempo gasto com o sistema original.

Os testes realizados neste trabalho foram realizados

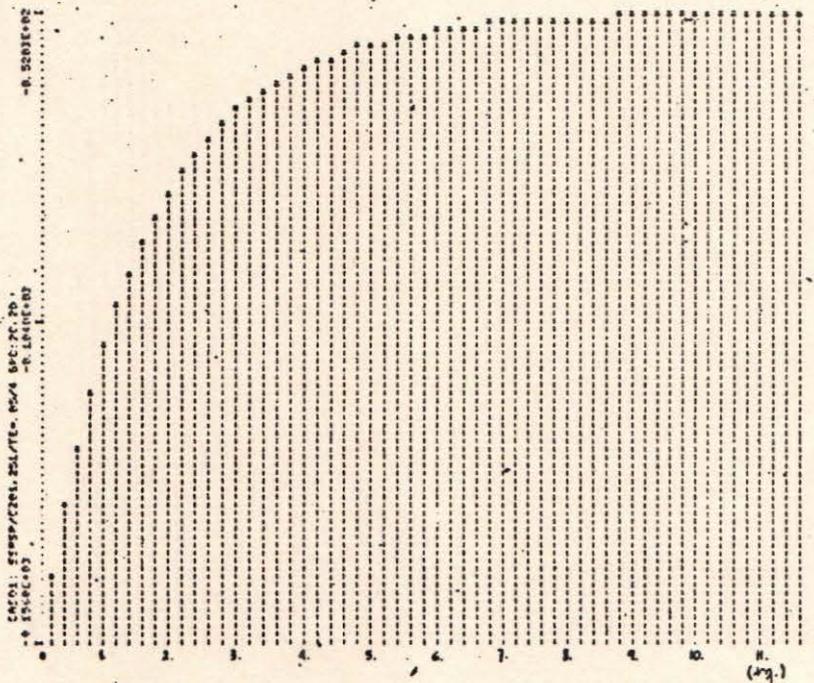
	Param.	NORTE-1	NORTE-2	SUL-1	SUL-2
MÁQUINA SÍNCRONA	X _d		1.898		7.451
	X _q		4.016		4.711
	X' _d	0.392	0.640	1.338	1.717
	X' _q		3.173		1.162
	T' _{do}		4.8		5.9
	T' _{qo}		0.77		0.65
	H	269.6	228.8	101.7	71.6
	P	5259.0	4565.0	2314.0	1410.0
EXCITADOR	K _A		88.0		106.4
	T _A		0.091		0.038
	K _E		0.0		0.0
	T _E		0.8		1.0
	K _F		0.16		0.077
	T _F		0.99		0.85

Unidades: reatâncias em %;
 constantes de tempo e
 de inércia em seg.;
 potência em MW.

Fig. 6.9 - mostrando os parâmetros equivalentes obtidos usando agregação via resposta no tempo.

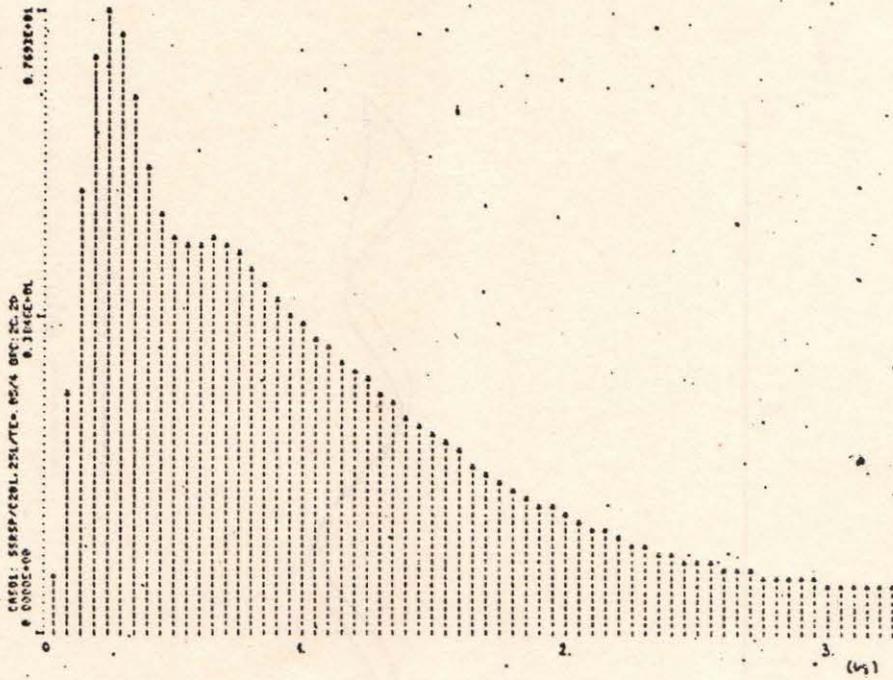


(a)

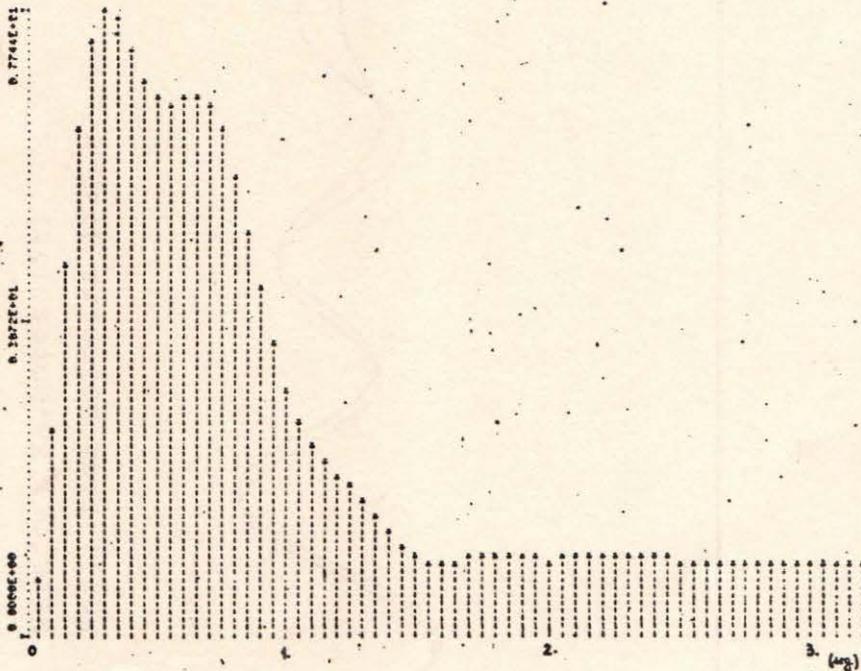


(b)

Fig. 6.10 - mostrando a resposta ao degrau (i_D) da máquina síncrona equivalente (a) usando os parâmetros equivalentes (b) obtida a partir das máq. individuais.



(a)



(b)

Fig. 6.11 - mostrando a resposta ao degrau (Efd) do excitador equivalente (a) usando os parâmetros equivalentes; (b) obtida a partir dos excitadores individuais.

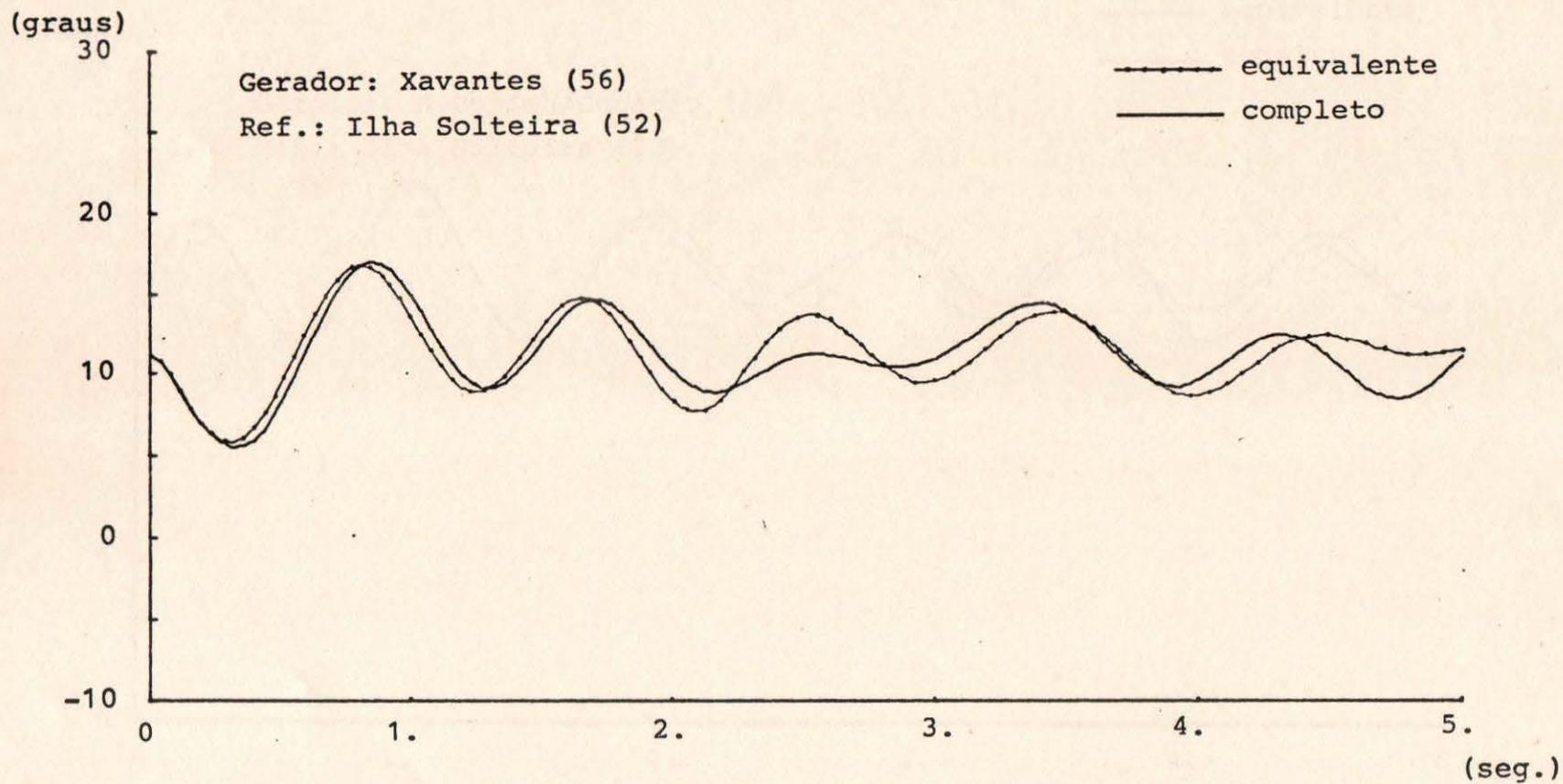


Fig. 6.12 - mostrando o desempenho global do equivalente dinâmico.

