

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

Estudos Sobre a Dinâmica do  
Controle Automático de Geração  
em Sistemas Interligados

Dilson Amâncio Alves *nt*

*impl.*

Este exemplar corresponde à  
redação final da Tese de-  
fendida por Dilson A. Alves  
e aprovada pela Comissão  
Julgada em 05 Agosto 1988.

*Sigmar M Deckmann*

ORIENTADOR

Prof. Dr. Sigmar Maurer Deckmann *x*

Tese apresentada à Faculdade de  
Engenharia Elétrica da Universidade  
Estadual de Campinas - UNICAMP,  
como parte dos requisitos para a  
obtenção do título de Mestre em  
Engenharia.

Agosto 1988

Para: Sonia e Priscila

## AGRADECIMENTOS

- Ao professor Sigmar Maurer Deckmann pela amizade e preciosa orientação.
- Aos amigos Vivaldo F.da Costa e Alvaro V.Vinhas pelo companheirismo e colaboração tanto neste como em outros trabalhos.
- A minha família pelo constante apoio e incentivo.
- A Marli B.dos Santos pelo trabalho datilográfico.
- A todos os demais colegas que contribuíram para a realização deste trabalho.

Meus mais sinceros agradecimentos

## RESUMO

Este trabalho apresenta estudos a respeito da dinâmica do Controle Automático de Geração (CAG). A modelagem utilizada tem como principal vantagem a possibilidade de representação da rede elétrica do sistema interligado com sua topologia real mantida, a principal diferença em relação à modelagem clássica usada na simulação do CAG.

Inicialmente, fornece-se uma visão geral dos modernos Centros de Controle de Energia e das fases envolvidas no suprimento da demanda, seguida de uma apresentação detalhada da modelagem do sistema interligado; por último efetua-se uma série de simulações caracterizando a importância da rede na dinâmica do CAG e a influência da introdução de amortecimento, através da inserção de sinais estabilizantes e filtros nas diversas malhas de controle.

## ABSTRACT

This report presents studies concerning the dynamics of Automatic Generation Control (AGC). This modelling, offers the possibility of electrical network representation of interconnected systems keeping their real topologies. This is the main advantage over and main difference with the classical modelling used on AGC simulation.

First, a general view of modern Energy Control Centres is given. Then the steps involved on demand supply, followed by a detailed presentation of the modelling of interconnected systems is shown; finally a series of simulations is carried out to characterize the importance of the network for the dynamics of the AGC and the influence of damping introduced by the input of stabilizing signals and filters on several control meshes.

## ÍNDICE

PAG.

|                  |     |
|------------------|-----|
| INTRODUÇÃO ..... | I-1 |
|------------------|-----|

### CAPÍTULO 1

|                                                     |      |
|-----------------------------------------------------|------|
| CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....       | 1-1  |
| 1.1 Introdução.....                                 | 1-1  |
| 1.2 Histórico.....                                  | 1-2  |
| 1.3 Os Sistemas de Gerenciamento de Energia.....    | 1-4  |
| 1.3.1 A Estrutura e Requisitos Básicos do SCADA.... | 1-5  |
| 1.3.2 O Sistema de Comunicação.....                 | 1-7  |
| 1.3.3 As Unidades Terminais Remotas (UTR).....      | 1-9  |
| 1.3.3.1 Aquisição de Dados.....                     | 1-9  |
| 1.3.3.2 Transmissão dos Dados.....                  | 1-10 |
| 1.3.3.3 Funções de Controle.....                    | 1-12 |
| 1.3.4 Estação Central - "Master".....               | 1-14 |
| 1.3.4.1 A Interface Homem-Máquina - IHM ....        | 1-15 |
| 1.3.4.2 O Subsistema de "Software" .....            | 1-21 |
| 1.4 O Sistema Elétrico Interligado Brasileiro ..... | 1-23 |

### CAPÍTULO 2

|                                                     |     |
|-----------------------------------------------------|-----|
| SISTEMAS DE DESPACHO DE CARGA.....                  | 2-1 |
| 2.1 Introdução.....                                 | 2-1 |
| 2.2 Estrutura Hierárquica Básica .....              | 2-1 |
| 2.2.1 Nível de Coordenação .....                    | 2-2 |
| 2.2.2 Nível Interregional.....                      | 2-3 |
| 2.2.3 Nível Regional .....                          | 2-4 |
| 2.2.4 Níveis Distrital e Local.....                 | 2-4 |
| 2.3 Decomposição Temporal das Funções de Controle e |     |

|                                                         |      |
|---------------------------------------------------------|------|
| Monitoração .....                                       | 2-5  |
| 2.4 Fases Envolvidas no Suprimento da Demanda .....     | 2-6  |
| 2.4.1 Previsão de Carga .....                           | 2-7  |
| 2.4.2 Pré-Despacho.....                                 | 2-9  |
| 2.4.3 Despacho Econômico (DE).....                      | 2-12 |
| 2.4.4 Controle Automático de Geração (CAG).....         | 2-16 |
| 2.4.4.1 Princípio Básico do Controle.....               | 2-18 |
| 2.4.4.2 CAG com Distribuição Econômica de<br>Carga..... | 2-19 |
| 2.4.4.3 Características dos Sistemas CAG.....           | 2-23 |
| 2.4.4.4 Implementação do CAG.....                       | 2-25 |
| 2.4.4.5 O CAG Integrado ao Sistema SCADA.....           | 2-27 |

### CAPÍTULO 3

|                                                                            |      |
|----------------------------------------------------------------------------|------|
| SIMULAÇÃO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO PARA<br>MÁQUINAS ISOLADAS..... | 3-1  |
| 3.1 Introdução.....                                                        | 3-1  |
| 3.2 Reações do Sistema Elétrico aos Distúrbios.....                        | 3-4  |
| 3.3 Modelagem para Pequenas Perturbações.....                              | 3-8  |
| 3.3.1 Modelos dos Componentes do Sistema Elétrico..                        | 3-9  |
| 3.3.1.1 Modelo Incremental da Carga.....                                   | 3-9  |
| 3.3.1.2 Modelo Incremental de Linha CA.....                                | 3-10 |
| 3.3.1.3 Modelo Incremental do Gerador<br>Síncrono.....                     | 3-11 |
| 3.3.2 Equação de Balanço de Potência no Gerador<br>Síncrono.....           | 3-13 |
| 3.3.2.1 Sistema Isolado Gerador-Carga .....                                | 3-16 |
| 3.3.2.2 Resposta a um Degrau de Carga.....                                 | 3-18 |

|                                                  |      |
|--------------------------------------------------|------|
| 3.3.3 Modelos do Sistema de Acionamento.....     | 3-20 |
| 3.3.4 Modelos dos Reguladores de Velocidade..... | 3-22 |
| 3.4 Controle Primário de Carga - Frequência..... | 3-28 |
| 3.4.1 Resposta a um Degrau de Carga.....         | 3-29 |
| 3.5 Controle Suplementar.....                    | 3-31 |
| 3.5.1 Tipos de Controle.....                     | 3-31 |
| 3.5.1.1 Controle Suplementar Tipo I.....         | 3-33 |
| 3.5.1.2 Controle Suplementar Tipo PI.....        | 3-33 |
| 3.5.1.3 Controle Suplementar Tipo PID.....       | 3-34 |
| 3.5.2 Resposta a um Degrau de Carga.....         | 3-35 |

## CAPÍTULO 4

|                                                             |      |
|-------------------------------------------------------------|------|
| SISTEMAS INTERLIGADOS - MODELAGEM DINÂMICA.....             | 4-1  |
| 4.1 Introdução.....                                         | 4-1  |
| 4.1.1 Vantagens e Desvantagens da Operação Interligada..... | 4-3  |
| 4.1.2 Aspectos Operativos de Sistemas Interligados.....     | 4-6  |
| 4.2 Análise da Rede Através de Modelagem Incremental....    | 4-9  |
| 4.2.1 Sistema de três Barras .....                          | 4-9  |
| 4.2.2 Modelo Geral para N-Barras.....                       | 4-11 |
| 4.3 Representação Funcional para Simulação Dinâmica.....    | 4-12 |
| 4.3.1 Interface Rede-Malhas de Controle.....                | 4-13 |
| 4.3.2 Algoritmo de Simulação.....                           | 4-15 |
| 4.4 Controle Primário do Sistema Interligado.....           | 4-17 |
| 4.4.1 Auxílio Mútuo e Repartição da Carga.....              | 4-19 |
| 4.5 Controle Suplementar do Sistema Interligado.....        | 4-21 |
| 4.5.1 Objetivos Dinâmicos e Estáticos do CAB.....           | 4-21 |
| 4.5.2 Controle Suplementar Usual-Tipo TLB.....              | 4-23 |

## CAPÍTULO 5

|                                                                                   |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------|
| SIMULAÇÃO DINÂMICA DE SISTEMAS INTERLIGADOS.....                                  | 5-1  |
| 5.1 Introdução .....                                                              | 5-1  |
| 5.2 Testes de Consistência do Método e dos Modelos<br>Utilizados.....             | 5-2  |
| 5.2.1 Desempenho Dinâmico.....                                                    | 5-2  |
| 5.2.2 Desempenho em Regime Permanente.....                                        | 5-4  |
| 5.3 Resposta Dinâmica de Sistemas Interligados.....                               | 5-6  |
| 5.3.1 Propagação das Perturbações pelo Sistema.....                               | 5-9  |
| 5.3.2 Influência da Rede na Resposta Dinâmica.....                                | 5-13 |
| 5.3.3 Taxa Inicial de Variação de Frequência ( $tg\alpha$ ).....                  | 5-15 |
| 5.3.4 Atuação do Controle Primário.....                                           | 5-18 |
| 5.3.5 Atuação do Controle Suplementar (TLB).....                                  | 5-22 |
| 5.3.6 Influência do Ponto de Operação.....                                        | 5-26 |
| 5.4 Estudo de Casos Particulares.....                                             | 5-28 |
| 5.4.1 Transferência Indesejável de Potência entre<br>Áreas.....                   | 5-28 |
| 5.4.2 Simulação de Perda de Linha.....                                            | 5-29 |
| 5.4.3 Utilização de Controle Discreto.....                                        | 5-34 |
| 5.4.4 Utilização de Sinais Estabilizantes e<br>Filtragem .....                    | 5-37 |
| 5.4.5 Efeito do Processo de Discretização sobre os<br>Sinais Estabilizantes ..... | 5-44 |

## CAPÍTULO 6

|                   |     |
|-------------------|-----|
| CONCLUSÕES .....  | 6-1 |
| REFERÊNCIAS ..... | R-1 |
| ANEXO .....       | A-1 |

| Figura                                                                                                                                    | Página |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 1.1 Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados .....                                                                            | 1-7    |
| 1.2 Configurações do sistema de comunicação .....                                                                                         | 1-8    |
| 1.3 Formato típico de mensagem assíncrona - Master - UTR. ....                                                                            | 1-10   |
| 1.4 Sequências de mensagens para controle .....                                                                                           | 1-11   |
| 1.5 Esquema para "CAG" dos reguladores de velocidade da usina .....                                                                       | 1-13   |
| 1.6 Recursos de apresentação de dados da IHM .....                                                                                        | 1-17   |
| 1.7 Exemplos de "displays" .....                                                                                                          | 1-18   |
| 1.8 Diagrama de blocos - Vista geral do CAG .....                                                                                         | 1-18   |
| 1.9 Console do Operador .....                                                                                                             | 1-20   |
| 1.10 Sistema de Computação do Centro Nacional de Supervisão e Coordenação (CSC) .....                                                     | 1-25   |
| 2.1 Exemplo de uma estrutura hierárquica para um Sistema de Despacho .....                                                                | 2-2    |
| 2.2 Funções de controle e monitoração em um sistema elétrico, com relação ao intervalo de tempo dentro do qual devem ser executadas ..... | 2-5    |
| 2.3 Fases do suprimento da demanda - Estrutura de funções .....                                                                           | 2-7    |
| 2.4 Variações sazonais de padrões de carga diária (no caso, da Inglaterra) .....                                                          | 2-8    |
| 2.5 Sistema analógico dirigido por unidade digital para CAG e DE .....                                                                    | 2-21   |
| 2.6 Visão geral do CAG - Esquema digital .....                                                                                            | 2-21   |
| 3.1 "Displays" apresentados por um simulador do CAG .                                                                                     | 3-1    |
| 3.2 Sistema elétrico de potência e sistemas de controle                                                                                   | 3-5    |
| 3.3 Modelo $\pi$ - clássico para linha de transmissão .....                                                                               | 3-10   |
| 3.4 Modelo para o gerador síncrono .....                                                                                                  | 3-11   |

| Figura                                                                                                                 | Página |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 3.5 Modelo incremental para o gerador síncrono .....                                                                   | 3-12   |
| 3.6 Função de transferência para o gerador síncrono ...                                                                | 3-15   |
| 3.7 Diagrama de bloco da equação de balanço de potência - gerador síncrono .....                                       | 3-16   |
| 3.8 Conjunto gerador - carga isolado .....                                                                             | 3-16   |
| 3.9 Diagrama funcional gerador - carga isolado .....                                                                   | 3-17   |
| 3.10 Resposta do sistema isolado (gerador-carga) a um degrau de carga .....                                            | 3-19   |
| 3.11 Resposta da turbina hidráulica .....                                                                              | 3-22   |
| 3.12 Regulador de velocidade (à esquerda) e volante ligado ao eixo do gerador, Turbina Kaplan, vertical da Voith ..... | 3-23   |
| 3.13 Regulador de velocidade (US-Porto Góez) com acionamento do pêndulo por meio de um sistema de correiras .....      | 3-24   |
| 3.14 Resposta do regulador com estatismo transitório ...                                                               | 3-28   |
| 3.15 Sistema gerador - carga isolado incluindo regulação primária .....                                                | 3-29   |
| 3.16 Variação da velocidade de um gerador, com regulação primária, a um degrau unitário de carga .....                 | 3-30   |
| 3.17 Controle primário - gerador - carga isolado em regime permanente .....                                            | 3-30   |
| 3.18 Controle suplementar para gerador - carga isolado                                                                 | 3-32   |
| 3.19 Resposta do controle PID a um degrau unitário .....                                                               | 3-32   |
| 3.20 Variação da frequência de um gerador a um degrau unitário de carga .....                                          | 3-36   |
| 3.21 Variação da potência mecânica de um gerador a um degrau unitário de carga .....                                   | 3-36   |
| 4.1 Sistema de três geradores acoplados .....                                                                          | 4-10   |
| 4.2 Sistema de duas áreas interligadas .....                                                                           | 4-13   |
| 4.3 Diagrama de blocos da equação (4.8) .....                                                                          | 4-13   |

| Figura                                                                                                            | Página |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 4.4 Diagrama funcional para sistema de duas áreas .....                                                           | 4-15   |
| 4.5 Esquema básico de simulação .....                                                                             | 4-16   |
| 5.1 Sistema para teste de desempenho dinâmico do modelo (S2) .....                                                | 5-2    |
| 5.2a Desvio de frequência - condição estável - $T_g=.2$ , $r_1=.2$ e $r_2=.35$ .....                              | 5-4    |
| 5.2b Desvio de frequência - condição instável - $T_g=.2$ , $r_1=.2$ e $r_2=.17$ .....                             | 5-4    |
| 5.3 Sistema para teste de desempenho em regime permanente (S3) .....                                              | 5-5    |
| 5.4 Resposta dinâmica do sistema de 2 barras a um acréscimo de carga de 10 MW na barra 1 .....                    | 5-7    |
| 5.5 Resposta dinâmica do sistema de 9 barras a um acréscimo de carga de 10 MW na barra 7 .....                    | 5-7    |
| 5.6 Resposta dinâmica do sistema de 90 barras a um acréscimo de carga de 200 MW na área da Eletropaulo .....      | 5-8    |
| 5.7 Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação de 10 MW na barra 9 (área 3) .....                       | 5-11   |
| 5.8 Influência da distribuição de carga (efetuada pela rede) na dinâmica do sistema .....                         | 5-11   |
| 5.9 Resposta dinâmica do sistema S3 para um acréscimo de carga de 10 MW na barra 7 .....                          | 5-14   |
| 5.10 Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação tal que $tg\alpha's$ sejam iguais .....                 | 5-16   |
| 5.11 Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação tal que $tg\alpha_1 = tg\alpha_2 \neq tg\alpha_3$ ..... | 5-16   |
| 5.12 Variação de velocidade de geradores do sistema S18 .....                                                     | 5-18   |
| 5.13 Resposta dinâmica do sistema S3 com atuação apenas da regulação primária .....                               | 5-20   |
| 5.14 Atuação do controle suplementar - operação TLB (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) ....           | 5-23   |
| 5.15 Atuação do controle primário (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) ....                             | 5-23   |

| Figura                                                                                                                                                                                                               | Página |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 5.16 Atuação do controle suplementar operação TLB - algoritmos I e PI (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) .....                                                                                           | 5-25   |
| 5.17 Efeito da mudança do ponto de operação .....                                                                                                                                                                    | 5-27   |
| 5.18 Variação de fluxo nas linhas para uma perturbação de 10 MW na barra 7 (área - 2). Operação TLB .....                                                                                                            | 5-29   |
| 5.19 Oscilação no Sistema S18 causadas por saída de linha .....                                                                                                                                                      | 5-33   |
| 5.20 Efeito do processo de discretização na atuação do controle suplementar - operação TLB (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) .....                                                                      | 5-36   |
| 5.21 Atuação do controle suplementar com algoritmo proporcional ( $K_P = .2$ , $K_I = 0$ ) (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) .....                                                                      | 5-39   |
| 5.22 Atuação do controle proporcional sobre intercâmbio (ganho $K_P=1.5$ )-controle I sobre o ECA (ganho $K_I=.02$ ) (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) .....                                            | 5-39   |
| 5.23 Efeito de amortecimento devido á inserção de filtro no controle primário .....                                                                                                                                  | 5-41   |
| 5.24 Efeito de amortecimento devido á variação das tensões .....                                                                                                                                                     | 5-43   |
| 5.25 Efeito do processo de discretização na atuação do controle suplementar (TLB) - algoritmo I (ganho igual .02) - com controle proporcional sobre intercâmbio (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3) ..... | 5-45   |

| Tabelas                                                                                       | Página |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 3.1 Funções de transferências típicas para máquinas de acionamento e sistemas de adução ..... | 3-21   |
| 3.2 Funções de transferências típicas para reguladores de velocidade .....                    | 3-26   |
| 5.1 Pólos do controle primário (sistema - S2) .....                                           | 5-4    |
| 5.2 Estado final para contingência de carga 10MW barra 7                                      | 5-6    |

|     |                                                                                                                  |      |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 5.3 | Solicitações iniciais aos geradores do sistema de 9 barras .....                                                 | 5-10 |
| 5.4 | Solicitação inicial a cada gerador, para perturbação de 200MW-área Eletropaulo, do sistema de 10 geradores ..... | 5-12 |
| 5.5 | Estado final - Sistema S3 em contingência de linha                                                               | 5-32 |

## INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta resultados de simulação para o Controle Automático de Geração (CAG), utilizando uma formulação na qual o sistema interligado é representado com a sua topologia real. A rede elétrica é modelada através dos coeficientes sincronizantes das linhas e dos geradores, possibilitando o acoplamento direto das equações algébricas entre as variáveis nodais da rede com as equações diferenciais, representando a evolução das variáveis no tempo, bem como as relações de ação e reação entre as perturbações e as malhas de controle.

As bases dessa modelagem foram desenvolvidas em um trabalho anterior [1] e possibilitaram o aprofundamento de estudos de pequenas perturbações, tendo por objetivo aumentar os conhecimentos relativos ao comportamento dinâmico de sistemas interligados.

Nos estudos de simulação dinâmica de sistemas interligados, costuma-se optar entre as seguintes alternativas:

- 1 - análise da estabilidade dinâmica de áreas interligadas;
- 2 - análise da estabilidade transitória após distúrbios severos.\*

Na primeira alternativa enquadram-se os estudos clássicos do CAG, nos quais as características das cargas, as inércias das máquinas e os fluxos de intercâmbio são agrupadas por área, resultando, em consequência, um comportamento médio das variáveis consideradas. A vantagem dessa formulação é a drástica redução da dimensão do problema, porém com a perda das características individuais dos componentes.

Na segunda alternativa estão incluídos os estudos de estabilidade de máquinas síncronas, face a perturbações, como curto-circuito, desligamento de linhas, perda de geradores, etc.. Em tais estudos, o objetivo, normalmente, é verificar se o sistema resiste à perturbação, o que, em geral, pode ser concluído pela análise dos primeiros ciclos de oscilação, após a perturbação. Neste caso, é usada uma representação detalhada da máquina síncrona e da rede elétrica, porém o tempo de simulação,

geralmente, não ultrapassa dois segundos. Nesse pequeno intervalo de tempo os reguladores de velocidade das turbinas não conseguem atuar, não sendo, portanto, considerados.

Mais recentemente, surgiu a necessidade da inclusão dos reguladores de velocidade, nos estudos de estabilidade do sistema. Deve-se esse fato à observação do surgimento de instabilidade quando o sistema se aproxima de um novo regime, causada pela falta de sinais estabilizantes, ou devido ao mau ajuste das malhas de controle, como por exemplo, da excitação dos geradores e dos estatismos dos reguladores de velocidade. Estes problemas mostraram a necessidade de se desenvolverem métodos adequados para simulações dinâmicas de média e longa duração [70, 79].

A complexidade do problema e o excessivo tempo de simulação têm sido fatores limitantes para a aplicação das metodologias convencionais, na simulação dinâmica de longa duração.

Com a formulação utilizada, o problema do CAG pode ser detalhado de tal modo que a topologia real é preservada, facilitando a representação das cargas, ligações, geradores e reguladores de velocidade pelas suas características próprias, recorrendo-se à técnica de equivalentes, somente quando interessar a redução da ordem do problema.

Ao longo deste trabalho procurou-se mostrar o potencial de estudos e fundamentar as análises que essa formulação pode viabilizar.

Com o crescente aumento da velocidade de processamento dos computadores, espera-se que em breve seja possível realizar as simulações dinâmicas em tempo-real.

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 1 apresenta um histórico sobre a evolução do problema de controle da geração, desde os primeiros sistemas até os recentes centros de controle computadorizados, e também uma visão geral dos atuais sistemas de gerenciamento e controle de

energia, com particular enfoque ao CAG (Controle Automático de Geração).

No capítulo 2 é feita uma descrição da estrutura dos sistemas de despacho de carga e das fases envolvidas no suprimento da demanda, abrangendo desde a previsão da carga até o controle da geração necessária ao seu atendimento.

O capítulo 3 apresenta a modelagem incremental de cada um dos elementos que compõem um sistema elétrico de potência e analisa a resposta de um sistema isolado, a uma perturbação de carga.

No capítulo 4, após um breve histórico sobre o surgimento de sistemas interligados e uma apresentação das vantagens e desvantagens da operação interligada, compõe-se, com os modelos incrementais de cada um de seus elementos, o modelo incremental do sistema interligado.

No capítulo 5 é realizada uma série de estudos com sistemas interligados, caracterizando-se a importância da representação detalhada para a análise da dinâmica do CAG.

No capítulo 6 são apresentadas as últimas conclusões à respeito do assunto.

Finalmente, no anexo, encontra-se a função de transferência de um sistema interligado (obtida considerando-se a nova formulação), constituído por dois geradores e uma linha, considerando-se apenas a malha de controle primário de velocidade.

## CAPÍTULO 1

## CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

## 1.1 Introdução

O objetivo básico do controle de um sistema de energia elétrica é o de atender aos critérios, por vezes conflitantes, de ordem econômica e de segurança, na satisfação da demanda do mercado consumidor. A realização deste objetivo não só significa atender às necessidades imediatas do mercado e os limites estabelecidos por regulamentos ou contratos, como também providenciar para que eventuais contingências no próprio sistema de suprimento não venham a ocasionar prejuízos subseqüentes, por exemplo, pela perda de produção, o que poderá afetar a economia do mercado.

Para satisfazer o objetivo acima, o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (que será tanto mais complexo quanto mais diversificados forem seu mercado consumidor e parque de produção de energia) deve dispor de meios eficazes para a supervisão e o controle das variáveis de interesse. Em um sistema atual, o mercado consumidor é composto por cargas industriais, comerciais e residenciais com características as mais variadas, enquanto que o parque de produção apresenta usinas de características bem distintas.

Além das diversidades do mercado e das usinas, há problemas referentes à distância física entre a geração e o consumo, principalmente em sistemas com predominância de usinas hidroelétricas, o que acarretará a necessidade de extensas redes de transmissão e distribuição, com respectivas subestações e linhas, em vários níveis de tensão. Para a operação, desses complexos sistemas de energia elétrica deve-se dispor, no mínimo, de recursos para:

- 1 - coletar, analisar e registrar dados ou medidas do sistema;
- 2 - monitorar e controlar seus equipamentos;
- 3 - avaliar seu desempenho e sua segurança;
- 4 - planejar e executar alterações, recuperações e ampliações.

## 1.2 Histórico

Desde o início, a forma de realizar a supervisão e controle das variáveis de interesse tem sido muito dependente da tecnologia disponível nas áreas de Instrumentação, Comunicações e Controle de Processo. Nos primeiros sistemas elétricos, a pequena quantidade de equipamentos existentes possibilitava, aos operadores locais, a monitoração e controle das poucas usinas e subestações. A comunicação entre aqueles, e os operadores de sistema, efetuada via telefone, permitia a coordenação para a operação do sistema elétrico. Quando alguma anormalidade ocorria, esta se tornava perceptível aos operadores do sistema, através das medidas de frequência e tensão, as quais eram acessadas diretamente pelos operadores em suas localidades. Uma vez constatada a anormalidade, os operadores do sistema se comunicavam com os operadores das usinas e subestações, onde as condições anormais podiam ser monitoradas, procurando-se identificar as causas. O bom julgamento dos operadores de usinas e subestações representava, portanto, um importante papel na segurança do sistema, uma vez que suas informações eram usadas na tomada de ações corretivas.

Com relação à frequência do sistema, esta era mantida constante, através dos reguladores de velocidade (denominados "reguladores isócronos" — do tipo integral). O uso, porém, destes reguladores era adequado apenas à operação com carga isolada. Com o crescimento da demanda e subsequente necessidade da operação de unidades em paralelo, houve a necessidade da substituição destes reguladores por outros que possibilitassem a divisão de carga entre as unidades, a fim de se evitar a oscilação ("hunting") entre elas, uma vez que cada gerador procuraria absorver totalmente as variações de demanda. Tais reguladores, denominados "reguladores com estatismo" (tipo proporcional), apesar de possibilitarem a divisão de carga entre as unidades, apresentavam como desvantagem uma variação de velocidade (e, portanto, da frequência), em regime, que aumentava com o aumento da variação da carga. Isto conduziu à necessidade de implementação de meios suplementares para restaurar a frequência do sistema, surgindo o controle suplementar ou controle automático de geração.

Os primeiros sistema de controle supervisorio surgiram na década de 20, quando se introduziu a idéia de monitoração e controle remoto [2, 3]. Estes sistemas de supervisão, que utilizavam relés eletrônicos (do tipo empregado em centrais telefônicas), operavam com uma central ("master") e uma remota, sendo a comunicação efetuada com uma taxa de quinze pulsos por segundo (pps). Com a expansão e subsequente interligação dos sistemas elétricos, visando a uma maior continuidade de serviço e economia de produção de energia através da partilha da geração e da reserva girante, ocorreu um aumento do número de pontos a serem monitorados e controlados. Além disso, não só a freqüência, mas agora também o fluxo de intercâmbio entre os sistemas elétricos de diferentes companhias deveria ser controlado. Conseqüentemente, a operação com uma central e uma remota ficou impraticável. Esta configuração foi, portanto, substituída por uma central controlando diversas remotas. As informações que provinham das remotas eram armazenadas em "hardware" (relés), o que acarretava, de acordo com a crescente necessidade de mais remotas, problemas de espaço físico para os equipamentos da "master" (que cresciam proporcionalmente), e de interface entre os equipamentos e o operador, uma vez que se dispunha de um botão de controle para cada ponto. O problema da interface com o operador foi amenizado com a introdução de uma mesa de controle, onde se concentravam os botões de comando. Com o surgimento do transistor (que substituiu o relé eletrônico) foi possível aumentar a velocidade, tanto internamente na central, quanto na taxa de comunicação entre estas e as remotas, surgindo a filosofia de varredura cíclica para a obtenção de dados das remotas. Os operadores começam a ficar sobrecarregados com a substancial quantidade de dados que chegam à central.

Na década de 50 foram empregados os primeiros computadores analógicos, para auxiliar o operador na realização de suas tarefas e começam aparecer os computadores digitais, cujo desenvolvimento é acelerado. Já no início dos anos 60 os digitais passam a ser empregados em conjunto com os analógicos, formando as configurações denominadas "híbridas". Os digitais eram empregados para estudos "off-line" envolvendo análise de redes e cálculos do despacho econômico, feitos, até então, com o auxílio de régua de cálculo. Além desses estudos, outra função dos

digitais era a de aliviar o operador da carga de trabalho associada com a preparação de relatórios da operação. Surgem, a seguir, os computadores digitais de médio e mini-porte, que passam a ser empregados, de início, no auxílio aos equipamentos da central, principalmente para manipular os dados obtidos pelos sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados, denominados SCADA ("Supervisory Control and Data Acquisition"). A ocorrência de "blackouts" criou um crescente interesse, tanto por parte das concessionárias, quanto do governo, na segurança da operação do sistema. Todos os esforços são dirigidos no sentido de se desenvolverem métodos para assegurar uma operação, confiável, do sistema elétrico como um todo.

Tecnologias continuaram sendo desenvolvidas nas áreas de Medição e Transmissão de Dados, Controle de Processos, programas aplicativos para Análise de Sistemas Elétricos, Equipamentos e outros. O aperfeiçoamento do computador digital tornou seu uso mais viável que o dos analógicos, pois, apesar de ser mais onerosa sua instalação, apresenta grande flexibilidade, baixo custo na eventual expansão e implementação de novas funções (previsão de carga, fluxo de carga, pré-despacho, simulação dinâmica, estabilidade, estimação de estados, etc.). Toda essa tecnologia permitiu a implantação de modernos sistemas de despacho de carga, os quais, com o auxílio do SCADA, realizam as tarefas de aquisição de dados, controle de subestações, controle automático de geração, contabilização de intercâmbio, avaliação de segurança do sistema, planejamento da produção a curto prazo, entre outras.

### 1.3 Os Sistemas de Gerenciamento de Energia

Os modernos sistemas de supervisão e controle de energia ou sistemas de gerenciamento de energia (EMS-Energy Management Systems) passaram a exercer, além das funções executadas pelo SCADA, diversas outras funções, entre as quais [42, 45, 61]:

- i - controle automático: controle automático de geração (CAG); controle automático de tensão;
- ii- monitoração da segurança: configuração da rede, estimação de estado, equivalente de redes;
- iii-análise da segurança: cálculo de curto-circuito, análise de

contigência, fluxo de carga;

iv- análise econômica: previsão de carga, programação da geração, despacho econômico (DE), fluxo de carga ótimo, etc.

Existem hoje aproximadamente cento e cinquenta desses sistemas, instalados, os quais, empregando de dois a seis supercomputadores, com capacidade de monitoração de um grande número de dados (até dez mil dados analógicos e trinta mil dados digitais), controlam, em tempo real, todo equipamento de geração, assegurando ser o seu uso o mais eficiente e econômico.

Em alguns dos mais avançados sistemas, tais como o da "Florida Power and Light Co.", em Miami, programas de análise de rede, combinados com as funções de controle e despacho da geração, ajustam o sistema automaticamente e aliviam sobrecargas em transformadores e linhas de transmissão [22].

### 1.3.1 A Estrutura e Requisitos Básicos do SCADA

Basicamente, o sistema SCADA compreende um conjunto de equipamentos e programas computacionais, os quais proverão os operadores, em locais remotos, com informações suficientes para determinar o "status" de um equipamento em uma usina ou subestação, e com controles para comandar ações ou operações remotas sobre os mesmos [3]. Por intermédio do SCADA, o operador do sistema, situado em um centro de controle, pode atuar sobre disjuntores, "tap" de transformadores, reguladores de tensão e outros dispositivos de controle. O SCADA é também o sistema-base sobre o qual o CAG e demais funções avançadas são sobrepostas [33]. Os atuais sistemas SCADA são responsáveis, portanto, pela monitoração, registro de informações e controle remoto de usinas e subestações, CAG, DE, contabilização de intercâmbios, avaliação da segurança e planejamento a curto prazo [44]. Para efetuar estas funções, de forma confiável, segura e eficiente, este sistema deve satisfazer, entre outros, aos seguintes requisitos [3, 45]:

i - seletividade: para evitar que haja aquisições e trocas desnecessárias de dados e, principalmente, para filtrar os dados de tal forma a apresentar somente aqueles necessários para alertar o operador, de algum problema;

- ii- rapidez: para possibilitar uma rápida aquisição, processamento e apresentação de dados e execução dos comandos e controles, permitindo, com isso, que as ações corretivas sejam tomadas e efetuadas em tempo;
- iii- segurança: para impedir a perda e/ou alteração dos dados, as quais podem, entre outras, resultar em ações corretivas erradas;
- iv- organização: para formar registros organizados, de forma lógica, facilitando a análise posterior dos eventos e os estudos de planejamento;
- v - freqüências de aquisição de dados: para suprir os dados necessários aos programas aplicativos, tais como os necessários para o controle e a operação econômica das unidades geradoras, análise de possíveis contingências e problemas decorrentes, além de estudos especiais. As faixas de freqüência de aquisição, consideradas, são colocadas em três categorias de velocidades: alta (2 a 10 seg.), média (11 a 60 seg) e baixa (1 a 60 min.). Tipicamente, os dados usados no controle da geração, bem como o "status" de disjuntores e outros dispositivos importantes para operação e segurança do sistema, são adquiridos a cada dois segundos, os demais dados são adquiridos em intervalos, variando de dez a trinta segundos. Um outro fator importante refere-se ao máximo período aceitável de tempo ("Time Skew of Date") entre as amostragens de dados de um mesmo conjunto, por exemplo, dados a serem utilizados no controle de geração, adquiridos de diversas unidades terminais remotas (UTR), partilhando um mesmo circuito de comunicação.

Os sistema SCADA, fig. 1.1 [46], em geral é constituído por uma estação central ou "master", localizada nos centros de controle do sistema, e de várias UTR's distribuídas pelas subestações e usinas do sistema elétrico de potência, interligadas à "master" por uma variedade de canais de comunicação [3].

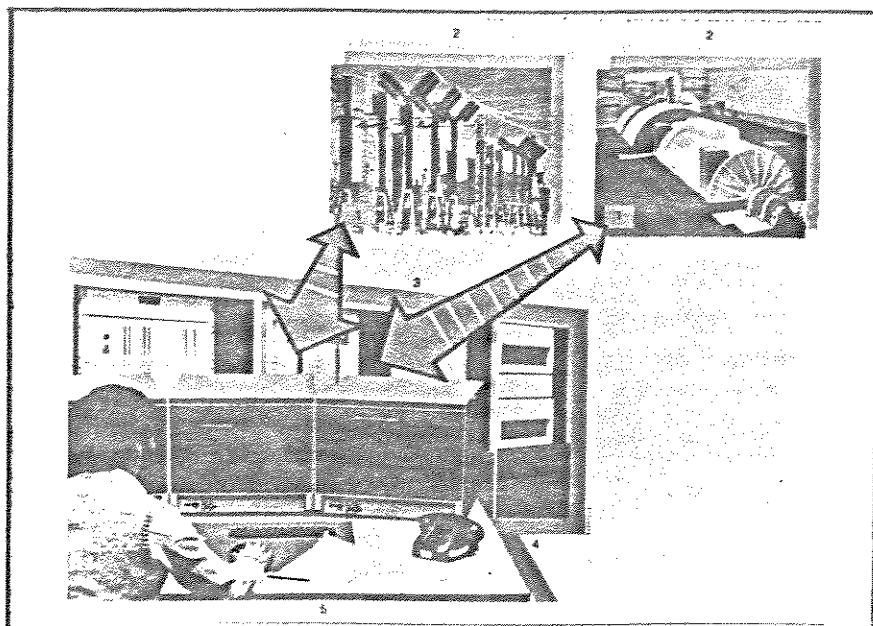


Fig.1.1 - Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados

1. UTR - Unidades Terminais Remotas - para aquisição de dados e execução de comandos provenientes da "Master".
2. Instalações do sistema elétrico
3. Canais de Comunicação - para transmissão de dados e comandos.
4. "Master" - Subsistema de Computador, responsável pelo processamento das funções do SCADA e funções avançadas.
5. "Master" - Subsistema de Interface Homem/Máquina (IHM).

### 1.3.2 O Sistema de Comunicação

O projeto da "master" e das UTR's é profundamente afetado pelo alto custo e pela limitada disponibilidade dos canais de comunicação. Os canais de comunicação limitam a velocidade com que se pode efetuar a aquisição de dados e o controle, e, com isso, afetam o projeto dos programas aplicativos e da interface homem - máquina [3]. A velocidade de transmissão dos dados necessários (bps - "bits" por segundo) será determinada pelas taxas de aquisição de dados requeridas, pelo número de UTR's por canal e pelo volume de dados.

Na comunicação com outras "masters" é usualmente empregada a configuração ponto-ponto, sendo utilizadas taxas típicas entre 1200 a 9600 bps [45]. Já para comunicação com as UTR's são empregadas as configurações [3, 47]: radial, linear ("in-line") e

misto de radial-linear (figura 1.2).

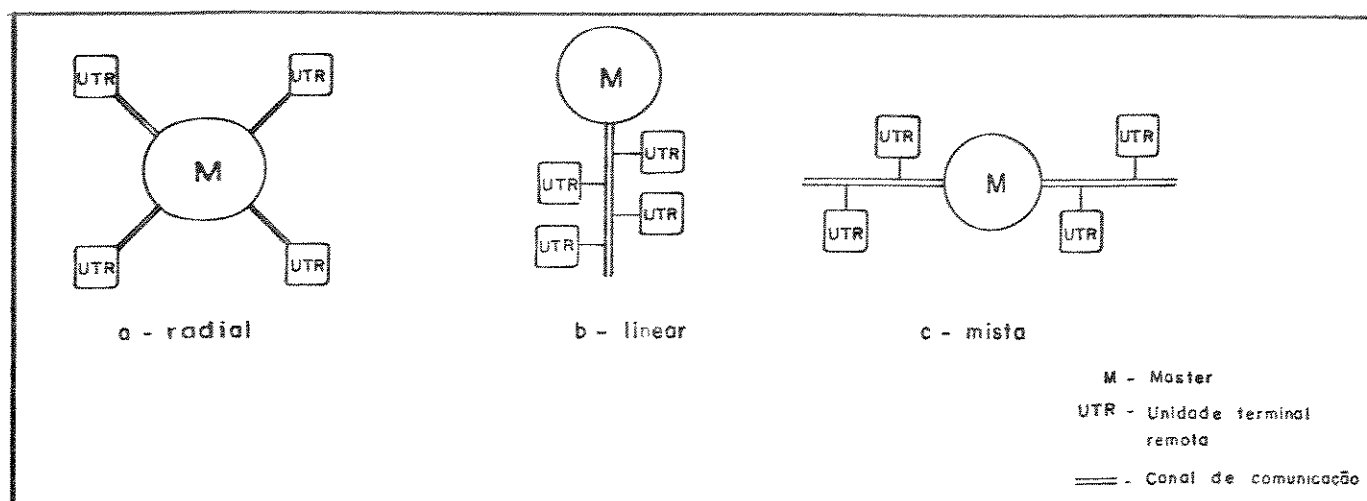


Fig. 1.2 - Configurações do sistema de comunicação

A radial apresenta as vantagens de permitir maiores taxas de atualização de dados (conseqüentes do baixo carregamento dos canais) e maior confiabilidade, enquanto as outras apresentam como vantagem principal a redução de custos (conseqüente do partilhamento dos canais). Das três, a mista é a mais empregada em grandes sistemas SCADA. Em todas elas, as UTR's fazem uso da mesma lógica de comunicação da "master", e a taxa de transmissão permitida varia de 150 até no máximo 1800 bps, sendo a de 1200 bps a mais comum [3, 45]. A configuração final do sistema de comunicação dependerá, entre outros, dos seguintes fatores [3,48]: número de UTR's e sua dispersão geográfica, número e tipos de pontos de dados nas UTR's, taxa de atualização de cada tipo de dado, confiabilidade e segurança esperadas.

Os meios de transmissão mais comumente empregados para se efetuar a telemedicação, os controles de carga e supervisão, a transmissão de voz e a teleproteção são [3, 47, 48, 49]:

- i - cabos coaxiais, metálicos ou de fibra ótica - em geral utilizados para interligação local nos centros de controle e nas usinas e subestações;
- ii- sistemas de onda portadora, utilizando linhas de transmissão de alta tensão (PLC - "Power Line Carrier"), linhas alugadas de empresas de telecomunicações (linhas telefônicas) e enlaces de rádio (microondas).

### 1.3.3 As Unidades Terminais Remotas (UTR)

As UTR's são os elementos do SCADA, através dos quais a "master" realiza a aquisição de dados e a execução de comandos e controles. As atuais UTR's utilizam microprocessadores e permitem o pré-processamento local das medidas, antes de serem enviadas a "master". Possibilitam, com isso, um alívio dos canais de comunicação, enviando apenas dados analógicos que tenham sofrido uma alteração pré-definida e os digitais que mudaram de estado [3,45].

#### 1.3.3.1 Aquisição de Dados

A "master" efetua a solicitação dos dados através de um processo de varredura em que cada UTR é solicitada periodicamente. O ciclo de varredura de cada UTR é independente de todas as outras e, para cada solicitação, é formatada uma requisição de dados apropriada. A solicitação de todos os dados, de todas as UTR's, por meio de varredura cíclica, pode sobrecarregar o computador da "master" e/ou os canais de comunicação. A fim de minimizar este problema utiliza-se, em alguns casos, a técnica de "report-by-exception", na qual os dados digitais são normalmente enviados quando um dos equipamentos monitorados pela UTR tiver mudado de "status", após a última solicitação. Esta técnica é empregada, também, em alguns casos, para dados analógicos. A escolha da técnica dependerá do projeto das UTR's e da capacidade dos meios de comunicação.

Os dados analógicos necessários ao CAG normalmente são obtidos por transdutores, que convertem as grandezas elétricas do sistema de potência (potência gerada e/ou de intercâmbio), obtidas pelos transformadores de instrumentos, em correntes e tensões DC, da ordem de uns poucos décimos de miliampere ou volts, compatíveis com os valores utilizados pela UTR. Os dados digitais, geralmente originados do acionamento de contatos eletromecânicos nos equipamentos de manobras e dispositivos de medição, são fornecidos à UTR, diretamente ou através de relés de interposição. Correspondem ao estado de disjuntores e relés (representativos do estado de unidades geradoras "on" ou "off-line") ou a pulsos de kilowatt-hora (geralmente correspondendo ao

intercâmbio de energia) a serem armazenados em acumuladores que efetuam a contagem de pulsos. Os contadores de pulsos são congelados por solicitação da "master", em geral, em períodos horários, e seus conteúdos, transmitidos para o centro de controle, onde são utilizados para faturamento de energia. Após o envio, os registros são zerados a fim de iniciar o ciclo para o período seguinte. Alguns valores típicos de intervalos de aquisição de dados são [50]:

- estados e alarmes - 2 seg.
- valores analógicos para CAG - 2 seg. (faixa de 2-4 seg.)
- outros valores analógicos - 6 seg. (faixa de 4-8 seg.)
- valores de acumuladores de pulsos-15min. (faixa de 15-60min).

### 1.3.3.2 Transmissão dos Dados

Após a aquisição, gera-se o protocolo de transmissão (conjunto de regras únicas utilizado para estabelecer a comunicação entre a UTR e a "master") e tem início o procedimento de transmissão, ambos intimamente relacionados às propriedades dos canais de transmissão (níveis de ruído, etc.), requisitos de segurança e quantidade de dados a serem transferidos por unidade de tempo. As mensagens trocadas entre a "master" e a UTR são divididas em três partes [3]:

- i -Estabelecimento: provê o sinal para a UTR selecionar, entre muitas outras, a mensagem a ela dirigida;
- ii- Informação: provê os dados para o receptor, em forma codificada, permitindo que ele decodifique a informação e a utilize de forma adequada;
- iii-Terminação: provê o teste de segurança para que nenhum erro nos outros campos seja aceito pelo receptor, e os meios para detetar o término da mensagem.