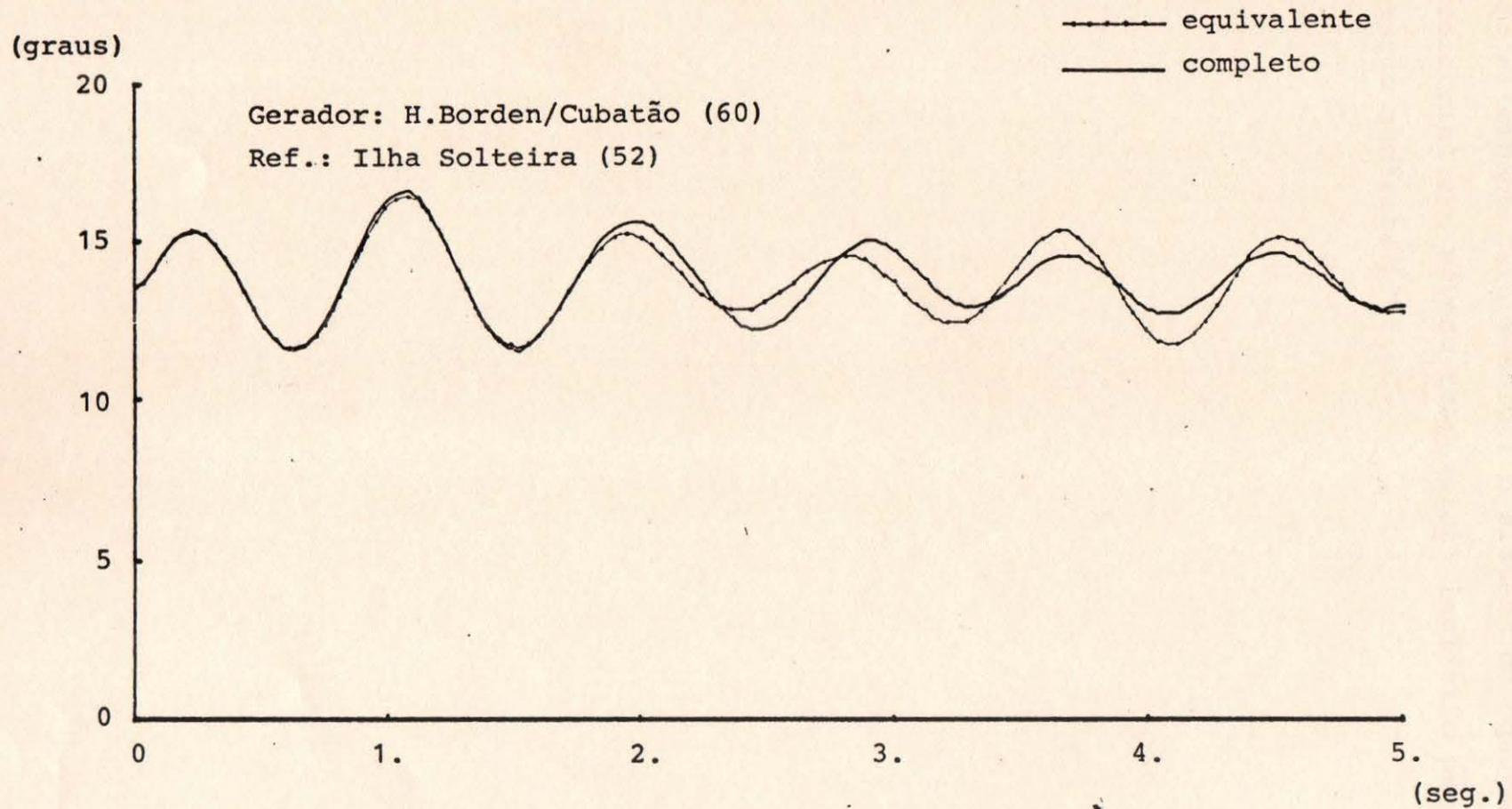


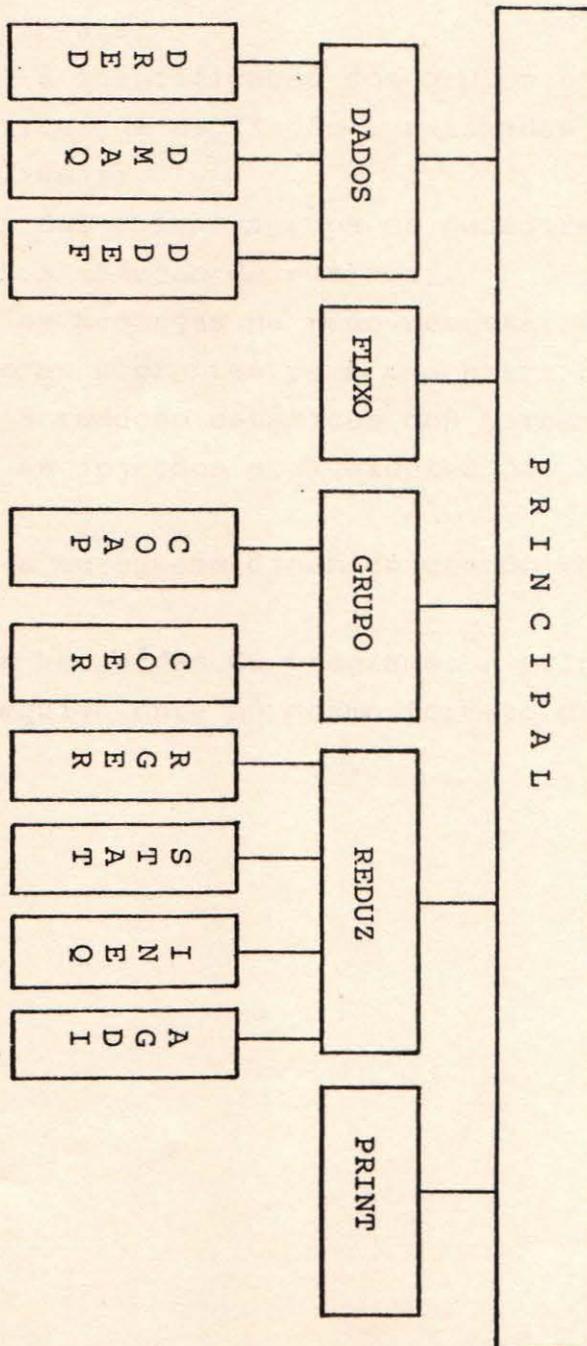
Fig. 6.13 - mostrando o desempenho global do equivalente dinâmico.

usando um programa de estabilidade transitória que utiliza um esquema alternado para resolver o sistema de equações algébrico-diferencial e o método trapezoidal implícito para efetuar a integração numérica [40].

APÊNDICE A

PROGRAMA EQDIN

A obtenção dos equivalentes dinâmicos mostrados neste trabalho foi realizada através do programa EQDIN cujo diagrama de blocos está apresentado abaixo:



A função de cada subrotina pode ser resumida como segue:

PRINCIPAL - comanda o procedimento geral;

DADOS - comanda a leitura de dados que devem estar no formato padrão do programa de estabilidade PECO;

DRED - lê os dados da rede;

DMAQ - lê os dados das máquinas síncronas e controles;

DDEF - lê as condições dos defeitos a simular;

FLUXO - fluxo de carga desacoplado rápido para determinar as condições iniciais;

GRUPO - comanda a identificação dos grupos coerentes;

COAP - obtém curvas de oscilação aproximadas através de uma simulação linear;

COER - a partir das curvas agrupa os geradores coerentes;

REDUZ - comanda a redução do sistema;

RGER - realiza as mudanças na rede necessárias para transferir os geradores coerentes para uma barra comum;

STAT - realiza a redução estáticas das barras de carga;

INEQ - calcula as injeções equivalentes nas barras de fronteira;

AGDI - realiza a agregação dinâmica usando resposta no tempo;

PRINT - comanda as saídas do programa; a principal é escrever o sistema equivalente no mesmo formato da entrada de dados.

APÊNDICE BPUBLICAÇÕES RESULTANTES DO TRABALHO

As duas publicações, aqui reproduzidas, foram realizadas como consequência deste trabalho [30], [31]. A primeira delas, apresentada no V SNPTEE, contém resultados preliminares aplicados a sistemas de menor porte: New England e CHESF. A segunda, apresentada na VII PSCC, contém basicamente um resumo do procedimento de obtenção dos equivalentes com aplicações no sistema Sul-Sudeste.

V SEMINÁRIO NACIONAL DE
PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GRUPO IV

SISTEMA DE POTÊNCIA

(GSP)

EQUIVALENTES DINÂMICOS APLICADOS AO ESTUDO
DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS
DE POTÊNCIA

V.F. da Costa
A.L.M. França
A.C. Lyra
A. Monticelli

Departamento de Engenharia Elétrica - UNICAMP

Recife - PE - Brasil

1 9 7 9

1. INTRODUÇÃO

O estudo da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência, utilizando-se métodos de integração numérica, tem sua aplicabilidade limitada devido ao crescimento constante das dimensões dos sistemas. Esta situação é ainda mais agravada pelo grande número de alternativas que normalmente devem ser testadas. Visando solucionar este problema, e a par da evolução da capacidade dos computadores disponíveis, duas linhas principais de pesquisa têm sido seguidas: estudo de métodos numéricos mais eficientes; e determinação de equivalentes dinâmicos. Este trabalho se situa na segunda categoria, que no momento parece ser a mais promissora, e pela qual a redução dos requisitos computacionais são muito maiores.

Dentre os métodos de obtenção de equivalentes dinâmicos já publicados, os que têm encontrado maior aplicação são os que se baseiam nos chamados geradores coerentes. Neste trabalho é apresentada uma melhoria no método da referência (5) de obtenção de equivalentes baseados na coerência, e são apresentados resultados de testes realizados em dois sistemas reais.

2. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Um sistema elétrico de potência, conforme mostra a Ilustração 2-1, pode ser decomposto em: sistema interno, fronteira e sistema externo. O sistema interno e a fronteira constituem a região de interesse. (sistema em estudo), sendo o restante do sistema denominado de sistema externo.

O estudo da estabilidade transitória desse sistema interligado, mesmo quando restrito a uma pequena área de interesse, requer representação do sistema completo visto que as reações do sistema externo são importantes na determinação do comportamento da área em estudo. Com a crescente interligação dos sistemas o estudo da estabilidade transitória exige um esforço computacional cada vez maior, sendo este problema muitas vezes agravado pela multiplicidade de casos que

exigem análise.

Técnicas mais eficientes e confiáveis de modelagem e integração numérica têm sido desenvolvidas bem como diferentes estratégias de solução têm sido testadas. Infelizmente, porém, parece que os progressos alcançados nesta direção têm sido quase anulados pela expansão dos sistemas, pela necessidade de modelos mais detalhados e tempos de simulação mais longos (1).

Uma das alternativas mais promissoras que vem sendo estudada procura estabelecer equivalentes dinâmicos capazes de representar aproximadamente o sistema externo. A obtenção de um equivalente dinâmico para aplicação no estudo da estabilidade transitória deve responder à pergunta: como simplificar a modelagem do sistema externo (rede e geradores) de modo que o comportamento dinâmico dos geradores do sistema de interesse, diante de uma perturbação, seja aproximadamente o mesmo obtido quando se representa completamente o sistema externo?

Em termos matemáticos o problema da estabilidade de sistemas de potência consiste em resolver simultaneamente um conjunto de equações algébricas e equações diferenciais. Nestes termos, obter um equivalente dinâmico significa reduzir não só o número de equações algébricas como também o número de equações diferenciais, exigindo-se que a solução do sistema reduzido seja aproximadamente a mesma obtida resolvendo-se o sistema completo.

De um modo geral, os trabalhos realizados sobre equivalentes dinâmicos podem ser classificados em três conjuntos, conforme a abordagem adotada. O primeiro conjunto de trabalhos, (2)-(6), baseia-se na observação de que determinados geradores do sistema externo reagem da mesma forma, ou seja, coerentemente, quando o sistema em estudo é sujeito a um certo conjunto de contingências. Os geradores coerentes entre si são reduzidos a um (ou mais) gerador equivalente que deve representar o comportamento do grupo.

As principais vantagens desta abordagem são:

- o equivalente obtido pode ser expresso como um circuito (rede e geradores) elétrico de potência, permitindo que os programas de estabilidade existentes continuem sendo utilizados;
- é aplicável a sistemas de grande porte;
- a precisão do equivalente é controlável usando-se um número variável de geradores na representação de cada grupo coerente;
- o equivalente pode ser rapidamente atualizado usando apenas algumas informações (mesmo imprecisas) sobre a operação em tempo real do sistema externo.

As maiores dificuldades são:

- a coerência dos geradores pode depender do tipo de contingências;
- a identificação dos grupos coerentes, no caso de sistemas pouco conhecidos, exige simulação do sistema completo;
- a agregação de geradores que tenham excitadores e reguladores de velocidade de características muito diferentes pode não ser bem sucedida.

O segundo conjunto de trabalhos (7)-(8) apóia-se na idéia de linearizar o sistema externo em torno de seu ponto de operação e determinar os modos de oscilação através do cálculo dos autovalores e autovetores. Os modos muito rápidos e os muito lentos são eliminados reduzindo-se desta maneira a ordem do sistema. Os atrativos de se trabalhar com um sistema linear de ordem mais baixa e controlar a precisão através do critério de eliminação dos modos são fortemente contrabalançados pelas seguintes dificuldades:

- o sistema externo reduzido não pode ser representado por um circuito equivalente, exigindo que novos programas de estabilidade sejam desenvolvidos;
- se o sistema for de grande porte os cálculos para obtenção do equivalente podem ser maiores do que aqueles que se deseja evitar;

- a linearização deve ser refeita se o ponto de operação mudar.

No terceiro conjunto de trabalhos, (9)-(11), procura-se usar técnicas de identificação de sistemas na construção de equivalentes do sistema externo. Supondo-se conhecida a estrutura do equivalente externo (que pode ser obtida por qualquer das abordagens anteriores) deve-se identificar seus parâmetros usando-se somente informações originárias do sistema em estudo. Esse tipo de abordagem destina-se principalmente a aplicações em tempo real, mas os resultados até aqui apresentados na literatura não são suficientes para comprovar a sua aplicabilidade.

A discussão sobre as vantagens comparativas de cada abordagem precisa ser conduzida com cuidado pois não existem na literatura trabalhos nos quais as várias técnicas tenham sido aplicadas e comparadas nos mesmos sistemas, nas mesmas condições e com os mesmos objetivos. Ainda assim, parece reconhecido que equivalentes baseados na coerência sejam os mais indicados para estudos de planejamento e mesmo na operação em tempo real, desde que seja possível troca das informações necessárias entre as áreas.

3. EQUIVALENTES BASEADOS NA COERÊNCIA

A construção de equivalentes dinâmicos baseados na coerência de geradores pode ser separada em quatro fases, de certo modo, independentes (5):

Fase 1: determinação dos grupos de geradores coerentes a um dado conjunto de perturbações;

Fase 2: redução das barras terminais dos geradores coerentes de cada grupo a uma barra comum;

Fase 3: eliminação das barras de carga através de equivalentes estáticos;

Fase 4: redução dos geradores coerentes a um ou mais geradores equivalentes.

A identificação dos geradores coerentes pode ser feita observando-se as curvas de oscilação obtidas em simulações

do sistema completo. Dois geradores são classificados como coerentes se a diferença angular de seus rotores mantém-se constante, com uma tolerância de, por exemplo, 5 graus elétricos. Evidentemente este meio de encontrar as áreas coerentes além de ineficiente contradiz a própria razão de ser dos equivalentes dinâmicos. Alguns esforços têm sido realizados no sentido de tornar eficiente e automática a determinação dos grupos coerentes usando conceitos de reconhecimento de padrões (12), modelo linear simplificado para o sistema e integração numérica trapezoidal (13) e transformações de similaridade (14). Por outro lado, o problema não se torna tão dramático se o comportamento dinâmico do sistema a ser equivalenciado é razoavelmente conhecido devido a contingências ou simulações prévias e se a área de estudo é consideravelmente pequena em relação ao sistema interligado, que é uma situação muito comum em estudos de planejamento.

A Fase 2, ou seja, a transferência das máquinas síncronas a uma barra comum, permite que a agregação dinâmica dos geradores possa ser realizada. A redução deve ser conduzida de tal forma que as alterações no estado das barras da rede devidas à dinâmica das máquinas sejam reproduzidas fielmente. Métodos de redução das barras terminais serão discutidos no item 4 deste trabalho.

A eliminação das barras de carga (nós passivos) não constitui maior problema tendo em vista que pode ser utilizada uma das versões do método clássico de Ward (15), (16).

A etapa de agregar os geradores coerentes conectados à barra comum tem por objetivo reduzir o número de equações diferenciais envolvidas. Se os modelos das máquinas, excitadores e reguladores de velocidade são do mesmo tipo, então médias logarítmicas ponderadas pelos valores nominais podem ser usadas na obtenção do modelo equivalente (5). Se os modelos são de tipos diferentes pode-se usar técnicas de mínimos quadrados para identificar os parâmetros do gerador equivalente através do ajuste das curvas de resposta em

frequência (diagramas de Bode) (17).

4. REDUÇÃO DAS BARRAS COM GERADORES COERENTES

Desde as primeiras tentativas de construção de equivalentes dinâmicos a etapa de redução das barras com geradores coerentes (fase-2) tem recebido especial atenção (2), (3). Se a coerência não for perfeita (o que, via de regra, acontece) a redução fatalmente introduzirá imprecisões, pois serão criadas barras e ligações que não existiam no sistema original. Desta maneira, os objetivos a conciliar nesta etapa são: simplicidade de implementação e precisão:

4.1. Redução através de Transformadores Defasadores

Esta forma de redução, representada na Ilustração 4.1-1, sugere a criação de uma barra equivalente cuja tensão (magnitude e fase) é calculada pela média aritmética das tensões das barras terminais dos geradores pertencentes ao grupo coerente que se deseja reduzir. Cada uma destas barras terminais é ligada a barra equivalente através de um transformador defasador ideal, com relação de transformação complexa calculada pela razão entre a tensão da barra equivalente e a tensão da respectiva barra terminal. Desta forma evita-se a circulação de potência pelos caminhos introduzidos através das novas ligações. Em seguida a geração e eventual carga de cada barra terminal são transferidas para a barra equivalente.

Nos casos em que a introdução de transformadores defasadores cria dificuldades no cálculo do fluxo de carga pode-se utilizar uma aproximação pela qual os defasadores são substituídos por transformadores em fase, sendo as defasagens representadas através de injeções compensadoras, conforme apresenta a Ilustração 4.1-1 (c).

4.2. Redução através de Injeções Equivalentes

Este método pode ser considerado como uma simplifica-

ção na obtenção do circuito equivalente apresentado anteriormente, e consiste em se modificar a fase-2 obtendo-se diretamente as injeções equivalentes que aparecem na Ilustração 4.2-1(c), sem ser necessário o cálculo intermediário dos transformadores defasadores. Assim sendo, no modelo final também a parte em fase do transformador equivalente é apresentado por meio de injeções equivalentes.

Considere-se a situação apresentada na Ilustração 4.2-1(b), na qual as barras dos geradores coerentes são agrupadas em uma única barra com tensão igual à média aritmética das tensões terminais dos geradores coerentes. É claro que esta situação (b) não é equivalente à situação original (a), desde que foram introduzidos novos caminhos para os fluxos de potência pelo fato das barras terminais dos geradores coerentes terem sido curto-circuitadas. Se, no entanto, forem calculadas convenientemente injeções equivalentes, como indicado na Ilustração 4.2-1(c), não haverá circulação de potência pelos novos caminhos criados pela introdução da barra equivalente, ou seja, nas reatâncias X_T só passarão as potências geradas nos geradores correspondentes, como se essas ligações fossem de fato radiais. Isto ocorrerá não só no caso básico, mas também, com boa aproximação, durante o transitório, desde que seja obedecida a hipótese de coerência.

As injeções equivalentes são calculadas através das equações do fluxo de carga (18)

$$P_k = V_k^0 \sum_{l \in K} V_l^0 (G_{kl} \cos \theta_{kl}^0 + B_{kl} \sin \theta_{kl}^0)$$

$$Q_k = V_k^0 \sum_{l \in K} V_l^0 (G_{kl} \sin \theta_{kl}^0 - B_{kl} \cos \theta_{kl}^0)$$

sendo k qualquer uma das barras de alta dos geradores

coerentes, ou então a barra equivalente; $G_{k\ell} + jB_{k\ell}$ é o elemento (k,ℓ) da matriz admitância nodal Y do circuito representado na Ilustração 4.2-1(b); as tensões (V_k^0 e V_ℓ^0) e ângulos $\theta_{k\ell}^0$ são obtidos a partir de um caso básico.

5. TESTES

O método das injeções equivalentes para reduzir as barras terminais de geradores coerentes foi testado em duas redes reais: Sistema Sul da Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e Sistema New England (EUA). Esse segundo sistema tem sido frequentemente usado como teste na literatura e aqui é incluído a fim de facilitar comparações.

Em ambos os casos o modelo assumido para as máquinas síncronas consiste de uma fonte de tensão constante atrás da reatância transitória (modelo clássico). Os fenômenos ligados à coerência são pouco afetados (13) pelo tipo de modelo das máquinas síncronas, daí ter sido utilizado nesta fase inicial de estudos o modelo clássico, tendo em vista a sua simplicidade. Deve-se notar, entretanto, que modelos mais complexos podem ser utilizados sem afetar as características essenciais do método apresentado.

A agregação dos geradores coerentes (fase 4) conectados na barra equivalente foi feita considerando-se as reatâncias síncronas em paralelo e somando-se as inércias e potências nominais, conforme mostra a Ilustração 5-1.

5.1. Sistema New-England

Este sistema, cujo diagrama unifilar é mostrado na Ilustração 5.1-1, contém 16 geradores e 68 barras. Os geradores 2, 3, 4, 5, 6 e 7 são considerados pertencentes ao sistema externo cuja fronteira passa pelas barras 2, 26, 30 e 36.

Para se observar o desempenho do equivalente simulou-se o seguinte defeito: um curto trifásico ocorre na barra 29 sendo eliminado em 0,05 segundos através da abertura simultânea de disjuntores nas extremidades

da linha 26-29.

A Ilustração 5.1-2 mostra as curvas de oscilação dos principais geradores obtidas considerando a falta descrita e a rede completa. Verifica-se que todos os geradores do sistema externo são coerentes enquanto que o gerador 9 (o mais próximo da falta) oscila autonomamente.

Na Ilustração 5.1-3 compara-se a curva de oscilação do gerador 9 obtida com a rede completa com aquela obtida quando se substitui o sistema externo, pelo seu equivalente, mostrando que as curvas são praticamente iguais.

5.2. Sistema CHESF-Sul

Este sistema, cujo diagrama unifilar é mostrado na Ilustração 5.2-1, é constituído de 63 barras e 90 linhas, e é uma parte do Sistema CHESF.

Neste caso procurou-se agregar os geradores das usinas de Paulo Afonso (I, IIA, IIB, III e IV), Moxotó e Sobradinho em um único gerador equivalente e testar seu desempenho quando um curto trifásico é simulado na barra 540 (Camaçari 500) e eliminado em 3 ciclos pela abertura da linha 500-540 (Olindina 500 - Camaçari 500).

As curvas de oscilação obtidas considerando a rede completa, como apresentado na Ilustração 5.2-2, mostram que os geradores 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 701 (Paulo Afonso, Moxotó e Sobradinho) respondem coerentemente à perturbação simulada. Da mesma maneira, os condensadores síncronos 543, 544, 545, 546 e 547 apresentam coerência perfeita entre si, como era esperado pois estão conectados na mesma barra e têm as mesmas características.

A Ilustração 5.2-3 mostra o desempenho do equivalente comparando-se as curvas de oscilação da máquina 543 obtidas com a rede completa e com os geradores coeren-

tes substituído por um gerador equivalente. Os resultados indicam que o uso do equivalente não altera fundamentalmente o comportamento dinâmico das máquinas retidas.

CONCLUSÕES

O método das injeções equivalentes, proposto neste trabalho, é uma forma simples e elegante de se realizar a agregação das barras de um grupo de geradores coerentes em uma barra equivalente. O novo procedimento constitui-se em uma melhoria na metodologia de obtenção de equivalentes dinâmicos baseando-se na coerência de geradores, apresentada na referência (5). A validade do método de agregação baseado nas injeções equivalentes foi testada com sucesso em dois sistemas reais conforme mostram os resultados apresentados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. STOTT, B. - "Power System Dynamic Calculations". Proceedings IEEE, v. 67: nº2, 219-241, Fevereiro, 1979.
2. BROWN, W.T. & CLOUES, W.J. - "Combination Loadflow and Stability Equivalents for Power System Representation on A.C. Analyzers". AIEE Trans. v. 74, pt. 3º:782-786, 1955.
3. BROWN, H.E., SHIPLEY, R.B., COLEMAN, D. & NIED Jr., R.E. - "A Study of Stability Equivalents". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. v. 88: 200-207, Março, 1969.
4. CHANG, A. & ADIBI, M.M. - "Power System Dynamic Equivalents". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. v. 89: 1737-1744, Novembro/Dezembro, 1970.
5. DE MELLO, R.W., PODMORE, R. & STANTON, K.N. - "Coherency Based Dynamic Equivalents: Applications in Transient Stability Studies". Proceedings IEEE PICA Conf., 1975, p. 25-31.
6. SYSTEMS CONTROL, INC. - "Coherency Based Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies". Final Report on EPRI Project RP90-4, Phase II, Dezembro, 1974.
7. UNDRILL, J.M. & TURNER, A.E. - "Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analyses". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. v. 90: 2049-2059, Setembro/Outubro, 1971.
8. UNDRILL, J.M., CASAZZA, J.A., GULACHENSKI, E.M. & KIRCHMAYER, L.K. - "Electromechanical Equivalents for Use in Power System Stability Studies". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. v. 90: 2060-2071, Setembro/Outubro, 1971.

- DEBS, A.S. & CONTAXIS, G. - "System Identification Approach to External System Equivalents". IEEE Int. Symp. on Circuits and Syst., Phoenix, Abril, 1977.
2. PRICE, W.W., EWART, D.N., GULANCHENSKI, E.M. & SILVA, R. F. - "Dynamic Equivalents from On-Line Measurements". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. v. 94, Nº4, 1349-1357, Julho/Agosto, 1975.
3. IBRAHIM, M.A.H., MOSTAFA, O.M. & EL-ABID, A.H. - "Dynamic Equivalents Using Operating Data and Stochastic Modeling". IEEE Trans. Power Apparatus Systems. v. 95, Nº5, Setembro/Outubro, 1976.
4. LEE, S.T.Y. & SCHWEPPE, F.C. - "Distance Measures and Coherency Recognition Transient Stability Equivalents". IEEE Trans. Power Apparatus Systems.v. 92, 1550-1557, Setembro/Outubro, 1973.
5. PODMORE, R. - "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems.v. 97, Nº4, 1344-1354, Julho/Agosto, 1978.
6. WU, F.F. & NARASIMHAMURTHI, N. - "An Algebraic Approach to Coherency Identification", Workshop on Dynamic Equivalents for Stability Studies, IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles, Julho, 1978.
7. MONTICELLI, A., DECKMANN, S., GARCIA, A. & STOTT, B. - "Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems Vol. 99, 498-508, Março/Abril, 1979
8. DECKMANN, S., PIZZOLANTE, A., MONTICELLI, A., STOTT, B. & ALSAÇ, O. - "Studies on Power Load Flow Equivalencing", a ser apresentado no IEEE PES Winter Meeting, New York, Janeiro, 1980.

17. GERMOND, A.J. & PODMORE, R. - "Dynamic Aggregation of Generation Unit Models". IEEE Trans. Power Apparatus Systems. v. 97, Nº4, 1060-1069, Julho/Agosto, 1978.
18. STOTT, B. - "Review of Load Flow Calculation Methods". Proceedings IEEE, v. 62, 916-929, Julho, 1974.