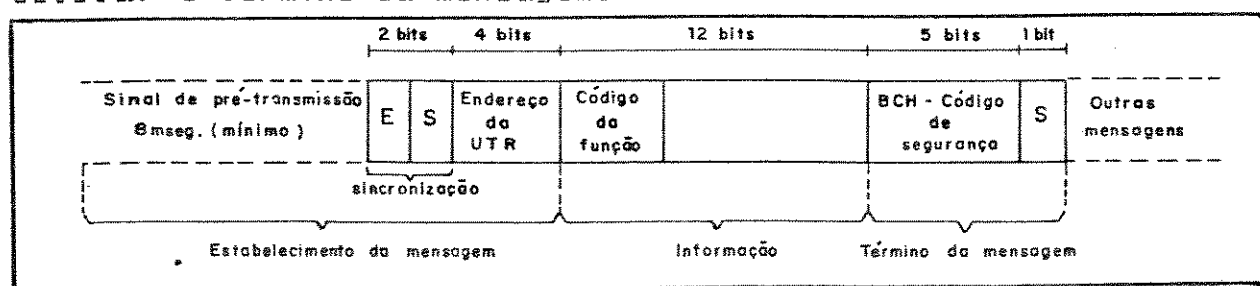


Fig. 1.3 - Formato típico de mensagem assíncrona - Master - UTR

A figura 1.3 apresenta um exemplo típico de mensagem

assíncrona comumente utilizada. O sinal de pré-transmissão condiciona o modem a receber os dois bits de sincronização (espaço-sinal) que, por sua vez, irão indicar o início da decodificação. O código de função codifica diferentes tipos de funções, tais como: aquisição de dados analógicos ou de estados, controle, controle de parâmetros pré-estabelecidos ('set-point'), etc. O código de segurança BCH ("Bose Chaudhuri Hocquenghem") permite à lógica de recepção detectar erros e, em caso afirmativo, solicitar a retransmissão da mensagem para obtenção da mensagem correta. O término da mensagem, através de um sinal, possibilita, assim, que novas mensagens prossigam. Na transmissão da UTR para "master" a mensagem tem início a partir da informação.

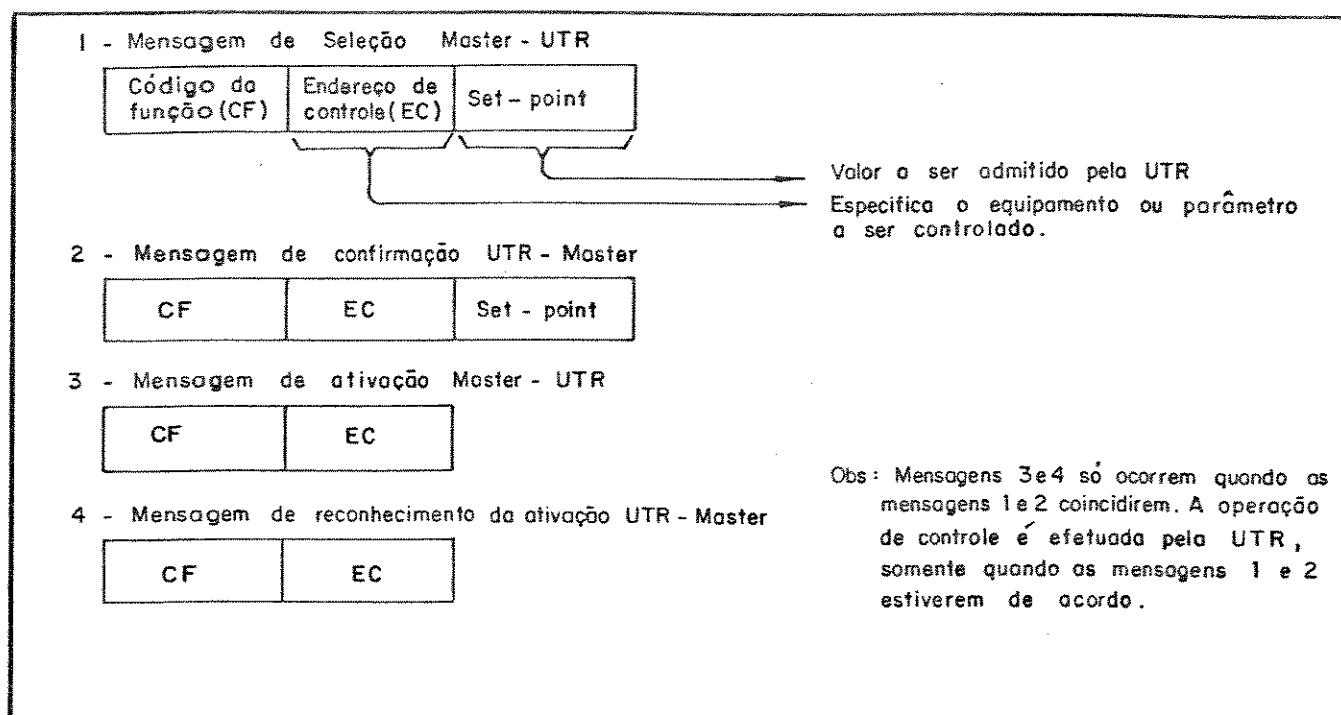


Fig. 1.4 - Sequências de mensagens para controle

Em geral as funções de controle supervisão (p.ex., operação de disjuntores), que requerem uma segurança adicional, são efetuadas por meio de uma sequência de mensagens, denominadas "select-then-operate" (figura 1.4.). Por outro lado, nas operações repetitivas, em que o tempo de comunicação deve ser minimizado (caso do CAG), utiliza-se o modo de operação imediato [45]. Neste último caso, em que são fornecidos comandos, do tipo aumentar/diminuir, para as unidades geradoras, somente a primeira mensagem da sequência (figura 1.4) é transmitida e a única consequência poderia ser o envio de um pulso simples para a

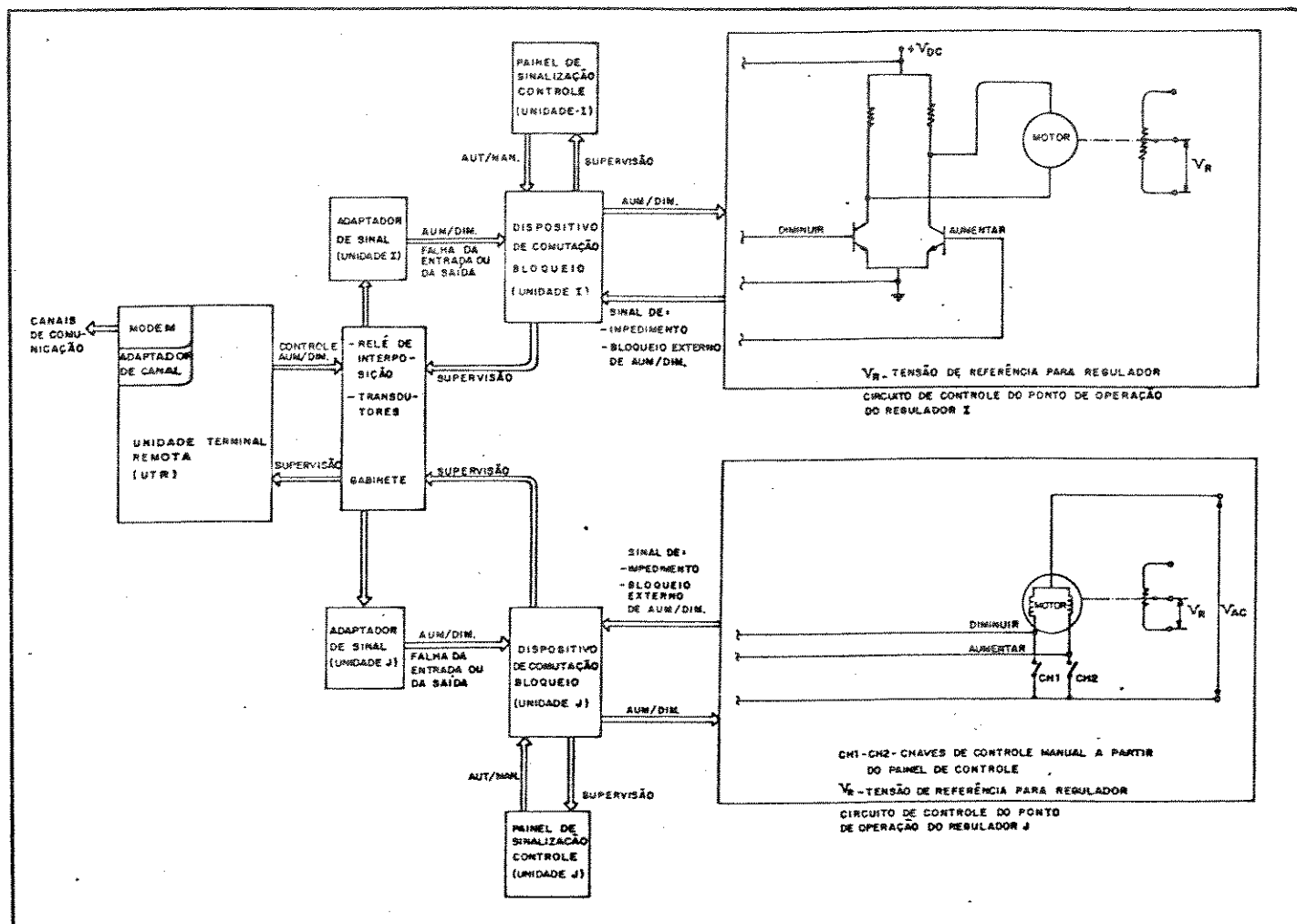
unidade errada, o que logo seria corrigido pelo CAG.

### 1.3.3.3 Funções de Controle

A UTR provê a possibilidade de se executar comando para: operar disjuntores em situações de rotina e de emergência, controlar a geração de potência ativa em unidades geradoras (CAG) e reativa em condensadores síncronos, atuar em reguladores de tensão, definir pontos de operação para equipamentos controlados pela "master", etc.. No CAG, a UTR, através de comandos fornecidos pela "master", altera a referência de carga dos reguladores de velocidade e, conseqüentemente, o carregamento das respectivas unidades geradoras. A mudança da taxa de carregamento é estabelecida pelas características do regulador e é controlada pelo tempo em que os contatos do relé de interposição (relé eletromecânico que atua como interface entre a UTR e o equipamento de controle) permanecem fechados. São empregados dois sistemas de controle de pulsos [3]: duração-fixa-freqüência-variável, e duração-variável. No caso de ser pulso de duração variável, a UTR recebe um comando que seleciona o gerador, a função (aumentar, diminuir) e a duração do pulso que esta executará. Já no outro método, a UTR recebe comandos a uma freqüência variável e fornece somente pulsos de duração fixa. Em alguns casos os pulsos fornecidos pela UTR podem ser levados diretamente aos circuitos de controle do ponto de operação do regulador. Isto ocorre quando estes circuitos aceitam pulsos fornecidos por contatos secos. Em outros casos, porém, há a necessidade de uma interface de controle. Ver figura 1.5, que inclui os seguintes dispositivos:

- i- Adaptador de sinal (AS): com a finalidade de adaptar os pulsos de controle fornecidos pela UTR, às características do regulador de velocidade a ser controlado. A potência do sinal de saída deve ser suficiente para atuar sobre o regulador e a sua atuação, ter duração igual ao do pulso fornecido pela UTR;
- ii- Dispositivo de comutação e bloqueio (DCB): permite a conexão da saída do sinal do AS ao regulador, somente quando a unidade não estiver sob comando local ou impedida e quando não for excedido qualquer um dos limites de duração dos sinais, condição fornecida pelo AS como "falha de entrada ou saída".

Impede a atuação do sinal quando houver bloqueio externo para diminuir e/ou aumentar, mas permite atuação no sentido em que não houver bloqueio. Outra função é a de prover a sinalização, tanto para UTR, quanto para o painel de sinalização e comando.



iii-Painel de sinalização e comando: fornece chave seletora para Automático/Manual e quadro para indicação visual das condições de operação da unidade sob controle da UTR.

Através da aquisição das potências de saída dos geradores, potência de intercâmbio e frequência, fecha-se a malha do CAG por intermédio da UTR.

### 1.3.4 Estação Central - "Master"

A "master", composta por vários subsistemas de "hardware" (computacional, tempo e frequência padrão, IHM, e outros) e "software" (básico, suporte e aplicativo), recebe dados provenientes de todo o sistema sob sua supervisão. Esses dados, devidamente processados, são utilizados para avaliação da segurança do sistema e tomada de ações corretivas através de envios de comandos e controles, visando ao atendimento econômico e seguro da demanda de seu mercado consumidor e à avaliação do desempenho e estudos de planejamentos operativos, do sistema.

Entre as diversas configurações [3, 9, 34, 51, 52 e 53] empregadas para o subsistema computacional da "master", a mais utilizada para aplicações de supervisão e controle é a configuração dual, consistindo de dois subsistemas computacionais, cada um abrangendo um ou mais computadores, na qual apenas um estará em operação ("on-line"), executando as funções do SCADA, CAG e suprimindo os dados para os demais programas aplicativos, enquanto o outro permanece no modo reserva ("off-line"), executando outras tarefas (estudos, treinamento, desenvolvimento de novos programas, etc.). Uma configuração dual, com mais de um computador por subsistema, corresponderia, por exemplo, àquela em que, por necessidade de se reduzir a carga sobre o computador principal, a fim de se obter uma melhora no tempo de resposta do mesmo, utiliza-se um computador frontal ("front-end"), geralmente mini ou micro, que passa a executar diversas funções, entre as quais: requisição e recepção de mensagens das UTR's e demais centros, verificação de violações de limites e mudança de estado, execução de seqüência de controle, conversão de dados analógicos e de acumuladores (MWh) em unidades de engenharia (fatores de escala e "bias" dos transdutores, conversores analógicos/digitais, transformadores de instrumentos, e outros são empregados nesta conversão), execução de testes de consistência para detetar medidas insatisfatórias (erros de transmissão, transferência de dados, equipamentos de medição, etc.), transferência de dados para o computador principal.

O subsistema de tempo e frequência-padrão desempenha as funções de formação de tempo-padrão, de tempo-da-rede, obtido da

freqüência do sistema de potência, da diferença entre os dois e do desvio de freqüência [54]. Este subsistema fornece sinais de saída: analógicos, para registro gráfico da freqüência do sistema; digitais, para apresentação em "display" das horas-padrão e do sistema, e do erro de tempo; e outros, para entrada de desvio de freqüência no CAG e para sincronização periódica, por exemplo, a cada minuto, do relógio de tempo-real de cada computador da "master" com uma fonte de hora-padrão. O subsistema abrange um gerador de código de hora, o qual recebe um sinal de sincronização de hora, externo (p.ex., da Hora-Padrão Oficial do Brasil), transdutores de desvio de freqüência e de tempo e um relógio para hora do sistema. A hora-padrão, a freqüência do sistema, a diferença de tempo e o desvio de freqüência são utilizados, pelo computador, para o CAG.

#### 1.3.4.1 A Interface Homem-Máquina - IHM

O subsistema de IHM provê a comunicação entre o operador, o sistema elétrico de potência e os programas aplicativos, possibilitando, dessa forma, que o operador realize [55]:

- i - funções de operação do sistema de potência, entre as quais: a monitoração e o gerenciamento do sistema de geração e transmissão, bloqueio e reinicialização de qualquer função de tempo real, cancelamento e/ou atualização de qualquer dado obtido em tempo real, controle de disjuntores;
- ii- funções de diagnóstico "on-line": monitoração do estado das UTR's e do sistema de aquisição de dados, registro de qualquer dado dinâmico ou variável calculada para qualquer período de tempo desejado, etc.

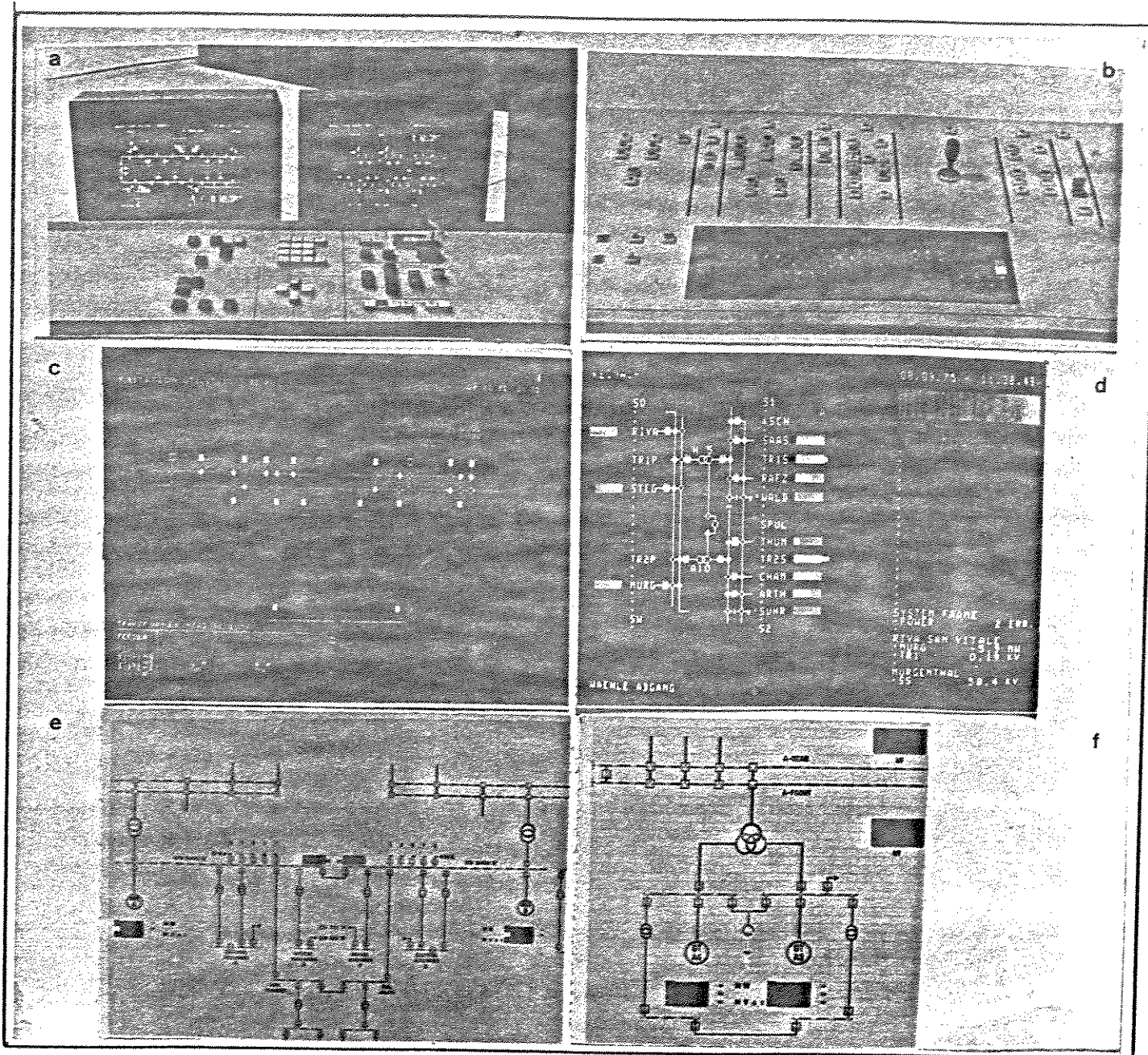
A IHM fornecerá ao operador, através da apresentação de dados, uma visão completa do sistema, permitindo que ele realize o gerenciamento da rede, de forma segura, mesmo quando da ocorrência de distúrbios severos. Entre os recursos utilizados para apresentação dos dados, estão: o painel mímico (figura 1.6e e f [56]), fornecendo uma visão global do sistema e seu estado, e facilitando a rápida localização de faltas; e os VDU's ou CRT, "Video Display Unit" ou "Cathode Ray Tube" (figura 1.6a [60]), fornecendo uma visão mais detalhada do sistema, por intermédio da seleção através da console (fig.1.6b), de "displays" de diversos

trechos, usinas e subestações do sistema (figura 1.6c e d [57,58]).

Vários outros tipos de "displays" (figuras 1.7 [52] e 1.8 [59]) são utilizados para apresentação de dados gerais, para saídas dos programas aplicativos (p.ex., diagramas de subestação ou do sistema são empregados para apresentar, tanto dados calculados por programas aplicativos, quanto obtidos em tempo real), para entrada de novos dados, alteração de limites ou valores telemedidos. No caso do CAG, alguns "displays" poderiam conter [40]:

- i - dados das áreas de controle (para cada área): modo de controle (TLB, FC ou IC), ECA, intercâmbio e frequência programados e reais, intercâmbio involuntário de energia, erro de tempo, "bias", reserva girante requerida e disponível, limite de frequência e ECA permitidos, etc..
- ii- dados de geradores: ponto base e fator de participação; modos de controle da unidade: manual (unidade em operação sem o controle do CAG), geração-base (não participando da regulação da frequência, apenas fornecendo a geração solicitada pelo pré-despacho), geração-base e assistência (participando da regulação da frequência somente em situações de emergência), geração-base e regulação (controlada pelo CAG para manter uma potência-base e uma percentagem de participação na regulação da frequência) e outros; potência desejada; limite da taxa de mudança de potência; potência gerada real; etc..

Registradores gráficos são utilizados para registrar: o ECA, potência total gerada, frequência do sistema, intercâmbio líquido total de potência de uma concessionária ou entre estas, etc. Impressoras periódicas registram automaticamente (p.ex., em períodos horários) o intercâmbio líquido, executam a saída de relatórios, além de outras funções, enquanto outras impressoras (impressoras por chamada e impressoras de alarme) são utilizadas para registro de alarmes, ações executadas pelo operador, sequência de eventos e para efetuar cópias de arquivos e "displays" de VDU. Relatórios de diagnóstico e/ou alarmes (tais como diagnósticos de não acompanhamento e de não resposta por parte das unidades geradoras) e alarmes (de limites operacionais superados, de liberação do CAG, de indisponibilidade de informação



a-Mesa de controle e VDU's

c-"Display" em VDU com capacidade gráfica

e-Painel mimico-Vista geral-serviços auxiliares

b-Console do operador-controle do cursor através de "joy-stick"

d-"Display" em VDU com capacidade semigráfica

f-Painel mimico-Detalhe de unidades geradoras

Fig. 1.6 -Recursos de apresentação de dados da IHM



importante ou superação de ECA estipulado) são utilizados para auxiliar no controle automático ou manual. Estes alarmes e diagnósticos permanecem ativos, mesmo quando o CAG está inoperante ou a unidade estiver fora de controle, a fim de prover informações importantes, suficientes para o restabelecimento do controle automático [33]. Todos os registros obtidos serão empregados para subseqüentes avaliações e rastreamento de faltas, análise e emissão de relatórios da operação, reconstituição do sistema em condições passadas, faturamento de energia e levantamento de custos, etc..

As ações de controle, comando, entrada e alteração de dados e parâmetros, solicitações de registros e outros, executadas pelo operador, são efetuadas por intermédio da mesa de controle ou console do operador (figuras 1.6b e 1.9 [46]), geralmente equipadas com dois ou quatro VDU's (figura 1.6a), e é composta, geralmente, por um ou mais dos seguintes componentes: teclado alfanumérico (para entrada e alteração de dados ou arquivos), teclado funcional (para seleção de "displays", para comandos, etc) e dispositivo de controle de cursor (teclas, "light-pen", "joystick" ou "track-ball").

A console pode ser selecionada para diversos modos de operação, tais como [61]:

- i - supervisão/controle: console conectada diretamente ao sistema real, cujas variáveis e estado são atualizados em tempo real. Os programas para controle automático (p.ex. CAG e controle de tensão), para monitoração da segurança (p.ex. estimação de estado) e para análise da segurança (p.ex. análise de contigência) são executados ciclicamente, em geral, sem intervenção do operador;
- ii- supervisão/planejamento: as ações são efetuadas num sistema modelo, atual ou planejado, existente na base de dados. Empregado para investigar os efeitos de operações de manobras planejadas ou de mudanças na distribuição das cargas, solicitar a execução de programas para análise econômica, etc;
- iii-supervisão/expansão: para entrada de novos dados e criação e/ou modificação de "displays";
- iv- teste: verificação "off-line" de novos programas, a fim de

evitar que estes causem distúrbios ao sistema de "software" (p.ex., criando dados errados);

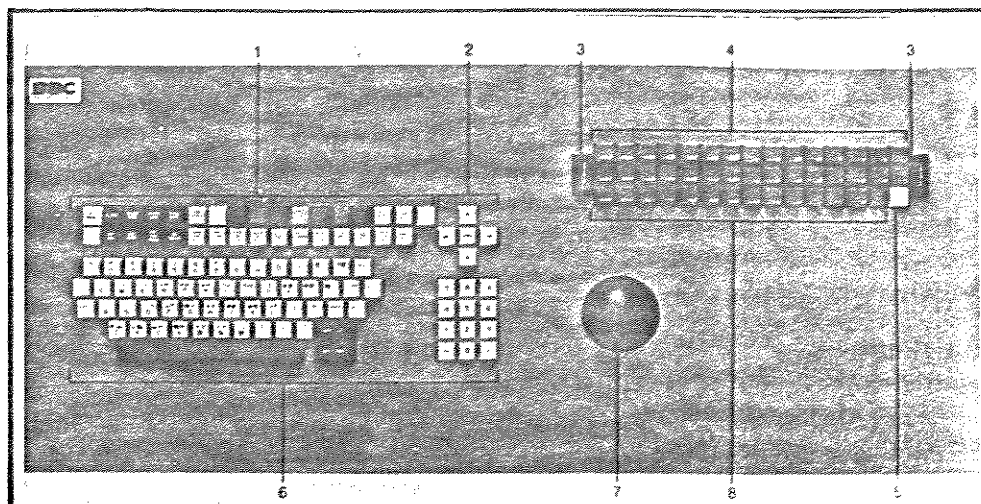


Fig.1.9 - Console do Operador

- 1 - Seleção de atributos (duas linhas superiores);
- 2 - Controle de cursor por teclas;
- 3 - Ativar ("Enable");
- 4 - Teclas com uso definido pelo operador (linha superior);
- 5 - Tecla seleção;
- 6 - Teclado alfanumérico com símbolos gráficos e funções de controle de edição;
- 7 - controle do cursor com esfera ("tracker ball");
- 8 - teclado funcional: seleção de "displays", manipulação de alarme, seleção através "menu", geração da base de dados e "status" de dispositivos.

v - treinamento: o comportamento dos sistemas real e de telemedicação é modelado e armazenado no computador, onde é controlado, monitorado e analisado. Por não permitir o acesso ao sistema real, o treinamento através de simulações é uma forma segura de se ensinar, sem se correr risco de danos conseqüentes de manobras erradas na rede real, além de possibilitar a simulação de situações de emergência que raramente ocorrem no sistema (p.ex., aquelas que conduzem à

operação isolada).

#### 1.3.4.2 O Subsistema de "Software"

O "software" de aplicação em sistemas elétricos de potência, referido como programas aplicativos, é agrupado (de forma não única) em [42, 43, 51]:

- i - controle automático: abrange algoritmos de controle executados em tempo real, como parte de um laço de controle fechado, sem intervenção do operador (p.ex.CAG);
- ii- monitoração da segurança: normalmente, executada ciclicamente ou acionada por eventos que ocorrem no sistema, podendo ser, também, acionada por solicitação do operador. Assegura o bom funcionamento do sistema de potência sob todas as condições de operação; alerta sobre condições anormais e determina um conjunto de ações que mantenham o estado de operação seguro. Por exemplo: a monitoração do desempenho do CAG efetuado periodicamente, com o intuito de alertar o operador sempre que os requisitos mínimos de desempenho não forem atingidos. O NERC ("North American Reliability Council") estabelece critérios para o mínimo desempenho de controle, que é efetuado pela medição do ECA, e cobre duas condições de operação [35]:

- a) condições normais: em que o ECA deverá ser igual a zero, pelo menos uma vez a cada intervalo de dez minutos considerados, e seu valor médio (no mesmo intervalo de dez minutos) deverá ficar dentro dos limites especificados, determinados pela taxa de mudança da característica de carga da área. Os valores limites permitidos para o valor médio são no mínimo de 5 MW, até por volta de 45 MW (para grandes áreas).
- b) condições de distúrbio: o ECA deverá retornar a zero dentro de dez minutos, e a ação corretiva deverá ser inicializada no máximo um minuto após a ocorrência do distúrbio.

Além de alertar o operador, de violações eminentes tais que ações corretivas possam ser tomadas, outra função de monitoração do CAG é a de fornecer resumos de desempenho, horários e diários, para a equipe de revisão ("staff review"). Esses resumos contêm dados sobre todas as violações

detetadas no período, os valores do desvio padrão do ECA do período anterior e do atual, os valores dos intercâmbios involuntários durante o período considerado, sumários de alarmes e eventos, e outras informações;

iii-análise de segurança: para análises do comportamento do sistema real, ou de uma configuração planejada deste, no que se refere à confiabilidade do sistema de suprimento (p.ex., análise de contingências);

iv- análise econômica e gerenciamento de energia: são empregados na otimização, sob o ponto de vista econômico, da operação do sistema elétrico real ou de uma versão (imagem) modificada deste (p.ex., programação da geração e despacho econômico);

v - simulador para testes de programas aplicativos e para treinamento: utilizados para testar novos programas aplicativos, selecionar parâmetros críticos para as funções de controle, tais como CAG (ganho do controlador, constantes de tempo e limites de controle), e para treinar operadores.

Os programas aplicativos apresentam uma mínima interface com o "hardware" e uma estrutura modular, com cada módulo de programa realizando uma função bem definida, o que oferece uma flexibilidade para mudanças e extensões. Estes programas efetuam os controles desejados pelo operador por intermédio de outros "softwares", básico e suporte. O "software" básico tem como objetivos tornar o sistema apto a operar e fornecer as ferramentas de programação para manutenção do "hardware" e do "software", bem como para a expansão do sistema [62]. Exemplos deste grupo são as rotinas de depuração e diagnósticos, os compiladores de linguagens de alto nível, e o sistema operativo em tempo real que tem, como função principal, a alocação ordenada e eficiente do tempo da CPU [34]. Neste nível de "software" realiza-se a interface direta com o sistema "hardware", efetuada por intermédio dos operadores ("handlers").

O "software" suporte para aplicação abrange: o "software" de IHM, que fornece os recursos para suportar a interação entre os operadores e o sistema de supervisão e controle; "software" de aquisição de dados, que ativa e controla a operação do "hardware" de aquisição de dados; e o "software" de controle supervisor, responsável, entre outras, pelas funções de formatação das

mensagens de controle, transmissão de mensagens, e a configuração das respostas, de acordo com o protocolo de mensagem definido.

#### 1.4 O Sistema Elétrico Interligado Brasileiro

Está sendo implantado no Brasil o SINSC (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada) que é um sistema hierárquico destinado a dar o suporte à SSC (Secretaria de Supervisão e Coordenação) do GC0I (Grupo Coordenador da Operação Interligada) e às empresas, para a supervisão e coordenação da operação do sistema elétrico interligado brasileiro.

No topo da hierarquia encontra-se o CSC (Centro Nacional de Supervisão e Coordenação), operado pela Eletrobrás, o qual será dotado de um sistema de coleta de informação, a partir dos COS's das empresas supridoras, segundo nível da hierarquia, o que permitirá a aquisição de dados do sistema interligado, em tempo real.

Os operadores do CSC não atuarão diretamente em subestações ou usinas, cujos centros de controle, dependendo de estarem subordinados a um COR ou um COS, encontram-se no quarto, ou no terceiro nível da hierarquia.

O SINSC incorpora o sistema de supervisão em tempo real do CSC, os enlaces de comunicação de dados entre computadores (realizado através de canais de rádio em rede de microondas) e os sistemas de controle e aquisição de dados das empresas de energia elétrica, controladoras de área.

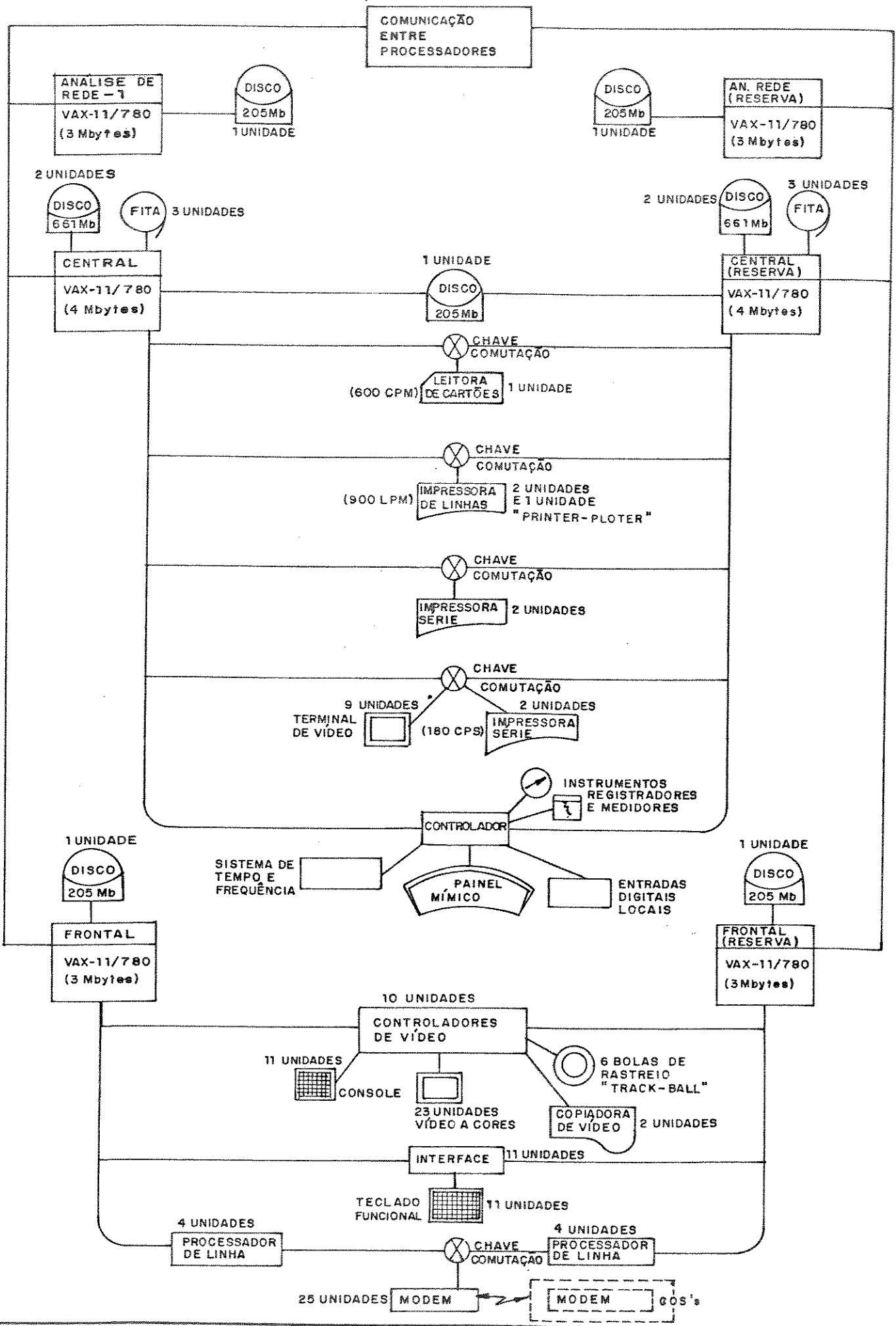
O sistema computacional do CSC (figura 1.10) é um sistema dual composto por seis computadores, dos quais três operam no modo reserva. As atividades executadas pelo CSC abrangem:

- i - programação da operação: envolvendo as atividades que antecedem o dia da operação em um dia até uma semana e cujas funções principais são a elaboração de programas de produção, e operação elétrica e de operação do CAG; e a manutenção do histórico da operação (estatísticas e contabilização de intercâmbios). O intercâmbio típico de informações para a

programação da operação será dos COS's para CSC, a previsão de demanda, geração programada, restrições de geração, saídas de equipamentos e vazões; e do CSC para COS's, a consolidação e atualização dos programas;

- ii- supervisão da operação: abrangendo as atividades incluídas no dia da operação e, em especial, no instante da operação, sendo as funções principais, a monitoração do sistema elétrico/energético (reserva operativa, desempenho do CAG), coordenação/acompanhamento da operação, revisão dos programas diários de operação e estatísticas horárias. O intercâmbio típico de informações, neste caso, seria, dos COS's para o CSC, a medição de potência e tensão (dez em dez segundos) e "status" de chaves e disjuntores; e, do CSC para os COS's, o modelo do sistema e a coordenação de operação e manobras à nível do sistema interligado;
- iii-análise de redes: análise de redes em tempo real e em modo estudo (estimação de estado, avaliação de contingência, fluxo de potência, análise de sensibilidade).

FIGURA 1.10-SISTEMA DE COMPUTAÇÃO DO CENTRO NACIONAL DE SUPERVISÃO E COORDENAÇÃO (CSC)



## CAPÍTULO 2

### SISTEMAS DE DESPACHO DE CARGA

#### 2.1 Introdução

O sistema elétrico de uma concessionária se estende, geralmente, por amplas regiões e é composto por diversos níveis de tensão. Por questões econômicas e de segurança, a operação deste sistema é monitorada, controlada e gerenciada por um sistema de despacho de carga, que apresenta uma estrutura hierárquica decorrente, basicamente:

- do aumento da complexidade da operação dos grandes sistemas elétricos atuais;
- da grande quantidade de dados envolvidos;
- da necessidade de que, por motivo de segurança e tempo de resposta, algumas funções sejam realizadas somente a nível local, tal como a proteção de equipamentos (proteção de sobrevelocidade e sobreaquecimento de geradores, além de outras).

#### 2.2 Estrutura Hierárquica Básica

A estrutura hierárquica, que é composta por diversos níveis e respectivos centros de controle, depende de vários fatores [4,5], entre os quais:

- a organização do sistema elétrico;
- a situação geográfica;
- o atual estágio de desenvolvimento tecnológico;
- decisões políticas e recursos financeiros.

A figura 2.1 apresenta um exemplo de estrutura hierárquica de cinco níveis [4]: coordenação, interregional, regional, distrital e local. Em cada nível existe um ou mais centros de controle e despacho, responsáveis pela execução de determinadas funções, entre as quais [6, 7, 8]:

- i - as funções de proteção e controle: aquisição e manipulação de dados, controle supervisivo, monitoração e ações corretivas no que diz respeito à estabilidade do sistema, recomendações para procedimentos de operação (estudos de

contingências, verificação da suportabilidade de equipamentos, cálculos e recomendações de ajuste de relés, etc.) e estimação de estado;

- ii- funções de despacho: previsão de carga, pré-despacho ("unit commitment"), despacho econômico, negociação de intercâmbios, despacho kVolt/kVAR e controle automático de geração (CAG) ou controle de carga-frequência.

Algumas destas funções podem ser partilhadas por níveis diferentes, como nos casos da coordenação de manobras e/ou recomposição do sistema e, nesses casos, sempre obedecendo a uma hierarquia pré-estabelecida. A função de aquisição, visualização e registro de dados apresenta-se, geralmente, em todos os níveis.

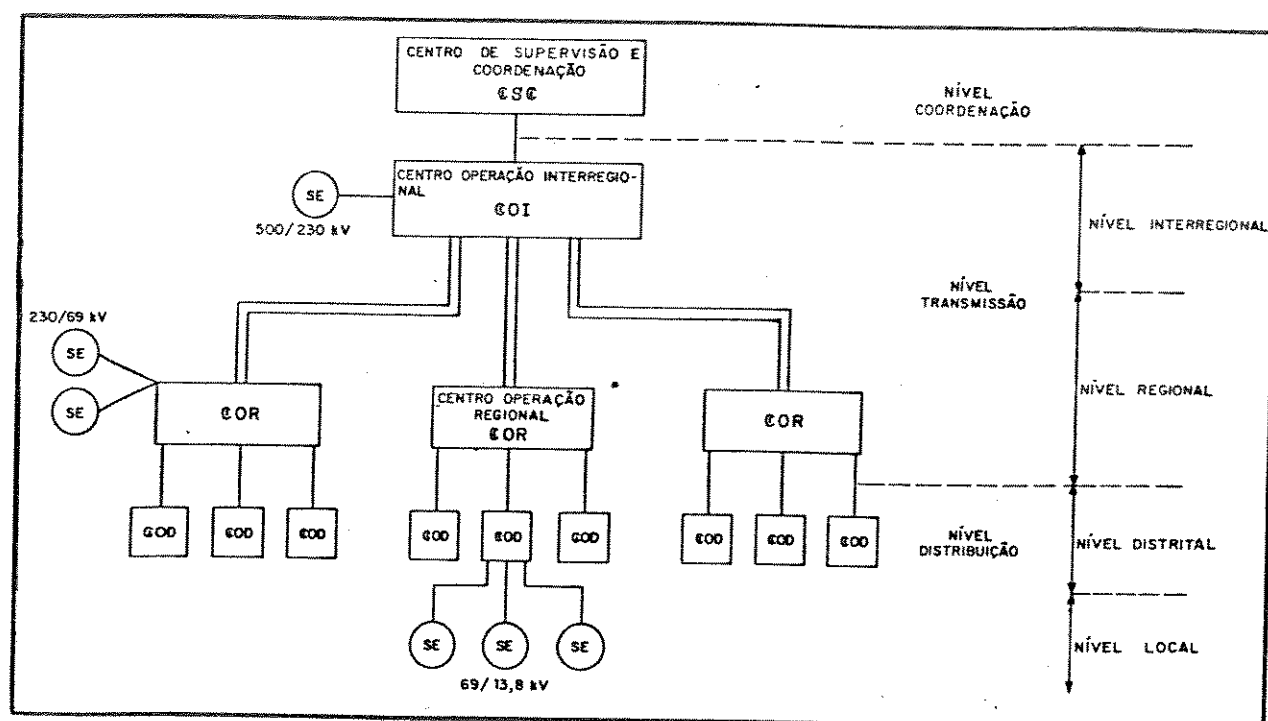


Fig. 2.1- Exemplo de uma estrutura hierárquica para um Sistema de Despacho.

### 2.2.1 Nível de Coordenação

A nível de coordenação está o Centro de Supervisão e Coordenação (CSC), o qual coleta dados via centros interregionais, efetua a supervisão e a coordenação do sistema elétrico interligado e estabelece e concilia os princípios e as normas de operação, considerando fatores econômicos e de

segurança, na cooperação entre as concessionárias. No caso do Brasil propõe-se para o CSC [9] um caráter complementar, em relação às mesmas atividades realizadas pelas próprias concessionárias, no sentido de se garantir as melhores condições de segurança, qualidade de fornecimento e economia de energia nas diversas condições operativas do sistema interligado. Os dados do CSC serão obtidos a partir dos Centros de Operação de Sistemas (COS) das concessionárias e, a partir deles, desenvolver-se-ão as atividades de programação da operação (elaboração dos programas de produção, de operação elétrica e de operação do CAG) e de supervisão da operação (monitoração do sistema elétrico/energético, coordenação e acompanhamento da operação e revisão dos programas de operação). O CSC fornecerá para qualquer das concessionárias, pertencente ao grupo, os dados, sobre as restantes, que sejam necessários para realizar os seus estudos e participar adequadamente da operação conjunta.

### 2.2.2 Nível Interregional

Neste nível encontram-se os Centros de Operação Interregional (COI), também designados por Centros de Operação do Sistema (COS) que têm, como atribuição, coordenar as atividades dos Centros de Controle Regionais (COR) e auxiliar na solução de problemas de controle da rede interregional (p.ex., quando ocorrer falha do suprimento de energia com regiões vizinhas). Para isso, realiza estudos de planejamento, otimização e análise de segurança do sistema sob sua responsabilidade. Em alguns casos, no Brasil, tem sido proposto [10] que, além da coordenação dos COR's já citada, os COS's efetuem também: a supervisão de todo o seu sistema elétrico; o CAG controlando o intercâmbio de energia com as demais concessionárias; as funções de análise de rede como o estimador de estado, a determinação de equivalentes externos, a análise de contingência e o fluxo de potência do despachante e as funções de pré-despacho, despacho e pós-despacho como controle de tensão, atendimento de contrato e acordos de suprimento, despacho de geração e análise do desempenho do sistema elétrico e da proteção.

No caso do controle de carga-freqüência, este pode, por exemplo, ser executado a nível regional, enquanto que o despacho

econômico e o planejamento da programação da geração é executado pelos COI's. Neste caso os COR's enviam, para o COI, os valores medidos de potência gerada por unidade geradora e potência nas linhas de intercâmbio e, para as usinas, o valor dos pontos de ajuste para geradores. O COI transmite, para os COR's, somente parâmetros do despacho de carga dos geradores (cargas-base e fatores de participação), os valores dos ajustes para transferência de potência entre os COR's e centros vizinhos e o valor do ajuste de frequência.

### 2.2.3 Nível Regional

A nível regional os Centros de Controle Regional ou Centros de Operação Regional (COR) realizam a monitoração e o controle da rede, a análise e planejamento da rede, a simulação e treinamento de operadores, o gerenciamento das solicitações de manutenção, o controle de tensão, entre outras atividades [4,11]. São funções típicas de um COR a coordenação de manobras, o controle de tensão e a normalização, após perturbações, do sistema elétrico em suas áreas de responsabilidades. As informações necessárias à supervisão global do sistema e análise de redes ficam à disposição dos operadores dos COR's e são, também, retransmitidas para o COS\* [10].

### 2.2.4 Níveis Distrital e Local

A nível distrital os Centros de Operação da Distribuição (COD) têm, como tarefa, suprir todos os consumidores. São efetuados o controle e a coordenação de manobras, o controle e a monitoração de equipamentos instalados nas subestações de distribuição. A nível local, nas usinas e subestações, são efetuadas, através de equipamentos e dispositivos automáticos, as funções de [4]: controle e monitoração local, regulação de tensão, proteção, comutação automática, registro seqüencial de eventos, chaveamento de capacitores, rejeição de carga quando há queda de frequência além de uma faixa permissível pré-estabelecida, sincronização e outras. Algumas funções, como controle de potência de unidades geradoras, acionamento de disjuntores, mudança de "tap" de transformadores, coleta de dados e outras mais, podem ser efetivadas, diretamente dos

centros de controle, através de telecomandos e telemedições.

### 2.3 Decomposição Temporal das Funções de Controle e Monitoração

A figura 2.2 [12] apresenta as funções de controle e monitoração, de acordo com níveis, versus intervalo de tempo, no qual elas devem ser executadas.

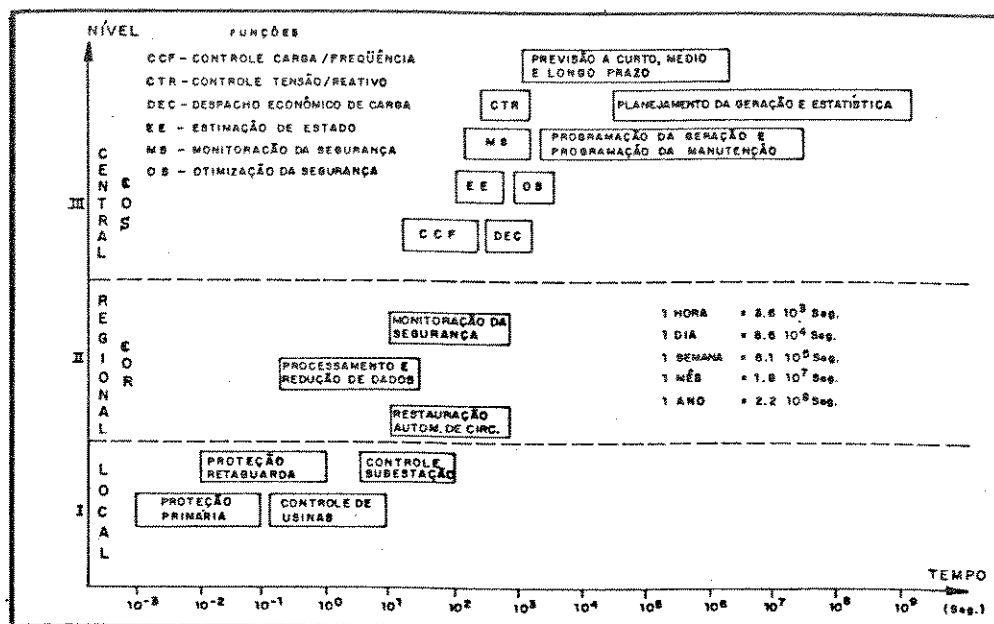


Fig. 2.2 - Função de controle e monitoração em um sistema elétrico, com relação ao intervalo de tempo dentro do qual devem ser executadas.

Quer se adote uma estratégia hierárquica (grupos distintos de usinas/subestações monitoradas por distintos COR's, os quais são, por sua vez, monitorados por um COS), ou qualquer outra (estratégia descentralizada: composta de vários COR's, cada um monitorando várias usinas/subestações; ou estratégia centralizada: composta de um único COS que monitora todas as usinas/subestações de uma concessionária) [63], haverá um intercâmbio, tanto de informações e dados, quanto de sinais de comando/controle entre os diversos níveis. O fluxo de dados é, em geral, proveniente das usinas e subestações e caminha em direção aos centros de controle, diretamente e/ou através dos centros de níveis inferiores, enquanto os sinais de comando/controle caminham no sentido dos centros de controle, para usinas e subestações. Os dados provenientes do sistema, devidamente checados quanto a erros e processados, são colocados em uma base de dados e, em seguida, utilizados pelas funções de supervisão e

controle (visualização, monitoração e registro) e pelas funções de aplicação (CAG, configurador de rede, estimador de estado e despacho econômico). Através do uso destas funções e de um sistema de controle, são definidas as ações corretivas e enviados, para o sistema, sinais de comando e controle. O registro de dados, de informações e ações do operador é efetuado em todos os níveis. A partir dele, são realizadas análises de eventos que ocorreram e estudos de planejamento (como ampliações do sistema visando a atender ao crescimento da demanda, programação de manutenção de equipamentos, previsão da demanda a longo prazo e negociação de contratos de compra e venda de energia).

#### 2.4 - Fases Envolvidas no Suprimento da Demanda

Para se assegurar que a demanda de um mercado seja suprida de forma confiável, atendendo aos requisitos econômicos e de segurança, deve-se procurar adequar a geração a esta demanda, em qualquer instante em que ela ocorra. Para isso é necessário realizar-se um planejamento, tanto do sistema quanto da sua operação, com o intuito de se dispor de capacidade de geração, instalada e operante ("on-line"), suficiente para o atendimento da demanda, quando da sua ocorrência. Dispor de geração suficiente, nestes momentos, implica em saber qual a demanda a ser atendida, devendo-se, portanto, prevê-la com a antecedência necessária e, com base nesta previsão, colocar as unidades em operação. Após isto, tem-se ainda que manter essas unidades operando da forma mais econômica possível, atendendo aos requisitos de segurança. A figura 2.3, a seguir, apresenta uma visão geral do atendimento da demanda [13, 14].

O CAG, localizado no nível inferior da estrutura, tem, como objetivo básico, manter o equilíbrio dinâmico entre a geração e a demanda. Neste caso, ele é conhecido, também, como "controle suplementar" [15]. Esta função é ainda utilizada como "função executiva", por intermédio da qual são efetuadas as ações solicitadas pelo Despacho Econômico (DE), que tem como objetivo distribuir as alterações de geração, necessárias ao atendimento da demanda, entre os geradores disponíveis para tal finalidade, de modo a minimizar os custos operacionais. Neste último caso

ter-se-ia o "controle suplementar com distribuição econômica" [15]. Em algumas situações pode ser necessário atender-se a restrições de segurança (p.ex., quando um sistema de transmissão é subitamente restringido, requer a redistribuição de geração, para evitar sobrecarga térmica do equipamento de transmissão. Isto pode ser feito com um novo DE, baseado, mais nas restrições de segurança, do que em critérios econômicos [15]).

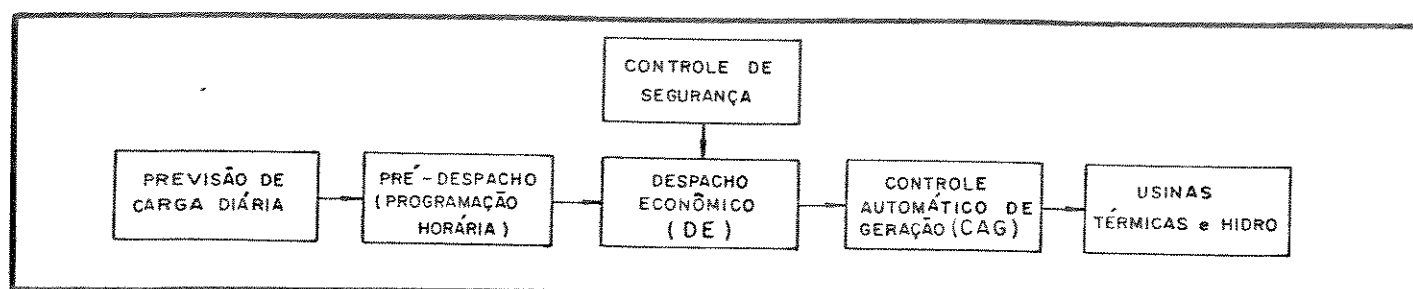


Fig.2.3 - Fases do suprimento da demanda - Estrutura de funções

#### 2.4.1 Previsão de Carga

A demanda apresenta certos padrões anuais e diários, cujas análises formam a base para diversas técnicas de previsão [16]. A longo prazo, a demanda sofre a influência de fatores, como crescimento populacional e econômico, e, nesse caso, a previsão fornece uma estimativa dos futuros picos de demanda, com diversos anos (até dez) de antecedência. Isso possibilitará a definição sobre a instalação de novas usinas, a expansão da rede e a compra de novos equipamentos e unidades geradoras. Para o sistema estabelecido, serão efetuados estudos sobre o programa da manutenção e operação de unidades geradoras, a longo prazo, de forma a otimizar a utilização dos recursos hidro-térmicos disponíveis. Nestes estudos, é levada em conta a influência de fatores, tais como os climatológicos (períodos de seca ou de chuva), que afetam os níveis de água nos reservatórios e a potência nas usinas a fio d'água. Também serão efetuados acordos de compra e venda de energia, entre as companhias, procurando beneficiar-se, por exemplo, da sua situação geográfica: uma companhia, por situar-se em uma região seca, com períodos prolongados de estiagem, poderá comprar energia de uma outra, na qual ocorrem longos períodos de chuvas e, por conseguinte, poderá fornecer energia a um custo mais baixo.

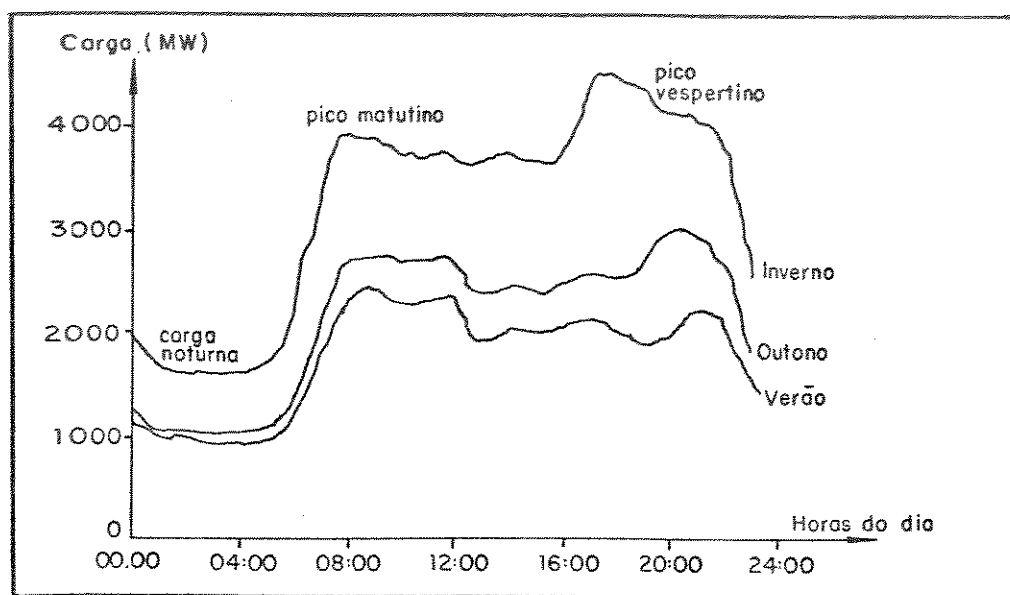


Fig. 2.4 - Variações sazonais de padrões de carga diária  
(no caso, da Inglaterra)

De acordo com a estação do ano tem-se uma curva de carga característica (fig.2.4). Neste caso, o da Inglaterra, observa-se um consumo maior no inverno do que no verão. Com base em dias similares, do passado, a previsão a curto prazo (período de um dia a uma semana) fornecerá uma curva de carga para cada dia da semana. A curva, em geral, apresentará um pico matutino (por volta das oito horas), um pico vespertino (por volta das dezoito horas) e um período de carga baixa (durante a madrugada). A partir desta curva de carga poder-se-ia pensar em colocar um número suficiente de geradores necessários ao atendimento do pico de carga máximo e deixá-los em operação; o fato de não se proceder como tal, deve-se a fatores econômicos e operacionais. No primeiro caso, por ser muito caro operar muitas unidades geradoras durante todo o período, sem necessidade [17]; no segundo por existir um limite mínimo de potência em que a máquina pode operar (p.ex., as unidades térmicas têm um limite inferior de geração contínua em baixas cargas, que é estabelecido em função [18] de algumas condições operacionais de caldeira, turbina e do próprio ciclo térmico. Caso esse limite não seja respeitado, poderá acarretar, entre outros eventos, diferença de temperatura entre superfícies interna e externa das carcaças, acima dos limites permissíveis de operação, abaixamento do rendimento global do ciclo térmico e provável erosão dos últimos estágios da turbina, provocada por vapor úmido). Portanto, a prática comum é fazer com que unidades geradoras sejam partidas ou paradas, conforme sejam ou não necessárias ao atendimento da

carga, reduzindo-se, dessa forma, o consumo global de combustível (no caso de térmicas) e, conseqüentemente, os custos de operação.

A fase que se segue após a previsão de carga é o denominado despacho econômico, que abrange dois passos distintos [19]: o pré-despacho ("unit commitment" e "hydro-thermal coordination") e o despacho econômico "on-line".

#### 2.4.2 Pré-despacho

Com base na curva de carga e programa de manutenção, o pré-despacho, também denominado programação da geração [20], deve decidir que subconjunto de unidades geradoras (hidro e/ou térmicas) deverá ser colocado em operação para cada intervalo de tempo (geralmente horário) do período de estudo (geralmente de 24 a 48 horas), a fim de atender à carga prevista, mais uma margem de reserva, da forma mais econômica possível, sem violar as restrições operativas [17,21]. As combinações analisadas por esta função podem ser muitas, isto porque, se considerarmos que existem "n" unidades disponíveis para atender à demanda, haverá, a cada intervalo de tempo,  $2^n$  estados possíveis para essas unidades (cada unidade poderá estar ou não em operação) [22]. Em sistemas de proporções razoáveis, o estudo de todas as combinações possíveis pode ser inviável, exigindo com isso limitação do número de combinações a estudar, o que é efetuado pela limitação do número de alternativas de seqüência de partida. Por exemplo, uma única seqüência de prioridade de partida poderia ser selecionada, ou pelo usuário, ou pelo programa. Nos sistemas elétricos em que existem apenas usinas térmicas efetua-se somente o "thermal unit commitment"; já nos sistemas hidrotérmicos há a necessidade de se efetuar simultaneamente a coordenação hidro-térmica ("hydro-thermal coordination"). Essa coordenação fornecerá, após algumas iterações entre as otimizações das térmicas e das hidro, a combinação ótima destas [19,23]. Após a determinação da melhor combinação de unidades térmicas e hidro, para cada intervalo de tempo do período de estudo, o pré-despacho avaliará a necessidade de suprimento de energia de outras companhias, conforme estimativas de preço e disponibilidade de intercâmbio, para estimar os valores de prováveis transações de intercâmbio [21].

Além do objetivo e problemas acima citados, o pré-despacho deve ainda considerar:

- i - Alocação dos recursos disponíveis, na curva de carga, de acordo com suas características: seja qual for a variedade de recursos disponíveis ao atendimento da carga prevista, mais a margem de reserva, deve-se procurar posicioná-los, conforme suas características, na curva de carga. Para isso, a curva de carga é dividida em faixas que se denominam "carga-base", "carga-média" e "picos de carga". As hidroelétricas, quando disponíveis, podem ser encontradas em qualquer faixa, uma vez que, em geral, são fáceis de partir e requerem pouca manutenção. As usinas a fio-d'água são mais econômicas quando alocadas na carga-base, enquanto que as com reservatório e reversíveis são usualmente encontradas na faixa de média e pico de carga. Nos esquemas hidrotérmicos procura-se, sempre que possível, manter as térmicas operando, praticamente, com carga constante, evitando-se com isso as grandes mudanças de carga, as principais razões de desgaste das máquinas. Neste esquema as usinas reversíveis são de grande valia, já que nos períodos de carga leve podem utilizar a energia excedente para encher os reservatórios e, quando necessário, próximo aos picos de carga, retomar como geradores e auxiliar no fornecimento de energia [24]. As usinas nucleares são, usualmente, mantidas na base de carga, enquanto que as a gás são utilizadas nos picos de carga, por duas razões: uma por serem pouco econômicas em operação normal e a outra por sua característica de partida rápida, levando aproximadamente seis minutos para ir das condições de repouso, a plena carga [25]. Convém lembrar também que, em um sistema hidrotérmico, a alocação das unidades poderá ser afetada por outros fatores, além dos de ordem econômica e operacionais citados, tais como os de sazonalidade, por exemplo, um período de seca prolongado e que, algumas vezes, faz com que um sistema com predominância hidroelétrica apresente características mais próximas das de um sistema térmico, uma vez que estas passarão a ser, em tais condições, os principais recursos disponíveis [18]).
- ii- Reserva girante: como citado anteriormente, um dos objetivos do pré-despacho é atender a uma margem de reserva

necessária, devido ao fato de as previsões, por serem feitas com antecedência, estarem sujeitas a erros como o das variações repentinas no clima, e a eventos, como as paralizações em indústrias e perdas de unidades geradoras não previstas. A capacidade extra de geração necessária, denominada "reserva de operação", é usualmente determinada, considerando-se [21]: erros de previsão, perdas de capacidade de geração, capacidade para regulação de carga-frequência e picos de carga, anual e sazonal. A reserva de operação consiste de: reserva girante, que corresponde às conectadas ao sistema e pronta para assumir carga; reserva não girante, que corresponde àquelas capazes de, dentro de um tempo específico, serem postas em operação e carregadas; e cargas, que podem ser rejeitadas por circunstâncias definidas por contrato. A quantia de reserva a ser mantida, por companhias individuais, varia com a filosofia de operação, podendo corresponder a uma percentagem do pico de carga ou da unidade geradora mais carregada. No segundo caso, um valor típico corresponde a 150% e deve estar disponível no prazo de dez minutos [26]. As taxas de respostas podem variar, tipicamente, de 30% da capacidade total por minuto, para usinas hidroelétricas; para somente 1% da capacidade total por minuto, para alguns tipos de térmicas [27]. Isto torna as unidades hidro mais adequadas a atuarem como reserva girante do que as térmicas, cuja resposta mais lenta deve-se à necessidade de mudanças nos requisitos do vapor, antes que o gerador possa responder [25]. A reserva não girante, também denominada "reserva programada", ou ainda "reserva off-line" [17], inclui unidades de turbinas a gás (seis minutos das condições de repouso a plena carga) ou diesel de partida rápida, bem como muitas unidades hidro e reversíveis (de vazio a plena carga, em questão de segundos a poucos minutos) que podem ser postas "on-line", sincronizadas, e levadas a plena capacidade, rapidamente. Durante a alocação deve-se procurar distribuir a reserva por todo o sistema, entre as unidades térmicas e hidro, no intuito de se evitar as limitações do sistema de transmissão, além de possibilitar a operação quando da formação de sistemas isolados.

iii-Outras restrições[18,19,21]: limites máximos de potência de unidade e das usinas; taxa máxima de mudança de geração;

tempo mínimo de operação e de parada de unidade, necessários ao provimento de tempo para equalização da temperatura na turbina, a fim de manter a fadiga, devido a diferenças de temperatura, dentro de limites toleráveis; custo de partida, uma vez que há a necessidade de uma energia adicional para trazer a unidade "on-line" e que não resulta em qualquer MW gerado (este custo varia de um máximo-partida a frio — a um valor menor, correspondendo à condição da unidade, parada recentemente, encontrar-se próxima à temperatura normal); curva de custo, combustível versus potência gerada; tempo de bombeamento e armazenamento, das usinas reversíveis; restrições ambientais; etc..

Como resultado, o pré-despacho fornece os dados necessários ao despacho econômico e demais funções, tais como [21]: planilhas de disponibilidade, instantes de partida/parada, e carregamento das unidades para todo intervalo de tempo do período de estudo; custos de operação; estimativas de preço para negociações horárias de intercâmbios; etc.

#### 2.4.3 Despacho Econômico (DE)

A função do DE é distribuir a carga entre as unidades de geração em operação, de modo a minimizar o custo total do suprimento de energia requerido pelo sistema [19]. A diferença essencial entre o pré-despacho e o DE é que, enquanto o primeiro procura o melhor subconjunto de um conjunto completo de "n" unidades, que atenda a carga esperada com o mínimo custo de operação, o segundo assume que este subconjunto já está conectado ao sistema [17]. O pré-despacho seleciona os equipamentos a serem operados, para satisfazer a carga esperada e o DE determina, instante a instante, a carga alocada em cada unidade [19].

Durante o pré-despacho considera-se que a carga será exatamente como foi prevista e que as unidades programadas para o atendimento desta carga estarão disponíveis, desde o instante de sua entrada em operação, até a sua retirada; se estas condições forem integralmente obedecidas, no decorrer da operação "on-line", não haverá a necessidade de se realizar o DE. Entretanto,

na operação real, essas programações requerem contínuas revisões devido a [7,28]: paradas forçadas (não programadas); diferenças por vezes apreciáveis da quantidade de água realmente disponível e que pode levar a uma mudança na política operativa (p.ex., sobra de água pode conduzir a um aumento da geração hidroelétrica e conseqüente redução da geração térmica de alto custo); e erros de previsões de carga. Portanto o DE, de acordo com a disponibilidade momentânea das unidades geradoras, modificará os pontos-base e fatores de participação [15, 17], das unidades geradoras incluídas no despacho econômico, a fim de distribuir os desvios dos pontos de operação pré-definidos pela programação da geração, que ocorrerem na operação "on-line".

Para determinação dos desvios acima, seria necessário prover o DE, dos valores correspondentes à carga total real do sistema e à potência total gerada das unidades em operação, incluindo acordos de intercâmbio. A carga total do sistema pode ser obtida por um programa de previsão a curto-prazo [21], enquanto que a potência total gerada e os intercâmbios são obtidos através de medição. Por outro lado, o denominado erro de controle de área (ECA), obtido com bases nos desvios de intercâmbio e de freqüência, é calculado para representar a diferença instantânea entre a carga total (ou geração total desejada) e a geração total, atuais no sistema. Logo a soma do ECA com a geração total atual representará a carga total (ou geração desejada), que será alocada pelo algoritmo do DE [17, 21, 29].

Dentre os muitos métodos de alocação de carga [15,30,31], o mais empregado distribui a carga total do sistema, entre as unidades sob controle do despacho, conforme a equação [32]:

$$P_{des,i} = P_{b,i} + (\Sigma P_g + ECA - \Sigma P_b) a_i \quad (2.1)$$

onde:  $P_{des,i}$  = Potência desejada para unidade i

$P_{b,i}$  = Potência base da unidade i

$\Sigma P_g$  = Potência total gerada

$\Sigma P_b$  = Potência base total

$a_i$  = fator de participação da unidade i (normalizados tal que  $\Sigma a_i = 1$ )

Através da equação vê-se que a potência desejada é função:

- i - do ECA e, portanto, dos desvios de frequência e de intercâmbio líquido;
- ii- da potência base e do fator de participação, e, portanto, do desvio de cada unidade destes valores, conforme o estabelecido pelo DE.

A interface entre o DE e o CAG ocorre neste nível. Os fatores de participação (correspondentes à taxa de mudança de potência de cada unidade com relação a uma mudança na geração total) e os pontos-base (correspondendo à potência mais econômica para cada gerador) são calculados pelo algoritmo do DE [17] e, sendo recalculados em intervalos de tempo que variam de três a cinco minutos [33], asseguram que a geração total desejada seja distribuída de acordo com os critérios fixados. Um algoritmo clássico empregado em sistema de geração termoeletrico faz uso das "equações de coordenação" [15], as quais requerem, para cada unidade de geração, que o custo incremental da potência fornecida, para um dado ponto, seja igual ao custo incremental da potência gerada, multiplicado por um fator de penalidade (fp). Os fp's representam as perdas de transmissão [13].

Quando a carga do sistema condiz com a prevista e as unidades estão gerando de acordo com os seus respectivos pontos-base, a segunda parcela do lado direito da equação 2.1 será nula. O sistema estará em equilíbrio, atendendo à demanda e operando de acordo com o DE, que determina as potências-base. Quando ocorrer uma variação de carga haverá um desequilíbrio entre a geração e a demanda, que afetará, primeiramente, o ECA e no final as potências-base e, portanto, as potências desejadas, cuja somatória, quando o equilíbrio for novamente restabelecido, será igual à nova carga total do sistema.

Como foi dito anteriormente, os pontos-base e fatores de participação podem ser estabelecidos para atender a restrições de segurança ao invés de econômicas [34] e possibilitar, assim, que uma redistribuição dos fluxos de potência através da realocação da geração, com o auxílio do CAG, restabeleça as condições normais operativas. As sobrecargas existentes, ou possíveis de virem a ocorrer no sistema, são detectadas pelas funções de monitoração da segurança (estimação de estado) ou

pelas funções de segurança (análise de contingência), e necessitam que ações corretivas sejam efetuadas imediatamente (sistema em estado de emergência), ou a curto prazo (sistema normal, mas em estado inseguro). O método clássico de despacho econômico não considera restrições desses tipos e, como consequência da necessidade de considerá-las, foram desenvolvidos dois métodos [13]: "reprogramação corretiva" e "despacho econômico com restrições de segurança". O primeiro método é uma variação do fluxo de carga ótimo, que complementa o despacho econômico e que tem como função determinar um conjunto de ações de reprogramação adequada, que alivie as violações com um mínimo aumento no custo da operação. As reprogramações podem ser feitas automaticamente, através de reajustes dos limites econômicos das unidades sendo despachadas. Os limites econômicos permitem que o operador mantenha as unidades dentro de uma faixa fixa, enquanto sob CAG. O método requer um tempo computacional relativamente grande quando comparado com programas de análise em tempo real (da ordem de dez minutos entre o início e a saída de resultados), sendo, pois, mais adequado para uso em modo preventivo, manipulando restrições de segurança. O segundo método pode admitir restrições lineares sobre as potências geradas. Sempre que constatada uma violação de restrição iminente, ela é expressa como uma função linear das potências dos geradores e, em seguida, obtém-se uma programação de geração tal que se obedeça às restrições, a menos que impraticável. O método responde mais rápido e direto no que se refere ao fornecimento de ações corretivas, sendo, portanto, mais adequado para manipulação de sobrecargas em linhas que apresentem um persistente problema de operação e, conseqüentemente, necessitem de que novos despachos sejam efetuados.

Os dados necessários ao DE consistem de [13,21]: conjunto de unidades a serem despachadas, geração total requerida das unidades sob despacho, capacidades máximas e mínimas, curvas de custo incremental versus potência gerada, coeficientes de perdas de transmissão ou fatores de penalidade e outros. Os dados fornecidos são pontos-base desejados e fatores de participação.

#### 2.4.4 Controle Automático de Geração (CAG)

O objetivo básico do CAG é o de atender às variações de cargas da área e o intercâmbio programado com as demais áreas, através do controle da potência de unidades geradoras, selecionadas para esta finalidade (unidades reguladoras) [33]. O CAG é também a função através da qual são executadas as ações de controle sobre os geradores, a fim de se efetuar, ou uma distribuição econômica da carga do sistema, ou uma redistribuição dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão, através do remanejamento da geração, atendendo a restrições de segurança (sobrecarga térmica de linhas e/ou equipamentos de transmissão [14, 15]). Conforme já mencionado, quando atendendo ao objetivo básico, o CAG é também conhecido como controle suplementar; quando executando ações de funções de níveis superior tem-se o controle suplementar com distribuição econômica e o controle suplementar com despacho de segurança [15].

Em um sistema elétrico, a geração e a demanda não permanecerão constantemente em equilíbrio, por muitas razões, entre as quais:

- i - erros de previsão de carga: como visto anteriormente, a carga estimada pode diferir da real por razões não previstas (p.ex., variações bruscas do clima);
- ii- a geração real pode diferir da programada devido a perdas de unidades por falha, a atrasos no programa de manutenção e a outras causas;
- iii- dificuldade em dispor de geração suficientemente rápida para acompanhar as altas taxas de variação de carga que ocorrem durante os picos de carga (as maiores taxas ocorrem no pico matutino) [35];
- iv- freqüentemente, nos picos de carga em que há grandes variações, as mudanças de geração são efetuadas manualmente, podendo assim ocorrer diferenças entre a carga e a geração total, conseqüência de as unidades estarem sendo carregadas mais rapidamente ou lentamente que o necessário [26];
- v - dificuldades com a alteração de intercâmbio programado (p.ex., uma área pode atrasar o decréscimo de intercâmbio por causa de problemas associados com o rápido descarregamento de unidades térmicas [35]).

O CAG deverá procurar restaurar estes equilíbrios regulando a geração de acordo com uma estratégia de controle pré-estabelecida. Em um sistema elétrico constituído por uma única área de controle (área de controle é definida como a parte de um sistema de potência, na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de carga contidas nesta parte do sistema [36]), o equilíbrio entre a geração e a demanda será restabelecido novamente, quando o controle suplementar restaurar a frequência ao seu valor programado, enquanto que, para outro sistema, constituído por várias áreas de controle interligadas, o equilíbrio é restabelecido quando o controle suplementar restaurar, não só a frequência, mas também o intercâmbio, ao seu valor programado [15].

A estratégia de controle mais utilizada é aquela na qual cada área seja responsável pelas variações de cargas que ocorrerem no sistema elétrico sob sua responsabilidade e que somente o seu controle suplementar atue, a fim de restaurar o equilíbrio. Para que cada área de controle reconheça suas próprias mudanças de carga e geração, o erro de controle de área (ECA), citado no item anterior, é calculado de acordo com a equação [35]:

$$ECA = (I_r - I_p) + 10 \beta (F_r - F_p) \quad (2.2)$$

onde:  $I_r$  - intercâmbio líquido real, corresponde ao somatório algébrico dos intercâmbios de potência com outras áreas, em (MW).

$I_p$  - intercâmbio líquido programado, correspondente ao somatório dos intercâmbios programados com as demais áreas, em (MW).

$F_r$  - frequência real do sistema (Hz)

$F_p$  - frequência programada do sistema (Hz)

$\beta$  - "bias de frequência" (MW/0.1 Hz).

O modo de controle do CAG efetuado com base no sinal obtido através da equação acima, é conhecido como controle TLB ("Line, load Bias frequency control"). O fator "bias", empregado com o intuito de se homogeneizar a expressão e com isso validar a soma das duas parcelas, deve guardar a relação de dependência da potência com a frequência, de modo a caracterizar, verdadeiramente, o desvio em MW, correspondente a certo desvio de

frequência [37]. Para atender à estratégia de controle acima citada, o valor do "bias" deve ser igual à característica natural de regulação da área, que por sua vez é função do número de geradores sincronizados e da carga [15]. O ECA obtido pela equação (2.2), considerando o "bias" igual à característica natural de regulação da área (característica natural da área "i" é definida como sendo a variação da potência ativa da área "i" com relação à variação da frequência), conterá a informação exata sobre qual das áreas deveria exercer o esforço de controle suplementar [15].

#### 2.4.4.1 Princípio Básico do Controle

Para manter o equilíbrio entre a geração e a carga, o algoritmo de controle deve procurar minimizar o ECA, o que significará manter a frequência e o intercâmbio em seus valores programados. Para minimizar o ECA há necessidade de se utilizar uma ação integral a qual garantirá sua anulação. Teríamos, portanto, a equação para um algoritmo tipo integral (I):

$$Y = \int ECA \cdot dt = \int (\Delta I + 10 \cdot \beta \cdot \Delta f) \cdot dt \quad (2.3)$$

onde: Y - saída do controlador

Esta equação mostra que não é necessário ter-se o valor do "bias" igual à característica natural da área, para se conseguir zerar os desvios de frequência ( $\Delta f$ ) e intercâmbio líquido ( $\Delta I$ ). Basta que o ECA contenha a informação sobre ambos. Outros modos de controle podem ser empregados para se zerar os dois sinais. Por exemplo, uma área poderia corrigir os desvios de intercâmbio (controle em intercâmbio líquido constante) enquanto a outra área corrigiria os desvios de frequência (controle em frequência constante). Este modo de controle resultaria num comportamento dinâmico menos eficiente do que o TLB [15]. O algoritmo de controle empregado depende da linha de pensamento seguida. Enquanto a Europa emprega um algoritmo proporcional-integral (P-I), os Estados Unidos empregam apenas um algoritmo proporcional, que freqüentemente tem conduzido a resultados insatisfatórios [14,29]. O algoritmo de controle P-I é representado por [14, 16]:

$$Y = \frac{1}{T_n} \int ECA \cdot dt + C_p \cdot ECA = \frac{1}{T_n} \int (a \cdot \Delta I + b \cdot B \cdot \Delta f) dt + C_p (a \cdot \Delta I + b \cdot B \cdot \Delta f) \quad (2.4)$$

onde:  $C_p$  - ganho proporcional, valores típicos (0.1-0.3)

$T_n$  - constante de tempo, valores típicos (30-100s)

$a=0$  e  $b=1$  - controle em frequência constante - FC

$a=1$  e  $b=0$  - controle em intercâmbio constante - IC

$a=1$  e  $b=1$  - controle TLB

O ganho da ação integral deve ser limitado por questões de estabilidade do controle. Desde que tenha um valor pequeno produzirá pouco efeito sobre a dinâmica do controlador, porém continuará a conduzir o ECA a zero. O controle proporcional aumenta a estabilidade do controle suplementar e possibilita assim uma ação mais rápida através deste [15]. Qualquer variação de carga afetará  $Y$ , primeiramente através do termo proporcional, dependendo do seu ganho e, por fim, do termo integral que variará lentamente de valor, conforme o controlador atuar sobre as referências de carga das unidades e corrigir os desvios de frequência e intercâmbio, até que cesse a ação do controle. Neste instante a contribuição do termo proporcional será zero e o valor acumulado pelo termo integral corresponderá à variação de carga.

#### 2.4.4.2 CAG com Distribuição Econômica de Carga

Através da atuação do controlador PI, como visto no item anterior, serão alteradas as potências geradas de cada unidade sob seu controle. As alterações serão realizadas através do envio de sinais às unidades, os quais solicitarão as alterações das referências de carga destas. O mecanismo de referência de carga é o mecanismo básico para controlar a potência da unidade geradora, também conhecido como mecanismo de ajuste de velocidade (servomotor para variação de velocidade) [15]. Através deste procedimento o controlador redistribuirá a geração entre as unidades, a fim de se atender às restrições econômicas, o que será realizado pelo DE. Nos primeiros esquemas implantados, os equipamentos de custo incremental (geradores de função de custo incremental das unidades) eram estabelecidos nas usinas e tinham como função desenvolver as potências desejadas. A distribuição da geração de acordo com a distribuição econômica era restabelecida através da ação de integradores lentos, um para cada unidade, os quais, atuando nos mecanismos de referência de carga, procuravam

zerar os desvios existentes entre as potências geradas e as desejadas [15].

Nos esquemas atuais é prática quase universal desenvolver a lógica de controle, incluindo o algoritmo de distribuição econômica, nos centros de despacho. A integração das funções do CAG e do DE pode ser efetuada de duas formas [15, 17, 31, 38]: controle analógico dirigido por unidade digital, também denominado híbrido (figura 2.5) e esquema de controle inteiramente digital (figura 2.6).

Os esquemas de controle apresentados não são únicos, muitos outros podem ser encontrados [31], especialmente nos sistemas em que toda computação necessária é efetuada digitalmente [15]. Nos esquemas analógicos, utiliza-se um controlador de sistemas analógico, que opera continuamente de forma a igualar a demanda e a geração, com a máxima taxa possível. Já nos digitais, empregando computadores digitais como controlador de sistema, a mesma tarefa é executada unicamente em ciclos definidos, cujos intervalos dependerão da capacidade do computador e de outras tarefas que este executará simultaneamente [39]. No esquema híbrido apresentado, a alocação econômica de carga é efetuada conforme a equação 2.1. Os valores dos pontos-base e fatores de participação são atualizados por um computador digital com base na solução das equações de coordenação, enquanto a lógica do CAG é implementada por equipamento analógico. No esquema totalmente digital, tanto a lógica do CAG quanto a da alocação de geração (incluindo a atualização dos pontos-base e fatores de participação) são efetuadas pelo computador digital. Em ambos os esquemas os sinais do CAG são emitidos, usualmente, a uma taxa maior (em esquema totalmente digital a cada dois segundos e continuamente em esquema híbrido) do que a do DE, que atualiza os pontos-base e fatores de participação em intervalos de alguns minutos (três a cinco minutos) [38]. Deve-se, contudo, lembrar que, para diversos esquemas, os sinais para o CAG e para carregamento econômico coincidem, exceto quando o ECA supera um determinado limite e mais unidades são colocadas para auxiliar a regulação, sem levar em conta os aspectos econômicos.

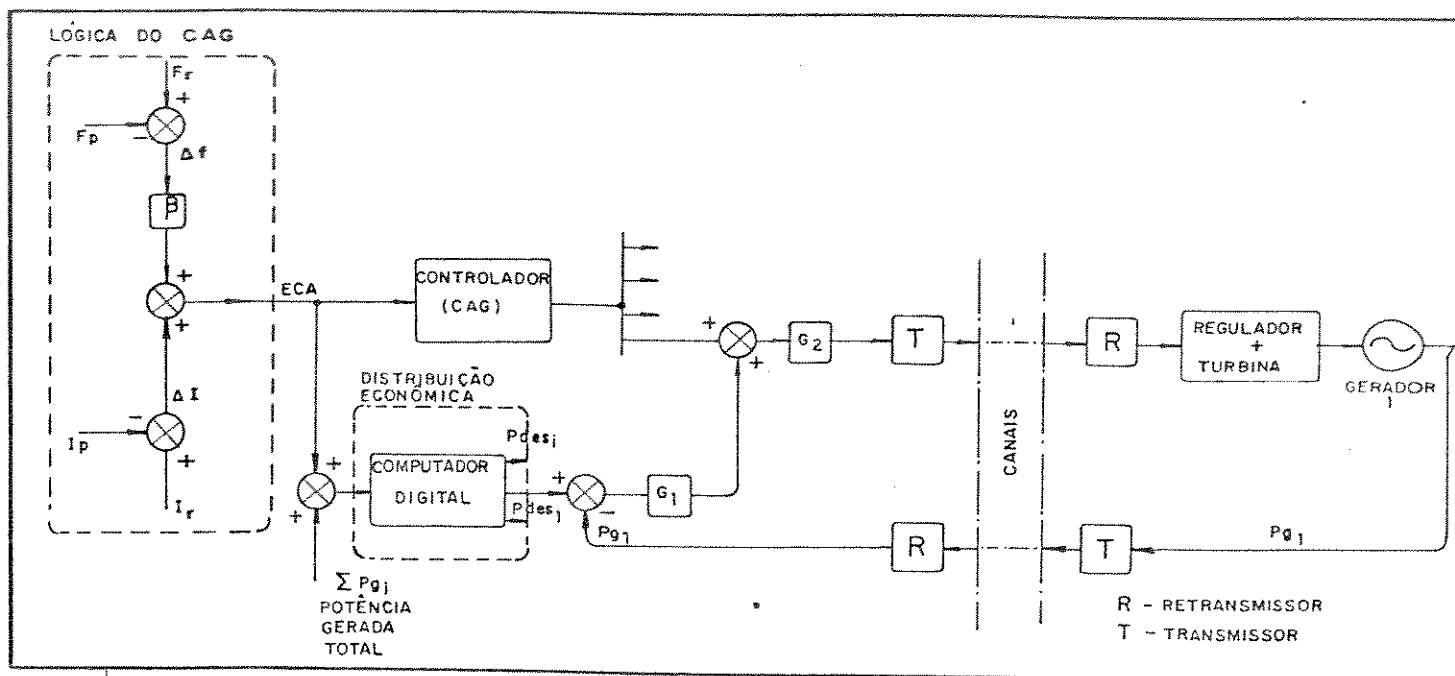


Fig. 2.5 - Sistema analógico dirigido por unidade digital para CAG e DE

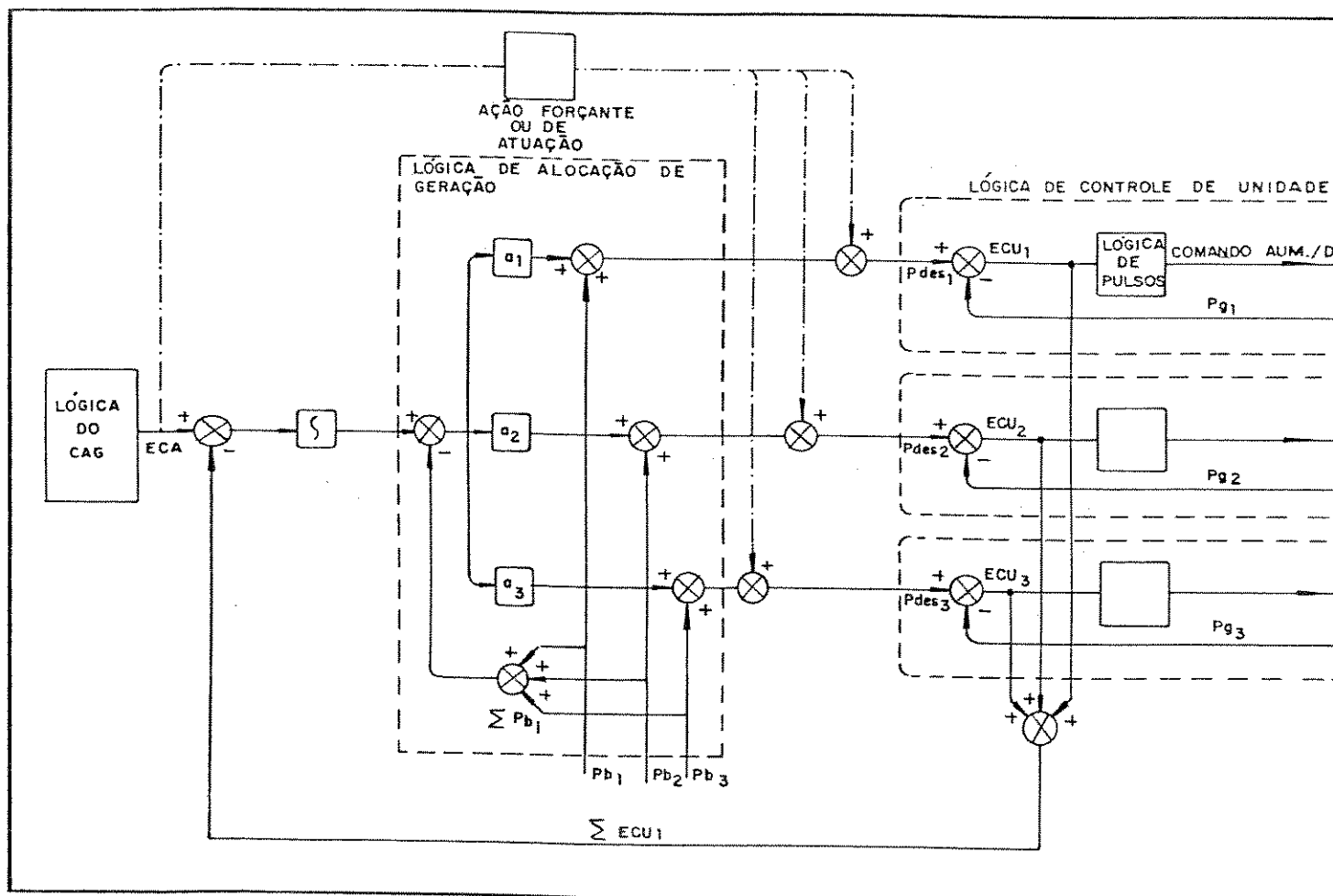


Fig. 2.6 - Visão geral do CAG - Esquema digital

Os esquemas apresentam em geral dois estágios, um envolvendo o cálculo da potência desejada para cada unidade com base nos requisitos de regulação e econômicos, e o outro correspondendo à lógica de controle da unidade (LCU), que procura igualar a potência gerada da unidade, à sua potência desejada, ou seja, zerar o erro de controle da unidade (ECU) [32]. A potência desejada, obtida no centro de despacho pelo algoritmo de alocação de carga, pode ser implementada de duas formas, dependendo dos equipamentos de controle locais, das unidades geradoras [40]. Quando se dispõe de um controlador local (que pode ser, por exemplo, um computador de usina, [34]), este recebe sinais correspondentes às potências desejadas das unidades geradoras (teletransmitidos do centro de despacho), compara-os com os das potências geradas atuais (ver fig. 2.6) e converte as diferenças destes, em comandos, para ajuste dos reguladores das máquinas. Quando não existe controlador local, sua função pode ser realizada nos centros de despacho, sendo, neste caso, transmitidos sinais de comando para aumentar ou diminuir, diretamente para as máquinas. Neste último, há a necessidade de dois elos de telecontrole, o que implicará em redução da confiabilidade e maiores constantes de tempo. Esta forma será unicamente adequada nos sistemas onde não há necessidade de altas velocidades de resposta. Quando é utilizado o denominado controle conjunto de potência ativa, a tarefa principal do equipamento de controle local é dividir igualmente entre as unidades participantes deste controle, a potência desejada, no caso correspondente à potência total solicitada à usina. As vantagens dessa forma de controle são [24]:

- i - O centro de despacho pode considerar uma usina, constituída por diversas unidades geradoras, como um único gerador de potência e fornecer comandos para a usina como um todo, sem levar em consideração o carregamento individual das unidades;
- ii- os sérios distúrbios causados aos sistemas, conseqüentes da súbita retirada de uma das unidades, são reduzidos a um mínimo, uma vez que a potência da mesma será automática, imediata e equitativamente redistribuída pelas remanescentes;
- iii- os surtos de cargas são divididos igualmente entre as unidades, de tal forma que nenhuma unidade precisa ser desconectada por sobrecarga;
- iv- apenas a potência gerada e a quantia de reserva girante por

usina é enviada ao centro de despacho, aliviando, com isso, as tarefas do despachante, bem como o sistema de comunicação.