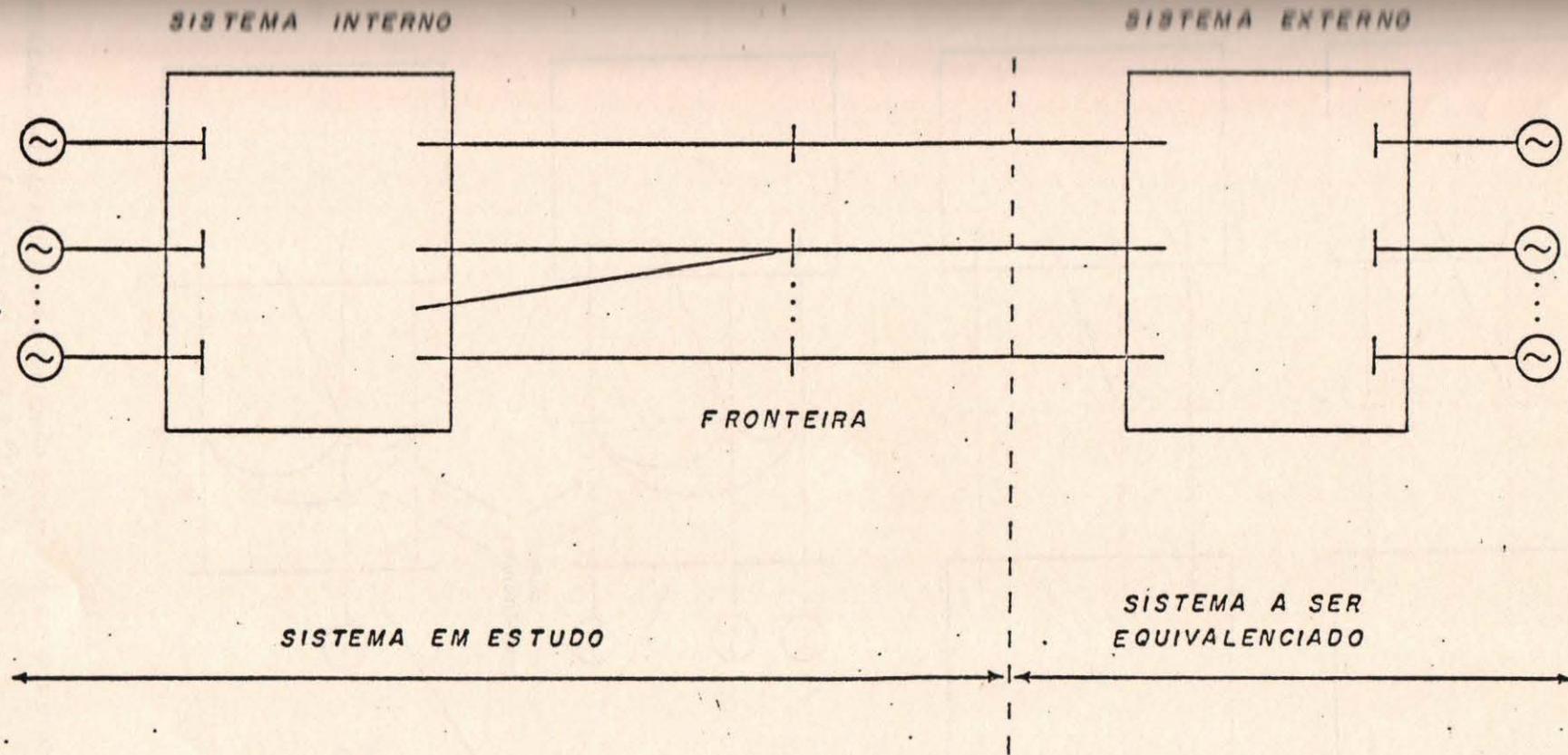


ILUSTRAÇÃO 2-1: Sistema Interligado decomposto em sistema externo, fronteira e sistema interno.

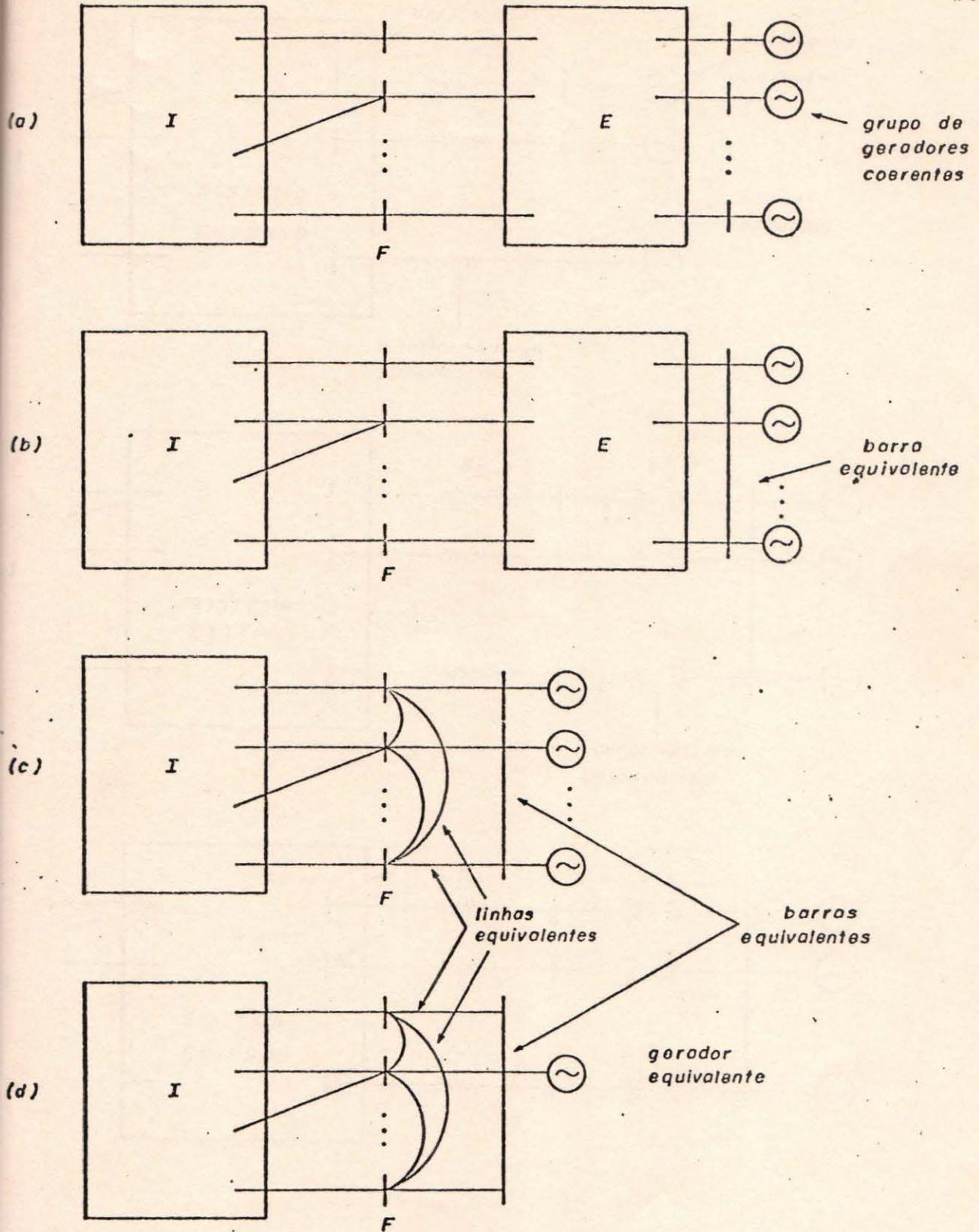


ILUSTRAÇÃO 3-1: (a) sistema Interligado mostrando um dos grupos coerentes do sistema externo, (b) sistema após a Fase 2; (c) sistema após eliminação das barras de carga (Fase 3); (d) sistema reduzido no qual o sistema foi substituído pelo equivalente.

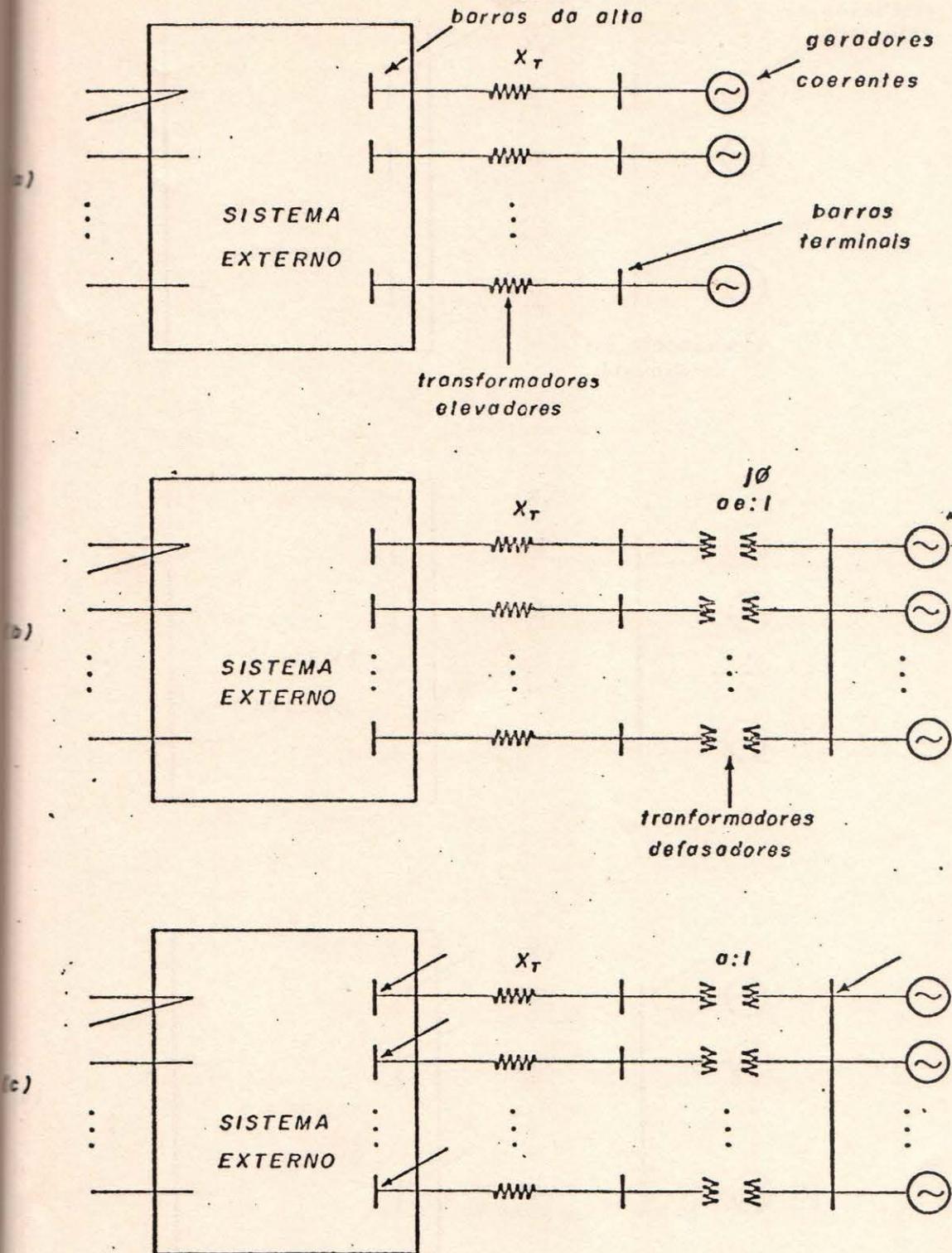


ILUSTRAÇÃO 4.1-1: MÉTODO DOS TRANSFORMADORES DEFASADORES

(a) sistema externo com um único grupo coerente;

(b) introdução dos transformadores defasadores;

(c) substituição do defasador por injeções compensadoras.