#### 2.4.4.3 Características dos Sistemas CAG

Nos esquemas de controle com distribuição econômica de cargas observam-se dois modos de operação: um rápido, correspondendo ao CAG e outro mais lento, que corresponde ao DE. A interação entre estes dois modos de operação pode apresentar conflitos. Por um lado, as unidades sob controle do CAG devem apresentar altas velocidades de resposta e margem de reserva suficiente para regulação do sistema, a fim de impedir grandes variações do ECA, e, por conseguinte, da frequência e do intercâmbio de seus valores programados [26]. Por outro lado, o DE é apropriado somente para unidades que apresentam uma faixa ampla de custos incrementais sobre toda sua faixa de carga controlável (de vazio a plena carga) o que, em geral (para térmicas), corresponde às unidades maiores e mais lentas. Nos sistemas térmicos, as unidades mais adequadas ao DE são as grandes unidades térmicas, por apresentarem custos e operação inferiores aos das pequenas unidades. Entretanto elas são muito menos tolerantes a manobras que as menores e, por isso, apesar de adequadas ao DE, não atendem às necessidades do CAG [32]. A questão, portanto, é: que valor se deveria atribuir aos fatores de participação das unidades utilizadas pelo CAG? A solução comumente adotada é a de ajustar os fatores de participação, de acordo com os critérios econômicos, nos casos em que o ECA não é crítico e, nos casos de emergência ou com grandes valores de ECA, possibilitar fortes ações corretivas por parte das unidades de regulação, indiferentes às oscilações subseqüentes [14]. A ação forçante ou "ação de auxílio" é provida por meio do uso de caminhos secundários independentes (ver figura 2.6), que possibilitam a atuação sobre todas as unidades, quando o ECA exceder um valor limite adequado, indiferente às restrições econômicas [15,32]. O restabelecimento do ECA, para um valor inferior ao limite, implicará na inibição da ação de auxílio e, dessa forma, possibilitará ao DE a restauração das potências econômicas das unidades.

Um outro aspecto diz respeito ao envio do sinal

correspondente à potência desejada, à unidade geradora. Este sinal pode ser efetuado obedecendo a uma combinação lógica de ambas as solicitações, do CAG e do DE. Os modos de controle mais conhecidos são o controle permissivo ("permissive control"), o mandatório ou comando ("mandatory ou command") e uma combinação destes dois [31]. O controle é considerado permissível quando a lógica de geração de sinal de comando gerar um sinal de aumentar somente quando o ECA é positivo, ou vice-versa. Por exemplo, um aumento de geração, solicitado pelo DE, só é realizado quando o CAG também solicitar um aumento. Este modo de controle produz um efeito de alisamento ("smoothing"), uma vez que reduz a ação de controle das unidades de geração, as quais somente ajustam suas cargas na direção requerida para reduzir o valor do ECA. E tem, como desvantagem, o fato de prejudicar a habilidade do CAG, em ajustar a carga de uma unidade individual, quando este ajuste estiver em oposição à tendência da carga do sistema e a das demais unidades (por exemplo, quando uma grande e eficiente unidade é colocada em operação, no período em que a carga do sistema está decrescendo, e é conduzida a operar em plena carga, a fim de substituir a potência gerada por outras unidades mais caras).

Quando o carregamento de qualquer unidade pode ser efetuado, a qualquer hora, em qualquer direção, o comando é denominado mandatório, (por exemplo, quando o DE é efetuado em qualquer caso). Este modo de controle é necessário para a realização do DE durante os períodos em que o sistema encontra-se em regime [14]. Pode-se, através de uma combinação dos dois modos anteriores, explorar as características positivas de ambos operando, por exemplo, em modo mandatório, quando o ECA é pequeno e, chaveando para o permissivo, nos casos em que o ECA exceder um valor limite [32].

As potências desejadas devem ser verificadas em relação aos limites máximos e mínimos de cada gerador. Quando um destes for superado, a potência da respectiva unidade permanecerá no respectivo valor limite superado, e o excedente será redistribuído pelas restantes. Quando há variações substanciais e muito rápidas na carga, poderá acontecer de algumas unidades não conseguirem acompanhar suas variações de referência de carga

e, nesse caso, ou as unidades mais rápidas assumem as cargas que não podem ser geradas pelas mais lentas, ou as mais lentas são ajustadas em seu limite máximo de variação de carga, enquanto nenhuma alteração é feita nas mais rápidas. Na primeira situação, as unidades rápidas ficarão sujeitas a um desgaste adicional, já que assumem uma carga adicional para em seguida transferi-la para as unidades lentas. Os requisitos de regulação, porém, continuarão a ser atendidos. Na segunda, as correções dos desvios de frequência e intercâmbio dar-se-ão de uma forma mais lenta.

Uma lógica de filtragem para o ECA também é necessária, a fim de evitar ações de controle desnecessárias e ineficazes, correspondendo a variações de carga de frequências mais altas (ruídos) que a faixa de resposta do CAG. Estas variações só acarretariam em desgastes do equipamento de controle (regulador de velocidade e outros) já que este não seria rápido, o suficiente, para controlar tais variações, de forma eficaz [15].

Outras lógicas também necessárias são [17,32]: detecção de falha de telemedicação, a fim de impedir ações erradas pelo CAG, no caso de perda de um determinado valor; detecção de falha de acompanhamento, para identificar unidades que não respondem ao envio de sinais; limite da taxa de variação de geração, para impedir a fadiga em unidades, durante variações muito rápidas de carga; alarmes de limites operacionais.

#### 2.4.4.4 Implementação do CAG

A implementação do sistema CAG requer as seguintes informações:

- i - obtidas do sistema: potência líquida gerada por unidade, indicação do estado de controle da unidade (ligada/desligada do CAG) e da unidade ("on" ou "off-line"), potência ativa nos pontos de intercâmbio e frequência da rede;
- ii- fornecidas pelo DE: novos pontos-base e fatores de participação;
- iii-outras, tais como: modo de controle da usina e das unidades geradoras, modo de controle (TLB, FC ou IC), limite inferior ou superior das usinas/unidades, carregamento das linhas de

intercâmbio, "bias" de frequência, frequência e intercâmbios líquidos e programados, parâmetros para assistência de emergência e filtragem da telemedicação.

Nos centros de despacho o algoritmo requer a adição de módulos, para interface com o ambiente em tempo real, responsáveis pela inicialização das funções do CAG, coordenação das informações (que afetam o CAG) provenientes dos demais programas, preparação e fornecimento dos sinais a serem enviados às usinas e comunicação com o sistema de apresentação de dados, alarmes, relatórios, etc. [34].

Nas usinas, um sistema local é responsável pela LCU e pela aquisição das informações a respeito de cada unidade. Quando um único controlador é utilizado como controlador local, este deverá, em relação a cada unidade, reconhecer a sua taxa individual de resposta; alocar a potência desejada, da usina, entre elas; relatar ao centro de despacho as informações a respeito do seu "status" e de sua capacidade de aumentar/diminuir, de curta duração (que será utilizada pelo algoritmo do CAG para manter a solicitação da potência desejada dentro da capacidade dinâmica da unidade).

A implementação em sistemas digitais requer ainda que a execução do CAG, alocação de carga e saída dos sinais para as usinas, seja repetido em intervalos de dois a quatro segundos [32]. Os cálculos, a transmissão de sinais e a recepção de dados, idealmente, deveriam ser instantâneos, já que o desempenho ótimo do CAG é fortemente dependente destes tempos.

Nas primeiras implementações, o CAG era obtido pelo ajuste manual do regulador das unidades geradoras em respostas aos desvios de frequência, observados em freqüencímetros. Mais tarde sistemas analógicos foram instalados para realizarem o controle de intercâmbio líquido e de frequência, sem provisão, entretanto, para o DE. A seguir, sistemas híbridos foram empregados. Neles, um controlador analógico realizava as funções de CAG, enquanto um computador digital efetuava o DE, cujos resultados eram fornecidos ao CAG. Finalmente, em consequência dos melhoramentos na qualidade e flexibilidade do controle de geração, surgem os

modernos sistemas de gerenciamento de energia também conhecidos como sistemas de controle de energia (EMS) ("Energy Management Systems"), inteiramente digitais, responsáveis, não só pelo CAG e DE, como também por diversas outras funções (monitoração e análise de segurança do sistema elétrico, controle supervisão e aquisição de dados, etc.).

#### 2.4.4.5 O CAG Integrado ao Sistema SCADA

O CAG e o DE foram as primeiras funções a serem integradas ao SCADA ("Supervisory Control and Data Acquisition"). A integração destas funções ao sistema SCADA, já instalado, permitia uma substancial economia em equipamentos e custos de instalação, na fase de implantação, uma vez que se utilizavam os mesmos equipamentos do SCADA [41]. Atualmente, não só estas, como também outras funções pertencentes ao grupo denominado "funções de aplicações" ou "funções avançadas" (configurador de rede, estimador de estado, análise de contingência, análise de curto-circuito etc.) vêm sendo aplicadas "on line". Uma das principais características dos atuais sistemas digitais é o uso de uma mesma interface homem-máquina (IHM) (monitores de vídeo, impressoras, mesa de controle, etc.) tanto para funções do SCADA quanto do grupo de funções de aplicação [42, 43]. A interface entre estes dois grupos de funções é efetuada, unicamente, via base de dados. O subsistema de IHM fornece o elo entre o pessoal da operação e o sistema de controle, enquanto o subsistema SCADA fornece o elo com o sistema elétrico. Nesses sistemas integrados, as funções de aplicação são acessadas via console do operador, VDU ("Video Display Unit") e impressoras, através de "menus", para seleção de "display"/programa, de diagramas de subestações e nodais (seção da rede elétrica), de relatórios e "displays" tabulares, de mensagens e alarmes.

## SIMULAÇÃO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO PARA MÁQUINAS ISOLADAS

### 3.1 Introdução

A operação de um sistema elétrico está se tornando mais complexa a cada dia, acarretando a necessidade de um aumento correspondente, na eficiência dos sistemas de controle e no desempenho dos operadores. Pacotes de "software" [42, 63, 64, 65] têm sido desenvolvidos e implantados com diversas finalidades, entre as quais:

- i - facilitar o teste dos programas aplicativos de controle do sistema e demonstrar sua operação na fase final de implantação. Por exemplo, o simulador do CAG, por intermédio do qual suas funções e seus efeitos no sistema de potência podem ser avaliados em tempo real. Este último, em geral, simula o comportamento de duas áreas interligadas (figuras 3.1a e 3.1b), por uma linha de transmissão. Na primeira dessas áreas, o pacote de programa CAG a ser testado para posterior implantação, transmite comandos, correspondendo às referências de carga, para o simulador, que lhe retornará a frequência do sistema, as potências de intercâmbio e dos geradores (igual ao número de geradores do sistema real). Essas variáveis, por sua vez, serão utilizados no cálculo do ECA. A segunda área, com seu próprio sistema de CAG, simula o comportamento de outro sistema, possibilitando, com isso, que se opere com outros modos de controle (TLB, FC, IC);

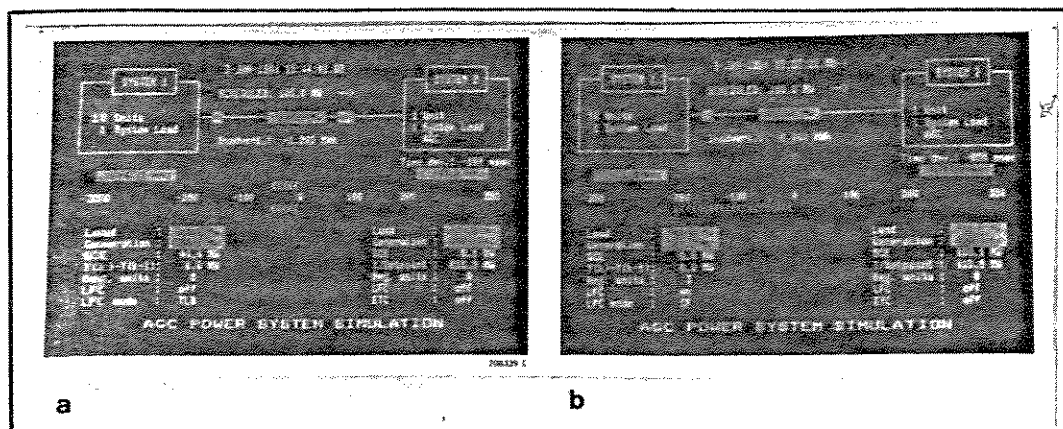


Fig.-3.1 "Displays" apresentados por um simulador do CAG

- ii- treinar despachantes e operadores de sistemas, para que estes possam: ganhar familiaridade com as funções de controle e demais funções ligadas à operação do sistema; observar e analisar os efeitos das ações de controle sobre o sistema elétrico; observar os riscos e benefícios de diferentes soluções para um mesmo problema; simular eventos e emergências no sistema.
- iii-efetuar estudos de planejamento e otimizar parâmetros de controle.

Os simuladores, constituídos por tais pacotes, vêm assumindo um papel a cada dia mais importante, já que os métodos de análise, baseados em ensaios, utilizando o sistema real, estão se tornando cada vez mais impraticáveis, pois, além de expor o sistema elétrico a riscos desnecessários, apresentam muitas dificuldades para análise dos resultados, decorrentes da possibilidade de distúrbios que porventura ocorram durante a realização desses ensaios, da variação aleatória das cargas e do registro das grandezas necessárias. Além das dificuldades mencionadas, um outro ponto a ponderar refere-se ao menor custo da simulação. Algumas características importantes dos atuais simuladores, utilizados para treinamento, são: a representação realística das propriedades estáticas e dinâmicas do sistema elétrico que o "traine" operará, permitindo, assim, que ele saiba como o seu sistema responde a diversos tipos de contingência, e por que responde dessa maneira; o ensino e o reforço dos conceitos elétricos e mecânicos, sem requerer um conhecimento da matemática envolvida; a utilização do mesmo subsistema de interface homem-máquina ("hardware" e "software"), que o utilizado no sistema real, maximizando, com isso, a eficiência do treinamento; o aprendizado de procedimentos de sistemas complexos, sem pôr em risco os equipamentos e o pessoal da operação, além de outras.

No treinamento do operador o primeiro passo é familiarizá-lo com os procedimentos de rotina, do centro de controle: o suprimento contínuo de energia elétrica a diversos centros de cargas, procurando manter a frequência e a tensão a níveis adequados; o chaveamento de circuitos para manutenção e reconfiguração do sistema, para diferentes estratégias de

operação; a reconexão e sincronização com outras empresas; a otimização da geração, considerando as restrições econômicas e de segurança, através de uso de programas aplicativos, como o CAG e o DE; o eficiente planejamento, avaliação e programação de transações de intercâmbios com demais companhias, etc..

A simulação dos processos dinâmicos, relacionados com o CAG, tem sido de grande valia para o entendimento, tanto do comportamento do sistema controlado, como dos processos de ajuste dos parâmetros do sistema. Através da simulação "off-line" do CAG, podem-se procurar respostas a respeito de: qual a melhor estratégia de controle (centralizada, descentralizada ou hierárquica); qual deveria ser o ciclo de tempo do CAG, a fim de se obter uma qualidade de controle especificada (usado, particularmente, quando substituindo controladores analógicos por sistemas digitais); quais os requisitos para o processo de aquisição de dados (tempo do ciclo, período entre valores medidos e resolução da aquisição); quais as reservas necessárias para a estratégia de controle escolhida; como o sistema comporta-se em caso de falha ou limitação de um determinado controlador; qual o valor a ser adotado para "bias", e outras mais.

Os modelos clássicos, usados na simulação do CAG em sistemas interligados, consideram, em geral, as cargas e usinas agrupadas, respectivamente, em carga e máquina equivalente por área, trocando energia entre si, através de linhas também equivalentes. Em outros casos, simula-se uma máquina ligada a um sistema infinito. Essa modelagem com estrutura simplificada era decorrente da limitação na capacidade de representação do sistema, quando se utilizavam os simuladores analógicos. No caso de simulação digital, a principal limitação é o tempo de processamento e não a capacidade de representação. Assim, justifica-se a utilização de modelos mais detalhados para a simulação do CAG em computadores digitais. Nos modelos concentrados, as características individuais dos componentes do sistema não são consideradas explicitamente, o que implica numa dificuldade adicional na interpretação dos resultados obtidos pela simulação.

Uma modelagem distribuída, considerando a própria rede com

todos os seus elementos, permitiria a monitoração de qualquer um de seus componentes, bem como a inclusão de quaisquer outros, como cargas e geradores, que, com suas características individuais de frequência, poderiam ser conectados a qualquer nó elétrico da rede. Tornar-se-ia possível observar, a nível de componente, o desempenho do sistema interligado em função de diferentes estratégias de operação dos centros de controle de cada área. Ajustes dos parâmetros das diversas malhas de controle, visando a um desempenho adequado de todo o conjunto, mesmo nas condições de operação mais difíceis, seriam possíveis, já que as características individuais desses elementos estariam preservadas. Através da simulação poder-se-iam estabelecer os princípios que efetivamente contribuiriam para melhorar o desempenho dinâmico do sistema, tais como: reduzir oscilações, diminuir tempos de resposta, minimizar as participações desnecessárias e compensar os erros cumulativos de intercâmbio involuntário.

### 3.2 Reações do Sistema Elétrico aos Distúrbios

Como foi visto no capítulo 2, com o objetivo de atender à contínua variação da demanda, há, em geral, a necessidade de uma previsão de carga para prover os dados necessários para a programação da geração e a estratégia de intercâmbio com outras redes interligadas. Durante a operação "on-line" ocorrerão, freqüentemente, desequilíbrios entre a geração e a demanda conseqüentes de condições imprevisíveis (inesperadas variações de carga, contingências da rede e erros de operação). Estes desequilíbrios acarretarão desvios de frequência e de intercâmbio de seus valores programados, que permanecerão no sistema, mesmo após a atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras (regulação primária). Ao CAG caberá a função de restabelecer os valores programados de frequência e intercâmbio entre as áreas, através do envio de sinais de comando às usinas sob controle, solicitando reajustes de geração, por intermédio do mecanismo de variação da referência de carga dos reguladores de velocidade, de acordo com critérios econômicos ou de segurança.

Em um sistema elétrico de potência, observam-se os seguintes subconjuntos de partes (figura 3.2):

- 1 - Componentes do sistema elétrico:
  - i - cargas: comerciais, residenciais e industriais;
  - ii- rede elétrica: linhas de transmissão e transformadores;
  - iii-geradores.
- 2 - Componentes do sistema mecânico:
  - i - reguladores de velocidade;
  - ii- volantes ou massas girantes;
  - iii-turbinas a vapor ou hidráulicas.
- 3 - Componentes do sistema de medição, comando e controle:
  - i - transdutores, medidores e atuadores;
  - ii- redes de comunicação;
  - iii-centrais de controle e unidades terminais remotas.

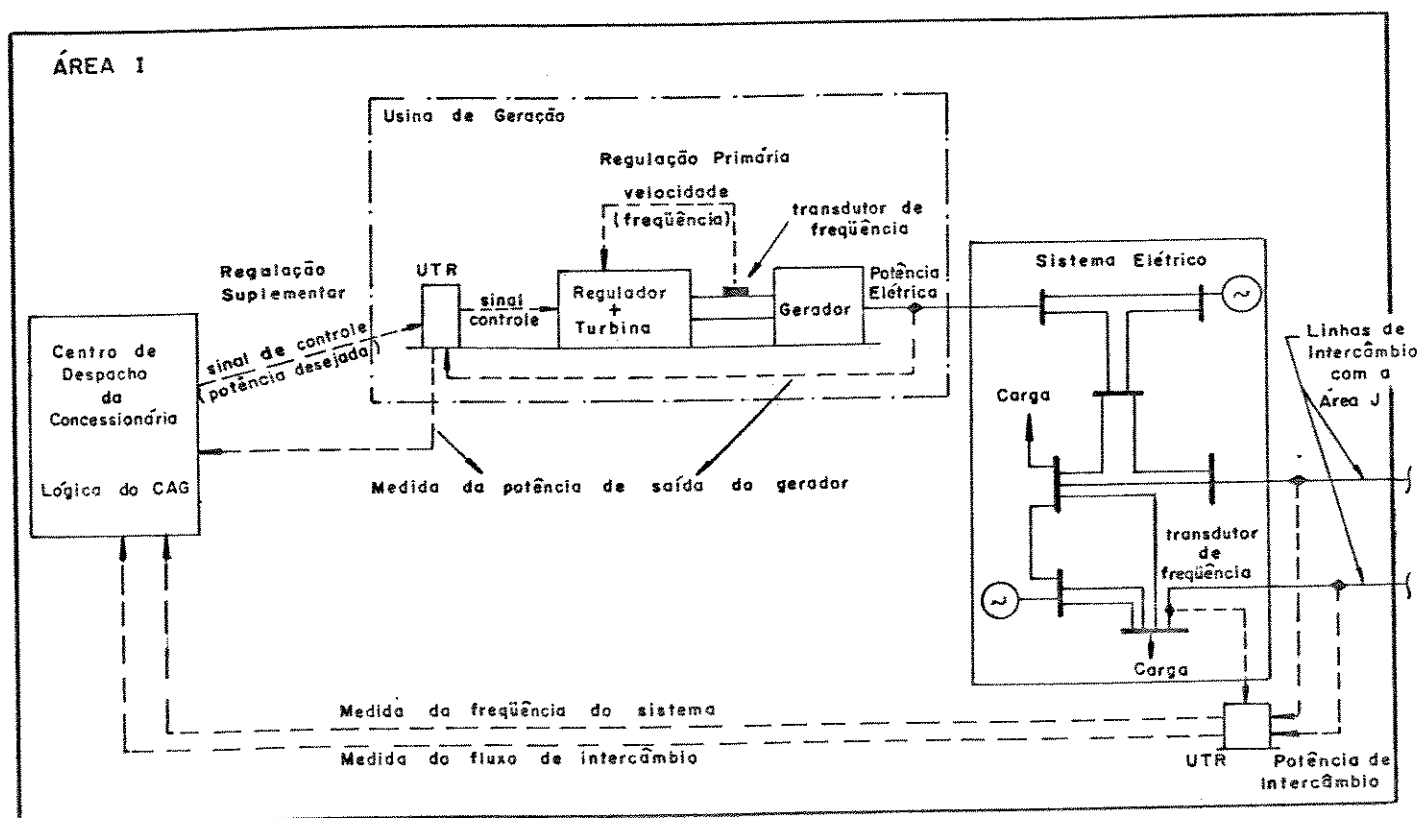


Fig. 3.2 - Sistema elétrico de potência e sistemas de controle.

Neste sistema, quando ocorre um desequilíbrio entre a demanda e a geração será desencadeada uma série de fenômenos que tenderão a restabelecer o equilíbrio [66]. Para exemplificar, suponha-se que ocorra um aumento momentâneo da demanda. Haverá subsequente-mente uma tentativa de suprimento imediato do "déficit" de potência gerada. Nos primeiros instantes haverá uma tentativa de absorver a energia dos campos eletromagnéticos e eletroestáticos dos geradores. A solicitação de carga se propagará até as barras

terminais dos geradores, sendo sua distribuição feita de acordo com as impedâncias do sistema e de acordo com as forças eletromotrizes dos geradores (as quais são supostas ainda fixas, na hipótese do fluxo constante). A seguir haverá um suprimento de energia provida da energia cinética armazenada nas inércias das massas girantes (geradores e motores de grande porte) com conseqüente queda de velocidade (e da freqüência). Neste momento, ocorre uma repartição de carga entre os geradores, em função da inércia de suas partes girantes. E, devido a estas inércias serem diferentes entre si, somado ao fato de que os geradores são conectados ao sistema por diferentes impedâncias, haverá distintas variações de velocidade com conseqüentes deslocamentos angulares entre os geradores e o aparecimento de binários sincronizantes que tendem a restaurar o equilíbrio entre eles.

Durante o decréscimo da velocidade (freqüência) há um amortecimento, expresso como fator de amortecimento ou fator de auto-regulação. Deve-se esse amortecimento a dois efeitos: por um lado, o conjugado motor das turbinas tende a aumentar [71], uma vez que não houve tempo suficiente para os reguladores de velocidade atuarem sobre a entrada de água e, com isso, as potências nas turbinas continuam constantes; por outro, a potência absorvida pelas cargas girantes tende a diminuir. Outras fontes de amortecimento (como a ação das correntes nos enrolamentos amortecedores e outros circuitos do rotor das máquinas girantes) também contribuem para diminuir a variação da velocidade. Durante estes períodos, os fenômenos poderão ser sensivelmente influenciados pela ação dos atuais reguladores de tensão, com respostas muito rápidas.

Caso a solicitação não seja muito grande e não haja subseqüentes distúrbios (como o desligamento de linhas por sobrecargas), no decorrer das oscilações, o sistema atingirá um novo ponto de equilíbrio, o qual dependerá do seu coeficiente de auto-regulação. Isto, porém, ocorrerá com uma velocidade das máquinas girantes (ou freqüência do sistema), inferior à do ponto de equilíbrio anterior. Portanto, se os reguladores fossem bloqueados, o sistema alcançaria um ponto de equilíbrio. Entretanto, apesar de a potência gerada ser igual à consumida, não teria havido uma compensação real do "déficit" inicial,

porque não houve aumento efetivo da potência gerada e a consumida não corresponderia à inicialmente solicitada, devido à variação da carga com a frequência. Nesse instante, a frequência será inferior à nominal (frequência anterior ao aumento de carga) e o sistema não poderá permanecer nesta condição, pois, mesmo que este não tenha atingido uma condição operativa inadmissível, as subseqüentes solicitações o levariam a uma tal condição.

Os reguladores de velocidade, sensíveis a variações, atuam de forma a aumentar, neste caso, a potência gerada e a repartição da carga entre os geradores será feita na proporção inversa ao estatismo [36]. Entretanto, apesar de se alcançar um novo ponto de equilíbrio, já bem mais próximo do nominal, devido ao estatismo (ou erro permanente) dos reguladores de velocidade, a frequência do sistema ainda será diferente da nominal.

A última etapa é executada pelo controle suplementar, que, além de conduzir a frequência ao seu valor nominal, possibilita uma nova redistribuição da carga entre os geradores, na proporção solicitada pelo Centro de Operação, a fim de atender aos requisitos de segurança e/ou operação econômica, já que a regulação primária (através dos reguladores de velocidade), por si só, não atende a tais objetivos. Um outro objetivo do controle suplementar é, como visto antes, manter os intercâmbios com outras empresas dentro dos limites fixados em contratos, com um mínimo de flutuação (a fim de minimizar o intercâmbio inadvertente; além de obter um melhor aproveitamento destas linhas, permitindo-lhes um maior carregamento elétrico). Este fato torna-se muito mais importante para grandes sistemas, interligados por linhas fracas em relação à potência total, visto que, neles, uma pequena variação de frequência, embora corresponda a uma pequena variação percentual de potência, poderia, em valor absoluto, representar fluxos bastante grandes nas linhas de intercâmbio.

Nesta seqüência de eventos pode-se distinguir, portanto, uma fase inicial (centésimos de segundos), na qual a carga se propaga pelo sistema, solicitando todos os geradores através da variação angular das tensões de barras, seguida por outra em que ocorre uma queda de frequência, conseqüente da transferência de energia

cinética das massas girantes, para suprir o "déficit" inicial de potência (da ordem de poucos segundos). Cada fase corresponde, respectivamente às reações elétricas e à dinâmica do sistema elétrico. Em seguida, têm início as fases: correspondendo à reação das malhas de controle, primária, para a atuação dos reguladores de velocidade em resposta à variação da frequência; e secundária, correspondendo à atuação do CAG, por intermédio dos reguladores de velocidade, restabelecendo os valores programados de frequência e intercâmbio.

### 3.3 Modelagem para Pequenas Perturbações

Por se tratar de pequenos reajustes necessários para manter o sistema operando em regime quase estacionário, as ações do controle e as reações do sistema elétrico podem ser consideradas pequenas excursões em torno de um ponto básico de operação e, portanto, os estudos podem ser efetuados através de análise de sensibilidade, utilizando modelagem incremental. A simulação dinâmica proposta é baseada em modelos incrementais, obtidos através de linearizações em torno do estado básico assumido, com base nas seguintes hipóteses:

- i - perdas desprezíveis: permite desprezar as resistências no sistema elétrico de geração e transmissão. De fato, as perdas correspondentes a um determinado estado básico podem ser incorporadas às cargas locais [67];
- ii- tensões invariantes: possibilita tratar o problema do controle da frequência (potência ativa) separadamente do controle de tensão (potência reativa). Na realidade existe um acoplamento entre esses controles. Porém, sendo a ação corretiva da tensão bem mais rápida do que o reajuste da potência fornecida pelas turbinas, é possível supor o perfil de tensão constante durante a evolução do controle de geração [31, 68]. O ônus, nessa hipótese, será maior nas barras sem controle de tensão, isto é, nas de cargas, e vai depender da característica de tensão dessas cargas, que neste trabalho será considerada nula;
- iii-pequenas perturbações: assegura a validade da aplicação de modelos linearizados. A utilização desse método para a simulação de grandes perturbações exigiria a atualização dos modelos em função do afastamento do estado básico

considerado. A consideração de pequena perturbação é relativa, quer dizer, dependerá da capacidade de geração do sistema. Para um sistema com 1.000MW, um impacto de 100MW seria considerado uma grande perturbação, o que não ocorreria para um sistema interligado com, por exemplo, 10.000MW de geração.

### 3.3.1 Modelos dos Componentes do Sistema Elétrico

Observou-se, anteriormente, a existência de alguns subconjuntos de partes que compõem um sistema elétrico de potência, entre os quais está o subconjunto dos componentes do sistema elétrico formado pelas cargas, rede elétrica e geradores. Será agora apresentado um modelo incremental dos elementos que compõem tal subconjunto e que serão, no próximo capítulo, empregados na modelagem incremental da rede interligada. Estes modelos incrementais somados aos modelos dos componentes do sistema mecânico (sistemas de acionamento e de regulação de velocidade), apresentados mais à frente, possibilitarão a formação do modelo incremental, para todo o sistema interligado, proposto por este trabalho.

#### 3.3.1.1 Modelo Incremental da Carga

As cargas do sistema elétrico não são puramente resistivas, mas em sua grande maioria são constituídas de cargas motoras e, portanto, sofrem a influência da frequência. Como apresentado na respectiva literatura, as cargas típicas dos sistemas podem ser expressas como uma função da frequência e da tensão locais [69]. Considerando-se a expansão na série de Taylor em torno do estado básico ( $V_0$ ,  $f_0$ ), resulta:

$$P_c(V, f) = P_c(V_0, f_0) + D_c \cdot \Delta f + C \cdot \Delta V + \delta, \quad (3.1)$$

onde:  $P_c(V, f)$  = carga efetiva no estado ( $V, f$ );

$$P_c(V_0, f_0) = P_{c_0} = \text{carga básica};$$

$$D_c = \left. \frac{\partial P_c}{\partial f} \right|_0 = \text{característica de frequência};$$

$$C = \left. \frac{\partial P_c}{\partial V} \right|_0 = \text{característica de tensão};$$

$\delta$  = termos de ordem superior;

$\Delta f$ ,  $\Delta V$  = desvio do estado básico.

Considerando-se  $C = \delta = 0$ , decorrente das hipóteses (ii) e (iii), e expressando-se as potências e freqüência em p.u.:

$$\overline{\Delta P}_C(f) = \frac{P_C(f) - P_{C0}}{P_{C0}} = \frac{D_C \cdot f_0}{P_{C0}} \cdot \overline{\Delta f} = D'_C \cdot \overline{\Delta f} \quad (3.2)$$

onde:  $\overline{\Delta P}_C(f)$  = variação da carga, em p.u. (base da carga);

$$D_C = \frac{P_C - P_{C0}}{\Delta f} = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} = \text{coeficiente linear de carga, em (MW/Hz);}$$

$P_C(f)$  = carga efetiva na freqüência  $f$  em (MW);

$P_{C0}$  = carga efetiva na freqüência nominal  $f_0$ , em (MW);

$$D'_C = \frac{D_C \cdot f_0}{P_{C0}} = \text{coeficiente de amortecimento da carga, em } \left( \frac{\text{pu MW}}{\text{pu Hz}} \right);$$

$\overline{\Delta f}$  = variação da freqüência, em pu da freqüência nominal;

$f_0$  = freqüência base do sistema, normalmente 60 Hz.

Valores típicos de  $D'_C$  estão na faixa de 1 a 2 pu MW/pu Hz. Isto significa que a carga cresce linearmente de 1 a 2% para 1% de variação percentual da freqüência [15]. O parâmetro  $D_C$  é considerado um parâmetro fixo, representando a característica do estado básico assumido, sendo que durante a simulação ele permitirá a atualização dos requisitos de carga para a evolução da freqüência. Desta forma, é possível representar qualquer carga funcional por sua característica linearizada.

A equação (3.2) diz que, se a freqüência aumenta, a carga efetiva também aumenta, e vice-versa para a diminuição da freqüência, ou seja, a carga exerce um efeito moderador sobre as variações de freqüência ocorridas no sistema.

### 3.3.1.2 Modelo Incremental de Linha CA

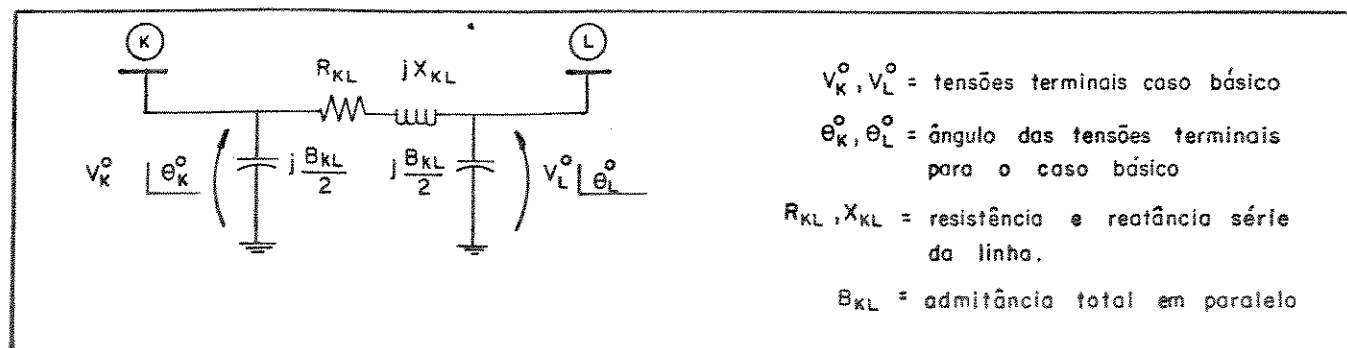


Fig. 3.3 - Modelo  $\pi$  - clássico para linha de transmissão

A figura 3.3 representa o modelo  $\pi$ -clássico para a linha de transmissão. A potência transmitida entre dois nós, K e L, quando desprezada a resistência da linha de transmissão (hipótese i), pode ser expressa como segue [68]:

$$P_{KL}^0 = \frac{V_K^0 V_L^0}{X_{KL}} \cdot \sin \theta_{KL}^0 \quad (3.3)$$

onde:  $\theta_{KL}^0 = \theta_K^0 - \theta_L^0$  = abertura angular correspondente ao caso básico

Considerando-se um perfil constante de tensões e pequenas perturbações (hipóteses ii e iii) tem-se:

$$\Delta P_{KL} \approx \left. \frac{\partial P_{KL}}{\partial \theta_{KL}} \right|_{P_{KL}^0} \cdot \Delta \theta_{KL} = \left( \frac{V_K^0 V_L^0}{X_{KL}} \cdot \cos \theta_{KL}^0 \right) \cdot \Delta \theta_{KL} \triangleq T_{KL}^0 \cdot \Delta \theta_{KL} \quad (3.4)$$

O termo  $T_{KL}^0$  é "chamado coeficiente sincronizante" ou "rigidez elétrica da linha". Esse termo pode ser considerado constante e característico da linha para o estado básico considerado. A equação (3.4) representará as variações do fluxo de potência ativa na linha de transmissão.

### 3.3.1.3 Modelo Incremental do Gerador Síncrono

A figura 3.4 apresenta o modelo básico adotado para um gerador síncrono de pólos lisos, sem perdas, em condições de regime permanente [70]:

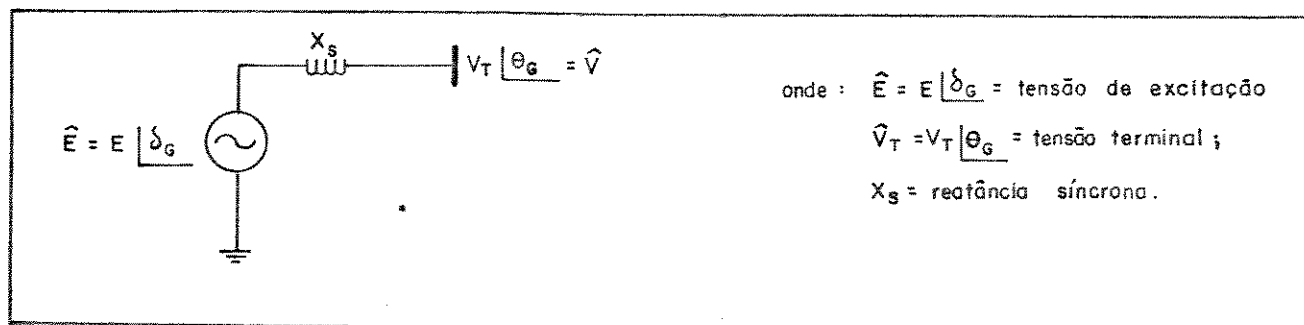


Fig. 3.4 - Modelo para o gerador síncrono

É usual que a tensão terminal do gerador seja controlada através da corrente de excitação do campo. Esse controle é rápido, de sorte que, durante a variação da geração, pode-se

supor que as tensões no gerador permanecem constantes. A potência básica gerada nessas condições é dada por:

$$P_G^0 = \frac{E^0 V_T^0}{X_s} \cdot \sin(\delta_G^0 - \theta_G^0) \quad (3.5)$$

O ângulo  $\delta_G^0$  corresponde ao ângulo de torque da máquina e determina a posição relativa do rotor com respeito à referência síncrona. A variação desse ângulo está associada ao processo mecânico de reajuste na turbina. O ângulo  $\theta_G^0$  é o ângulo elétrico associado ao terminal do gerador e sua variação é consequência imediata da variação do fluxo de potência através da reatância da máquina.

Com base nas hipóteses (ii) e (iii), pode-se linearizar a expressão (3.5), obtendo-se:

$$\Delta P_G \approx \left. \frac{\partial P_G}{\partial(\delta_G - \theta_G)} \right|_{P_G^0} \Delta(\delta_G - \theta_G) = \left. \frac{E^0 V_T^0}{X_s} \cdot \cos(\delta_G - \theta_G) \right| \cdot \Delta(\delta_G - \theta_G) \triangleq T_G^0 \cdot \Delta(\delta_G - \theta_G) \quad (3.6)$$

O coeficiente  $T_G^0$  é o coeficiente sincronizante do gerador e também pode ser utilizado como parâmetro no modelo incremental. A expressão:

$$\Delta P_G = T_G^0 \cdot \Delta(\delta_G - \theta_G) = T_G^0 \Delta \delta_G - T_G^0 \Delta \theta_G \quad (3.7)$$

pode ser interpretada através de um modelo incremental nodal mostrado na figura 3.5.

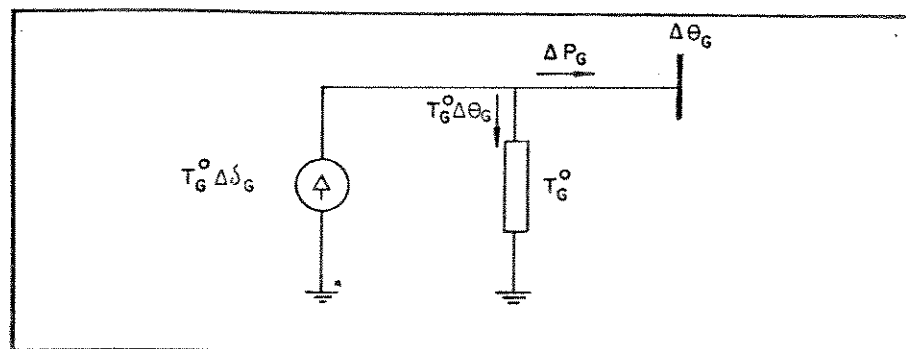


Fig. 3.5 - Modelo incremental para o gerador síncrono

Este modelo permite acoplar diretamente a solução das equações de balanço das máquinas, que fornecem  $\Delta \delta(t)$ , com o modelo do sistema elétrico, como será mostrado mais à frente. A parcela  $T_G^0 \theta_G$  é função da variação angular da tensão terminal do

gerador, enquanto  $T_G^0 \Delta \delta_G$  é função da variação do ângulo interno do gerador e corresponde à parcela de potência mecânica efetivamente disponível, sendo calculada passo a passo, de acordo com a evolução do ângulo de torque  $\delta_G$ , obtido por integração numérica da equação de balanço da máquina. A variação do ângulo interno do gerador é afetada pelo comportamento dinâmico dos reguladores e do CAG, como será visto a seguir.

### 3.3.2 Equação de Balanço de Potência no Gerador Síncrono

Para desenvolver o modelo dinâmico que representa o gerador síncrono, considere-se uma alteração na carga, ou seja, uma variação da potência elétrica solicitada ao gerador pela rede elétrica. Esta variação alterará o equilíbrio existente entre o torque motor, provocado pela passagem de água ou vapor pelas turbinas, e o torque resistente, provocado pela variação de carga. Supondo que não haja variação da potência mecânica (regulador de velocidade bloqueado) o desequilíbrio se refletirá como uma variação da energia cinética do conjunto gerador-turbina. Conforme a velocidade variar, o torque da turbina variará também. Se houver aceleração do conjunto (gerador-turbina) o torque diminuirá e, no caso oposto, ele aumentará [71]. Esta variação contrária por parte da turbina, somada a outros efeitos (ações de correntes nos enrolamentos amortecedores do gerador), produzem um amortecimento (positivo) que tende a se opor à variação da velocidade. Essa situação pode ser expressa matematicamente por [68]:

$$\Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e = \frac{d(EC_i)}{dt} + D_G \cdot \Delta f \quad (3.8)$$

onde:

- $\Delta P_a$  - variação total da potência líquida ou acelerante (MW);
- $\Delta P_m$  - variação total da potência útil no eixo da turbina (MW);
- $\Delta P_e$  - variação da potência elétrica no entreferro (MW);
- $EC_i$  - energia cinética atual do conjunto (MW);
- $D_G$  - coeficiente de amortecimento (MW/Hz);
- $\Delta f$  - desvio de frequência (Hz).

O fato de a equação (3.8) estar expressa em potência-frequência, ao invés de torque-velocidade, é apenas uma facilidade utilizada por serem as mesmas as variáveis de

interesse. Observa-se também que, para pequenas variações, o torque e a potência, expressos em p.u., são numericamente iguais [71], o mesmo ocorrendo com a velocidade angular ( $\omega$ ) e a frequência ( $f$ ).

A energia cinética varia com o quadrado da velocidade ou frequência, logo:

$$(EC_i) = \left(\frac{f_i}{f_0}\right)^2 \cdot (EC_0), \quad (3.9)$$

onde o subscrito "o" indica valor inicial e o "i" valor no instante atual. Como:

$$f_i = f_0 + \Delta f_i, \quad (3.10)$$

tem-se da equação (3.9):

$$(EC_i) = \left(\frac{f_0 + \Delta f_i}{f_0}\right)^2 \cdot (EC_0). \quad (3.11)$$

Desenvolvendo a expressão (3.11) e desprezando o termo  $(\Delta f)^2$ , tem-se:

$$(EC_i) = \left(1 + \frac{2\Delta f}{f_0}\right) \cdot (EC_0). \quad (3.12)$$

Substituindo a equação (3.12) na (3.8), e efetuando a derivada:

$$\Delta Pa = \Delta P_m - \Delta P_e = \frac{2(EC_0)}{f_0} \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} + D_G \cdot \Delta f. \quad (3.13)$$

Expressando-se as potências em p.u. da potência nominal do gerador ( $P_n$ ) e  $\Delta f$  em p.u. da frequência nominal ( $f_0$ ):

$$\overline{\Delta Pa} = \overline{\Delta P_m} - \overline{\Delta P_e} = \frac{2(EC_0)}{P_n} \cdot \frac{d(\overline{\Delta f})}{dt} + \frac{D_G \cdot f_0}{P_n} \cdot \overline{\Delta f}. \quad (3.14)$$

A relação (3.14) em geral é expressa de forma mais concisa por:

$$\overline{\Delta Pa} = \overline{\Delta P_m} - \overline{\Delta P_e} = M \cdot \frac{d(\overline{\Delta f})}{dt} + D'_G \cdot \overline{\Delta f}, \quad (3.15)$$

onde:  $D'_G$  - (coeficiente de amortecimento do gerador) =  $\frac{D_G \cdot f_0}{P_n}$  em  $\left(\frac{\text{pu.MW}}{\text{pu.Hz}}\right)$ ;

$M$  - momento angular do conjunto em (s).

A equação (3.15), expressa no domínio da frequência, resulta na função de transferência:

$$\Delta P_a(s) = \Delta P_m(s) - \Delta P_e(s) = (M_s + D'_G) \cdot \Delta f(s). \quad (3.16)$$

A figura 3.6 apresenta o diagrama de bloco correspondente.

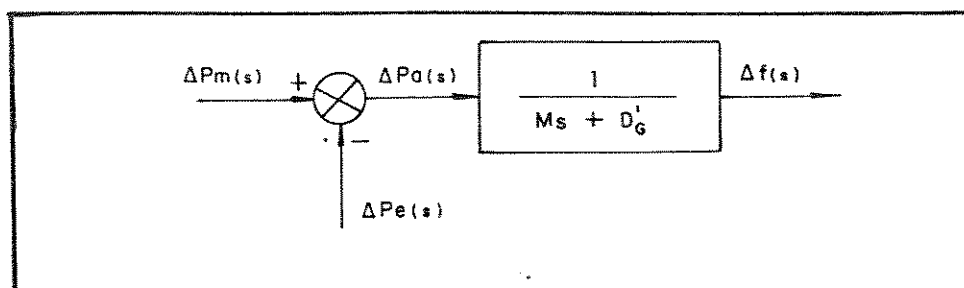


Fig. 3.6 - Função de transferência para o gerador síncrono.

Da equação (3.15) pode-se calcular o ângulo  $\delta_G(t)$ , que é o desvio da posição de equilíbrio à frequência nominal, ou seja, ângulo entre a posição do rotor e a referência síncrona ( $\omega_0$ ). Se a máquina opera em regime constante, com velocidade nominal,  $\delta_G$  é nulo ou é constante, porém se a máquina gira com velocidade constante, mas diferente da nominal (síncrona),  $\delta_G(t)$  varia uniformemente com o tempo,  $d\delta_G(t)/dt$  é constante e  $d^2\delta_G(t)/dt^2$  é nula. Então, em regime, tem-se que:

$$\delta_G(t) - \omega_0 \cdot t = \delta_0. \quad (3.17)$$

Quando o sistema é submetido a uma pequena perturbação,  $\delta_G(t)$  sofrerá uma variação  $\Delta\delta_G(t)$ :

$$\delta_G(t) = \omega_0 t + \delta_0 + \Delta\delta_G(t). \quad (3.18)$$

Derivando a equação (3.18) tem-se a velocidade angular do rotor com relação a  $\omega_0$ :

$$\omega_r(t) = \frac{d\delta_G(t)}{dt} = \omega_0 + \frac{d(\Delta\delta_G(t))}{dt}, \quad (3.19)$$

como  $\Delta\omega_r(t) = \omega_r(t) - \omega_0$ , tem-se:

$$\Delta\omega_r(t) = 2\pi \cdot \Delta f_r(t) = \frac{d(\Delta\delta_G(t))}{dt} \quad (\text{rd/s}). \quad (3.20)$$

Expressando  $\Delta f_r$  em pu. da frequência nominal:

$$\frac{d\Delta\delta_G(t)}{dt} = f_0 \cdot \frac{2\pi}{f_0} \cdot \Delta f_r(t) = \omega_0 \cdot \Delta f_r(t). \quad (3.21)$$

A equação 3.21, expressa no domínio da frequência, fica:

$$\Delta\delta_G(s) = \frac{\omega_0 \Delta f(s)}{s} \quad (\text{rd}). \quad (3.22)$$

Introduzindo esta equação no diagrama da figura 3.6, tem-se o diagrama de bloco da figura 3.7.

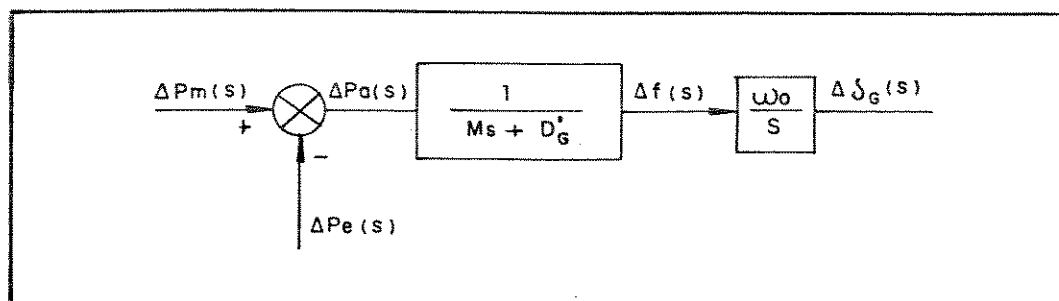


Fig. 3.7 - Diagrama de bloco da equação de balanço de potência - gerador síncrono.

### 3.3.2.1 Sistema Isolado Gerador - Carga

Considere-se um gerador suprindo uma carga, conforme apresentado na figura 3.8a.

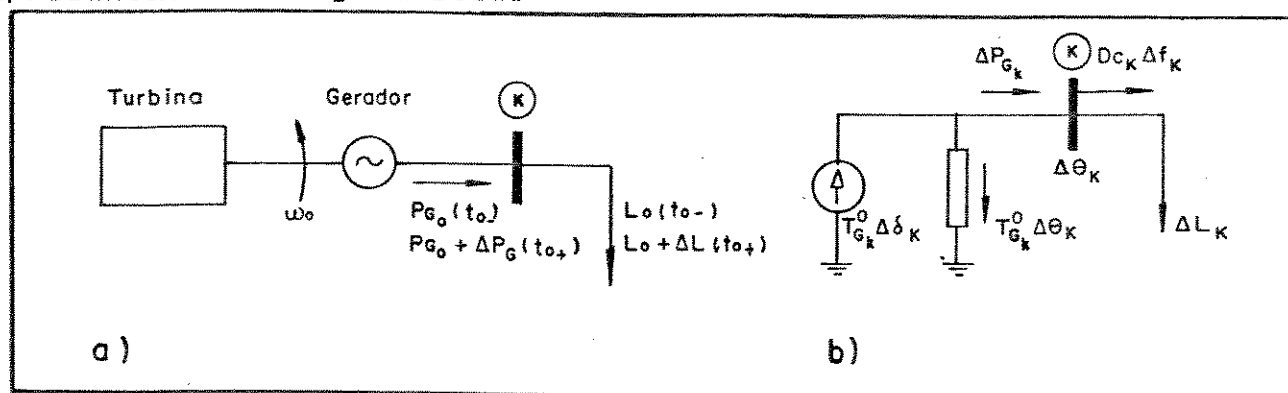


Fig. 3.8 - Conjunto gerador - carga isolado.

Suponha-se que em um dado momento, considerado como instante de tempo  $t_{0+}$ , ocorra um incremento  $\Delta L$  na carga  $L_0$ . Com base nos modelos desenvolvidos até aqui, ter-se-ia o modelo incremental correspondente na figura 3.8b, onde os incrementos foram considerados com relação ao estado básico "o". Após o incremento de carga ( $\Delta L$ ), o balanço de potência na barra K fornece:

$$\Delta L_K + T_{GK}^0 \cdot \Delta\theta_K + D_{CK} \cdot \Delta f_K = T_{GK}^0 \cdot \Delta\delta_K \quad (3.23)$$

Isolando o termo  $\Delta\theta_K$  temos:

$$\Delta\theta_K = \frac{1}{T_{GK}^0} (T_{GK}^0 \cdot \Delta\delta_K - D_{CK} \cdot \Delta f_K - \Delta L_K). \quad (3.24)$$

Das equações (3.7) e (3.23) tem-se:

$$\Delta P_{GK} = T_{GK} \cdot (\Delta \delta_K - \Delta \theta_K) = \Delta L_K + D_{CK} \cdot \Delta f_K \quad (3.25)$$

O equilíbrio será novamente atingido quando a geração atender ao incremento de carga  $\Delta L_K$ . Neste momento,  $\Delta f_K$  será nulo, e da equação (3.15) tem-se:

$$\Delta P_m = \Delta P_{eK} \quad (3.26)$$

isto é, a variação total da potência útil no eixo da turbina é igual à variação da potência elétrica no entreferro. Desprezando-se as perdas resistivas na armadura, tem-se que  $\Delta P_m$  é igual a  $\Delta P_{GK}$ . Das equações (3.25) e (3.26):

$$\Delta P_m = \Delta P_{GK} = \Delta P_{eK} \quad (3.27)$$

Com o diagrama de bloco da figura 3.7 e equações (3.24), (3.25) e (3.27) tem-se o diagrama de blocos da figura 3.9a, que representa um gerador isolado, alimentando uma carga em sua barra terminal.

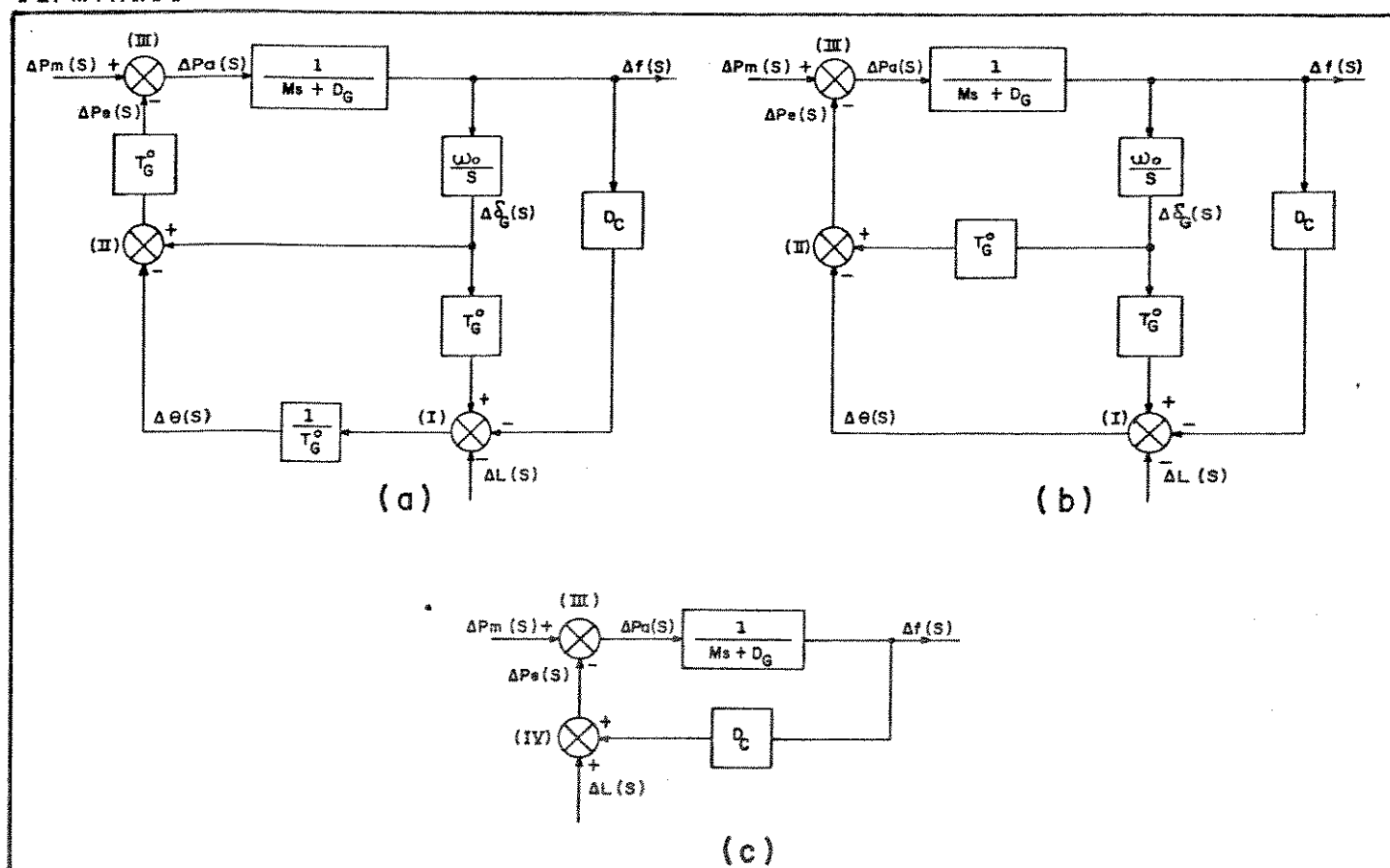


Fig. 3.9 - Diagrama funcional gerador-carga isolado.

O diagrama de bloco da figura 3.9a pode ser simplificado usando

os teoremas de transformação dos diagramas de blocos [95]. Primeiramente mudando-se o ponto de soma (II) para além do bloco  $T_G^0$  (figura 3.9b). A seguir, agrupando-se os dois pontos de soma (I) e (II), obtém-se o diagrama da figura 3.9c. Observa-se que a malha de retroação de  $\Delta\delta_G$  pode ser desconsiderada sem prejuízos para a análise de  $\Delta f$ , na máquina isolada.

### 3.3.2.2 Resposta a um Degrau de Carga

O diagrama apresentado na figura 3.9c possibilita a análise da resposta de um gerador a uma solicitação de carga. Como, no momento, quer-se analisar apenas o comportamento do gerador, será considerado que os reguladores estão bloqueados, isto é, a variação da potência mecânica será considerada nula no decorrer da resposta dinâmica. Considere-se, então, uma variação em degrau na carga  $\Delta L(s)$  (logo,  $\Delta L(s) = \Delta L_0/s$ ). Do diagrama de blocos da figura 3.9c, tem-se:

$$\Delta Pe(s) = \frac{\Delta L_0}{s} + D_C \cdot \Delta f(s) \quad (3.28)$$

A saída do somador (III) será, então:

$$\Delta P_m(s) - \Delta Pe(s) = 0 - \frac{\Delta L_0}{s} - D_C \cdot \Delta f(s).$$

Calculando  $\Delta f(s)$ :

$$\Delta f(s) = \frac{-\frac{\Delta L_0}{s} - D_C \cdot \Delta f(s)}{(Ms + D_G)} \quad (3.29)$$

de onde, após agrupar os termos em  $\Delta f(s)$  e efetuar o seu desenvolvimento em frações parciais, tem-se:

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta L_0}{s(Ms + D_G + D_C)} = \frac{-\Delta L_0}{s(Ms + D)} = \frac{-\Delta L_0}{sD} + \frac{\Delta L_0}{D} \cdot \frac{1}{s + \frac{D}{M}} \quad (3.30)$$

Expressando-se  $\Delta f(s)$  em função do tempo (aplicando a antitransformada de Laplace na expressão acima):

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta L_0}{D} \cdot (-1 + e^{-(D/M)t}) \quad (3.31)$$

A carga ligada sofrerá variações, à medida que a frequência

variar, de acordo com a equação:

$$\Delta L(t) = \Delta L_0 + D \cdot \Delta f(t). \quad (3.32)$$

Substituindo-se (3.31) em (3.32):

$$\Delta L(t) = \Delta L_0 \cdot e^{-(D/M)t} \quad (3.33)$$

Os valores em regime para  $\Delta f$  e  $\Delta L$  são obtidos das equações (3.31) e (3.33), fazendo "t" tender ao infinito:

$$\Delta f = \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f(t) = \frac{-\Delta L_0}{D} \quad \Delta L = \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta L(t) = 0 \quad (3.34)$$

Pode-se observar através destes dois resultados que:

- i - a frequência do gerador sofrerá uma variação de  $-\Delta L_0/D$ , supondo que se consiga um novo equilíbrio entre os conjugados motor e resistente;
- ii- a carga ligada total passa a ser igual à que já existia antes da variação de carga igual a  $\Delta L_0$ .

Com os resultados obtidos em (3.34) e com as equações (3.31) e (3.33), tem-se a figura 3.10.

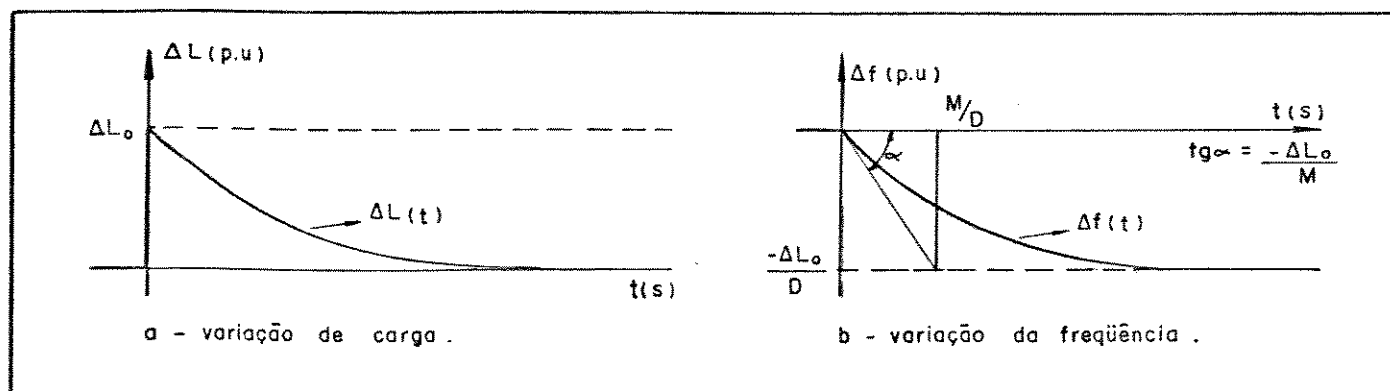


Fig.3.10 - Resposta do sistema isolado (gerador-carga) a um degrau de carga.

Da figura observa-se que a taxa de variação da frequência ( $\text{tg} \alpha$ ) depende da:

- i - variação inicial da carga (perturbação);
- ii- inércia da máquina.

Por meio de  $\text{tg} \alpha$  pode-se concluir, para diversas máquinas que:

- i - quanto maior a variação de carga sentida, maior será o

valor de  $tg\alpha$  e, portanto, maior o desvio de frequência (ou variação da velocidade);

- ii- quanto maior a inércia, menor será  $tg\alpha$  e menor a variação transitória de frequência (velocidade) da máquina;
- iii- a máquina que tiver maior  $tg\alpha$  apresentará inicialmente o maior afastamento da frequência média (considerando-se que a máquina não perca o sincronismo);
- iv- as máquinas que tiverem  $tg\alpha$  iguais apresentarão taxas iguais de variação de frequência. Tal condição, como se verá adiante, corresponde àquela em que o distúrbio atinge as máquinas com simetria, não excitando a frequência natural de oscilação entre elas.

Um outro ponto refere-se à constante de tempo  $M/D$ . As máquinas com maiores  $M$  são as responsáveis, inicialmente, pela absorção dos impactos em um sistema interligado, já que estas levariam muito mais tempo para perderem velocidade, que as de pequenas inércias.

### 3.3.3 Modelos do Sistema de Acionamento

A tabela 3.1 apresenta os modelos incrementais, representados através de funções de transferência, das principais máquinas de acionamento e sistemas de adução [15, 66]. Esses modelos tratam basicamente dos processos de conversão de variações da posição da válvula de admissão de vapor ou água, em variações de potência mecânica.

As turbinas hidráulicas, como se pode observar da tabela 3.1, apresentam uma característica de resposta na qual ocorre uma perda de potência, imediatamente após a abertura brusca da válvula, devido à queda de pressão no conduto forçado e à inércia d'água ( $T_w$ ). A figura 3.11 apresenta a resposta da turbina hidráulica (para diferentes  $T_w$ ), a um degrau unitário de deslocamento da válvula de entrada. A inclusão da chaminé de equilíbrio, com distância nula entre esta e a turbina, tende a cancelar o efeito desfavorável causado pela inércia da água (tabela 3.1). Caso se considere uma tubulação longa após a chaminé, o efeito torna a aparecer.

| SISTEMAS A VAPOR                    |                                                                                                                                           |               |             |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------------|
| Características                     | Função de Transferência                                                                                                                   | Valor Inicial | Valor Final |
| Turbinas sem reaquecimento          | $\Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + T_v s} \cdot \Delta E(s)$                                                                                   | 0             | 1           |
| Turbinas com reaquecimento          | $\Delta P_m(s) = \frac{1 + C T_R s}{1 + T_R s} \cdot \frac{1}{1 + T_v s} \cdot \Delta E(s)$                                               | 0             | 1           |
| SISTEMAS HIDRÁULICOS                |                                                                                                                                           |               |             |
| Características                     | Função de Transferência                                                                                                                   | Valor Inicial | Valor Final |
| Tubulação sem chaminé de equilíbrio | $\Delta P_m(s) = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{T_w}{2} s} \cdot \Delta E(s)$                                                                 | -2            | 1           |
| Tubulação com chaminé de equilíbrio | $\Delta P_m(s) = \frac{\frac{L A_s}{g A_p} \cdot s^2 - T_w s + 1}{\frac{L A_s}{g A_p} \cdot s^2 + \frac{T_w}{2} s + 1} \cdot \Delta E(s)$ | 1             | 1           |

$T_v$  - constante de tempo de resposta da turbina - (0.2 a 0.3 seg)

$T_R$  - constante de tempo do reaquecedor - (3 a 5 seg)

$C$  - parte do conjugado produzido no elemento de alta pressão-(0.25 a 0.5)

$T_w^{(1)}$  - tempo de partida da água (varia com o carregamento da máquina, ou seja, com a velocidade da água no conduto) ou constante de tempo de aceleração da água na turbina-(0.5 a 4 seg).

$A_s, A_p$  - secção da chaminé e do conduto, respectivamente

$g$  - aceleração da gravidade

$\Delta E$  - variação da posição da válvula de admissão de vapor ou água

$\Delta P_m$  - variação da potência mecânica

(1) - A constante  $T_w$  é dada por [35] :

$$T_w = \frac{L v}{g H} , \quad (3.35)$$

onde:  $L$  - comprimento da tubulação (pés);  
 $v$  - velocidade da água (pés/seg);  
 $H$  - altura de queda (total) (pés);  
 $g$  - aceleração da gravidade (pés/seg<sup>2</sup>).

A potência gerada pela máquina é [72] :

$$P = \frac{v \cdot H \cdot A \cdot e}{11.8} , \quad (3.36)$$

onde:  $A$  - área do conduto (média) (pés<sup>2</sup>);  
 $e$  - produto dos rendimentos da turbina e do gerador;  
 $P$  - potência gerada (kW).

Substituindo  $v$  obtido da equação (3.36), na equação (3.35) tem-se  $T_w$  em função da potência:

$$T_w = \frac{11.8 P L}{H^2 A e g} \quad (3.37)$$

Tabela - 3.1 — Funções de transferência típicas para máquinas de acionamento e sistemas de adução.

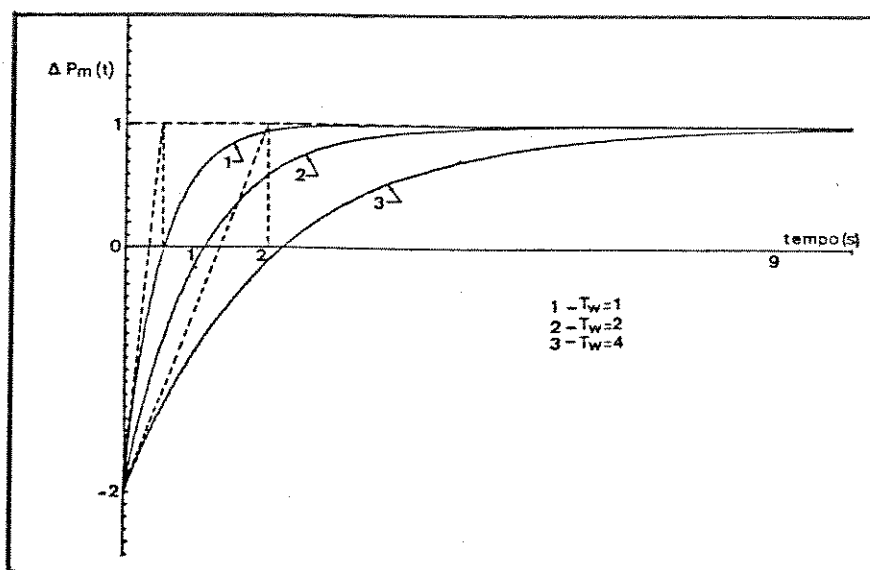


Fig. 3.11 - Resposta da turbina hidráulica.

### 3.3.4 Modelos dos Reguladores de Velocidade

Viu-se que a resposta do gerador a uma variação de carga  $\Delta L$ , supondo o regulador bloqueado e, portanto, sem variação da potência mecânica, produz em regime um desvio de freqüência dado por  $(\Delta L/D)$ . A existência de tal desvio implica não no atendimento da carga através da alteração da geração e, sim, através de uma alteração compulsória da carga (já existente no sistema), conseqüente da variação da freqüência. Cabe ao regulador de velocidade efetuar a alteração da potência gerada pela máquina, objetivando atender à solicitação de carga.

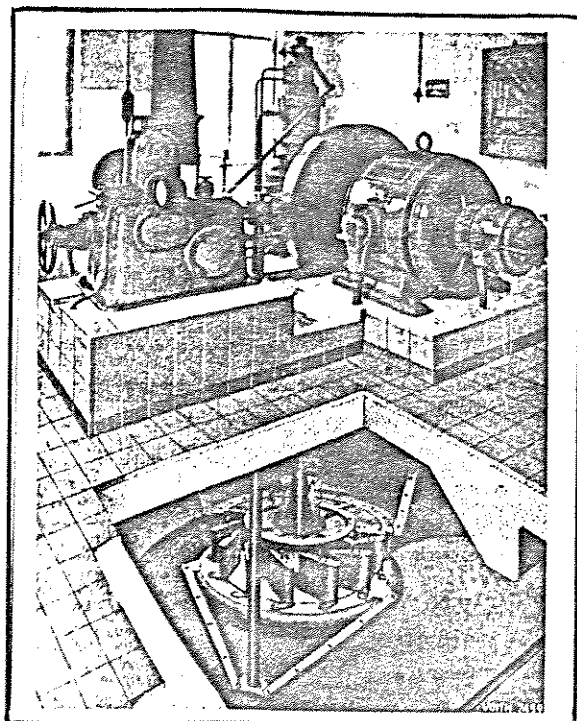
Através do atendimento efetivo da variação de carga, por meio da solicitação de uma correspondente variação na potência gerada, o regulador estará contribuindo para:

- manter a freqüência de rotação do gerador a fim de sustentar o fornecimento de energia elétrica com características aceitáveis, ou seja, com uma freqüência-padrão ( $\pm 0.1\%$ ) e, também, por questões de ordem mecânica, já que o gerador é projetado para um rendimento ótimo a uma dada faixa de velocidade [73];
- evitar a operação com subfreqüência que pode vir a ser prejudicial no caso de unidades térmicas, que só permitem a operação a um nível de 59.5 Hz, por apenas alguns poucos minutos. Caso contrário, ter-se-ia um aumento na fadiga da unidade e conseqüente perda de vida útil [36];
- manter a variação da velocidade dentro de uma faixa reduzida

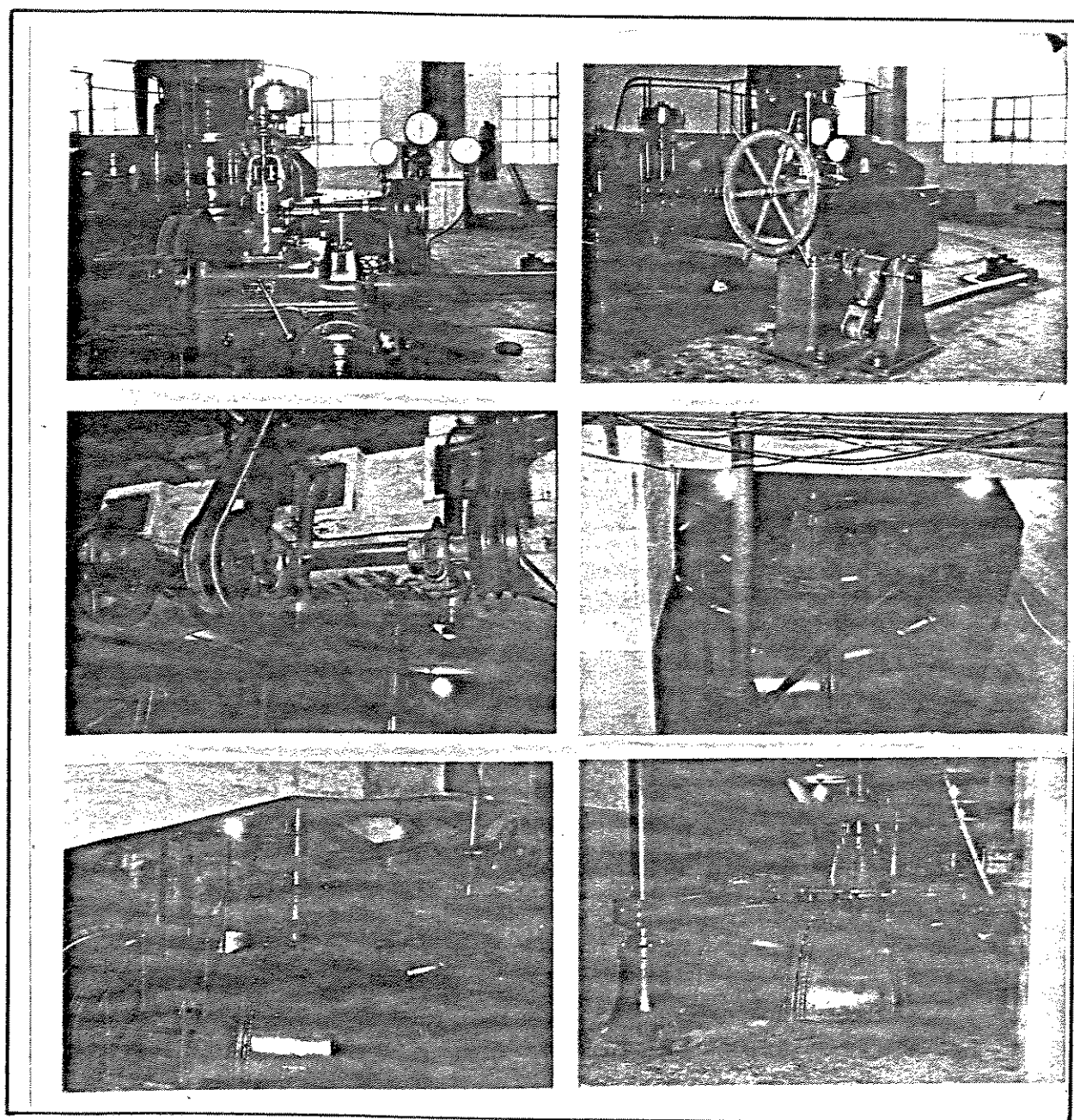
de amplitude (0.1 a 0.15% do valor da velocidade de regime), necessária às indústrias têxtil e de papel, uma vez que oscilações da velocidade, mesmo pequenas, provocam a ruptura freqüente dos fios e folhas de papel [74].

Os volantes são usados em alguns casos, por exemplo, em pequenas turbinas (ver figura 3.12 [74]), para complementar a atuação do regulador, limitando a amplitude da variação da velocidade, enquanto o regulador propriamente dito solicitará a variação da potência motriz para atender à solicitação da carga.

**Fig.3.12 - Regulador de velocidade (à esquerda) e volante ligado ao eixo do gerador da turbina Kaplan, vertical, da Voith.**



No princípio os reguladores eram dispositivos puramente mecânicos, constituídos por um pêndulo giratório, que é o sensor, propriamente dito, da variação de velocidade. Esse sensor comunica a ação ou a informação ao controlador (distribuidor de pás orientáveis nas turbinas Francis e Kaplan, e o bocal injetor nas Pelton), por intermédio de amplificadores hidráulicos (servomotores) necessários, devido aos grandes esforços exigidos para movimentar a válvula da turbina.



**Figura 3.13—Regulador de velocidade (US-Porto Góez) com acionamento do pendulo por meio de um sistema de correias**

A transmissão do movimento ao pêndulo foi realizada, durante muito tempo, com o emprego de engrenagens cônicas ou correias (sistema ainda encontrado em algumas usinas - figura 3.13), que requerem cuidados especiais de manutenção, fazem ruídos e não oferecem condições de transmissão de grande precisão. O avanço da tecnologia elétrica e eletrônica fez com que o regulador evoluísse das formas puramente mecânicas, para sofisticados sistemas eletro-hidráulicos e eletrônicos utilizados atualmente. Nestes, uma roda dentada (presa ao eixo da máquina) ao girar,

modifica a relutância magnética existente entre ela e um sensor digital de velocidade. Isto produzirá, em uma bobina pertencente ao sensor, pulsos de corrente, de frequência depende da rotação da turbina. O sinal de velocidade é detectado pelo regulador eletrônico (amplificadores e circuitos especiais) que, por intermédio de uma servoválvula eletro-hidráulica (atuador), responsável pela transformação do sinal elétrico em mecânico, atuará na alimentação da turbina. Apesar do uso de modernos sistemas eletrônicos de regulação, com menor faixa de insensibilidade e tempo morto do que os mecânicos, o ajuste dos reguladores elétricos é, necessariamente, o mesmo que os reguladores mecânicos. Assim sendo, não haverá necessidade de um modelo (para simulação) especial [72].

Serão apresentados neste trabalho três modelos simplificados de reguladores, que representam os três principais tipos, no que diz respeito ao comportamento estático e dinâmico. A obtenção das funções de transferência e dos diagramas de blocos, os detalhes construtivos, os modelos, etc., destes reguladores, bem como de outros, podem ser encontrados em diversas referências [15, 66, 73,74]. As funções de transferência dos três tipos podem ser vistas na tabela 3.2.

O regulador isócrono mantém constante a velocidade em regime, qualquer que seja a carga. Como se pode ver de sua função de transferência, este tipo de regulador apresenta uma ação integradora e, portanto, quando ocorre uma variação na velocidade, conseqüente de uma alteração na carga, a ação do regulador só parará quando  $\Delta\omega$  for nulo novamente, ou seja, quando a posição da válvula for tal que a variação de potência solicitada pela carga seja fornecida pelo gerador.

Se por um lado o regulador isócrono não admite desvio de velocidade (frequência) em regime, que é o objetivo a que se propõe, por outro não define a divisão da carga entre geradores em paralelo, tornando esta situação instável, com conseqüentes oscilações. O regulador isócrono pode ser utilizado, entretanto, em alguns casos, tais como na operação isolada (gerador-carga) e quando se deseja que uma única máquina seja responsável pelo controle da frequência em um sistema interligado. Neste último

caso, se houver mais de uma com regulador isócrono, estes provocarão uma oscilação entre as máquinas, já que todas as que tiverem tal controle tentarão absorver a carga.

| Reguladores de Velocidade                                       |                                                                                           |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tipo                                                            | Função de Transferência                                                                   |
| Isócrono                                                        | $\Delta E(s) = - \frac{K}{s} \cdot \Delta \omega(s)$                                      |
| Com estatismo (ou queda de velocidade)                          | $\Delta E(s) = \frac{-1/R}{1+T_G s} \cdot \Delta \omega(s)$                               |
| Com estatismo transitório (ou compensação de queda transitória) | $\Delta E(s) = \frac{-(1+s T_r)}{R(1+\frac{r}{R} T_r s)(1+T_G s)} \cdot \Delta \omega(s)$ |

$\Delta E$  - Variação da posição da válvula de admissão de água (p.u.)

$\Delta \omega$  - Variação da velocidade (p.u.)

$K$  - Ganho de malha aberta

$R$  - Regulação de velocidade em regime permanente (.05 a .167 )

$r$  - Regulação de velocidade transitória ( 0.3 a 1.2 )

$T_r$  - Constante de tempo associada ao estatismo transitório (0.5 a 64.5 seg.)

$T_G$  - Constante de tempo do regulador (0.2 a 0.65 seg)

Obs. : As funções têm ganho negativo porque um aumento de  $\Delta \omega$  deve produzir um fechamento da válvula e vice-versa.

Tabela 3.2 - Funções de transferência típicas para reguladores de velocidade.

Para se assegurar a divisão de carga entre os geradores, utiliza-se o regulador com estatismo (queda de velocidade), o qual provê uma regulação na ação do regulador, ou seja, haverá um desvio de velocidade em regime igual a  $(-\Delta \omega/R)$  para um degrau unitário de  $\Delta \omega$ . O estatismo é definido como a variação da velocidade que se tem ao passar-se de vazio a 100% de carga, expresso em p.u. da velocidade nominal [36]:

$$e = \frac{\omega_0 - \omega_{\max}}{\omega_n} = \frac{f_0 - f_{\max}}{f_n} \quad (3.38)$$

Quando se trabalha em p.u. e se considera a potência máxima da unidade geradora como base de potência, tem-se que "e" é igual a "R" [36]. Um valor adotado, na prática, para R é 5%, o que

significa uma variação de 3 Hz em um sistema de 60Hz. Uma outra forma de se apresentar a regulação é [17, 68]:

$$R = - \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad \left( \text{pu} \frac{\text{Hz}}{\text{MW}} \right) . \quad (3.39)$$

Nos sistemas hidráulicos, os reguladores não podem atuar muito rapidamente para não provocarem sobrepressões perigosas nos sistemas de adução, ou mesmo causar a instabilidade. Para este fim utiliza-se uma alta regulação para desvios rápidos na velocidade, enquanto que em regime, ou equilíbrio, o regulador apresentará uma baixa regulação. Esta característica é conseguida com reguladores com compensação de queda transitória, cuja função de transferência (tabela 3.2) é:

$$\Delta E(s) = - F(s) \cdot \frac{1}{1 + s T_G} \quad \text{onde } F(s) = \frac{1}{R} \frac{(1 + s T_r)}{(1 + \frac{r}{R} \cdot T_r s)} \cdot \Delta \omega(s) .$$

A resposta da função completa pode ser vista na figura 3.14, onde se observa que a resposta com regulação transitória processa-se gradualmente, atendendo às exigências das turbinas hidráulicas. Nos instantes iniciais, considerando-se um degrau unitário de velocidade, o regulador apresenta um baixo ganho dado por (teorema do valor inicial):

$$\lim_{s \rightarrow \infty} s \frac{F(s)}{s} = \frac{1}{r}$$

enquanto que nos instantes finais, próximo ao equilíbrio, um alto ganho dado por (teorema do valor final):

$$\lim_{s \rightarrow 0} s \frac{F(s)}{s} = \frac{1}{R}$$

Recomendações, para os valores de regulação transitória e para a constante de tempo de amortecimento (ou constante de tempo associada ao estatismo transitório), são feitas de acordo com um critério ótimo para operação isolada, sendo que os valores adotados estão na faixa de [15, 75]:

$$r: \text{ de } 2 T_W/T_m \text{ a } 2.5 T_W/T_m \quad \text{e } T_r: \text{ de } 4T_W \text{ a } 6T_W, \quad (3.40)$$

onde:  $T_W$  - tempo de partida da água ;

$T_m$  - inérciado gerador + carga.

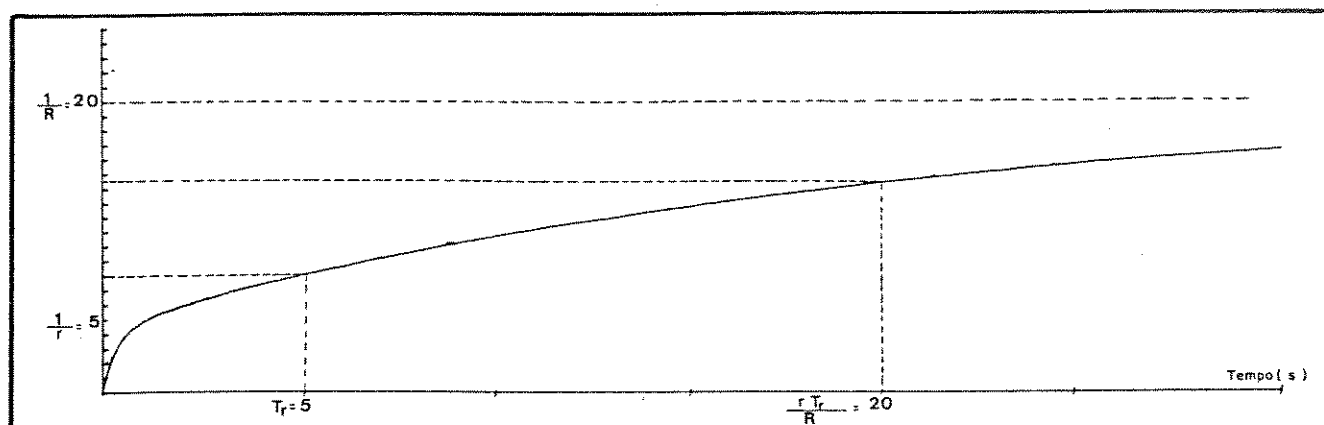


Fig. 3.14 - Resposta do regulador com estatismo transitório.

### 3.4 Controle Primário de Carga - Frequência

Será analisado o controle primário de carga-frequência ou regulação primária, que consiste na regulação automática, exercida pelos reguladores de velocidade das máquinas [14, 35]. O regulador de velocidade, com base na variação da velocidade da turbina, comandará a alteração da abertura da válvula de admissão de água ou vapor. Com isso poderá, ou corrigir o desvio de velocidade da máquina, como no caso de um sistema gerador-carga isolado, ou alterar a potência mecânica da turbina e, por conseguinte, do gerador, a fim de partilhar carga quando operando em um sistema com diversas máquinas.

Para máquinas motrizes típicas, a variação da potência mecânica em função da variação da abertura da válvula de admissão ( $\Delta E$ ) pode ser obtida conforme as funções de transferência apresentadas na tabela 3.1. Enquanto que  $\Delta E$ , para certa variação na velocidade ( $\Delta \omega$ ) da turbina, será obtida de acordo com as funções de transferência apresentadas na tabela 3.2. O diagrama de blocos para um sistema constituído por um único conjunto gerador-turbina operando isolado, incluindo o controle primário, é apresentado na figura 3.15.

Quando for utilizado um regulador de velocidade do tipo isócrona, qualquer solicitação de carga será atendida mediante uma correspondente variação da potência mecânica ( $\Delta P_m$ ) por parte da turbina. Isto ocorre pelo fato de que este tipo de regulador, com ação integradora (tabela 3.2), só parará de atuar quando

$\Delta\omega$  (ou  $\Delta f$ ) for nula, ou seja, quando  $\Delta P_m$  for igual  $\Delta P_e$  (equação 3.16), não permitindo, conseqüentemente, nenhum desvio de regime.

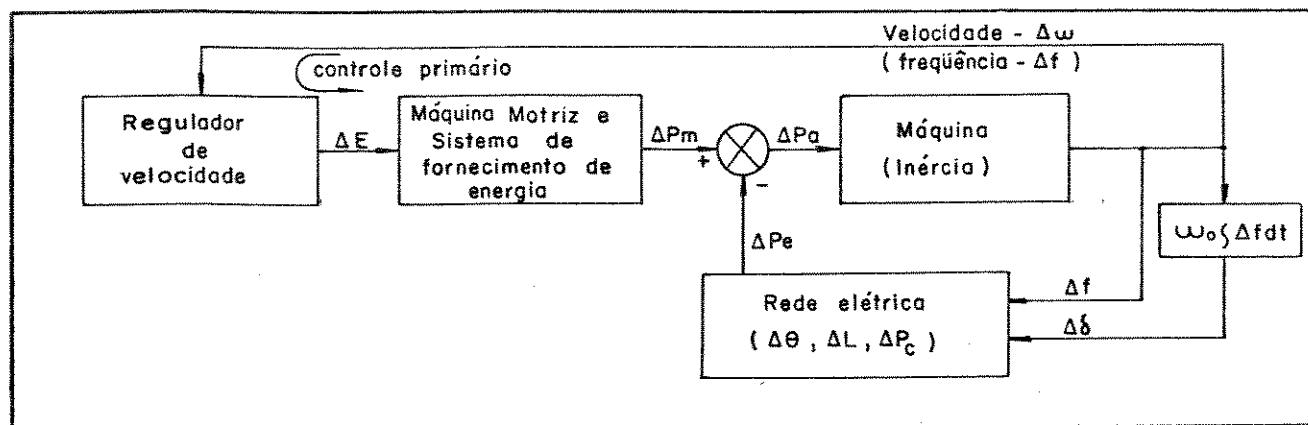


Fig. 3.15- Sistema gerador-carga isolado incluindo regulação primária

Nos demais reguladores (tabela 3.2) observa-se que, para um degrau unitário de  $\Delta\omega$  (aplicando o teorema do valor final), haverá um erro de regime igual, em módulo, a  $1/R$ . O coeficiente  $1/R$  é o ganho do regulador, conhecido também por "energia de regulação da máquina" [36]. É assim denominado, pelo fato de este coeficiente apresentar (equação 3.39) as dimensões de energia (MW/Hz).

#### 3.4.1 Resposta a um Degrau de Carga

A figura 3.16, a seguir, apresenta a resposta dinâmica de dois hidrogeradores, operando com carga isolada e com regulador de velocidade com compensação de queda transitória, para um incremento de carga de 0.1 pu (degrau unitário).

Observa-se, da figura, que o sistema gerador-turbina com maior inércia, como era esperado, apresentará um menor desvio de velocidade durante o transitório. Entretanto, em regime ambos apresentarão um desvio de velocidade, ou seja, um erro de regime, cujo valor pode ser calculado, considerando o ganho em regime dos diversos blocos (funções de transferência) que compõe a figura 3.15.

Os ganhos em regime, de cada bloco, seriam:

- máquinas motorizes e sistema de fornecimento

- de energia (tabela 3.1): 1;
- reguladores de velocidade (exceto isócrono):  $-1/R$ ;
  - sistema gerador-carga (figura 3.9 para um degrau unitário ( $\Delta L_0=1$ )):  $1/D = 1/(D_G + D_C)$ .