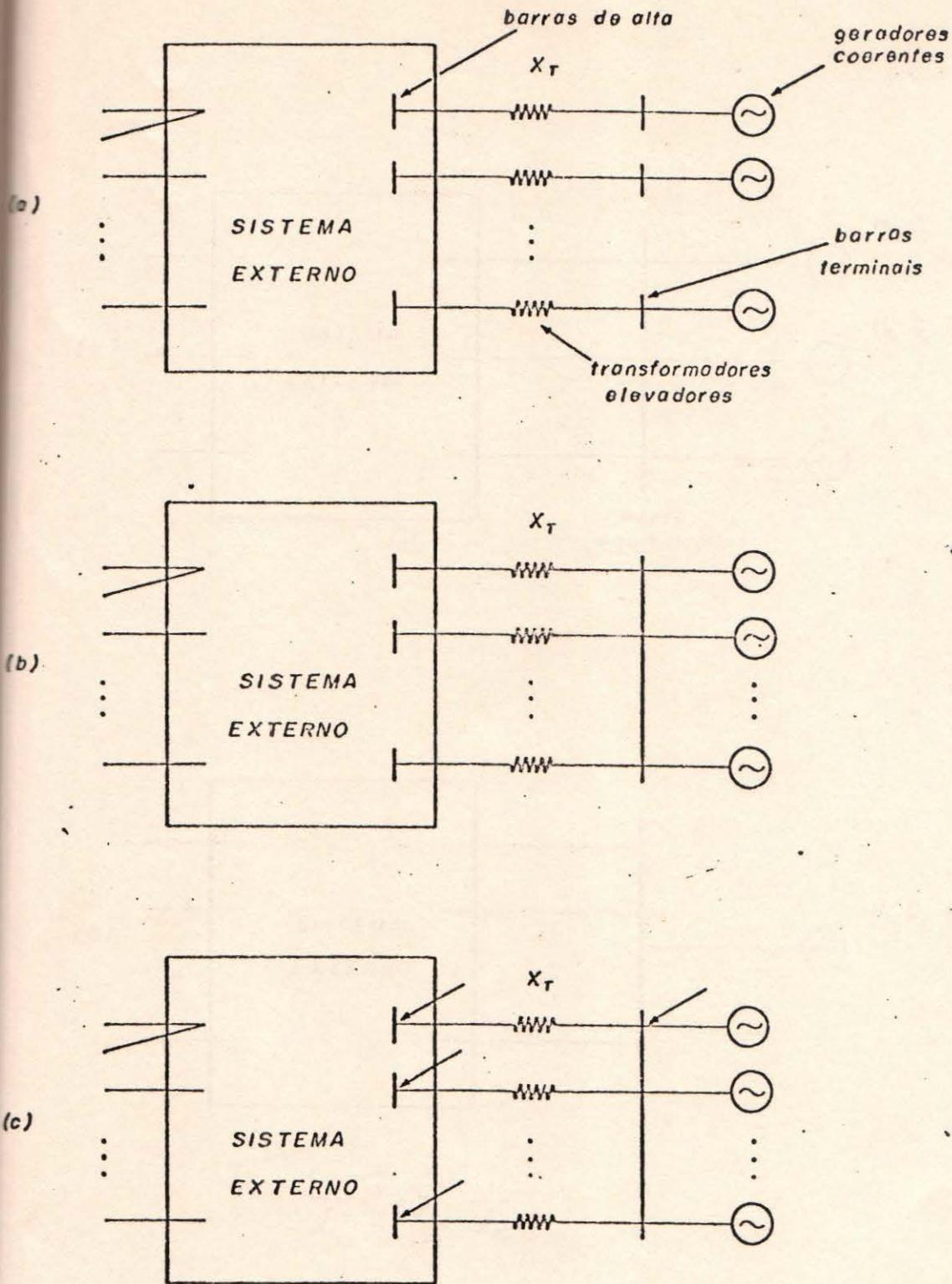
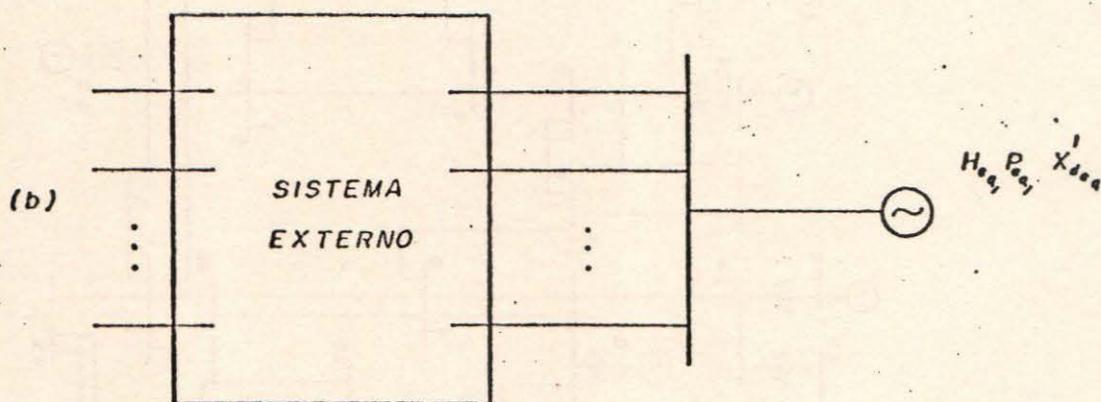
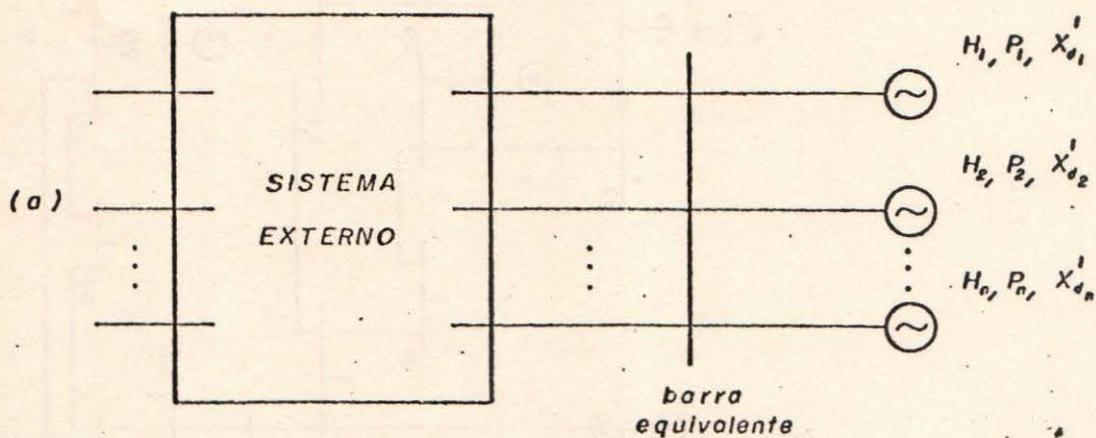


ILUSTRAÇÃO 4.2-1: MÉTODO DAS INJEÇÕES EQUIVALENTES

(a) sistema externo com um único grupo coerente,

(b) barras terminais curto-circuitadas;

(c) injeções equivalentes.



$$\frac{1}{X_{deq}'} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{X_{di}'}$$

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n H_i$$

$$P_{eq} = \sum_{i=1}^n P_i$$

ILUSTRAÇÃO 5-1: Agregação dos geradores coerentes transferidos p/uma barra comum.

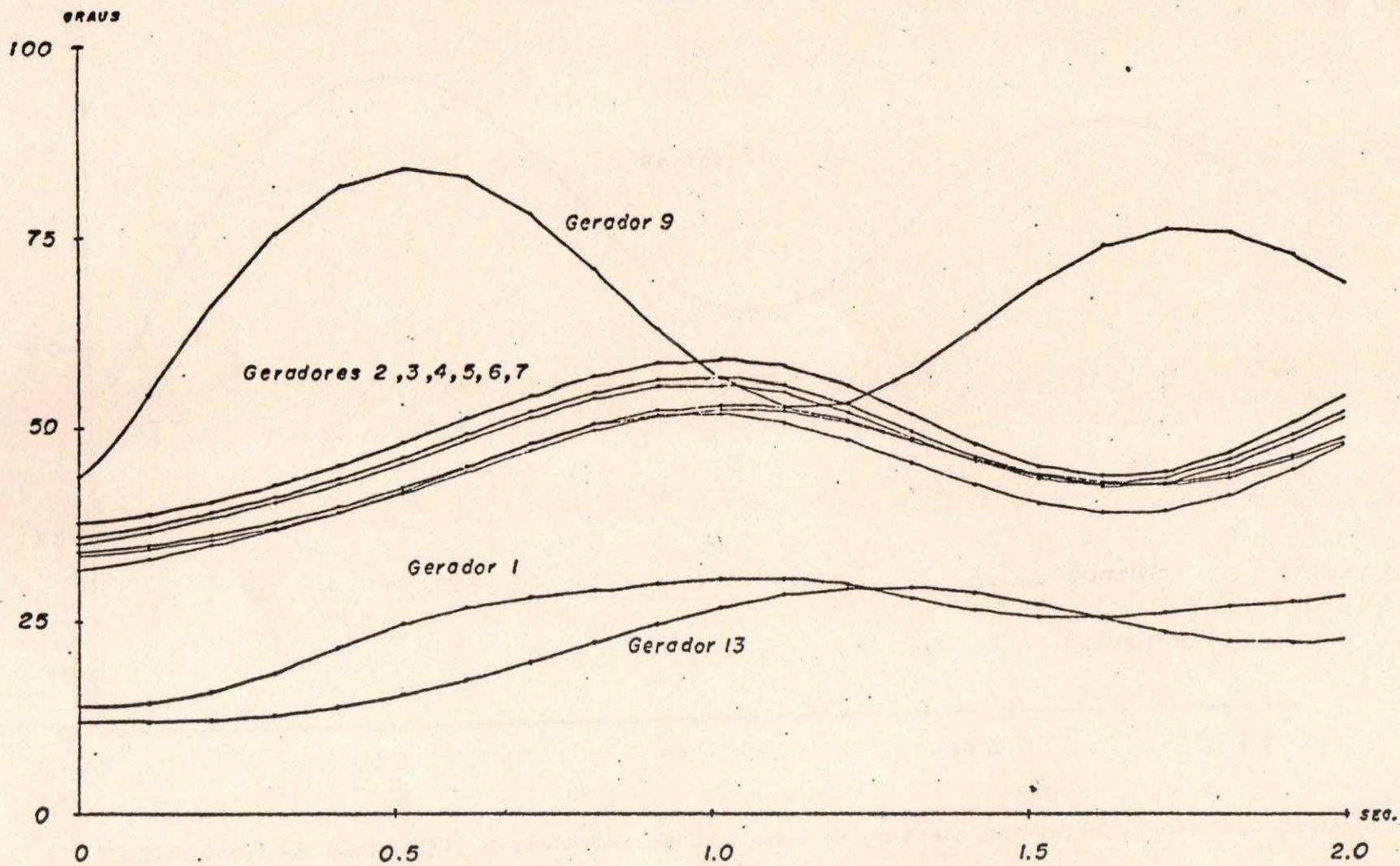


ILUSTRAÇÃO 5.1-2: Curvas de oscilação - rede completa - New England.

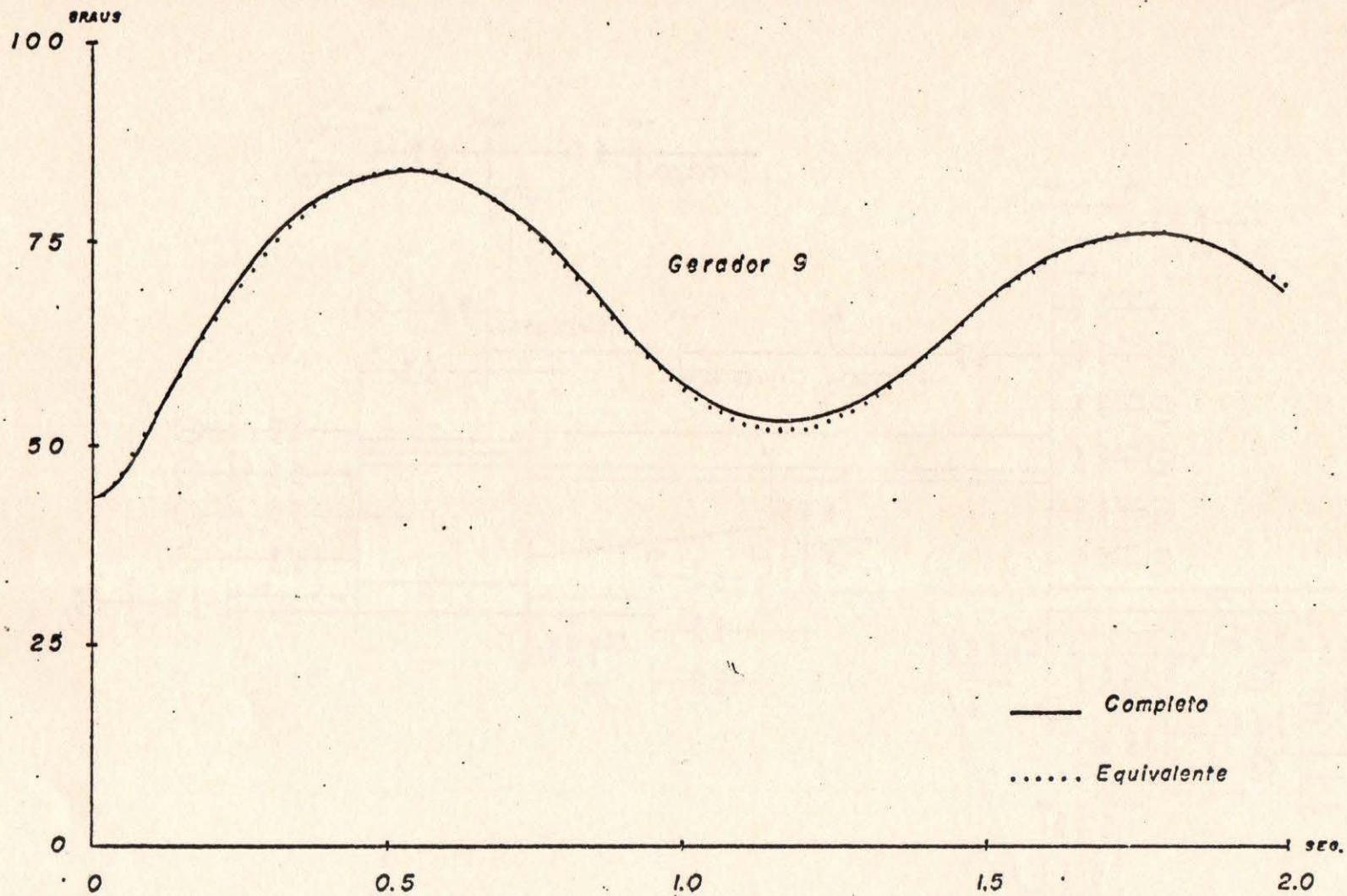


ILUSTRAÇÃO 5.1-3: Desempenho do equivalente obtido a partir de um grupo coerente (Sistema New England).

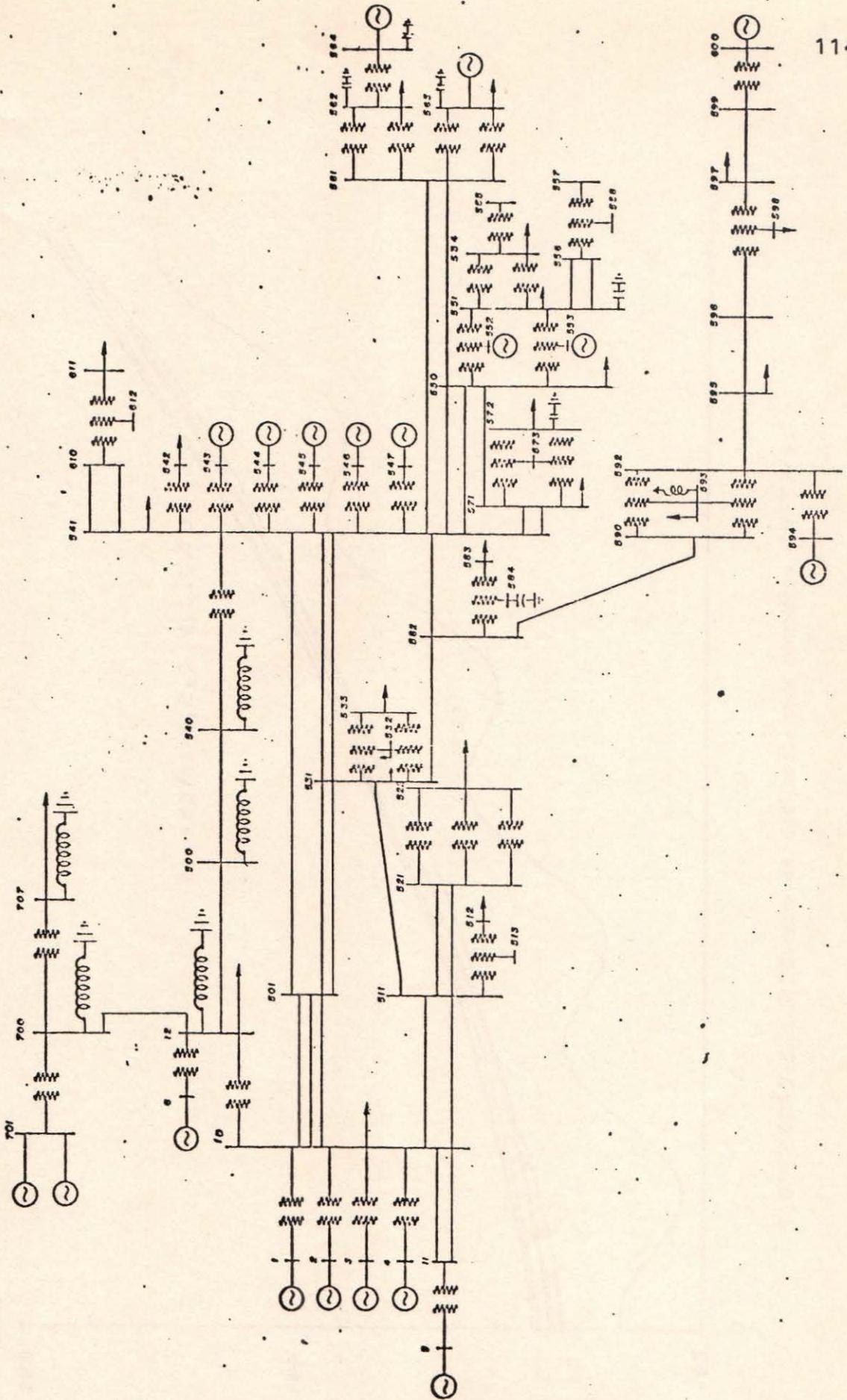


ILUSTRAÇÃO 2-1: Rede CHESF/Sul.

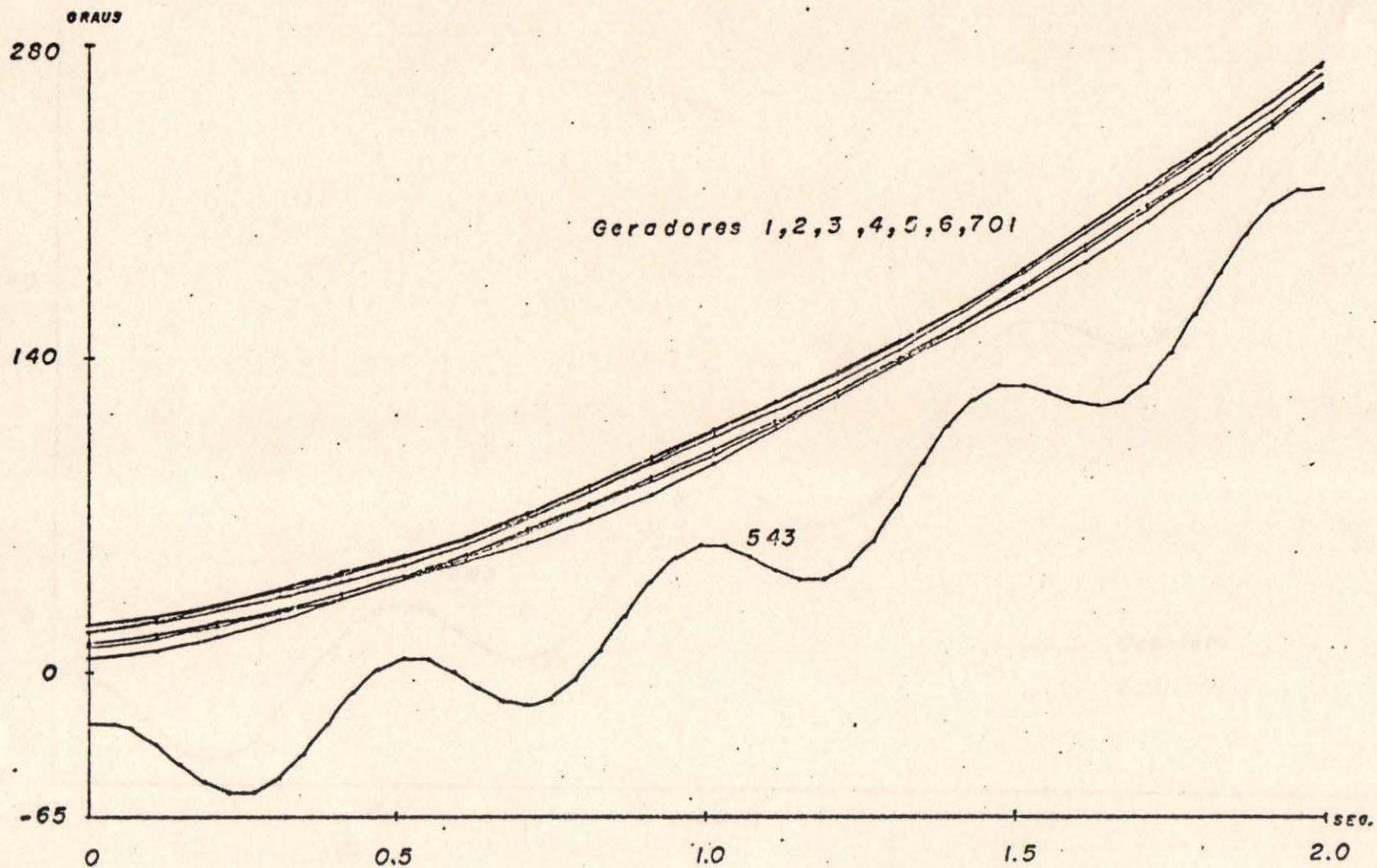


ILUSTRAÇÃO 5.2-2: Curvas de oscilação-rede completa- CHESF/Sul.

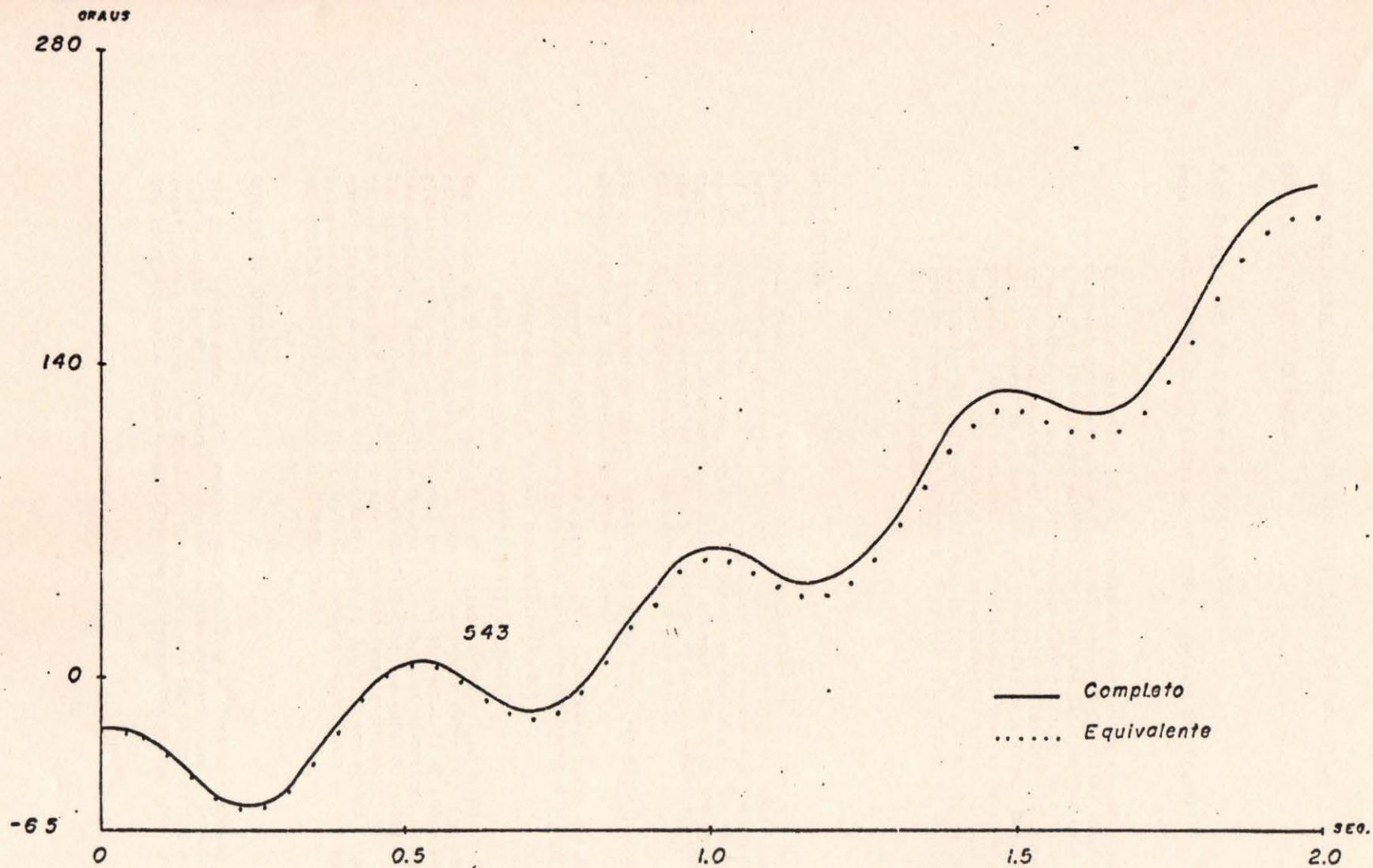


ILUSTRAÇÃO 5.2 - 3: Desempenho do equivalente - Sistema CHESF/Sul.

IMPROVING DYNAMIC EQUIVALENTS FOR TRANSIENT STABILITY ANALYSIS -
APPLICATION STUDIES IN BRAZIL

A.M. França, V.F. da Costa and A. Monticelli

Departamento de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, SP, Brazil

This paper describes the experience obtained using the coherency-based dynamic equivalencing procedure on a Brazilian interconnected system. Some modifications in the basic method have been introduced, e.g., applying 'boundary matching' to attach the 'external equivalent' to the retained system without using phase-shifters to group coherent generators on a common bus. The procedure has been successfully validated on several networks, including a 20,000 MW Brazilian interconnected system at 138/230/500/765 KV voltage levels and composed of 320 buses, 44 generating-buses and 470 branches. A system size reduction of about 3:1 has been achieved.

INTRODUCTION

Computational economy in transient stability studies can be obtained by representing part of an interconnected power system by equivalent reduced models. That is, a part of the system, called study area, is represented in detail and the remainder of the system, called external area, is represented by an equivalent. The main function of the equivalent is to represent the external system's effect on the study area. On the Brazilian interconnected system a reduction in system model size of 3:1 has been obtained without deteriorating the accuracy of the results.

The existing methods of dynamic equivalencing for transient stability studies can be divided into the following three main groups:

- . empirical reduction of system model size, which means the use of simplified models, network reduction of generator buses, etc.[1,2]
- . coherency-based dynamic equivalents[3- 9]
- . equivalents based on modal analysis [10-12]

The method which has been adopted in the research-project reported in this paper for calculating dynamic equivalents is based on generator coherency. For practical applications this seems to be the most promising approach. It is known that under transient conditions there is a tendency for groups of generators to swing together. The coherent behaviour of generators implies that the results (swing curves) obtained in transient stability studies are redundant, which means that they contain more information than the minimum necessary to describe the system response. This extra-information is used for calculating dynamic equivalents by aggregation of coherently oscillating groups of generators.

OUTLINE OF APPROACH

The power system model used in transient stability studies is composed of a set of differential equations representing the machine dynamics, and a set of algebraic equations which model the transmission network and the stator of the machines. In the coherency-based dynamic equivalencing procedure the system model size reduction

is performed in a decoupled way, i.e., firstly the static model order is reduced (network reduction), and then the reduction of dynamic model order is performed (dynamic aggregation). Based on this idea the overall procedure for calculating the dynamic equivalent can be divided into three phases:

- Phase 1 identification of coherent generator groups;
- Phase 2 static reduction, that is, reduction of the network algebraic equations (including generator bus reduction);
- Phase 3 dynamic reduction, which means aggregation of generating unit dynamic models.

A detailed discussion of Phases 1 and 3 can be found in Reference [5]. A new approach to perform Phase 2 is presented in the next section.

STATIC REDUCTION USING BOUNDARY MATCHING (PHASE 2) [13,14]

At this stage of equivalencing procedure, two kinds of information are needed: the groups of coherent generators and a list of the external system load buses to be eliminated. The static reduction, which is performed considering only the network algebraic equations, can be executed as follows: firstly each group of coherent generators is transferred to a common bus; secondly the external system load buses are eliminated; and finally the boundary matching injections are calculated.

The three steps procedure used in performing the static reduction are illustrated in Figure 1 and are detailed in the following:

Step 1 In this step, which corresponds to the transition between parts (a) and (b) of Figure 1, the generators of each coherent group are transferred to a common bus by short-circuiting their terminal buses. The common bus is designated as being PV-type, with V specified arbitrarily (for example, as the average of the individual voltage magnitudes) and P obtained through the boundary matching approach as described in Step 3.