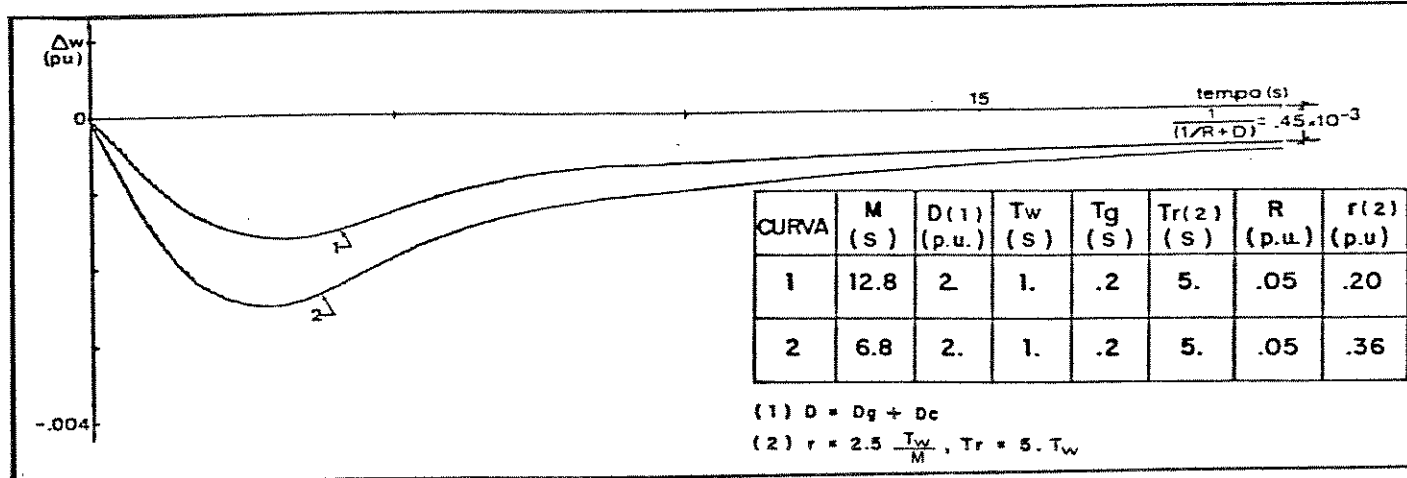


Fig. 3.16 - Variação da velocidade de um gerador, com regulação primária, a um degrau unitário de carga.

Dessa forma o diagrama de blocos da figura 3.15 se reduziria, em regime permanente, ao da figura 3.17.

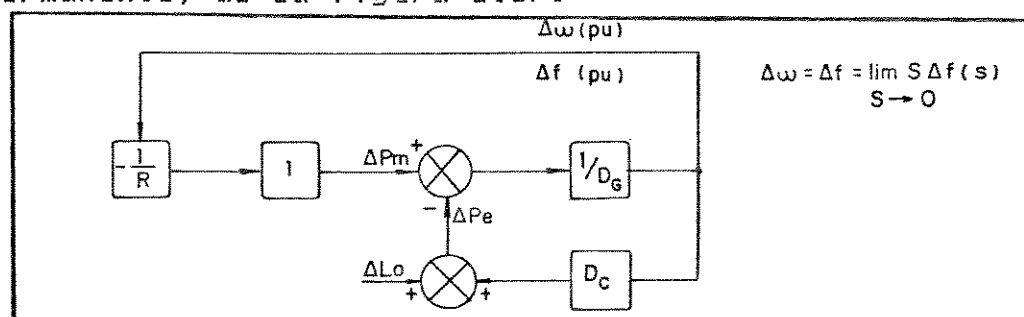


Fig. 3.17 - Controle primário-gerador-carga isolado em regime permanente. Na qual está representada a relação:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta f \cdot D_G \quad (3.41)$$

onde:  $\Delta P_m = -\frac{\Delta f}{R}$ ;

$$\Delta P_e = \Delta L_0 + D_C \Delta f.$$

substituindo-se os valores de  $\Delta P_m$  e  $\Delta P_e$  na equação 3.41, resulta:

$$\Delta f = \frac{-\Delta L_0}{1/R+D} \quad (3.42)$$

Portanto, o erro de regime ou desvio de velocidade dos geradores, apresentado na figura 3.16, é obtido da equação 3.42 e, considerando que os valores estão em p.u. (base de potência nominal do gerador), um incremento de .01 pu de carga produzirá um erro de regime, para os dois geradores, igual a  $.45 \times 10^{-3}$  puHz ou .03 Hz (fbase = 60 Hz). O valor do desvio de frequência passa a ser, portanto, bem menor que se o regulador estivesse bloqueado, ( $R \rightarrow \infty$ ), no caso, .005 puHz ou 0.3 Hz.

### 3.5 Controle Suplementar

Como já mencionado antes, apesar de o desvio de velocidade de regime ser pequeno, posteriores solicitações de carga poderiam produzir desvios inaceitáveis, de tal forma que há a necessidade de se incluir um sistema de controle com o objetivo de anular esse desvio permitido pelo controle primário. A tarefa de zerar o desvio de velocidade de regime é executada pelo controle suplementar, o qual, com base no sinal correspondente ao referido desvio, deverá solicitar, por intermédio do regulador, a variação de potência mecânica necessária. O controle suplementar atua no sistema de controle de velocidade da máquina, alterando o ajuste de velocidade ou referência de carga [15]. Considerando-se que em um sistema elétrico sempre existirá mais de uma máquina, haverá também uma redistribuição de geração obedecendo a critérios econômicos, ou mesmo de segurança, conforme já mencionado no capítulo 2. Também, quando o ECA ultrapassa um limite pré-estabelecido, os critérios econômicos são desconsiderados. Nestas situações é empregado um caminho secundário (ação forçante ou de auxílio) para a atuação do controle suplementar.

#### 3.5.1 Tipos de Controle

Será analisado, neste item, o desempenho de um gerador às solicitações do CAG, para três tipos de controle:

- Integral - (I);
- Proporcional-Integral - (PI);
- Proporcional-Integral-Derivativo (PID).

O diagrama de blocos, considerando os três tipos de controle,

pode ser visto na figura 3.18, enquanto que a resposta de cada tipo de controle a um degrau unitário de variação de freqüência encontra-se na figura 3.19 [15, 17, 36, 68].

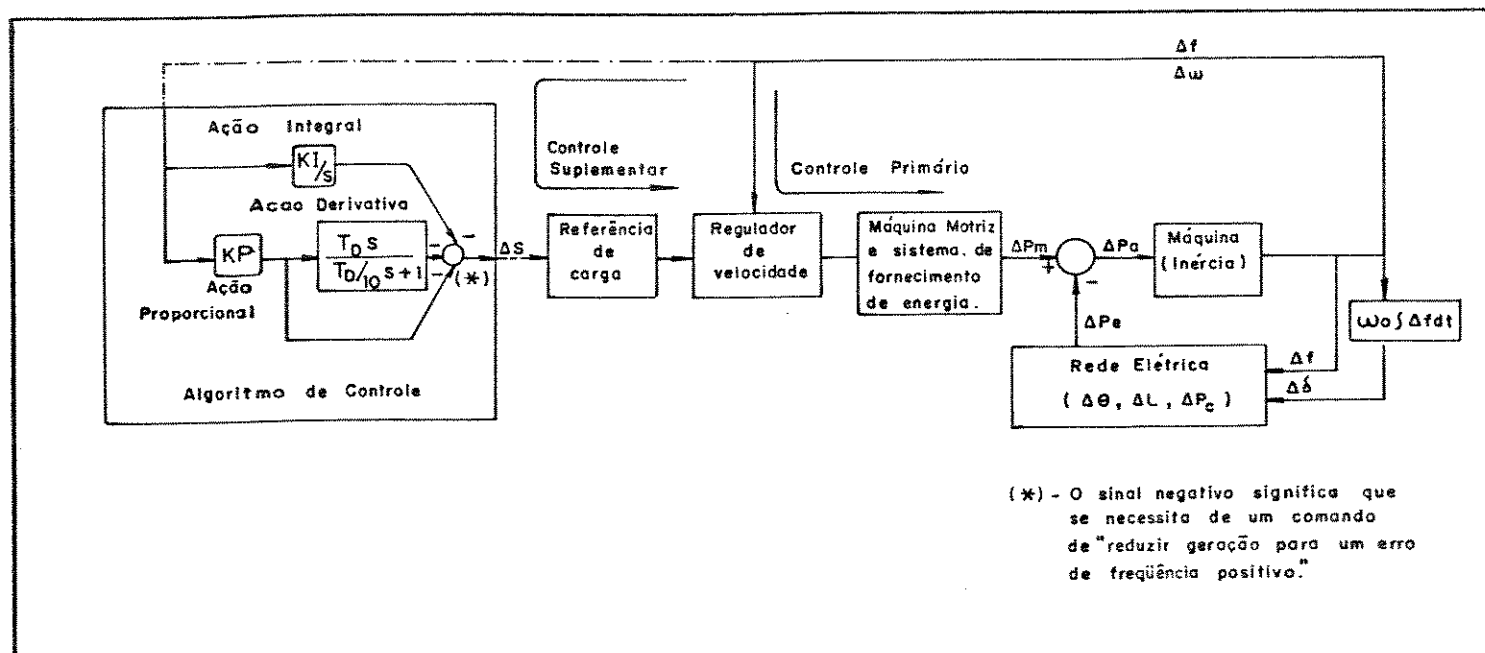


Fig. 3.18 - Controle suplementar para gerador-carga isolado.

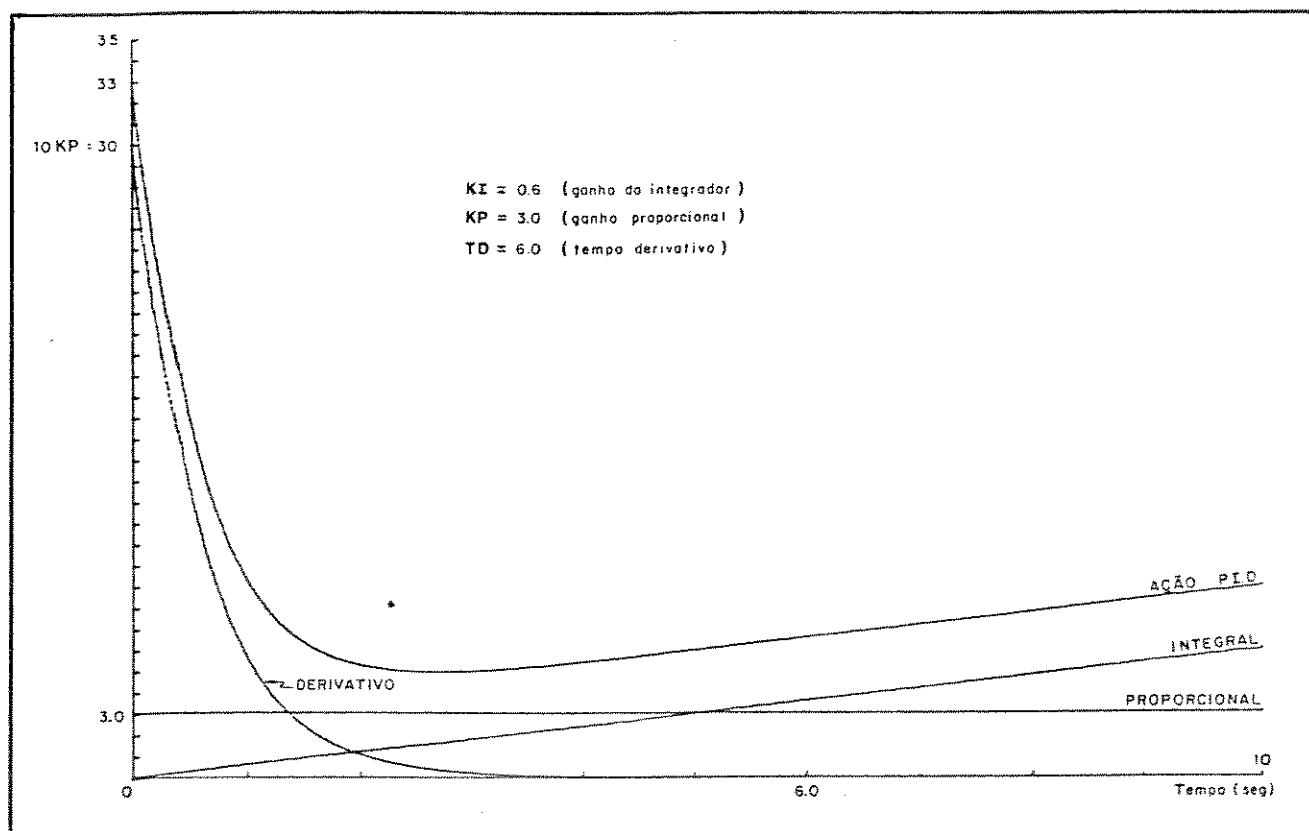


Fig. 3.19 - Resposta do controle PID a um degrau unitário.

### 3.5.1.1 Controle Suplementar Tipo I

A utilização do algoritmo de controle do tipo integral garantirá o retorno à velocidade nominal, ou seja, não haverá erro de regime. Neste tipo de controle a referência de carga alterar-se-á de acordo com um sinal obtido pela amplificação e integração do desvio de frequência (considerando sistema isolado). A saída do algoritmo de controle seria dado por:

$$\Delta S(t) = - K_I \int \Delta f . dt ,$$

que no domínio da frequência fica:

$$\Delta S(s) = - \frac{K_I}{s} . \Delta f(s) . \quad (3.43)$$

O ganho do integrador ( $K_I$ ) controla a taxa de integração e, conseqüentemente, a velocidade de resposta dos geradores. O valor deste ganho pode aumentar as oscilações a ponto de causar instabilidade. O ideal é procurar-se um ganho que seja coerente com a velocidade de resposta de geração da máquina. Quando apenas este tipo de controle é utilizado, é prática o uso de ganho muito pequeno, de tal forma a não afetar a dinâmica do regulador de velocidade, além de não forçar a máquina a acompanhar flutuações rápidas de carga, causando desgaste do equipamento.

### 3.5.1.2 Controle Suplementar Tipo PI

A ação proporcional tem, basicamente, dois efeitos:

- i - produzir uma ação de controle mais rápida;
- ii- melhorar a estabilidade do controle suplementar, diminuindo o desvio de frequência em regime transitório.

O sinal do controle suplementar, neste caso, é dado por:

$$\Delta S(t) = - K_P . \Delta f(t) + K_I \int \Delta f(t) . dt ,$$

ou no domínio da frequência:

$$\Delta S(s) = - \left( K_P + \frac{K_I}{s} \right) . \Delta f(s) . \quad (3.44)$$

O controle puramente proporcional pode ser interpretado como uma alteração da característica do controle primário pois, em regime, tem-se:

$$\Delta S = - K_P . \Delta f ,$$

e  $\Delta P_m$  seria dado por:

$$\Delta P_m = - \frac{1}{R} . \Delta f - K_P . \Delta f = - \Delta f . \left( \frac{1}{R} + K_P \right) ,$$

$$\Delta P_m = - \Delta f / R' , \quad \text{onde: } R' = K_P + 1/R . \quad (3.45)$$

Neste caso  $\Delta f$  seria dado por ( equação 3.42)

$$\Delta f = \frac{-\Delta L_0}{1/R' + D} . \quad (3.46)$$

Quanto maior o valor de  $(K_P)$  menor o desvio de freqüência em regime. Entretanto convém lembrar que, apesar de apresentar uma ação fraca em regime (sózinho tal controle não anulará o erro de regime), um ganho muito grande deste controle poderá provocar uma alta taxa inicial de crescimento do sinal  $\Delta S$ , o que pode ser incompatível com a velocidade de resposta da máquina. Há, portanto, um compromisso entre o módulo de  $K_P$  e a velocidade (capacidade) de resposta da máquina.

Na atuação do controle PI, o sinal  $\Delta S$ , inicialmente, será comandado pelo controle proporcional e, no decorrer do tempo, será assumido pelo controle integral. Isto se dá pelo fato de  $\Delta f$  variar muito rápido nos primeiros instantes e, portanto,  $K_P \times \Delta f$  também, enquanto que a ação integral cresce lentamente. Na medida em que  $\Delta f$  for corrigido, a ação proporcional diminuirá, enquanto que a integral continuará a crescer até que  $\Delta f$  se anule e, por conseguinte,  $\Delta f \times K_P$ . Neste instante  $\Delta P_m$  será igual à solicitação de carga.

### 3.5.1.3 Controle Suplementar Tipo PID

A implementação da ação derivativa ao controle PI acrescenta uma característica antecipativa ao mesmo. Tal ação é empregada localmente em alguns reguladores de velocidade e possibilita uma melhoria do desempenho dinâmico dos mesmos [75]. Não é empregada, entretanto, nos algoritmos de controle suplementar em uso. A diferenciação, em aplicações práticas, usualmente, tem uma freqüência máxima de corte, da forma  $TD.s / (1 + TD'.s)$  ( $TD' \ll TD$ , usualmente  $TD' = TD/10$ ), onde a constante  $TD$  pode ser expressa como "tempo de aceleração", e interpretada como o ganho da taxa de variação do sinal  $\Delta f$ , relativo ao ganho proporcional [15].

A função de transferência para este tipo de controle fica:

$$\Delta S(s) = \left( KP + \frac{KI}{s} + \frac{KP \cdot T_D \cdot s}{\frac{T_D}{10} s + 1} \right) \quad (3.47)$$

Da função de transferência pode-se observar que a ação derivativa coloca o ganho instantâneo máximo, para uma entrada em degrau, em dez vezes o ganho proporcional:

$$\lim_{s \rightarrow \infty} \frac{s \cdot KP \cdot T_D \cdot s}{\frac{T_D}{10} s + 1} = 10 \cdot KP$$

### 3.5.2 Resposta a um Degrau de Carga

A atuação do controle suplementar pode ser observada pela resposta a um degrau unitário, na figura 3.19. O alto ganho cairá rapidamente, o proporcional se manterá e o integral aumentará. Com o controle PID resulta, portanto, uma forte ação inicial, que volta a crescer no final, devido ao controle integral. A ação derivativa apresenta, entretanto, algumas desvantagens, como a ampliação dos sinais de ruído, que pode provocar a atuação desnecessária do regulador durante flutuações de carga, ou mesmo solicitar uma variação do sinal de controle, acima da velocidade de resposta da unidade.

As figuras 3.20 e 3.21 apresentam o comportamento dinâmico da freqüência e da potência mecânica, de um sistema gerador-carga isolado, em resposta a um degrau unitário de carga (.1 pu), incluindo a atuação dos controles primário e suplementar. Procurou-se manter os parâmetros de controle, iguais, para fins comparativos.

Nessas figuras observa-se que, inicialmente, há uma queda na freqüência, a uma taxa dada por  $tg\alpha$  igual a .014pu Hz/s, durante a qual o suprimento de carga é obtido da perda de energia cinética. Com o decréscimo da freqüência haverá também um amortecimento, conseqüente do aumento do torque da turbina e da redução da carga, da ordem de 2 pu MW/Hz. Até por volta de aproximadamente 1.6s, a potência da turbina não foi aumentada, ao contrário, como pode se observar na fig. 3.21, houve um decréscimo inicial conseqüente da característica de resposta da

regulador com compensação de queda transitória, tal efeito é bem reduzido, no caso, para um valor correspondendo a aproximadamente 11% da variação de carga (.1 pu).

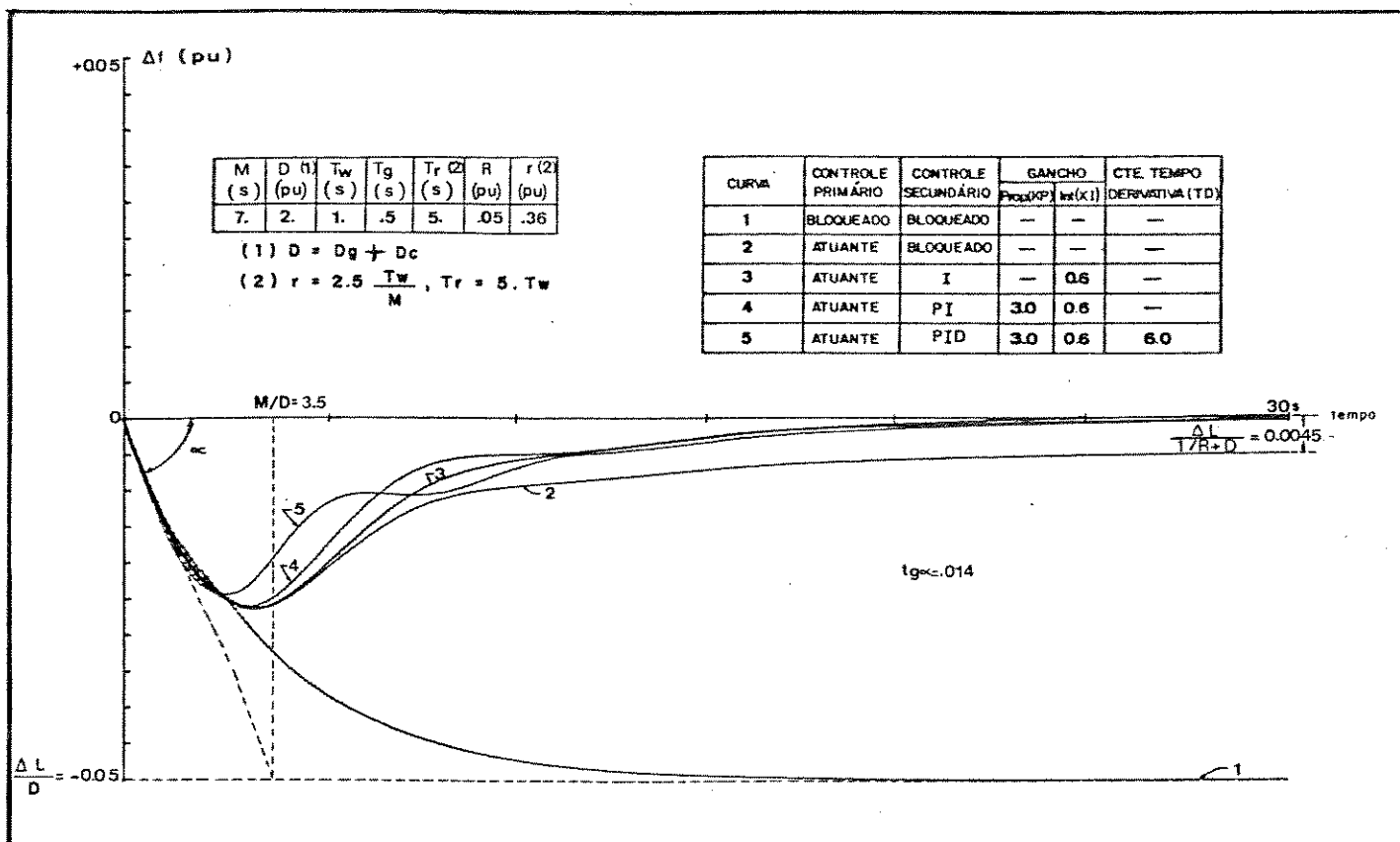


Fig. 3.20 - Variação de frequência de um gerador a um degrau unitário de carga.

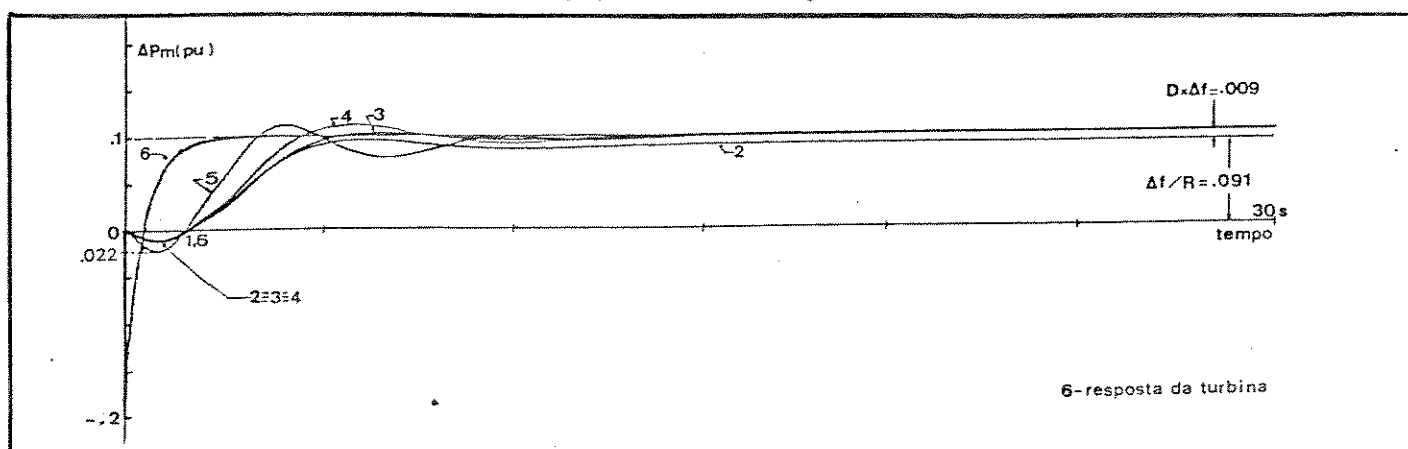


Fig. 3.21 - Variação da potência mecânica de um gerador a um degrau unitário de carga.

Caso o regulador estivesse impedido de atuar, a frequência continuaria a cair (curva 1) até se estabilizar (equação 3.34) no valor  $-.05$  pu ou  $-3\text{Hz}$ , um valor fora das faixas usuais permissíveis para erro de frequência do sistema ( $+.05\text{Hz}$ ,  $-.05$

Hz)[68] ou  $(+.01\text{Hz}, -.01\text{ Hz})$  [73]. Além disso a carga não estaria, na verdade, sendo atendida, pois, com queda de  $.05\text{ pu}$  Hz, haveria uma diminuição compulsória da carga ligada (equação 3.2) de  $.1\text{ pu}$   $(.05 \times 2)$ .

Com a atuação do regulador (curva 2), observa-se uma redução do erro de frequência transitória, bem como o de regime que se reduziria (equação 3.42) para  $-.0045\text{ pu}$  ou  $.27\text{ Hz}$  e que ainda não pode ser considerado como um valor admissível de desvio de frequência. Esta redução é alcançada pela variação (aumento) da potência mecânica, cujo valor,  $.091\text{ pu}$ , é devido à regulação da máquina (equação 3.39). Os  $.009\text{ pu}$  restantes são ainda fornecidos pela carga. Nota-se, entretanto, que a maior parte da contribuição já é da nova potência gerada.

A inclusão de um controle suplementar tipo integral (curva 3), como se observa, zerará o erro de regime, além de melhorar um pouco o comportamento transitório, o que se pode notar após cinco segundos. A escolha de um ganho adequado ( $KI=.6$ ) não afetará a dinâmica do regulador de velocidade (como se pode ver na figura 3.21, curvas 2 e 3, entre 0 e 1.6 segs.), característica desejada para o controle suplementar. Com ganhos maiores que este, produzir-se-ão oscilações, enquanto que, por outro lado, com ganhos menores necessitar-se-á de tempos maiores para atingir o regime.

A implementação de um controle do tipo PI (curva 4) produz, como desejado, uma melhora da resposta transitória, através de uma atuação mais rápida (antes de 2.6 seg) que a ação integral e através da redução do desvio transitório de frequência. Também este tipo de controle não afeta o comportamento do regulador (nos primeiros instantes), como se pode ver na figura 3.21. Após dez segundos, o controle PI segue o mesmo comportamento que o do tipo I. Conseqüência, esse fato, dos pequenos valores de  $\Delta f$ .

Com relação ao controle do tipo PID (curva 5) observa-se que há uma redução sensível do desvio de frequência máximo, dada sua característica antecipativa. Há, entretanto, uma modificação do comportamento dinâmico do regulador que, devido ao alto ganho

inicial apresentado pelo controle PID, solicitará uma resposta mais rápida da turbina, causando um aumento de sua resposta negativa. Tal controle tem a característica de reduzir o estatismo transitório do regulador de velocidade. Há necessidade de verificar-se, neste caso, as sobrepressões que surgirão nos sistemas de adução e se elas não são perigosas.

## CAPÍTULO 4

## SISTEMAS INTERLIGADOS - MODELAGEM DINÂMICA

## 4.1 Introdução

Os primeiros sistemas elétricos eram sistemas radiais de suprimento ou, no máximo, em anel. Nesses sistemas os centros geradores forneciam energia a centros consumidores específicos e a confiabilidade do suprimento dependia da continuidade da operação da usina e das linhas de transmissão. Com o crescimento do mercado consumidor foi necessária a instalação de novas usinas e linhas de transmissão, a fim de manter a continuidade de serviço e a confiabilidade do sistema interligado. Diversas razões levaram à interligação dos centros geradores: a redução da reserva requerida para assegurar a continuidade de serviço, o ganho de flexibilidade de operação e, em alguns casos, a redução nas instalações de transmissão requeridas [76]. Nestes sistemas, também, por operarem quase isolados uns dos outros, havia a preocupação de manter o sincronismo de seus geradores e atender à demanda do mercado consumidor, da forma mais econômica e segura possível. Procurava-se manter a frequência constante, evitando sua deteriorização, o que, como se viu, poderia causar problemas em equipamentos e em indústrias (tecelagens, por exemplo). Tal modo de operação é conhecido como Frequência Constante ("Flat Frequency Control").

Os primeiros estudos sobre interligações iniciaram-se na década de 20 e sua gradual efetivação, na década de 30 [7, 14]. As primeiras linhas de intercâmbio tinham como propósito principal a assistência de emergência, sendo, por esta razão, levemente carregadas. Em decorrência do atraso na entrada em operação de novas unidades geradoras e da rápida expansão industrial, as companhias começaram a efetuar programações diárias de intercâmbio com o conseqüente aumento do carregamento das linhas de intercâmbio. Observam-se agora duas características das linhas de intercâmbio:

i - a assistência de emergência obtida através da variação da

energia cinética e da ação dos reguladores de velocidade dos geradores de todo sistema interligado;

- ii- o intercâmbio econômico de energia, ou seja, a existência da possibilidade da compra e venda de energia por intermédio da interligação.

Surge agora uma nova variável a ser controlada, o intercâmbio entre as companhias, o qual deve ser mantido no valor programado, de acordo com as transações acordadas entre as diversas companhias. Também a assistência de emergência requer que algumas normas sejam estabelecidas sobre: capacidade de reserva de cada área; contribuição a ser efetuada pelas áreas, na regulação da frequência; prazos, para que cada área assuma suas variações de carga; etc.. Além disso, nesses sistemas, é, em geral, impraticável realizar o controle de frequência por uma única área, devendo ser esta responsabilidade partilhada por todas as companhias envolvidas. Não se costuma, entretanto, efetuar a regulação da frequência com todas as áreas operando no modo frequência constante, por duas razões:

- i - em tal modo apenas a frequência é tomada como base de controle e, dessa forma, poderia haver, como no caso da operação em paralelo de geradores com reguladores isócronos, uma oscilação ("hunting") entre as áreas, com subsequente instabilidade de regulação;
- ii- apenas com a frequência não há como se definir em qual área ocorreu a variação de carga, o que é necessário, posto que a estratégia de controle mais empregada é a de que cada área seja responsável pelas variações de carga que ocorrerem no sistema sob sua responsabilidade.

Desde o início da efetuação das interligações, durante a década de 30, já se havia reconhecido o problema do controle de tais sistemas e as idéias básicas do controle TLB ("Line, load Bias frequency control") já haviam sido formuladas. Após diversos melhoramentos foi possível implementar o controle TLB, por meios analógicos e, posteriormente, também na forma digital, apresentando um excelente desempenho [13]. Agora, o objetivo básico de controle, ou seja, a restauração do equilíbrio básico entre as variações de carga e as variações de geração (e que no caso de um sistema isolado era atendido apenas com a redução do

desvio de frequência a zero), só será alcançado quando se houver anulado também os desvios de intercâmbio líquido, de cada área controlada, restaurando assim os intercâmbios programados.

Mais interligações se efetivaram com o passar dos anos, em muitos países, mesmo através de fronteiras nacionais, até tornarem-se antieconômicas devido a barreiras naturais para o sistema de transmissão. Atualmente, por questões técnicas e econômicas, conforme aumentaram o tamanho, a complexidade e a densidade de energia dos diferentes sistemas estes começaram a formar grupos elétricos de operação regionais, interligados, conhecidos por "Power Pools", como por exemplo, o caso do "New York Power Pool", constituído por oito sistemas separados, com capacidade de geração de 25GW [77].

#### 4.1.1 Vantagens e Desvantagens da Operação Interligada

A - Entre as diversas razões que tornam a operação interligada vantajosa, podem-se citar [38, 68, 76, 77 e 78]:

- 1 - Ajuda mútua decorrente da ação dos reguladores de velocidade de todos os geradores do sistema. Ela ocorre, por exemplo, quando um determinado membro do "pool" sofre perda de capacidade de geração ou um acréscimo significativo de carga, provocando uma variação repentina, no caso, uma queda da frequência. Essa queda será sentida por todos os reguladores de velocidade (não bloqueados) do sistema interligado, os quais, por sua vez, dividirão a carga, conforme será demonstrado mais à frente, na proporção inversa dos seus estatismos;
- 2 - Melhora na regulação da frequência, uma vez que o sistema ao interligar-se possuirá maior energia cinética do que antes. Assim sendo, mais energia poderá ser emprestada temporariamente para uma dada diminuição de velocidade. Por exemplo, em um sistema interligado que, em 1970, cobria as regiões centrais dos Estados Unidos e algumas províncias do Canadá, uma súbita variação de carga de 3000 MW produzia um desvio de frequência de apenas 0.1 Hz [68];
- 3 - Redução da reserva de potência (girante e não girante) de cada membro. A percentagem de reserva instalada requerida

para um membro dependerá, entre outras, da proporção da capacidade dos seus geradores em relação à capacidade total e da relação entre o pico e a carga média do sistema interligado. Este último aspecto pode ser explicado pelo fato de que os picos de demandas de um sistema de grandes proporções ocorrem em horas diferentes (p.ex., Nova York está duas horas adiantada em relação a Denver. A Flórida apresenta um pico de verão enquanto que Michigan, um pico de inverno). Assim, pode-se conseguir uma redução da capacidade de reserva necessária pela programação adequada de intercâmbio de energia;

- 4 - Provisão de caminhos entre os sistemas, possibilitando a compra e venda de energia excedente, tal que vantagens podem ser obtidas da diversidade de cargas do sistema (sazonal, climática, característica de carga, fusos horários, etc.) para aumentar os benefícios econômicos;
- 5 - Possibilidade de uso econômico e eficiente de grandes unidades geradoras (de 1000 MW ou mais), decorrente da maior capacidade global da rede. Tais unidades podem, geralmente, ser construídas com um menor custo por kW, que as unidades menores.

B - Entre as desvantagens podem-se citar [14, 38, 76 e 78]:

- 1 - Aumento da complexidade decorrente do vasto número de fatores a serem considerados simultaneamente (p. ex., do ponto de vista técnico estaria o aumento na quantidade de informações a serem coletadas e analisadas, a necessidade da coordenação e compatibilização de diferentes procedimentos operacionais e a necessidade de informações a respeito do estado de uma condição operativa de uma área vizinha; enquanto do ponto de vista operativo estariam as necessidades de manutenção de uma frequência comum e do intercâmbio acordado entre as áreas);
- 2 - Propagação de perturbações para as demais áreas, o que, apesar de ser a única forma de se obter auxílio, pode conduzir a um colapso de todo o sistema interligado. Considere-se, para exemplificar, uma situação em que o sistema esteja próximo a um pico de carga e que muitas linhas, apesar de fortes (baixa reatância e grande

capacidade), encontram-se suficientemente carregadas: a perda de um grande bloco de carga ou geração acarretará na transferência quase instantânea de aproximadamente a mesma quantia de potência para as demais áreas, o que, naquelas condições, poderá ocasionar o desligamento adicional de linhas, por sobrecarga, e desencadear um efeito em cascata (perdas de mais linhas e de geração) com o conseqüente colapso do sistema. Esta situação pode ocorrer, também, em sistemas cujas linhas de intercâmbio não estejam devidamente dimensionadas. As linhas de intercâmbio destinadas ao intercâmbio econômico de energia deveriam apresentar uma margem de capacidade suficiente, além de sua carga máxima normal, para suportar um acréscimo súbito de fluxo de potência, mais um "overshoot", igual a, pelo menos, por exemplo, a capacidade do maior gerador da área. Nota-se, portanto, ser a capacidade de pico segura, ao invés da máxima, o importante para o dimensionamento de linhas de o intercâmbio;

- 3 - Dificuldade do controle do carregamento médio das linhas de intercâmbio: quando uma área é interligada por um número muito pequeno de linhas e estas interligações se concentram mais em um lado da área, a potência líquida de intercâmbio será o fluxo nas linhas de intercâmbio, o que possibilita o controle do carregamento das linhas, através do controle de intercâmbio. Já para uma área altamente interligada, isto é, circundada por outras áreas com as quais tem muitas linhas de intercâmbio, o controle do carregamento das linhas passa a ser ineficiente. Esta falta de controle deve-se ao fato de o fluxo de potência de um ponto para outro, em caminhos paralelos de uma rede interligada, dividir-se na proporção inversa das impedâncias equivalentes de cada caminho. Assim sendo, quando uma área transmite potência de um ponto para outro dentro de seu sistema, ou para alguma outra área diretamente interligada a ela, o fluxo poderá passar através das linhas de uma terceira área e, dessa forma, além de dificultar o controle do carregamento destas linhas, estará sobrecarregando as linhas de outras companhias. Com isso, afetando a sua

capacidade de transferir potência nos seus limites máximos. Além disso, há o fato de que, quando a energia flui através de uma área, haverá uma diferença, devido às perdas entre a potência que entra e a que sai da área. Essa diferença, por aparecer no balanço de potência de intercâmbio, será suprida pela geração desta área;

- 4 - Surgimento de fluxos de intercâmbio involuntário correspondente ao fluxo de potência ou energia involuntariamente (não programado) transferido através das fronteiras de um área de controle: esta situação ocorre devido às constantes variações aleatórias de troca de energia, decorrentes de desbalanços entre geração e carga, de reguladores de velocidade e/ou equipamentos de controle, mal ajustados ou não coordenados, de descuidos ou não coordenação de mudanças de geração ou de potência programada entre sistemas, de existência de caminhos paralelos para transferência de potência, e de outras variações. Devido a estes intercâmbios involuntários torna-se necessário manter um elaborado esquema para contabilizá-los, uma vez que são gerados às custas de alguém. As áreas mantêm, para isso, um relatório contábil, detalhado, sobre tais intercâmbios, os quais possibilitam a redução periódica (utilizando regulamentos estabelecidos nacionalmente), ajustando o controle de intercâmbio para um pouco mais ou pouco menos (dependendo de ser um acúmulo involuntário positivo ou negativo) do que foi o programado;

- 5 - Redução da estabilidade dinâmica decorrente do uso de geradores com grande potência: a tendência do uso destas novas unidades, com maiores potências, porém com menores massas e maiores reatâncias, torna o sistema mais susceptível (no que se refere à variação de frequência), a perturbações de carga. Também estas unidades são operadas na base, havendo uma tendência a não permitir sua participação na regulação.

#### 4.1.2 Aspectos Operativos de Sistemas Interligados

Cada sistema elétrico apresenta uma rede composta por muitas linhas de transmissão através das quais os centros geradores

fornecem a energia solicitada pelos centros consumidores. Estes sistemas interligam-se uns aos outros, através das linhas de intercâmbio. Por meio delas efetua-se o intercâmbio econômico e a assistência mútua, fornecendo energia nas situações de emergência em que um determinado sistema não disponha de geração suficiente para atender a uma variação imprevista da demanda, ou uma perda de unidade de geração. Do ponto de vista técnico não existe nenhuma distinção entre uma linha de intercâmbio, interligando duas companhias ou regiões, e uma linha de transmissão (cuja função principal é a interconexão). Ambas são empregadas no transporte de energia da geração para o consumo e/ou na interligação de gerações ou cargas a fim de prover flexibilidade de partilha de carga [77]. A diferença está em como elas são consideradas do ponto de vista comercial, legal e político e, muito embora sejam despachadas diferentemente, quando ocorre um distúrbio, estas distinções são perdidas.

As redes exercem um papel importante na dinâmica do sistema, uma vez que é através delas que se realiza a interação dinâmica entre os geradores e entre estes e as cargas. Como se verá adiante, o comportamento dos geradores será bem diferente quando conectados a redes, do que quando suprimindo uma carga isolada (ver capítulo 3, itens 3.4.1 e 3.5.2). Isto se deve ao fato de que em tais redes, durante perturbações, cada gerador será solicitado de forma diferente, de acordo com suas inércias e maior ou menor proximidade elétrica ao ponto de distúrbio, o que dará origem a distintas variações de velocidade. Devido ao acoplamento entre os geradores (via rede) surgirão binários sincronizantes, provocando a oscilação de uns contra os outros e em torno de um valor médio (na hipótese de que se mantenha o sincronismo entre as máquinas). Estas oscilações provocarão a variação dos fluxos nas linhas de intercâmbio e internas, as quais, se estiverem suficientemente carregadas, poderão ser desligadas por sobrecarga. Nestes sistemas, o elemento limitante (o primeiramente desligado), poderá localizar-se na rede em estudo, na rede vizinha ou possivelmente em uma rede não diretamente interligada àquela em estudo. Também, se a rede for fraca, com baixo coeficiente sincronizante e fraco acoplamento entre geradores, estas oscilações serão maiores, o que acarretará em grande desgaste do equipamento de controle. Observa-se, por outro lado, que, quanto

mais rígida for esta rede, menor serão as oscilações. Nos casos em que os geradores praticamente não oscilarem uns contra os outros (ditos coerentes nestas condições), o sistema se comportará como uma máquina alimentando uma carga isolada, já que os geradores poderão ser agrupados em um único gerador [15]. Vê-se, portanto, que a rede representa, por si, um elemento importante na análise da dinâmica do sistema, devendo ser considerada e estudada como um todo, se os seus efeitos sobre a segurança precisam ser avaliados.

Um aspecto importante para a operação normal do sistema está relacionado com a estabilidade dinâmica. Quando o sistema for submetido a pequenas perturbações (variações aleatórias na carga ou na geração e o desligamento de linhas), a estabilidade precisa ser mantida nas condições operativas prevalecentes [79, 80]. Nestas condições as máquinas síncronas não deverão sofrer oscilações excessivas e prolongadas, posto que tais oscilações poderiam acarretar em desligamentos de linhas, e, com isso, um choque adicional ao sistema. O período correspondente à resposta dinâmica do sistema é considerado um período crucial, durante o qual se observa a suportabilidade da rede aos esforços a que será submetida. Uma visão que reflita o comportamento da rede interligada, relacionando o comportamento dinâmico de cada elemento ao do sistema completo, seria potencialmente útil para o desenvolvimento de estratégias e para se efetuarem medidas reparadoras que auxiliem a evitar a instabilidade dinâmica. Esta instabilidade poderia conduzir à perda de carga e eventual separação do sistema interligado.

Nos sistemas interligados atuais, é impraticável o uso de métodos analíticos para se avaliar o desempenho do sistema e determinar o carregamento da rede, o que por outro lado é possível efetuar-se através do processo de simulação analógica e digital. Esta última, cada vez mais, é utilizada devido aos avanços crescentes na área computacional e do desenvolvimento de novos modelos mais adequados a tais propósitos. Com os modelos apresentados no capítulo anterior torna-se possível obter, como se verá a seguir, um modelo incremental adequado à simulação dinâmica de todo o sistema interligado.

## 4.2 Análise da Rede Através de Modelagem Incremental

O objetivo agora é o de se apresentar o modelo incremental da rede interligada, obtido com base nos modelos incrementais de cada um dos seus elementos, apresentados no capítulo anterior.

Quando ocorrer uma solicitação de carga, em uma barra qualquer, ela se propagará pelo sistema até as barras terminais dos geradores, os quais sentirão uma maior ou menor solicitação, de acordo com sua proximidade elétrica da carga, dependendo tanto das reatâncias dos geradores quanto das da rede. Esta propagação é observada pelas variações dos fluxos de potência em todas as reatâncias (de linhas e de geradores) do sistema. Conforme foi visto no capítulo anterior (itens 3.3.1.2 e 3.3.1.3), estas variações de potência ( $\Delta P$ ), de linha e gerada, são diretamente proporcionais às variações angulares ( $\Delta \theta$ ) das tensões de barra da rede (incluindo as barras terminais dos geradores). A modelagem incremental da rede baseia-se nas relações de acoplamento destas variáveis  $\Delta P - \Delta \theta$ . O modelo obtido será utilizado para fornecer, durante as simulações, as variações angulares nodais decorrentes das variações de potência das cargas e dos geradores.

### 4.2.1 Sistema de Três Barras

Para a obtenção do modelo incremental, considere-se, primeiramente, um sistema mais simples (figura 4.1a), constituído por três geradores interligados através de reatâncias. Para uma solicitação de carga  $\Delta L$  pode-se ver, na figura 4.1b, considerando-se os modelos incrementais apresentados, a distribuição de potência na rede.