Step 2 The listed external system load buses are then eliminated by performing triangular reduction (Gaussian elimination) on the external system Y-matrix, resulting the configuration shown in Figure 1, Part (c).

Step 3 After the network reduction the equivalent injections at boundary buses are calculated (boundary matching). If the static equivalent derived in the two previous steps is attached to the retained system (study area) directly, both the state of the internal buses and of the boundary buses will be affected, which means that the power-flow base-case solution will not be reproduced (note that the base-case corresponds to the initial conditions of the dynamic simulation). However, knowing:

- the base-case bus voltage magnitudes and angles for the study system;
- the specified voltage magnitudes (average values) for the common bus;
- and imposing temporarily the common bus angles as being, for instance, the average of base-case generating unit angles, a set of equivalent injections both for the boundary buses and the common buses can be calculated using the equations:

$$P_i^{eq} = V_i^0 \sum_{k \in A} V_k^0 (G_{ik} \cos \theta_{ik}^0 + B_{ik} \sin \theta_{ik}^0) \quad (1)$$

$$Q_i^{eq} = V_i^0 \sum_{k \in A} V_k^0 (G_{ik} \sin \theta_{ik}^0 - B_{ik} \cos \theta_{ik}^0) \quad (2)$$

where V^0 and θ^0 are either the known base-case values for the study system buses or the values specified for the common buses, and the admittances correspond to all equivalent and actual branches terminating on bus- i as shown in Figure 1, Part (c). For the common buses, which are PV-type, only equation (1) is used. Therefore, it results that the base-case flows in the tie-lines are matched correctly [14]. The same will be approximately true under transient conditions since the coherency remains valid.

TEST CASE STUDY

The coherency-based equivalencing procedure was tested on several systems, including a 20,000 MW Brazilian interconnected system at 138/230/500/765 KV voltage levels, which contains 320 buses, 44 generating-buses and 470 branches, and covers the South and Southeast regions of Brazil (see Figure 2). The network was reduced to an equivalent 125 buses, 13 generating-buses (including 2 equivalent generators) and 210 branches system. The generating units of 25 generating-buses were represented by IEEE Type I excitation system models [15] and by Type II machine models (according to the classification given in Reference [16]). The remainder of the generating units were modeled by constant voltage behind transient reactance (Classical Model). To calculate the swing curves a fault was placed on a internal bus, and the coherent groups of generators were determined using the clustering algorithm presented in Reference [6], considering a tolerance of 2° during 5,0 seconds. Two groups of coherent generators were found as shown in Figure 2: the North group with 23 generating-buses and the South group with 10 generating-buses. Network reduction was then performed to eliminate all the external system load-buses. After that, the equivalent branch impedances greater than 100 p.u. were neglected. The external equivalent was attached to the retained system through the boundary equivalent injections (calculated as described in the previous section). The dynamic reduction (aggregation of coherent generators) was performed using the procedure given in Reference [7]. Figures 3-4 show the curves obtained for the equivalent and complete systems, which are in fairly good agreement.

CONCLUSIONS

This paper has described the results obtained in testing the coherency-based dynamic equivalents on a Brazilian interconnected system. An alternative algorithm for performing static reduction has been presented and successfully tested.

LIST OF SYMBOLS

- P_i^{eq} = equivalent active-power injection into bus i
- Q_i^{eq} = equivalent reactive-power injection into bus i
- V_i^0 = base-case voltage magnitude at bus i
- θ_{ik}^0 = angle difference across branch $i-k$ for the base-case
- G_{ik} = element $i-k$ of conductance matrix G ($Y=G+jB$; Y is the admittance matrix)
- B_{ik} = element $i-k$ of susceptance matrix B
- kci = set of buses connected to bus i , including bus i

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors gratefully acknowledge Dr. S. Deckmann, Dr. A.V. Garcia and Mr. C.A.F. Murari of UNICAMP for their valuable comments and suggestions.

REFERENCES

- 1 Brown, W.T. and Cloues, W.J. 'Combination loadflow and stability equivalents for power system representation on A.C. analyzers'. AIEE Trans., Vol. 74 (1955), pp. 782-786.
- 2 Brown, H.E., Shipley, R.B., Coleman, D. and Nied, R.E. 'A study of stability equivalents'. IEEE Trans., Vol. PAS-88 (1969), pp. 200-207.
- 3 Chang, A. and Adibi, M.M. 'Power system dynamic equivalents'. IEEE Trans., Vol. PAS-89 (1970), pp. 1737-1744.
- 4 de Mello, R.W., Podmore, R. and Stanton, K.N. 'Coherency-based dynamic equivalents: Application in transient stability studies'. 1975 PICA Conference Proc., pp. 23-31.
- 5 'Development of dynamic equivalents for transient stability studies', Final Report-EPRI Project EL-456, System control, Inc., May 1977.
- 6 Podmore, R. 'Identification of coherent generators for dynamic equivalents'. IEEE-PES 1977 Winter Meeting, Paper F77 155-5.
- 7 Germond, A. and Podmore, R. 'Dynamic aggregation of generating unit models' IEEE-PES 1977 Winter Meeting, Paper F77 165-4.
- 8 Germond, A. and Podmore, R. 'Development of dynamic equivalents for transient stability studies'. EPRI EL-456 (RP 763), Final Report, April 1977.
- 9 Podmore, R. 'A comprehensive program for computing coherency-based dynamic equivalents'. 1979 PICA Conference Proc., pp. 298-306.
- 10 Undrill, J.M. and Turner, A.E. 'Construction of power system electromechanical equivalents by modal analysis'. IEEE Trans., Vol. PAS-90 (1971), pp. 2049-2059.
- 11 Undrill, J.M., Casazza, J.A., Gulachenski, E.M. and Kirchmayer, L.K. 'Electromechanical equivalents for use in power system stability studies'. IEEE Trans., Vol. PAS-90 (1971), pp. 2060-2071.
- 12 VanNess, J.E., Zimmer, M. and Cultu, M. 'Reduction of dynamic models of power system'. 1973 PICA Conference Proc., pp. 105-112.
- 13 da Costa, V.F., França, A.L.M., Lyra, A.C. and Monticelli, A. 'Dynamic equivalents for power system transient stability studies', V Electric Energy National Conference, Recife, 1979. (in Portuguese)
- 14 Monticelli, A., Deckmann, S., Garcia, A. and Stott, B. 'Real-time external equivalents for static security analysis'. IEEE Trans., Vol. PAS-98 (1979), pp. 498-508.
- 15 IEEE Committee Report, 'Computer representation of excitation systems'. IEEE Trans., Vol. PAS-87 (1968), pp. 1460-1464.
- 16 Young, C.C. 'Equipment and system modeling for large-scale stability studies'. IEEE Trans., Vol PAS-91 (1972), pp. 99-109.

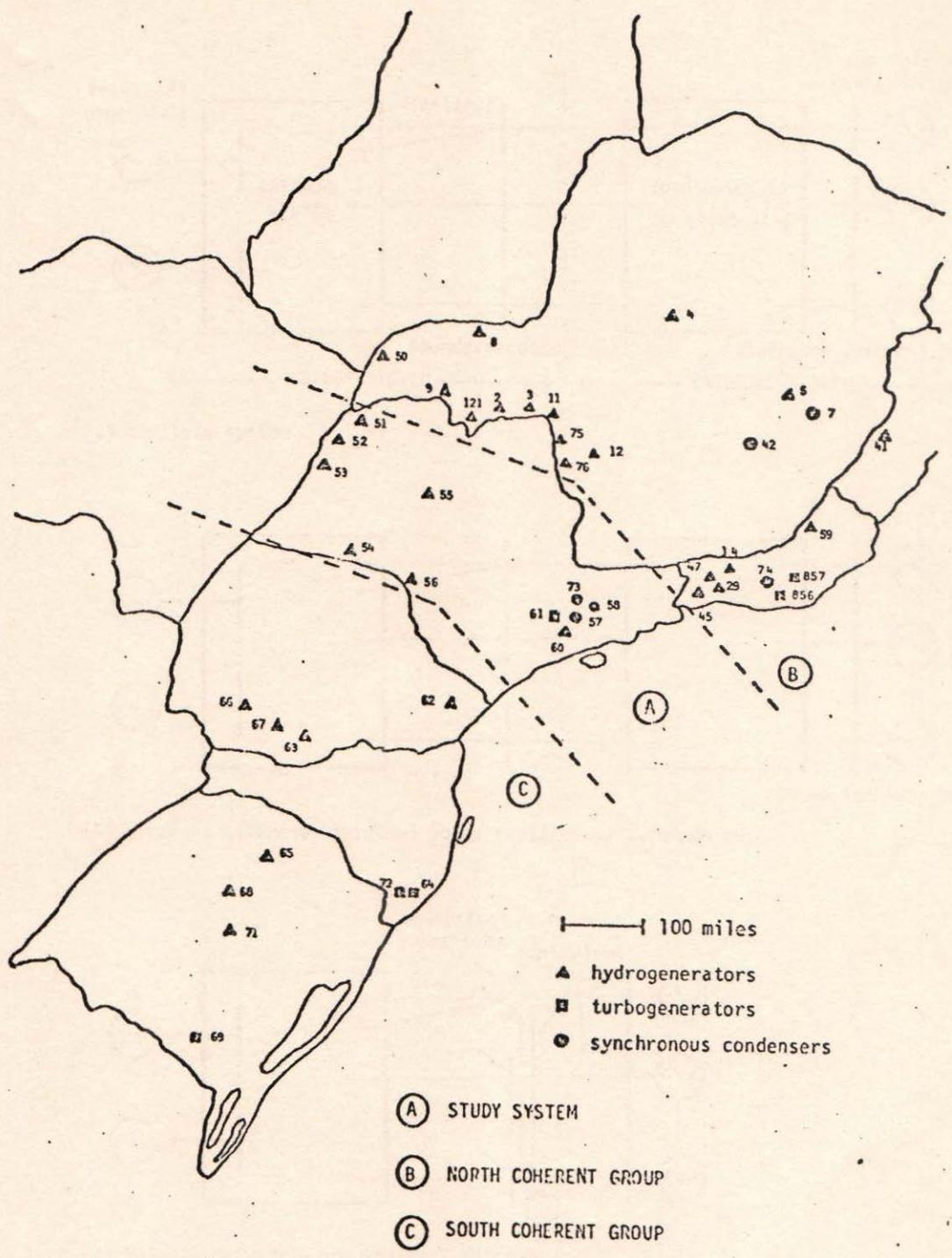
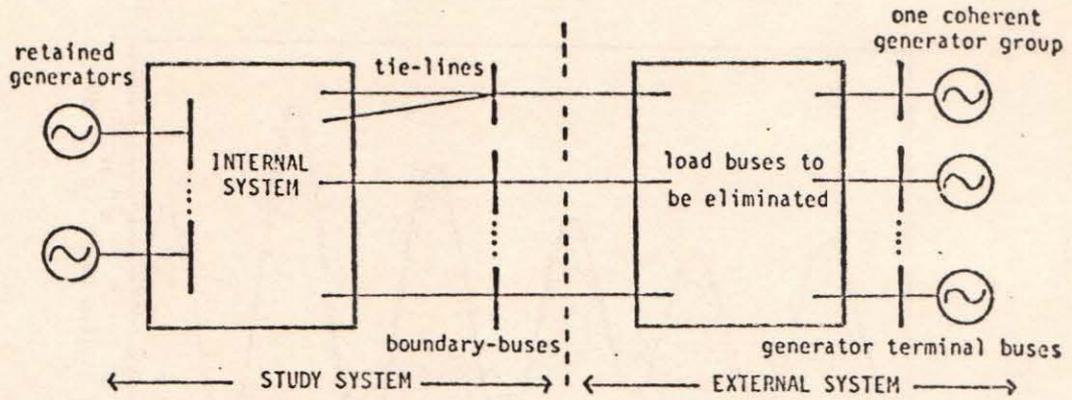
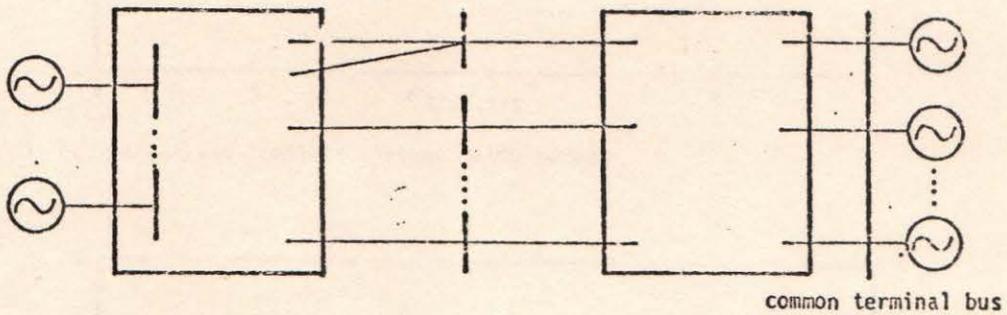


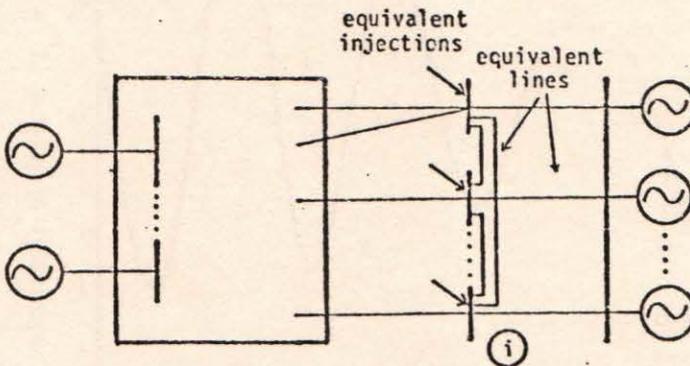
Fig. 2 Case study - Brazilian interconnected system



(a) Complete system



(b) Coherent generator terminal buses replaced by a common bus



(c) Network reduction and boundary matching

Fig. 1 Static reduction

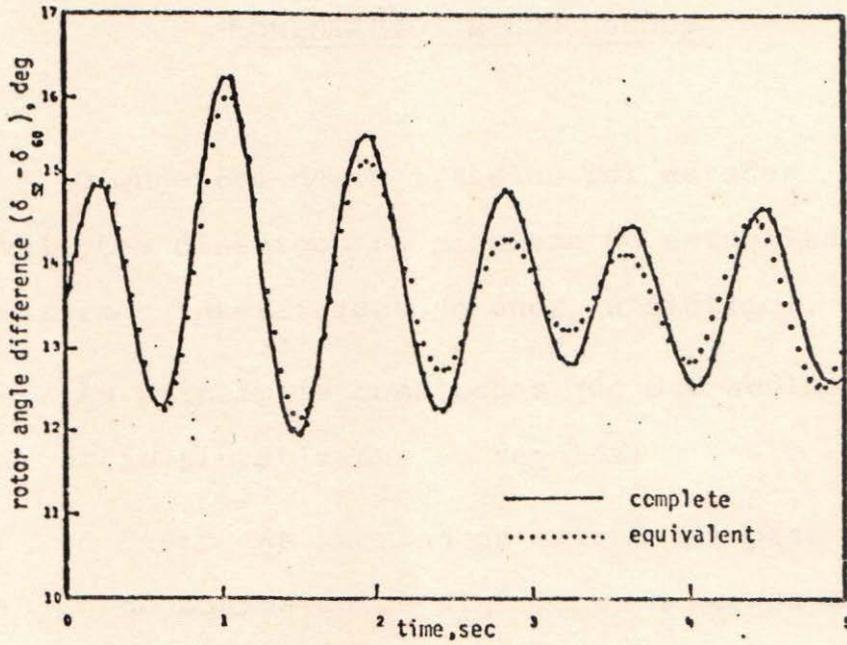


Fig. 3 Equivalent and complete systems swing curves

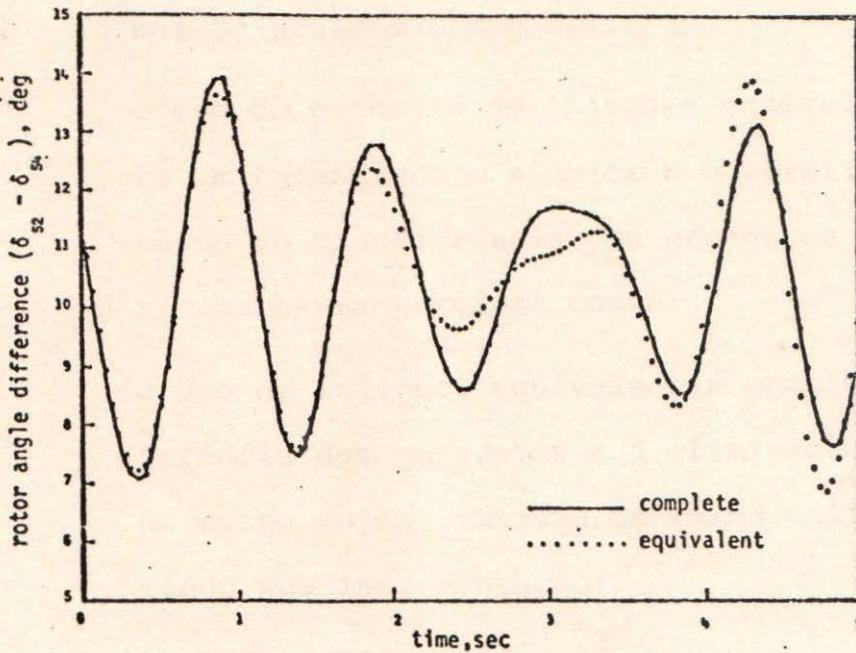


Fig. 4 Equivalent and complete systems swing curves

CAPÍTULO VII

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi estudar a aplicação de equivalentes dinâmicos no problema da estabilidade transitória de sistemas interligados de energia elétrica.

As principais conclusões que o trabalho permite estabelecer estão sintetizadas em seguida:

- . dentre as abordagens existentes para a construção de equivalentes dinâmicos, a que se baseia na coerência dos geradores do sistema apresenta as melhores perspectivas de aplicação prática a sistemas de grandes dimensões;
- . o uso do conceito de injeções equivalentes permite um entendimento simples e generalizado do processo de transferência dos geradores coerentes para uma barra terminal comum;
- . o uso de injeções equivalentes permite que a transferência dos geradores e a eliminação das barras de carga sejam tratadas de forma unificada, facilitando sua implementação;
- . a agregação dos geradores coerentes pode ser realizada usando resposta no tempo, com a vantagem de permitir a obtenção direta dos parâmetros equivalentes sem necessidade de utilizar técnicas de ajuste de parâmetros;

- . a aplicação de equivalentes dinâmicos na rede interligada da região Sul-Sudeste do Brasil permite reduzir de forma significativa (3:1) a magnitude do problema da estabilidade transitória, e portanto do esforço computacional, sem afetar sensivelmente os resultados.

Em termos de desenvolvimento futuros, algumas diretrizes podem ser assinaladas:

- . estender a técnica de agregação usando resposta no tempo a outros componentes dos geradores;
- . estabelecer mecanismo automático para determinar passo e número de pontos usados no tratamento das respostas ao degrau;
- . realizar testes sistemáticos visando responder às perguntas: é necessário representar detalhadamente todos os geradores do sistema externo na construção do gerador equivalente? Qual a relação entre nível de detalhe dos modelos e os erros cometidos?

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] de MELLO, F.P. Power system dynamics-overview. In: Symposium on Adequacy and Philosophy of Modeling: Dynamic System Performance. IEEE Power Winter Meeting, N. York, 1975.
- [2] CONCORDIA, C. & SCHULZ, R.P. Appropriate component representation for the simulation of power system dynamics. In: Symposium on Adequacy and Philosophy of Modeling: Dynamic System Performance. IEEE Power Winter Meeting, New York, 1975.
- [3] STOTT, B. Power system dynamic response calculations. Proc. IEEE, 67(2): 219-241, Fev. 1979.
- [4] ANDERSON, P.M. & DEMBART, B. Computational aspects of transiente stability analysis. In: Electric Power Problems: The Mathematical Challenge, SIAM Conference, Seattle, Maio, 1980.
- [5] PAI, M.A. Some mathematical aspects of power system stability by Liapunov's method. In: Electric Power Problems: The Mathematical Challenge, SIAM Conference, Seattle, Maio, 1980.
- [6] BOEING Computer Services. Power system dynamic analysis, phase I. EPRI EL-484 Project 670-1, Final Report, Julho, 1977.

- [7] HAPP, H.H. Parallel processing in power systems. In: Proceedings of VII Power System Computation Conference, Laussane, Julho, 1981, p. 9-16.
- [8] BROWN, W.T. & CLOUES, W.J. Combination loadflow and stability equivalents for power system representation on A.C. analysis. AIEE Trans., Part 3, New York, 74:782-786, 1955.
- [9] BROWN, H.E., SHIPLEY, R.B., COLEMAN, D. & NIED Jr., R.E. A study of stability equivalents. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, N.Y., 88(3): 200-207, Março, 1969.
- [10] UNDRILL, J.M. & TURNER, A.E. Construction of power system electromechanical equivalents by modal analysis. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. N.York, 19(9): 2049-2059, Setembro/Outubro, 1971.
- [11] UNDRILL, J.M., CASAZZA, J.A., GULACHENSKI, E.M. & KIRCHMAYER, L.K. Electromechanical equivalents for use in power system stability studies. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, N.York, 90(9): 2060-2071, Setembro/Outubro, 1971.
- [12] PRICE, W.W., GULACHENSKI, E.M., KUNDUR, P., LANGE, F.J., LOEHR, G.C., ROTH, B.A. & SILVA, R.F. Testing of the modal dynamic equivalents technique. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. N.York, 97(7): 1366-1372, Julho/Agosto, 1978.

- [13] PODMORE, R. & GERMOND, A. Development of dynamic equivalents for transient stability studies. Final Report on EPRI Project 763, Maio, 1977.
- [14] TAKEDA, S., NISHIDA, S. & YAMAGUCHI, T. Derivation of dynamic equivalents for stability analysis. Electrical Power & Energy Systems, v. 2, nº 2, Abril, 1980.
- [15] DEBS, A.S. & CONTAXIS, G. Systems identification approach to external system equivalents. In: IEEE Int. Symp. on Circuits and Syst., Phoenix, Abril, 1977.
- [16] PRICE, W.W., EWART, D.N., GULACHENSKI, E.M. & SILVA, R.F. Dynamic equivalents from on-line measurements. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. New York, 94(4): 1349-1357, Julho/Agosto, 1975.
- [17] IBRAHIM, M.A.H., MOSTAFA, O.M. & EL-ABID, A.H. Dynamic equivalents using operating data and stochastic modeling. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, New York, 95(5): 1713-1722, Setembro/Outubro, 1976.
- [18] CHANG, A. & ADIBI, M.M. Power system dynamic equivalents. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. N. York, 89(11): 1737-1744, Novembro/Dezembro, 1970.
- [19] de MELLO, R.W., PODMORE, R. & STANTON, K.N. Coherency based dynamic equivalents: application in transient stability studies. In: PICA Conf. Proceedings, p. 25-31, 1975.

- [20] PODMORE, R. A comprehensive program for computing coherency-based dynamic equivalents. In: PICA Conference Proceedings, p. 298-306, 1979.
- ✓ [21] PODMORE, R. Identification of coherent generator for dynamic equivalents. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. N.York, 97(4): 1344-1354, Julho/Agosto, 1978.
- [22] DI CAPRIO, U. & MARCONATO, R. Structural coherency conditions in multimachine power systems. A Link between Science and Applications of Automatic Control. Editor: A. Niemi. Pergamon Press, 1979.
- [23] WU, F.F. & NARASIMHAMURTHI, N. An algebraic approach to coherency identification. Workshop on Dynamic Equivalents for Stability Studies. IEEE PES Summer Meetings, Los Angeles, Julho, 1978.
- [24] PAI, M.A. & ADGAONKAR, R.P. Identification of coherent generators using weighted eigenvectors. IEEE PES Winter Meeting. New York, Fevereiro, 1979.
- [25] LEE, S.T.Y. & SCHWEPPE, F.C. Distance measures and coherency recognition transient stability equivalents. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. N. York, 92: 1550-1557, Setembro/Outubro, 1973.

- [26] SCHLUETER, R.A., AKTAR, H. & MODIR, H. An RMS coherency measure: a basis for unification of coherency and modal analysis model aggregation techniques. IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles, Julho, 1978.
- [27] SCHLUETER, R.A., AHN, U. & MODIR, H. Modal analysis equivalents derived based on the RMS coherence measure. IEEE PES Winter Meeting, New York, Fevereiro, 1979.
- [28] LAWLER, J.S. & SCHLUETER, R.A. Computational algorithms for constructing modal-coherent dynamic equivalents. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, N. York, 101(5):1070-1076. Maio, 1982.
- [29] HACKETT, D.L. Coherency based dynamic equivalent application experience - Eastern US data base. In: PICA Conference Proceedings, p. 307-313, 1979.
- [30] FRANÇA, A.L.M., da COSTA, V.F., LYRA A.C., & MONTICELLI, A. Equivalentes dinâmicos aplicados ao estudo da estabilidade transitória em sistemas de potência. In: V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, Nov., 1979.
- ✓ [31] FRANÇA, A.L.M., da COSTA, V.F. & MONTICELLI, A. Improving dynamic equivalents for transient stability analysis-application studies in Brazil. In: Proceedings of VII Power System Computation Conference, Lausanne, Julho, 1981, p. 662-668.

- [32] MONTICELLI, A., DECKMANN, S., GARCIA, A. & STOTT, B. Real-time equivalents for static security analysis. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, New York, 98(2): 498-508, Março/Abril, 1979.
- [33] GERMOND, A.J. & PODMORE, R. Dynamic aggregation of generating unit models. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, New York, 87(4), Julho/Agosto, 1978.
- [34] ANDERSON P.M., & FOUAD, A.A. Power System Control and Stability, Iowa University Press, 1977.
- [35] FRANÇA, A.L.M., da COSTA V.F. & MONTICELLI, A. Modelagem de máquinas síncronas no estudo de estabilidade transitória. Publicação FEC-22/81, Unicamp, Campinas, Novembro, 1980.
- [36] IEEE COMMITTEE REPORT. Computer representation of excitation systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, New York, 87: 1460-1468, Junho, 1968.
- [37] DEBELLE, J. Détermination de la transmittance d'un système linéaire à partir de sa réponse indicielle. Revue A (RAIRO), IX, 3, 1967.
- [38] DUDNIKOV, E.E. Determination of transfer function coefficients of a linear system from the initial portion of an experimentally obtained amplitude-phase characteristic. Avtomatika i Telemekhanika, vol. 20, nº 5, 1959.

- [39] - FRANÇA, A.L.M., DECKMANN, S.M. & MONTICELLI, A.J. Cálculo de fluxo de carga em sistemas elétricos de potência. Publicação FEC/UNICAMP, abril, 1978.
- [40] - da COSTA, V.F. Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Energia Elétrica. Tese de Mestrado, FEC/UNICAMP, dezembro, 1981.