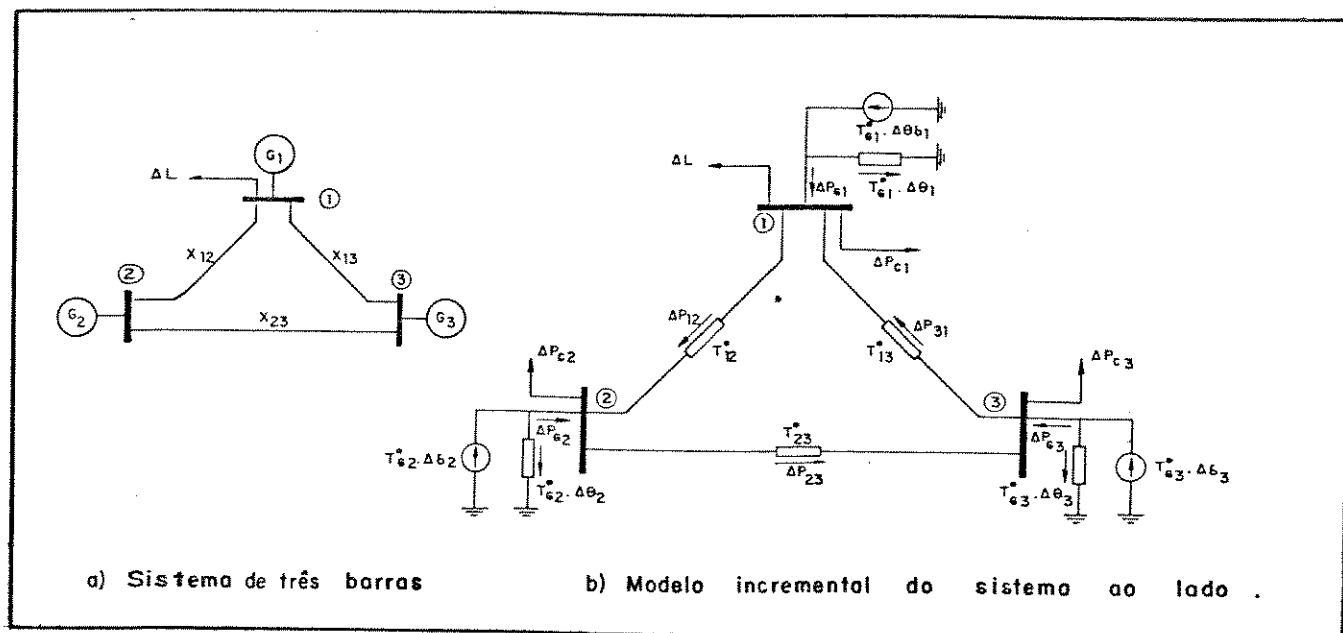


Fig. 4.1 - Sistema de três geradores acoplados

Uma vez que o balanço de potência nodal, em um sistema qualquer, deve ser satisfeito a todo instante, ter-se-ia para os nós 1, 2 e 3 da figura 4.1b:

$$\begin{aligned}
 \text{nó 1} &\rightarrow \Delta L_1 + \Delta P_{12} - \Delta P_{31} + \Delta P_{c1} = \Delta P_{G1} \\
 \text{nó 2} &\rightarrow \Delta L_2 - \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{c2} = \Delta P_{G2} \\
 \text{nó 3} &\rightarrow \Delta L_3 + \Delta P_{31} - \Delta P_{23} + \Delta P_{c3} = \Delta P_{G3}
 \end{aligned} \quad (4.1)$$

Substituindo os valores de  $\Delta P_{ci}$ ,  $\Delta P_{ij}$  e  $\Delta P_{Gi}$  ( $i$  e  $j = 1, N$ , com  $N = 3$ ), obtidos conforme as equações (3.2), (3.4) e (3.6), respectivamente, no sistema de equações (4.1) e, considerando-se um degrau de carga  $\Delta L$  na barra 1 apenas ( $\Delta L_2 = \Delta L_3 = 0$ ), tem-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta L + T_{12}^0 (\Delta \theta_1 - \Delta \theta_2) - T_{31}^0 (\Delta \theta_3 - \Delta \theta_1) + D_1 \cdot \Delta f_1 &= T_{G1}^0 (\Delta \delta_1 - \Delta \theta_1) \\
 0 - T_{12}^0 (\Delta \theta_1 - \Delta \theta_2) + T_{23}^0 (\Delta \theta_2 - \Delta \theta_3) + D_2 \cdot \Delta f_2 &= T_{G2}^0 (\Delta \delta_2 - \Delta \theta_2) \\
 0 + T_{31}^0 (\Delta \theta_3 - \Delta \theta_1) - T_{23}^0 (\Delta \theta_2 - \Delta \theta_3) + D_3 \cdot \Delta f_3 &= T_{G3}^0 (\Delta \delta_3 - \Delta \theta_3)
 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Lembrando que  $\Delta P_{ij} = -\Delta P_{ji}$  (perdas nulas) e que  $T_{ij} = T_{ji} = (V_i V_j / X_{ij}) \cos(\delta_i - \delta_j)$  (já que  $\cos$  é uma função par) pode-se rearranjar o sistema de equações (4.2) da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \Delta L + T_{12}^0 (\Delta \theta_1 - \Delta \theta_2) + T_{13}^0 (\Delta \theta_1 - \Delta \theta_3) + D_1 \cdot \Delta f_1 &= T_{G1}^0 (\Delta \delta_1 - \Delta \theta_1) \\
 0 + T_{21}^0 (\Delta \theta_2 - \Delta \theta_1) + T_{23}^0 (\Delta \theta_2 - \Delta \theta_3) + D_2 \cdot \Delta f_2 &= T_{G2}^0 (\Delta \delta_2 - \Delta \theta_2) \\
 0 + T_{31}^0 (\Delta \theta_3 - \Delta \theta_1) + T_{32}^0 (\Delta \theta_3 - \Delta \theta_2) + D_3 \cdot \Delta f_3 &= T_{G3}^0 (\Delta \delta_3 - \Delta \theta_3)
 \end{aligned} \quad (4.3)$$

Reagrupando os termos que são função específica da variável dependente  $\Delta\theta_i$  ( $i=1, 3$ ), tem-se:

$$\begin{aligned} (T_{G1}^0 + T_{12}^0 + T_{13}^0) \Delta\theta_1 - T_{12}^0 \Delta\theta_2 - T_{13}^0 \Delta\theta_3 &= T_{G1}^0 \Delta\delta_1 - D_1 \Delta f_1 - \Delta L, \\ -T_{21}^0 \Delta\theta_1 + (T_{G2}^0 + T_{21}^0 + T_{23}^0) \Delta\theta_2 - T_{23}^0 \Delta\theta_3 &= T_{G2}^0 \Delta\delta_2 - D_2 \Delta f_2 - 0, \quad (4.4) \\ -T_{31}^0 \Delta\theta_1 - T_{32}^0 \Delta\theta_2 + (T_{G3}^0 + T_{31}^0 + T_{32}^0) \Delta\theta_3 &= T_{G3}^0 \Delta\delta_3 - D_3 \Delta f_3 - 0. \end{aligned}$$

Posto na forma matricial, fica:

$$[\Delta P] = \begin{bmatrix} T_{G1}^0 \Delta\delta_1 - D_1 \Delta f_1 - \Delta L \\ T_{G2}^0 \Delta\delta_2 - D_2 \Delta f_2 - 0 \\ T_{G3}^0 \Delta\delta_3 - D_3 \Delta f_3 - 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{G1}^0 + T_{12}^0 + T_{13}^0 & -T_{12}^0 & -T_{13}^0 \\ -T_{21}^0 & T_{G2}^0 + T_{21}^0 + T_{23}^0 & -T_{23}^0 \\ -T_{31}^0 & -T_{32}^0 & T_{G3}^0 + T_{31}^0 + T_{32}^0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \end{bmatrix} = [T] \cdot [\Delta\theta] \quad (4.5)$$

#### 4.2.2 Modelo Geral para N-Barras

Pode-se obter, através de um desenvolvimento semelhante ao efetuado para o sistema de três barras, a expressão matricial correspondente para um sistema com N barras. Considerando-se variações de carga em uma barra K qualquer da rede tem-se:

$$[\Delta P] = [\Delta P_{me}] - [\Delta P_c] - [\Delta L] = \begin{bmatrix} T_{G1}^0 \Delta\delta_1 \\ \vdots \\ T_{GK}^0 \Delta\delta_K \\ \vdots \\ T_{GN}^0 \Delta\delta_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} D_1 \\ \vdots \\ D_K \\ \vdots \\ D_N \end{bmatrix} \Delta f - \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta L \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{11} & \dots & T_{1K} & \dots & T_{1N} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ T_{K1} & \dots & T_{KK} & \dots & T_{KN} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ T_{N1} & \dots & T_{NK} & \dots & T_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_K \\ \vdots \\ \Delta\theta_N \end{bmatrix} = [T] \cdot [\Delta\theta] \quad (4.6)$$

Onde:  $T_{ij} = -T_{ji}^0 = -T_{ji}^0$  para  $i, j = 1, N$   $i \neq j$ .

$T_{ii} = T_{Gi}^0 + \sum_{j \in \Omega_i} T_{ij}^0$  para  $i = 1, N$ .

$\Omega_i$  representa o conjunto de nós ligados ao nó  $i$ .

$T_{Gi}^0$  e  $T_{ij}^0$  = coeficientes sincronizantes do gerador  $i$  e da linha entre os nós  $i$  e  $j$ , respectivamente, calculados para o caso básico "0".

A matriz de coeficientes lineares (coeficientes de torques sincronizantes)  $[T]$ , calculada para o estado básico, apresenta a estrutura similar à da matriz de admitância nodal, isto é, tem a mesma estrutura e lei de formação, porém seus termos contêm os coeficientes sincronizantes da rede: linhas e geradores. Cada gerador contribui com uma parcela ( $T_{Gi}^0$ ), a qual é adicionada como um elemento "shunt" ao correspondente elemento da diagonal ( $T_{ii}$ ). A matriz  $[T]$  é constante para análise de pequenas perturbações (simétrica e esparsa) e constitui o modelo incremental da rede, utilizado para sua simulação, face às oscilações que ocorrem nos geradores.

O vetor dependente  $[\Delta\Theta]$  é formado pelas variações angulares das tensões em relação ao estado básico, enquanto o independente  $[\Delta P]$  (ou vetor de perturbações) consiste das perturbações na potência nodal, e é constituído por três parcelas:

$\Delta P_{me}$ : corresponde à parcela de potência mecânica efetivamente disponível e é função da variação do ângulo de torque  $\Delta\delta$  do gerador (obtido conforme equação (3.22)). Só será não nula nas barras de geração;

$\Delta L$ : corresponde à variação na solicitação de carga (perturbação inicial), sendo não nulo apenas nas barras em que ocorre uma solicitação específica de carga;

$\Delta P_c$ : corresponde à parcela de variação da carga efetiva, devido à variação da frequência. Assume-se, para as barras de carga, o valor instantâneo da frequência média da área, ponderada pela inércia dos geradores, ou seja:

$$\Delta P_{ci} = D_i \cdot \overline{\Delta f} = D_i \frac{\sum_j M_j \Delta f_j}{\sum_j M_j} \quad (4.7)$$

Existem duas razões para esta consideração da frequência média:

- i - a frequência instantânea é calculada apenas para as barras de geração;
- ii- as forças sincronizantes globais asseguram que todas as máquinas evoluem juntas. Apenas pequenas oscilações podem ocorrer entre os geradores, caso contrário, poderia haver a perda de sincronismo.

### 4.3 Representação Funcional para Simulação Dinâmica

No item anterior apresentou-se o modelo incremental da rede interligada, constituído pela matriz de coeficientes lineares, calculada para o estado básico, a qual relaciona o vetor de variações angulares das tensões  $[\Delta\Theta]$  ao vetor de perturbações  $[\Delta P]$ . Apresentar-se-á agora o diagrama funcional para simulação dinâmica, ressaltando-se as interfaces entre os modelos da rede e dos geradores e suas respectivas malhas de controle.

### 4.3.1 Interface Rede-Malhas de Controle

Para obtenção do diagrama funcional considere-se, primeiramente, um sistema mais simples (figura 4.2a), constituído por duas áreas interligadas por uma única linha de intercâmbio, sendo cada uma destas áreas composta por um gerador e uma carga.

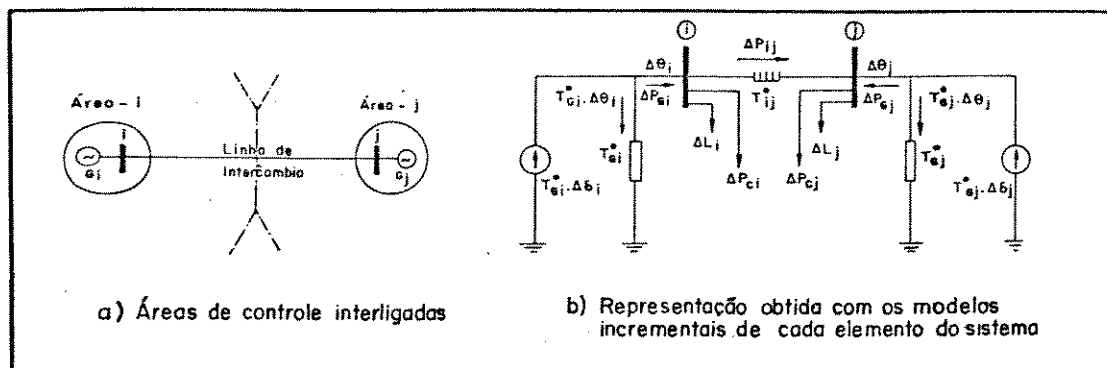


Fig. 4.2 - Sistema de duas áreas interligadas

Conforme a equação matricial (4.6), tem-se para este sistema:

$$[\underline{\Delta P}] = [\underline{\Delta P_m}] - [\underline{\Delta P_c}] - [\underline{\Delta L}] = \begin{bmatrix} T_{Gi} \Delta b_i \\ T_{Gj} \Delta b_j \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} D_i \\ D_j \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{\Delta f_i} \\ \overline{\Delta f_j} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta L_i \\ \Delta L_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{ii} & T_{ij} \\ T_{ji} & T_{jj} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_j \end{bmatrix} = [T] \cdot [\underline{\Delta \theta}] \quad (4.8)$$

onde:  $\overline{\Delta f_i} = \Delta f_i$  e  $\overline{\Delta f_j} = \Delta f_j$

A solução da equação (4.8) fornece as variações angulares  $[\underline{\Delta \theta}]$  para os nós da rede:

$$[\underline{\Delta \theta}] = [T]^{-1} [\underline{\Delta P}] \quad (4.9)$$

O diagrama de blocos correspondendo à equação (4.8) é apresentado na figura 4.3, onde ficam explícitas as interfaces com as malhas de controle, através de  $\Delta \delta$  e  $\Delta f$ .

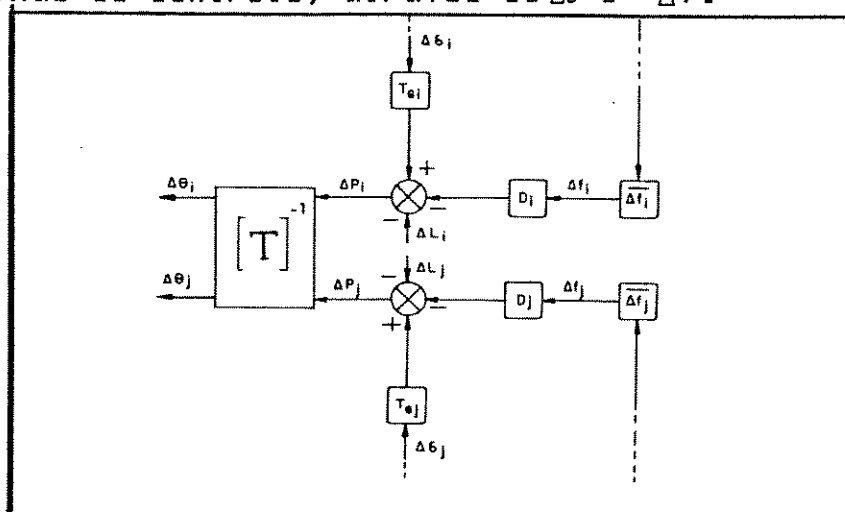


Fig. 4.3 - Diagrama de blocos da equação (4.8)

As variáveis  $\Delta\delta_{i,j}$  e  $\Delta f_{i,j}$  são obtidas da equação de balanço de potência de cada gerador, cujos diagramas de bloco correspondentes (figura 3.7), podem ser acrescentados ao da figura 4.3., através da equação de interface:

$$\Delta P_e = \Delta P_G = T_G^0 (\Delta\delta - \Delta\theta) \dots$$

Resulta, então, a figura 4.4, que corresponde ao diagrama funcional para o sistema de duas áreas em questão. Nesta figura foram incluídas também as malhas de controle primário de cada gerador e, de controle secundário, de cada área. Os valores de intercâmbio de linha, necessários para a obtenção do ECA de cada área, são obtidos com a equação (3.4). O sinal de ECA dependerá do modo de operação da área (item 2.4.4):

$$FC \rightarrow ECA_K = \beta_K \cdot \Delta f_K, \quad (4.10)$$

$$IC \rightarrow ECA_K = \Delta I_K = \sum_j \Delta I_{i,j},$$

$$TLB \rightarrow ECA_K = \Delta I_K + \beta_K \cdot \overline{\Delta f}_K,$$

onde:  $\Delta I_K$  - desvio do intercâmbio programado,

$\overline{\Delta f}_K$  - desvio médio de frequência;

$\beta_K$  - característica de controle ou "Bias".

O algoritmo empregado poderá ser do tipo proporcional (P), integral (I) ou proporcional-integral (PI) (item 2.4.4.1).

O diagrama funcional, da figura 4.4, pode ser expandido para N áreas, cada uma com Nb barras, Nl linhas de intercâmbio, Nc cargas e Ng geradores. A ordem da matriz [T] passaria a ser Nb x Nb. Ter-se-ia por área: Ng blocos de unidade de geração e, por conseguinte, Ng interfaces gerador-rede elétrica; Nc contribuições de carga por intermédio dos coeficientes de amortecimento Dc; Nl fluxos de potência de intercâmbio; e, finalmente, N blocos de COS calculando N-ECA e fornecendo Ng-ECU. Observa-se ainda, que as variáveis  $\Delta P$  (Nb ao todo) podem ou não conter as variáveis  $\Delta P_{me}$ ,  $\Delta P_c$  e  $\Delta L$ , dependendo de o nó correspondente apresentar ou não gerador, carga e perturbação de carga, respectivamente. Também o número de cada uma destas variáveis por nó dependerá do número destes elementos por nó, isto é, uma barra poderá conter mais de um gerador, carga ou perturbação.

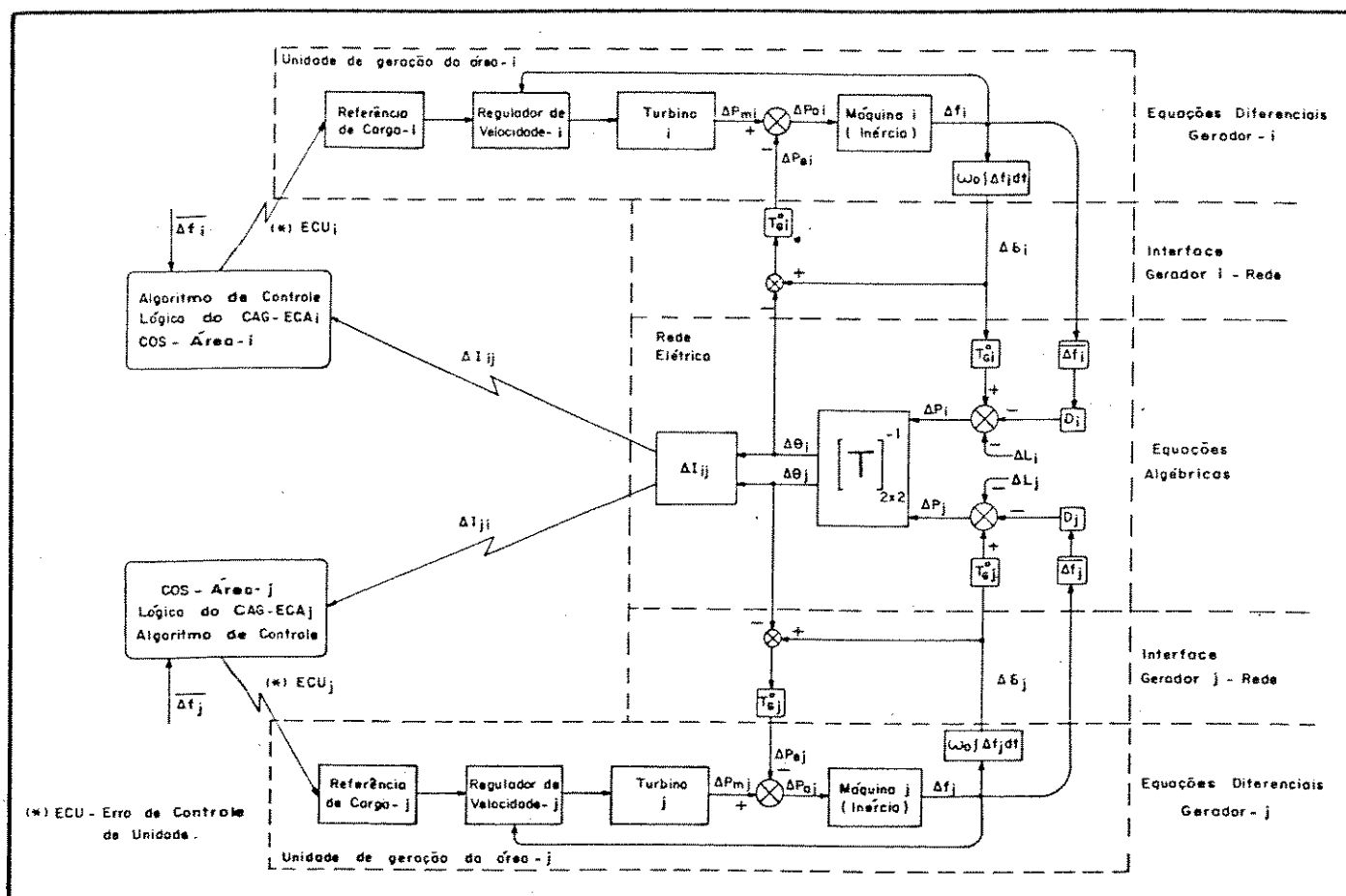


Fig. 4.4 - Diagrama funcional para sistema de duas áreas

#### 4.3.2 Algoritmo de Simulação

O esquema básico de simulação pode ser visto na figura 4.5, onde a malha à direita representa o subsistema algébrico ( $\Delta P - \Delta \theta$ ), fornecendo as reações da rede elétrica. A malha à esquerda representa os subsistemas diferenciais para o controle da frequência ( $\Delta P - \Delta f$ ), fornecendo a evolução nas malhas de controle da geração. No esquema básico podem-se observar os blocos representando as interfaces existentes: gerador-rede (equação 3.7), controle local (malha de controle primário) e controle remoto (malha de controle suplementar - CAG).

A resposta da rede às perturbações elétricas é obtida através da solução do sistema algébrico (equação 4.6). Uma vez que se trata de um sistema com matriz real, constante, simétrica e esparsa, a fatoração triangular com armazenamento compacto é [94] realizada apenas uma vez, no início da simulação. Os cálculos subsequentes do vetor de variações angulares  $[\Delta \theta]$ , em função da

evolução do vetor de perturbações  $[\Delta P]$ , são efetuados por solução direta, resultando mínimo esforço computacional.

A cada cálculo de um novo vetor  $[\Delta \Theta]$ , podem-se calcular as variações dos fluxos nas linhas de intercâmbio e as solicitações de potência aos geradores (utilizando-se respectivamente as relações (3.4) e (3.7)), grandezas que permitem realizar um novo passo de integração das malhas de controle (P-f). Os sinais de controle de geração (ECA's) são obtidos de acordo com o modo de operação do CAG (equação 4.10) e são enviados às usinas, de acordo com a estratégia de repartição adotada pelo Despacho, na forma de erros de controle de unidades (ECU). No algoritmo essa estratégia é definida através de fatores de participação pré-fixáveis.

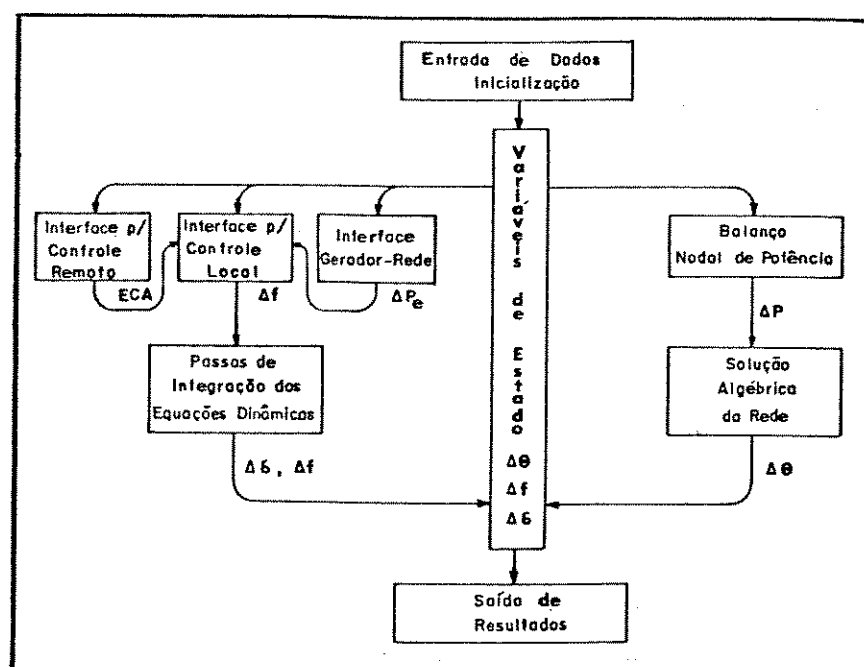


Fig. 4.5 - Esquema básico de simulação

Para a solução do subsistema de equações diferenciais, representando as funções de controle primário e secundário de cada gerador, utiliza-se a integração numérica através do método trapezoidal, que fornece soluções diretas e confiáveis, para incrementos de tempo, de até 0.1 segundos. As equações diferenciais são resolvidas bloco a bloco, com base na estrutura funcional mostrada na figura 4.4 (blocos correspondendo às unidades de geração de cada área).

A resposta dinâmica do sistema pode ser obtida alternando-se um passo de integração para os geradores com uma solução algébrica para a rede. A solução para a rede funciona como

elemento de coordenação para as equações de controle individuais.

A simulação de um aumento brusco de carga ( $\Delta L$ ), em uma barra "i" qualquer, resulta nas seguintes etapas (ver fig.4.4):

- 1 - cálculo do vetor de perturbação  $[\Delta P] = [\Delta P_{me}] - [\Delta P_c] - [\Delta L]$ , inicialmente diferente de zero apenas na barra onde ocorreu a perturbação  $\Delta L$ , ou seja, a barra "i";
- 2 - cálculo do vetor de variações angulares de barra  $[\Delta \theta]$  (eq.4.9) considerando-se o vetor de perturbação inicial  $[\Delta P]^0 = [0 \dots \Delta L \dots 0]$ . Dessa forma a solicitação inicial  $\Delta L$  propaga-se pelo sistema até os terminais dos geradores;
- 3 - cálculo das solicitações de potência aos geradores  $[\Delta P_e]$  (eq. 3.7).
- 4 - cálculo do ECA (eq. 2.2 e 4.10), de acordo com o modo de operação da área, sintetizado nos COS's de cada área, em função das telemédidas recebidas. No caso TLB, por exemplo, esse sinal é obtido pela combinação ponderada do desvio de frequência média, com intercâmbio líquido da área. Outros sinais podem ser utilizados com o objetivo de melhorar o desempenho do controle suplementar;
- 5 - solução de um passo de integração para as equações diferenciais em cada barra de geração. A integração passo a passo dessas funções no tempo permite obter a variação da frequência ( $\Delta f$ ) e do ângulo interno para cada gerador;
- 6 - cálculo das novas frequências médias ponderadas (eq.4.7), para cada área, e das contribuições de carga ( $\Delta P_c$ ) (eq. 3.2).

O ciclo 1-6 é repetido até se esgotar o tempo de simulação previsto. Durante a simulação são armazenados, em cada passo, os valores das variáveis cujo comportamento se deseja analisar. Uma vez que o sistema é representado de forma distribuída, tem-se acesso a qualquer variável, seja da rede, seja do controle de cada gerador.

#### 4.4 Controle Primário do Sistema Interligado

Foi analisado no capítulo 3, item 3.4, o controle (regulação) primário de um sistema isolado, constituído por um gerador e uma

carga e constatou-se que, após a atuação deste controle, empregando um regulador com estatismo, persiste um erro de regime na freqüência, dado por (eq. 3.42)  $\Delta f = -\Delta L / (1/R+D)$ . Também foi dito que a razão pela qual se utiliza um regulador com estatismo é a de possibilitar-se a divisão de carga entre mais de um gerador, o que não seria possível com reguladores tipo isócrono. Em um sistema interligado sempre haverá, em cada área, mais de um gerador e, a menos que se queira controlar a freqüência desta área com apenas um gerador, o tipo de regulador empregado será o com estatismo. Neste sistema o uso de tais reguladores possibilita a divisão da carga, segundo um critério econômico, além de se obter, em regime, um erro de freqüência menor que o do sistema operando isolado. Também é devido a esta característica do regulador que as áreas podem prestar auxílios mútuos durante o intervalo de tempo que leva para suprir uma eventual solicitação de carga pela respectiva área.

Para obter-se a resposta estática do controle primário, neste caso, considere-se a figura 4.2b, onde o balanço nodal de potência fornece para os nós i e j:

$$\begin{aligned} \text{nó - i} \rightarrow \Delta P_{Gi} &= \Delta P_{ij} + \Delta P_{ci} + \Delta L_i = \Delta P_{ij} + D_{ci} \cdot \Delta f_i + \Delta L_i, \\ \text{nó - j} \rightarrow \Delta P_{Gj} &= -\Delta P_{ij} + \Delta P_{cj} + \Delta L_j = -\Delta P_{ij} + D_{cj} \cdot \Delta f_j + \Delta L_j. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Da figura 3.17, tem-se:

$$\begin{aligned} \text{para gerador i} - \Delta f_i \left( -1/R_i \right) - \Delta P_{ei} &= D_{Gi} \cdot \Delta f_i, \\ \text{para gerador j} - \Delta f_j \left( -1/R_j \right) - \Delta P_{ej} &= D_{Gj} \cdot \Delta f_j. \end{aligned}$$

Lembrando-se que  $\Delta P_{ei} = \Delta P_{Gi}$  e que em regime  $\Delta f_i = \Delta f_j = \Delta f$ , as equações acima ficam:

$$\begin{aligned} \Delta f \left( -1/R_i \right) - \Delta P_{ij} - D_{ci} \Delta f - \Delta L_i &= D_{Gi} \cdot \Delta f, \\ \Delta f \left( -1/R_j \right) + \Delta P_{ij} - D_{cj} \Delta f - \Delta L_j &= D_{Gj} \cdot \Delta f. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Somando-se ambas as equações acima e agrupando-se os termos em  $\Delta f$  tem-se:

$$\Delta f \cdot \{ (D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i) + (D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j) \} = -(\Delta L_i + \Delta L_j),$$

e, portanto,  $\Delta f$  é igual a:

$$\Delta f = \frac{-(\Delta L_i + \Delta L_j)}{(D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i) + (D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j)}. \quad (4.13)$$

O valor obtido para o desvio de freqüência em regime pode, também, ser obtido conforme o anexo 1 (equação A.41), isto é, obtendo-se a função de transferência que relaciona o desvio de freqüência com a perturbação, considerando-se apenas as malhas de controle primário.

Substituindo (4.13) em (4.12) obtem-se  $\Delta P_{ij}$  (variação da potência de intercâmbio):

$$\Delta f ( + 1/R_i + D_{Gi} + D_{ci} ) + \Delta L_i = - \Delta P_{ij},$$

$$\Delta P_{ij} = \frac{ ( \Delta L_i + \Delta L_j ) ( D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i ) - \Delta L_i [ ( D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i ) + ( D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j ) ] }{ ( D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i ) + ( D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j ) },$$

$$\Delta P_{ij} = \frac{ \Delta L_j ( D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i ) - \Delta L_i ( D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j ) }{ ( D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i ) + ( D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j ) }. \quad (4.14)$$

#### 4.4.1 Auxílio Mútuo e Repartição da Carga

Considere, por exemplo, que  $\Delta L_j = 0$ , ou seja, que tenha ocorrido um aumento de carga apenas na área i. A equação 4.13 ficaria:

$$\Delta f = \frac{ - \Delta L_i }{ ( D_{Gi} + D_{ci} + D_{Gj} + D_{cj} ) + ( 1/R_i + 1/R_j ) } = \frac{ - \Delta L_i }{ D_T + ( 1/R_i + 1/R_j ) } \quad (4.15)$$

Observa-se, portanto, que um acréscimo de carga produzirá, em regime, um  $\Delta f$  e, uma vez que há um desvio de freqüência, haverá também uma variação de carga, isto é, a carga (que varia com a freqüência) contribui para reduzir o desvio de freqüência, através de uma rejeição compulsória de carga (no caso de um aumento de carga), cujo valor é dado por:

$$\Delta P_c = D_T \cdot \Delta f = \Delta P_{ci} + \Delta P_{cj} = ( D_{Gi} + D_{ci} ) \Delta f + ( D_{Gj} + D_{cj} ) \Delta f \quad (4.16)$$

Também cada gerador suprirá uma parte da potência restante necessária para atender à solicitação de carga  $\Delta L_i$  na nova freqüência  $f = f_0 - \Delta f$ . As contribuições dos geradores seriam:

$$\Delta P_{gi} = \frac{-1}{R_i} \cdot \Delta f \quad \text{e} \quad \Delta P_{gj} = \frac{-1}{R_j} \cdot \Delta f \quad (4.17)$$

A divisão de carga entre os geradores dar-se-á na proporção inversa de seus estatismos ( $R$ ) e, portanto, quanto menor  $R$  da máquina, maior sua energia de regulação ( $1/R$ ) e maior sua contribuição na potência total gerada. É comum ajustarem-se todas as máquinas com um estatismo de 5% [36] na base da máquina e, com isso, se for considerada uma base comum, a divisão da carga será dada na proporção direta de suas potências nominais:

$$\Delta P_{gi} = \frac{-1}{\frac{R_i \times P_{base}}{P_{Nom,i}}} \cdot \Delta f = \frac{-P_{Nom,i}}{R_i \times P_{basei}} \cdot \Delta f = \frac{-P_{Nom,i}}{K} \Delta f, \quad (4.18)$$

ou seja, as máquinas com maiores potências assumirão a maior parcela da carga. Também, para uma dada área, quanto mais unidades de geração sem bloqueio do regulador estiverem disponíveis, maior será a sua contribuição para a regulação primária do sistema. Dessa forma é que as áreas com maiores parques geradores promovem o auxílio às áreas carentes. Este auxílio é transferido para as outras, através das linhas de intercâmbio, como se pode ver pela equação (4.14) e que, no caso do exemplo acima, fica:

$$\Delta P_{ij} = \frac{-\Delta L_i (D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j)}{(D_{Gi} + D_{ci} + 1/R_i) + (D_{Gj} + D_{cj} + 1/R_j)} \quad (4.19)$$

Vê-se, pela equação (4.19), que a contribuição da área "j", no suprimento do acréscimo de carga  $\Delta L_i$ , é diretamente proporcional à energia de regulação da área ( $1/R_j$ ). No caso de pequenas áreas ligadas a áreas muito grandes, praticamente toda a variação de potência gerada para atender ao acréscimo de carga, viria da área maior.

Observa-se que, além do desvio de frequência em regime  $\Delta f$ , haverá agora um desvio do intercâmbio entre as áreas. Este, apesar de necessário para auxiliar as áreas carentes durante grandes variações de carga, deve ser corrigido para seu valor previamente programado, ou, em alguns casos, adicionado a tal intercâmbio e faturado como um novo valor programado. Também, no caso do sistema interligado, em geral, o desvio de frequência será bem menor que no caso de sistemas isolados, devido à maior

energia de regulação disponível no sistema. Entretanto, pequenos desvios de frequência podem produzir grandes alterações nos desvios de intercâmbio, o que torna problemático o controle da frequência (há a necessidade de um controle mais preciso dessa frequência para evitar-se o desligamento de linhas de intercâmbio, o que acarretaria problemas adicionais).

#### 4.5 Controle Suplementar do Sistema Interligado

É por meio deste controle que cada área procurará corrigir os desvios de frequência  $\Delta f$  e de intercâmbio com as demais áreas do sistema. É, também, por meio deste controle que se procuram distribuir economicamente as variações de demanda que ocorrem dentro da área (controle suplementar com distribuição econômica), ou procuram-se atender a restrições de segurança (controle suplementar com despacho de segurança), remanejando geração e, com isso, redistribuindo os fluxos de potência para evitar sobrecarga em linhas e/ou equipamentos. No presente trabalho procurou-se observar o comportamento dinâmico do sistema e o desempenho do CAG sem considerações especiais sobre os aspectos de distribuição econômica da carga e de segurança da rede.

No caso de uma área isolada ou de um sistema gerador-carga apenas, o equilíbrio entre a geração e a demanda só será alcançado quando o controle restaurar a frequência ao seu valor programado. Para um sistema interligado, com duas ou mais áreas, esse equilíbrio só se restabelecerá quando se restaurar, além da frequência, o intercâmbio ao seu valor programado. No primeiro, o modo de operação empregado é o "frequência-constante" (FC), onde o sinal de controle ECA é sintetizado em um centro de operação (despacho), apenas com base no desvio de frequência. Já no segundo, o ECA é sintetizado no centro de operação, com base nos desvios de frequência e de intercâmbio (item 2.4.4). Em ambos, o sinal do ECA é zerado por meio de um algoritmo de controle integral (I) ou proporcional-integral (PI).

##### 4.5.1 Objetivos Dinâmicos e Estáticos do CAG

Como foi visto (item 2.4.4), o objetivo básico do CAG é o de atender às variações de carga da área e o intercâmbio programado

com as demais, através do controle da potência de unidades geradoras, selecionadas para esta finalidade (unidades reguladoras) [33]. Somado a este objetivo, é desejável que o CAG atenda também, a outros objetivos considerados importantes. Podem-se classificá-los em dois grupos: os da fase transitória, denominados objetivos dinâmicos, e os de regime permanente, denominados de objetivos estáticos.

#### a - Objetivos Dinâmicos

- i - minimizar o desvio transitório de frequência;
- ii- inicializar as ações corretivas (em condições de distúrbio) no menor tempo (máximo em um minuto) após a ocorrência do distúrbio;
- iii- zerar o ECA, tanto em condições normais quanto de distúrbio, pelo menos uma vez a cada dez minutos;
- iv - manter, em condições normais, o valor médio do ECA (no mesmo intervalo de dez minutos) dentro dos limites especificados, os quais são determinados pela taxa de mudança da característica de carga da área;
- v - reduzir as oscilações entre os geradores, a fim de minimizar oscilações de fluxos nas linhas e reduzir o desgaste dos equipamentos de regulação primária;
- vi - minimizar as oscilações de frequência (em torno de seu valor programado) e, com isso, evitar que os geradores tentem acompanhar, desnecessariamente, as flutuações rápidas da carga;
- vii- atingir, o mais rápido possível, os valores programados de frequência e intercâmbio;
- viii- evitar a atuação do controle das áreas do sistema interligado, que não sofreram variações de carga e/ou geração;
- ix - melhorar a estabilidade do sistema e não prejudicá-la (fundamental para sistemas operando próximos às condições limites de estabilidade e, portanto, com esgotamento de seus recursos).

#### b - Objetivos Estáticos

- i - fazer com que, em regime, as áreas que sofreram variações de carga absorvam tais variações;
- ii - minimizar o erro de tempo síncrono do sistema (proporcional a  $\int \Delta f dt$ );

- iii- retribuir a energia recebida das outras áreas, devido ao intercâmbio involuntário, decorrente da ajuda mútua durante as ações do controle;
- iv - distribuir a carga entre as usinas de cada área, com a máxima economia (bem mais importante para sistemas predominantemente térmicos). No caso do Brasil, por ser um sistema eminentemente hidráulico, não há uma necessidade premente de se efetuar, após a ação do controle secundário, a distribuição econômica [35].

Somado a estes objetivos, deve-se ainda levar em conta o fato de que: todas as ações de controle estarão sujeitas a atrasos de resposta; os mecanismos de controle de abertura de válvulas apresentam grandes constantes de tempo, até da ordem de minutos, que precisam ser respeitadas; há limites físicos dos componentes dos sistemas de controle (as capacidades mínimas e máximas de geradores, as vazões máxima e mínima de turbinas, as faixas mínima e máxima —zona morta— dos reguladores de velocidade) e as capacidades máximas das linhas de transmissão. Além disso devem-se observar: os limites para as taxas máximas de variação de potência gerada e dos controladores de frequência e intercâmbio; os tempos de aquisição de dados; os próprios algoritmos para controle, que apresentam limitações (p.ex., a dificuldade do controle proporcional em zerar o erro de regime, do controle de frequência que não elimina o erro de intercâmbio e vice-versa, e do controle TLB que não consegue anular os erros de energia interáreas—intercâmbio involuntário acumulado em um período de tempo.

#### 4.5.2 Controle Suplementar Usual-Tipo TLB

Entre os objetivos citados, é necessário procurar anular os desvios de frequência e intercâmbio e, com isso, obter um sinal que combine ambas as variáveis para que as unidades possam ser postas em ação (alterando a geração) corrigindo os desvios, quando estes ocorrerem. O sinal formado deve ser passado por um integrador que atuará até se anularem ambos os desvios. Para combinarem-se os sinais correspondentes do intercâmbio (MW) com o da frequência (Hz), este último precisa ser convertido em unidade de potência e, para isso, utiliza-se o fator de ponderação, o

"Bias" (B), que tem a grandeza de (MW/Hz). O sinal composto, como foi visto no item (2.4.4), é definido como ECA (ver eq.2.2). No caso de duas áreas, os respectivos ECA seriam:

$$ECA_i = \Delta P_{ij} + B_i \cdot \Delta f_i \quad (4.20)$$

$$ECA_j = -\Delta P_{ji} + B_j \cdot \Delta f_j \quad (4.21)$$

No caso de um algoritmo do tipo integral, os respectivos sinais de controle seriam dados por (eq.2.3):

$$\Delta S_i = \int ECA_i dt = \int (\Delta P_{ij} + B_i \Delta f_i) dt \quad (4.22)$$

$$\Delta S_j = \int ECA_j dt = \int (-\Delta P_{ji} + B_j \Delta f_j) dt \quad (4.23)$$

Independente dos valores dos B's, os ECA's só serão nulos quando os  $\Delta f$ 's e os  $\Delta P$ 's forem nulos e, quando tal ocorrer, os  $\Delta S$ 's serão constantes.

Um outro objetivo é o de que cada área absorva, em regime, as suas próprias variações de carga e que o controle suplementar atue somente na área em que ela ocorreu, ficando os demais controles, inativos. Para atender ao primeiro destes objetivos (objetivo estático) é critério, de acordo com as recomendações do NAPSIC ("North American Power Systems Interconnection Committee"), considerar o  $B = \beta$  (característica natural de regulação da área), muito embora suas recomendações venham sendo revisadas [35]. A razão para tal critério seria o fato de que, em regime, a área responsável pela variação de carga seria a única a apresentar um ECA, pelo seguinte motivo:

Após a atuação do controle primário, o sistema apresentaria os desvios:

$$1- \text{ para frequência (eq. 4.15): } \Delta f = \frac{-\Delta L_i}{\beta_i + \beta_j}, \quad (4.24)$$

onde  $\beta_i \triangleq (D_{Gi} + D_{Ci} + 1/R_i)$  e  $\beta_j \triangleq (D_{Gj} + D_{Cj} + 1/R_j)$ ;

$$2- \text{ e para o intercâmbio (eq. 4.19): } \Delta P_{ij} = \frac{-\Delta L_i \cdot \beta_j}{\beta_i + \beta_j}. \quad (4.25)$$

Logo, o ECA seria:

1- para área-i (onde ocorreu o acréscimo  $\Delta L_i$ ):

$$ECA_i = \Delta P_{ij} + \beta_i \cdot \Delta f = \frac{-\Delta L_i \cdot \beta_j}{\beta_i + \beta_j} + \frac{\beta_i \cdot (-\Delta L_i)}{\beta_i + \beta_j} = -\Delta L_i$$

ou seja, igual ao acréscimo de carga;

2- para área-j:

$$ECA_j = -\Delta P_{ij} + \beta_j \cdot \Delta f = \frac{+\Delta L_i \beta_j}{\beta_i + \beta_j} + \frac{(-\Delta L_i) \beta_j}{\beta_i + \beta_j} = 0$$

Observa-se que o ECA indicará, dessa forma, o erro total existente na área-i. Assim, atuará através de seu CAG, de tal forma que a área absorva o acréscimo de carga  $\Delta L_i$ . Desse modo os reguladores de velocidade da área-j atuarão no sentido de, gradativamente, reduzir sua geração através da atuação de seus reguladores de velocidade. O ECA negativo significa falta de geração e o positivo, excesso. Conforme a área-i for aumentando a sua geração, a frequência irá se normalizando e a regulação primária da área-j, retirando a ajuda dada (auxílio). O processo prosseguirá até que toda a carga tenha sido absorvida pela área-i. Nesse instante, tanto o desvio de frequência quanto o de intercâmbio ter-se-á anulado. Caso a área-i não possa assumir tal variação de carga, não se deverá corrigir a frequência enquanto não forem tomadas as medidas necessárias (a inclusão de novas unidades em operação ou a contratação de um adicional de intercâmbio com as demais áreas), já que isto anularia o auxílio proveniente das outras áreas.

Apesar de estaticamente atender-se ao objetivo proposto, dinamicamente não ocorrerá o mesmo, isto é, a área-j poderá atuar o seu controle durante a fase transitória, uma vez que o controle suplementar já estará atuando pouco antes do controle primário atingir o regime. Neste intervalo, tanto  $\Delta f$ , quanto  $\Delta P$  diferem dos correspondentes valores obtidos pelas equações (4.24) e (4.25). Um outro ponto a observar, também, é que o valor do "bias", no sistema real, deveria ser constantemente alterado, caso se queira mantê-lo sempre igual à característica natural da área (função do número de máquinas sincronizadas e da carga da área e que estarão constantemente sendo alteradas). Entretanto, a prática usual é ajustar o "bias" aproximadamente igual à característica natural, nas condições de carga pesada. Tal característica é medida para grandes distúrbios e os "bias", alterados somente no início de cada novo ano [81].

Ensaaios e testes poderão indicar a conveniência de se adotar valores de "bias" reajustados, de acordo com informações atualizadas que forem obtidas no sistema em operação. Para tais pesquisas, os recursos da simulação dinâmica poderão ser de grande valia.

## CAPÍTULO 5

### SIMULAÇÃO DINÂMICA DE SISTEMAS INTERLIGADOS

#### 5.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada uma série de estudos o com intuito de realçar o potencial dos recursos de simulação, disponível, ao se utilizar uma representação detalhada para a análise da dinâmica do CAG, em contraste com o método clássico que considera as cargas e os geradores agrupados, respectivamente, em carga e gerador, equivalentes por área, trocando energia entre si através de linhas equivalentes.

Com esse objetivo foram realizados testes em diferentes sistemas, partindo do caso elementar de dois geradores interligados por uma linha. Os testes, incluindo os resultados da simulação e a discussão desses resultados, foram divididos em três grupos, a saber:

- Testes de consistência do método e dos modelos propostos;
- Estudo de casos gerais sobre comportamento dinâmico;
- Estudo de casos particulares específicos.

Nos testes de consistência foi verificada a influência do passo de integração na resposta dinâmica, bem como foi confrontado o valor final atingido, com o resultado previsto através do fluxo de carga linearizado (CC).

Nos casos gerais, que mostram a resposta dinâmica de diferentes sistemas aos desequilíbrios carga/geração, foram incluídos estudos sobre a propagação da perturbação, a influência dos parâmetros da rede na dinâmica do sistema, a taxa inicial de variação da frequência em diferentes pontos, as atuações dos controles primário e suplementar normais e a influência do ponto de operação na atuação desses controles.

No estudo de casos particulares visou-se ampliar o elenco de problemas que podem ser analisados através da metodologia de

simulação proposta. Através de testes específicos é mostrado o problema do rateio das perdas de transmissão ou dos erros de medição de intercâmbio; é analisado o processo de controle através do envio de pulsos discretizados; são verificadas as atuações dos controles proporcional e integral sobre as variações de frequência e intercâmbio; e é proposta a utilização de sinal estabilizador para o controle suplementar. Também se analisa a resposta dinâmica do sistema à saída brusca de uma linha de transmissão.

## 5.2 Testes de Consistência do Método e dos Modelos Utilizados

Este item tem por objetivo mostrar o efeito do ajuste do passo de integração do método proposto de tal forma a obter-se uma simulação dinâmica precisa e eficiente. Em seguida, através da comparação com os resultados obtidos por um fluxo de carga CC, avaliar o desempenho, em regime permanente, do método de simulação proposto.

### 5.2.1 Desempenho Dinâmico

Para o ajuste do passo de integração tomou-se como paradigma a resposta do controle primário a uma perturbação de carga (equação A.29) para o sistema da fig. 5.1 abaixo.

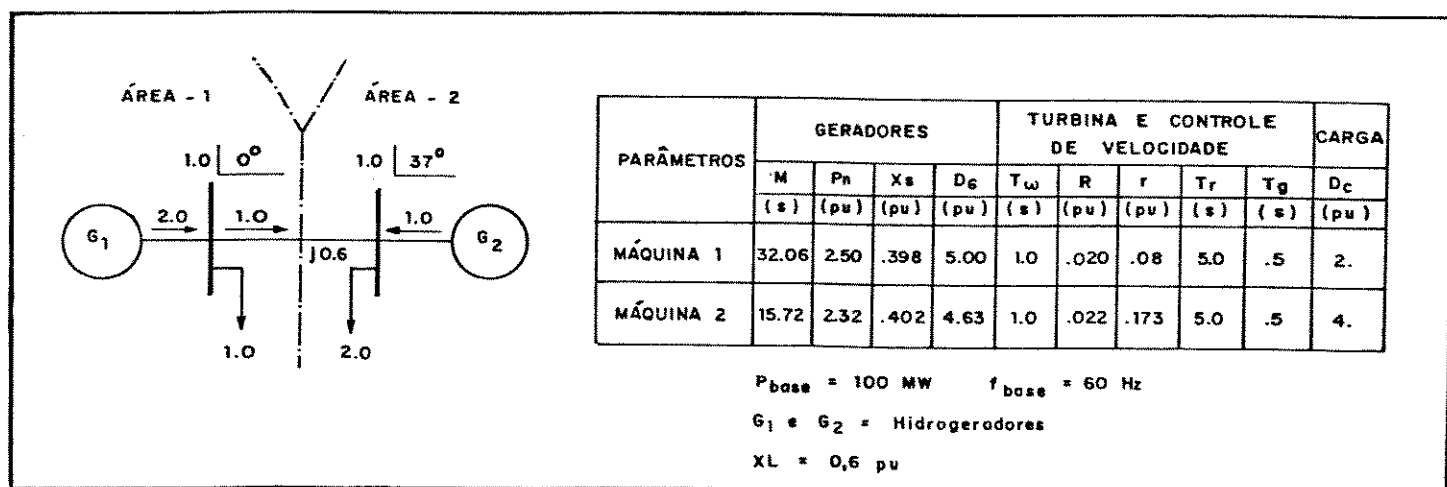


Fig. 5.1 - Sistema para teste de desempenho dinâmico do modelo (S2).

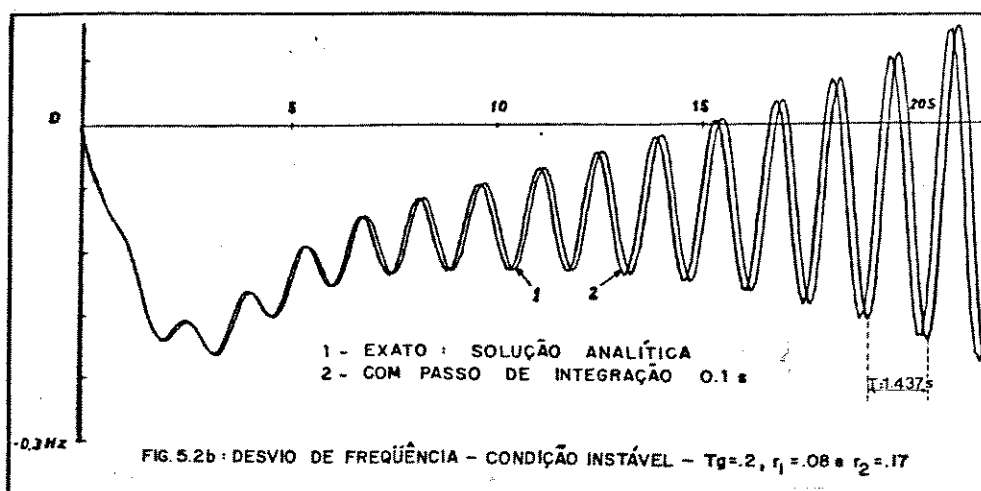
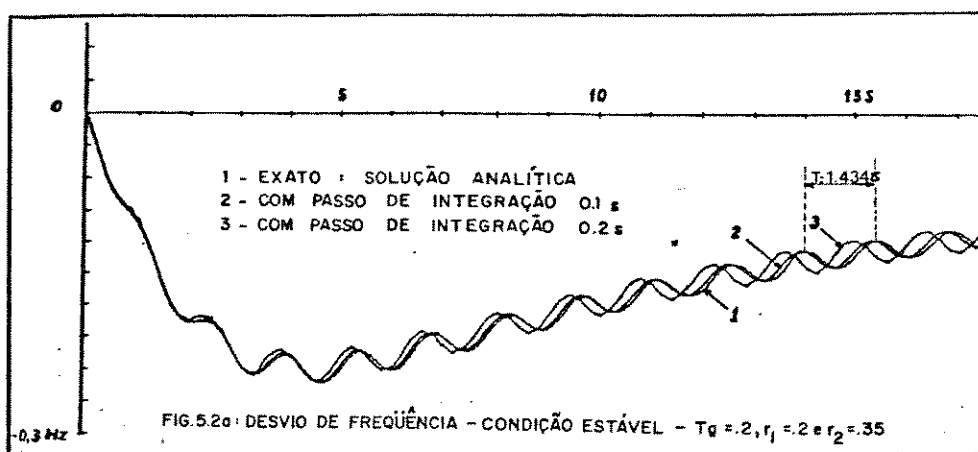
A partir da função de transferência, apresentada na equação A.29 do Apêndice, obteve-se, através da anti-transformada de Laplace, o desvio de frequência da máquina  $i$  no domínio do tempo. Foram analisadas duas condições, uma estável e outra instável. A seguir foram traçadas (fig. 5.2a e b) as respectivas curvas de resposta do controle primário, considerando-se as soluções explícitas e as obtidas por integração, usando o modelo proposto.

#### Observações:

Através da análise de pólos da função de transferência pode-se verificar a estabilidade do sistema em estudo, face à modificação de parâmetros do controle primário. A tabela 5.1 apresenta os pólos para os dois casos mostrados na figura 5.2a e b, evidenciando o comportamento instável do caso "b" (pólo com parte real positiva). Como se pode observar, existe uma frequência de oscilação ( $\omega=4.38$  rd/s) que é muito pouco amortecida ( $\sigma=-.017$ ) no caso "a" e bastante ampliada ( $\sigma=.115$ ) no caso "b". Essas oscilações podem ser observadas na figura 5.2, confirmando-se o período dado por:

$$T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{6.28}{4.38} = 1.43 \text{ seg.}$$

Pelas curvas, pode-se também verificar a boa precisão obtida para passos de integração de até 0.1 segundos, que é da ordem da metade da menor constante de tempo do processo. Das simulações realizadas constatou-se que a precisão do método trapezoidal de integração é suficiente enquanto o passo de integração for inferior a 1/10 do menor período de oscilação. As frequências típicas de oscilação encontradas no CAG são da ordem de .2 a 2Hz [15], concluindo-se que o passo de 0.1 segundo é adequado.



| a) CASO ESTÁVEL      | b) CASO INSTÁVEL     |
|----------------------|----------------------|
| -0.10219 + j 0       | -0.03255 + j 0       |
| -0.01512 + j 0       | -0.16077 + j 0       |
| -0.67541 + j 0       | -1.76679 + j 0       |
| -1.00564 + j 0       | -5.74231 + j 0       |
| -1.87977 + j 0       | -6.11372 + j 0       |
| -5.35777 + j 0       | -0.54781 ± j 0.78854 |
| -5.56704 + j 0       | +0.11558 ± j 4.36957 |
| -0.01739 ± j 4.38254 |                      |

TABELA 5-1: POLOS DO CONTROLE PRIMÁRIO (SISTEMA S2)

### 5.2.2 Desempenho em Regime Permanente

O desempenho de regime permanente é verificado, comparando-se os ângulos resultantes no final do processo dinâmico com a solução fornecida por um fluxo de carga CC. A comparação é feita com o fluxo de carga CC, por este apresentar as mesmas hipóteses

do modelo incremental, ou seja, tensões constantes, perdas desprezíveis e possibilidade de linearização devido às pequenas variações angulares. O sistema utilizado para a avaliação do desempenho do modelo em regime permanente é o da fig.5.3, no qual está apresentado o caso básico.

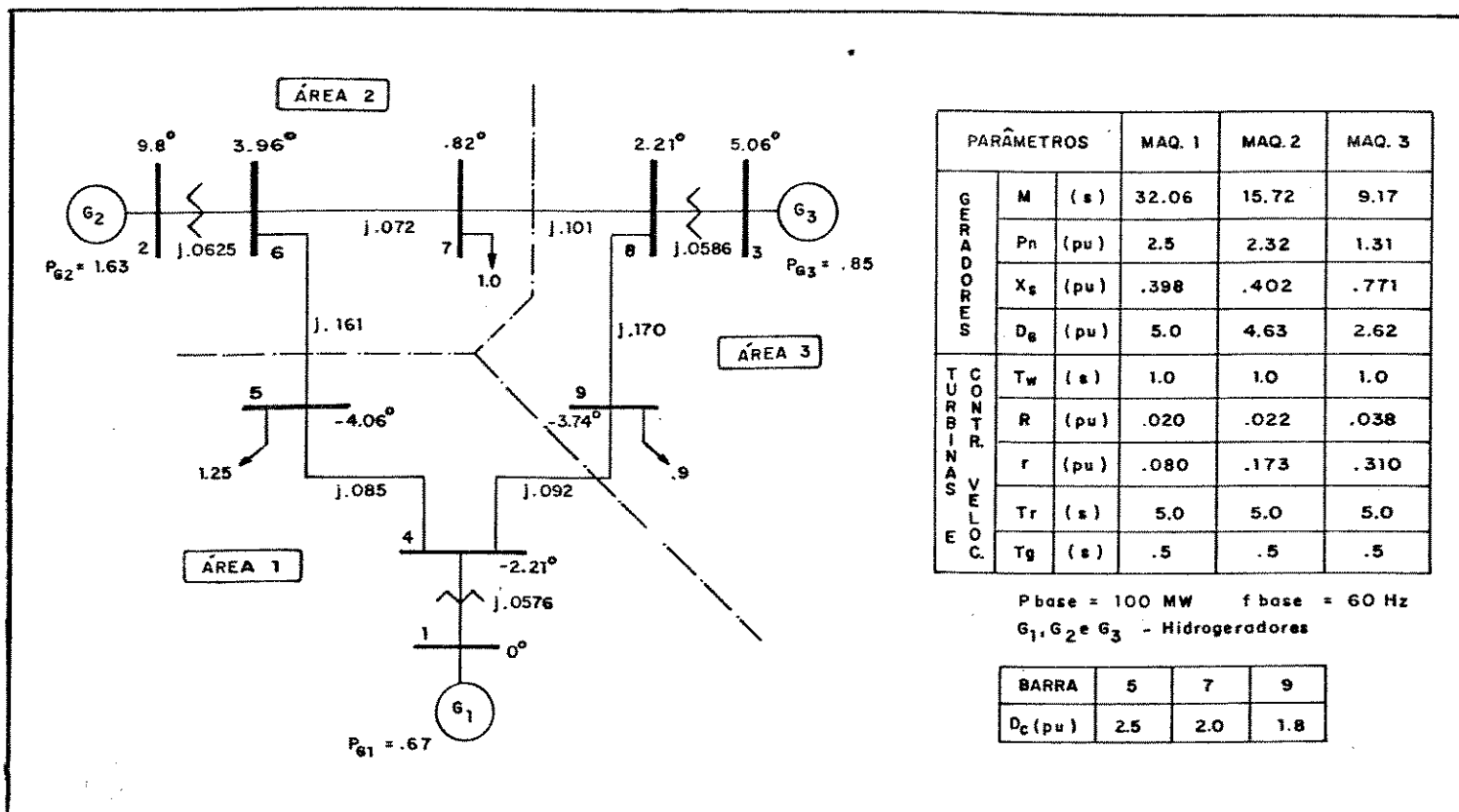


Fig. 5.3 - Sistema para teste de desempenho em regime permanente (S3).

Neste sistema foi aplicado um acréscimo de carga de 10% na barra 7, com as áreas operando no modo TLB. Portanto, toda a carga adicional deverá ser assumida pelo gerador 2. Após atingir-se o regime foram obtidas as variações angulares de todas as barras com relação à barra 1. Esses resultados encontram-se na tab. 5.2 ( $\Theta^{\text{din}}$ ). No caso do fluxo de carga CC obtiveram-se as variações angulares considerando-se uma carga de 1.1 pu na barra 7 e uma potência gerada pela máquina 2 de 1.73 pu (potência gerada anterior 1.63 pu, mais o aumento de carga de .1 pu), e, a seguir, calculando-se a diferença entre os ângulos assim obtidos e os do caso básico (a barra "slack" considerada foi a barra 1). Os resultados também se encontram na tabela 5.2 ( $\Theta^{\text{cc}}$ ).

Observações:

Da tabela observa-se que os valores finais obtidos por simulação dinâmica, praticamente coincidem com os valores calculados através do fluxo de carga CC. Isso mostra que a modelagem proposta pode ser interpretada como um fluxo de carga CC dinâmico, com a característica implícita de redistribuir a geração, entre várias barras "slack", na área onde ocorreu a perturbação. Durante o transitório, evidentemente, o modelo dinâmico leva em conta outros fatores não considerados nos estudos de fluxo de carga (os atrasos e ganhos de atuação, e ainda as características de regulação das cargas e dos reguladores de velocidade).

| Barra                  | 1 | 2      | 3     | 4      | 5      | 6     | 7    | 8     | 9      |
|------------------------|---|--------|-------|--------|--------|-------|------|-------|--------|
| $\theta_{DIN}^{\circ}$ | 0 | 10.302 | 4.903 | -2.211 | -4.012 | 4.107 | .601 | 2.049 | -3.794 |
| $\theta_{CC}^{\circ}$  | 0 | 10.305 | 4.903 | -2.211 | -4.012 | 4.107 | .601 | 2.049 | -3.794 |

Tabela 5.2 - Estado final para contingência de carga: 10 MW barra 7.

### 5.3 Resposta Dinâmica de Sistemas Interligados

No capítulo anterior observaram-se as respostas dinâmicas das malhas de controle primário e suplementar (empregando algoritmos - I, PI e PID para o CAG) de um sistema constituído por um gerador e uma carga. Agora, apresentar-se-ão as respostas dinâmicas dos dois sistemas, das fig. 5.1 (S2) e 5.3 (S3), e de um terceiro (S18), correspondendo a uma versão da rede de EAT (2345 kV) do sistema Sudeste Brasileiro, constituído de 72 barras de carga, 18 geradores e 328 linhas, englobando as áreas da CESP, CEMIG, ELETROPAULO e FURNAS. Estes três sistemas serão daqui em diante, utilizados para os estudos realizados e com os quais procurou-se apresentar as características de algumas formas de controle quando empregados em sistemas "fracos" (sistema de 2 barras, fig. 5.1), mais "fortes" (o de 9 barras, fig. 5.3), e maiores (o de 90 barras).

A princípio, com fins ilustrativos do método de simulação, apresentar-se-ão as curvas correspondentes aos desvios de frequência e de intercâmbio (figuras 5.4, 5.5 e 5.6), para contingência de carga aplicada a cada um daqueles sistemas e considerando o controle suplementar - modo de operação TLB.

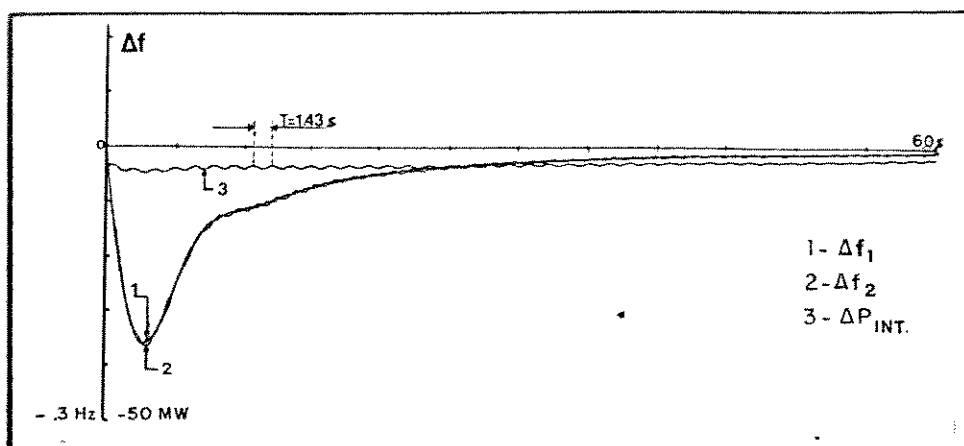


Fig. 5.4 - Resposta dinâmica do sistema de 2 barras a um acréscimo de carga de 10MW na barra 1.

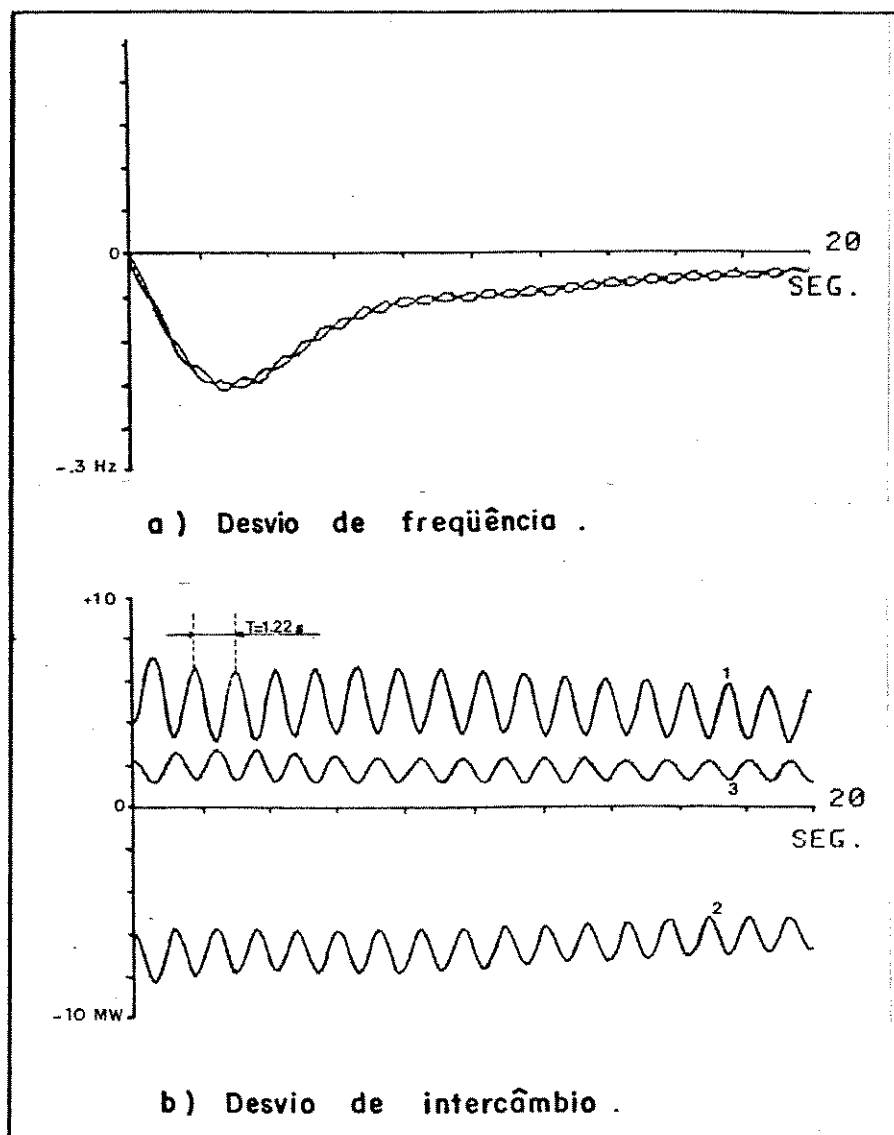
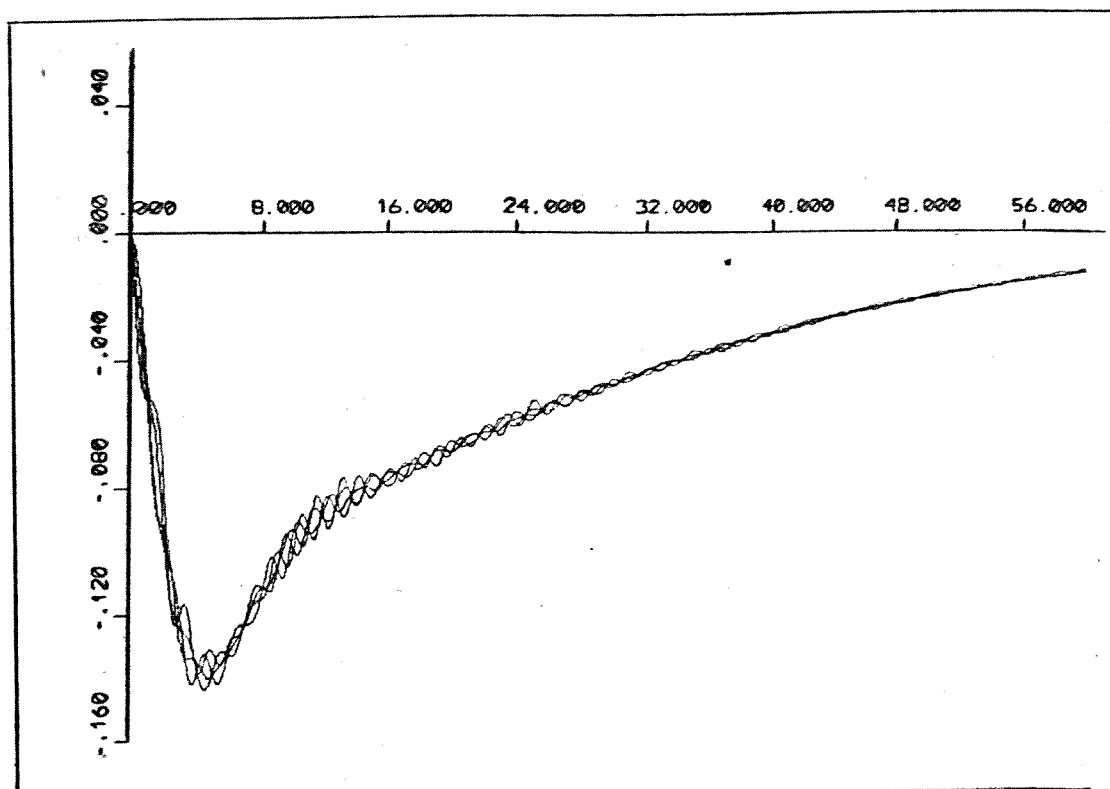
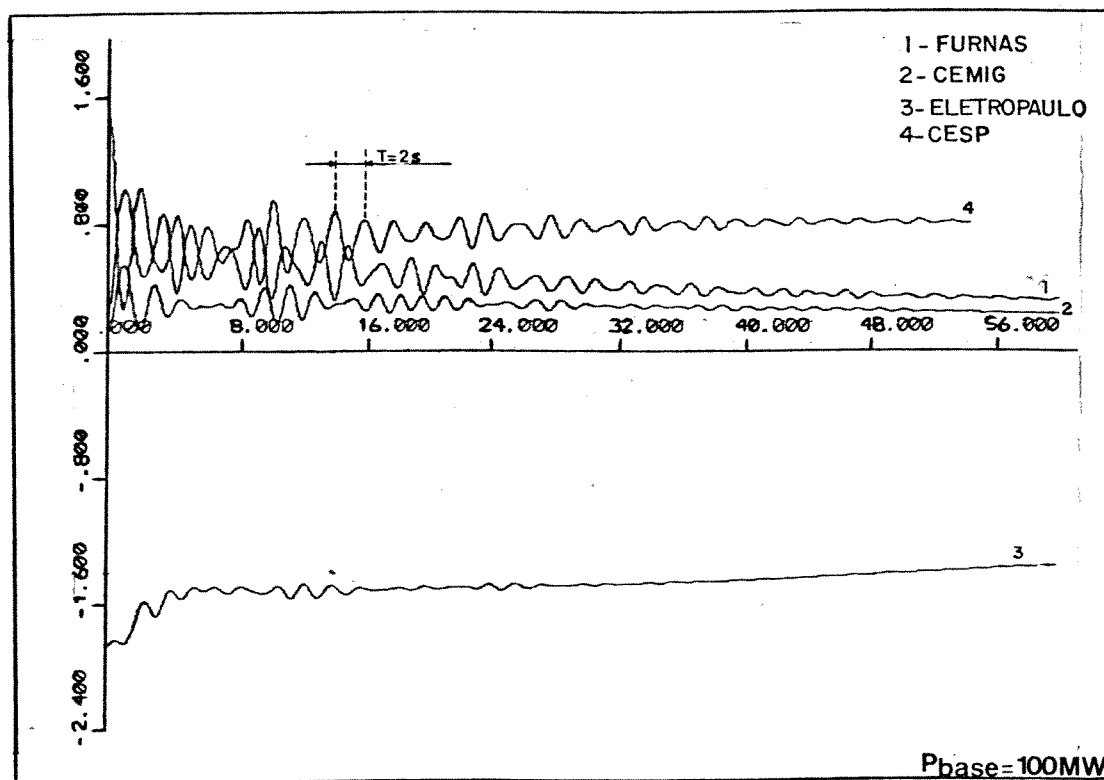


Fig. 5.5 - Resposta dinâmica do sistema de 9 barras a um acréscimo de carga de 10MW na barra 7.



a) Desvio de frequência de área em (Hz).



b) Desvio de intercâmbio de área (p.u.).

Fig. 5.6 - Resposta dinâmica do sistema de 90 barras a um acréscimo de carga de 200 MW na área da Eletropaulo.

### Observações:

Uma característica comum às curvas é a natureza oscilatória das respostas (ver curvas de  $\Delta f$ ), o que não ocorria no caso de uma única máquina (ver fig. 3.16 e 3.20) e que se deve ao fato de haver, agora, uma interação dinâmica entre os geradores. Esta oscilação será tanto mais acentuada quanto menor for o coeficiente de torque sincronizante (eq. 3.4), existente entre as máquinas, ou seja, quanto maiores forem as reatâncias da rede.

Enquanto que no sistema de duas máquinas, uma oscila contra a outra, no sistema de três máquinas, os geradores de menor inércia (2 e 3) oscilam contra o gerador de maior inércia (1). Já no sistema Sudeste, ocorre um batimento nítido entre os geradores das diferentes áreas, situação indesejável para a operação do sistema. Essa condição mostra a importância de se fazer o ajuste adequado do controle suplementar, com a inclusão de sinais estabilizantes. O maior período das oscilações resultantes no último caso ( $T=2s$ ) mostra que o sistema Sudeste é fracamente interligado, o que provoca situações de difícil controle para o CAG, como será mostrado adiante.

#### 5.3.1 Propagação das Perturbações pelo Sistema

Já foi comentada a importância da rede no comportamento dinâmico do sistema face às perturbações (item (4.1.2)). Ao ocorrer, a perturbação de carga propagar-se-á pela rede até os geradores, através das impedâncias das linhas e geradores. Em função das suas inércias, as máquinas que sentirão, inicialmente, maior solicitação, podem pertencer a outras áreas que não aquela que sofreu a perturbação. Essa propagação (conforme dito no item 4.1.1.8-2), necessária para obter-se o auxílio das demais áreas, pode ser problemática e ocasionar um subsequente desligamento de linhas por sobrecarga.

A característica intrínseca da rede (impedâncias dos transformadores, linhas e máquinas), de "distribuir" uma solicitação às máquinas, é de vital importância no comportamento dinâmico do sistema. Isto pode ser observado no exemplo a seguir,

no qual se analisa a rede do sistema de três geradores (S3). Da tabela 5.3 observa-se que as perturbações que ocorrem nas barras de carga (5, 7 e 9) ao serem distribuídas pelas máquinas, em geral, submeterão o gerador 1 às maiores solicitações de carga e o 3, às menores. Este aspecto é importante do ponto de vista dinâmico posto que o gerador 1 é o que apresenta a maior inércia e dispõe, portanto, de uma maior energia cinética para liberar. Assim, pouco se desviará de sua velocidade (frequência) nominal. O gerador 3, com menor inércia, também pouco se desviará de sua velocidade, pois será pouco solicitado.

| Gerador                  | $\Delta P_7 = .1$ |                                   | $\Delta P_5 = .1$ |                                   | $\Delta P_9 = .1$ |                                   |
|--------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
|                          | $\Delta P_{eo}$   | $tg\alpha^{(*)}$<br>( $10^{-2}$ ) | $\Delta P_{eo}$   | $tg\alpha^{(*)}$<br>( $10^{-2}$ ) | $\Delta P_{eo}$   | $tg\alpha^{(*)}$<br>( $10^{-2}$ ) |
| 1                        | .0391             | .122                              | .0474             | .148                              | .0479             | .149                              |
| 2                        | .0392             | .249                              | .0346             | .220                              | .0318             | .202                              |
| 3                        | .0217             | .237                              | .0180             | .196                              | .0203             | .221                              |
| $\Sigma \Delta P_{eo_i}$ | .1                |                                   | .1                |                                   | .1                |                                   |

(\*) Taxa inicial de variação da frequência  $tg\alpha = \frac{-\Delta P_{eo}}{M}$

Tabela 5.3 - Solicitações iniciais aos geradores do sistema de 9 barras.

Os efeitos das diferentes taxas de variação de velocidade entre as máquinas refletem-se nas variações de fluxo de intercâmbio e, caso sejam grandes, pode haver efeitos desastrosos (como a retirada de linhas e sobrecarga em equipamentos). Também a diferença de velocidade entre as máquinas produzirá, em decorrência dos coeficientes de torque sincronizante, oscilações entre as mesmas, o que não é desejável do ponto de vista mecânico, pois acarretam um desgaste dos reguladores, reduzindo a vida útil de seus componentes.

Para se ilustrar a importância da rede, no que se refere à distribuição de carga e à dinâmica do sistema, apresentam-se as figuras 5.7 e 5.8, que mostram a resposta do sistema S3, para uma perturbação na barra 9-área 3 (ver figura 5.3 e tabela 5.3), considerando-se duas situações:

1 - A resposta de S3 sem nenhuma alteração nos dados (fig.5.7);

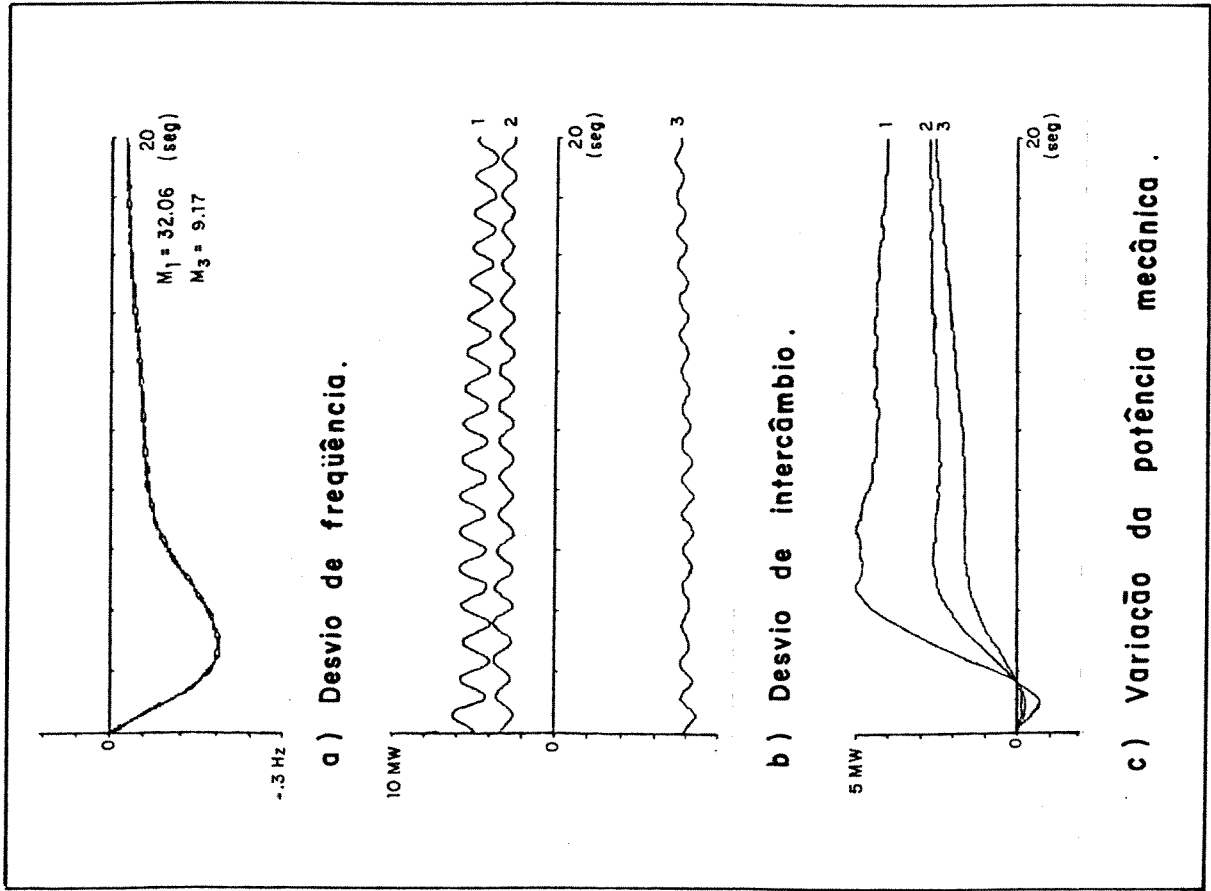


Fig. 5.7 - Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação de 10MW na barra 9

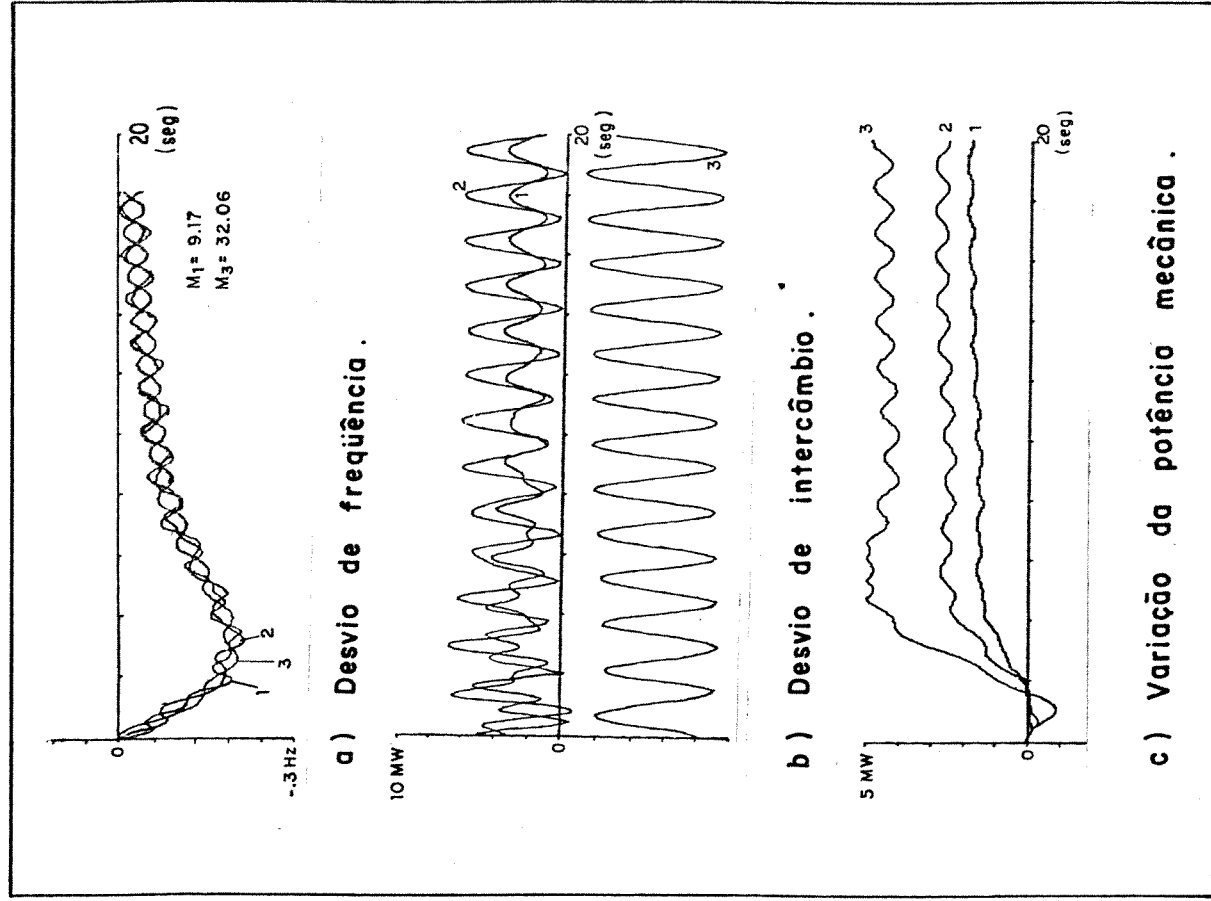


Fig. 5.8 - Influência da distribuição de carga (efetuada pela rede) na dinâmica do

2 - A resposta de S3 (fig. 5.8), considerando-se a máquina 1 com a inércia da máquina 3 e vice-versa (trocando-se os respectivos reguladores, pois o ajuste do estatismo transitório depende de M). Esta situação corresponderia, por exemplo, àquela em que se utilizam máquinas com grande potência e pequena inércia [79] e que tornam o sistema mais susceptível a perturbações.

Vê-se, destas duas figuras, que o fato de a rede produzir uma divisão tal, que a máquina 1 seja a mais solicitada, é fundamental, pois se, ao contrário, a máquina 3 for a mais solicitada, ocorrerão problemas de oscilações ampliadas.

Observa-se também que o aumento das oscilações entre as máquinas, mesmo pequeno, produz sensíveis variações do fluxo nas linhas. Deve-se levar em conta que tal aumento de oscilações independe da inércia total do sistema, uma vez que esta permaneceu inalterada. Caso se considerasse o sistema como uma única área, tal situação, ou não seria perceptível na simulação utilizando o método clássico (que consideraria uma inércia equivalente por área), ou impossibilitaria o agrupamento das máquinas em uma única equivalente, devido ao fato de elas não oscilarem coerentemente.

| ÁREA |             |                |                      |                 |                            | USINA |             |                |                      |                 |                            | $\Delta P_{eo}$<br>(MW) |                  |
|------|-------------|----------------|----------------------|-----------------|----------------------------|-------|-------------|----------------|----------------------|-----------------|----------------------------|-------------------------|------------------|
| Num  | Nome        | $P_{nom}$ (MW) | $\Delta P_{eo}$ (MW) | $M_A$<br>(seg.) | $T_{goc}$<br>( $10^{-1}$ ) | Borro | Nome        | $P_{nom}$ (MW) | $\Delta P_{eo}$ (MW) | $M_i$<br>(seg.) | $T_{goc}$<br>( $10^{-1}$ ) | $\Delta P_{972}$        | $\Delta P_{650}$ |
| 1    | Furnas      | 618.4          | 25.89                | 581             | .4456                      | 112   | Estreito    | 1100.          | 2.26                 | 108             | .209                       | 1.62                    | 2.95             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 114   | Furnas      | 1200.          | 6.14                 | 131             | .469                       | 4.43                    | 5.24             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 171   | Morimondo   | 1400.          | 10.56                | 154             | .686                       | 8.08                    | 10.14            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 180   | Humblara    | 3300.          | 6.93                 | 188             | .369                       | 5.20                    | 9.24             |
| 2    | Cemig       | 2179.          | 12.95                | 309             | .4191                      | 274   | S. Simão    | 1600.          | 9.36                 | 211             | .444                       | 7.09                    | 9.19             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 283   | T. Morias   | 520.           | 2.34                 | 64              | .366                       | 1.70                    | 1.98             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 288   | V. Grande   | 380.           | 1.25                 | 34              | .368                       | .89                     | 1.40             |
| 3    | Eletropaulo | 1350.          | 13.54                | 108             | 1.2537                     | 529   | H. Borden   | 840.           | 11.62                | 60              | 1.937                      | 6.13                    | 13.04            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 553   | Piratininga | 440.           | 1.92                 | 48              | .400                       | 1.01                    | 7.13             |
| 4    | Cesp        | 6388.          | 147.61               | 719             | 2.053                      | 616   | A. Vermeira | 1400.          | 14.31                | 132             | 1.084                      | 10.96                   | 13.72            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 625   | Capivara    | 640.           | 16.29                | 80              | 2.036                      | 37.32                   | 14.90            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 633   | I. Solteira | 3200.          | 56.81                | 260             | 2.185                      | 47.00                   | 56.48            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 634   | Jupia       | 1400.          | 31.04                | 140             | 2.217                      | 29.34                   | 29.28            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 666   | A. A. Lyd.  | 85.            | 3.46                 | 10              | 3.466                      | 2.83                    | 2.83             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 681   | Xavantes    | 420.           | 13.78                | 43              | 3.205                      | 13.06                   | 11.49            |
|      |             |                |                      |                 |                            | 953   | Ibitinga    | 150.           | 2.93                 | 8               | 3.663                      | 4.64                    | 2.71             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 960   | Mos. Lime   | 135.           | 5.30                 | 14              | 3.786                      | 5.95                    | 4.75             |
|      |             |                |                      |                 |                            | 973   | Promissão   | 260.           | 3.69                 | 32              | 1.153                      | 12.74                   | 3.53             |

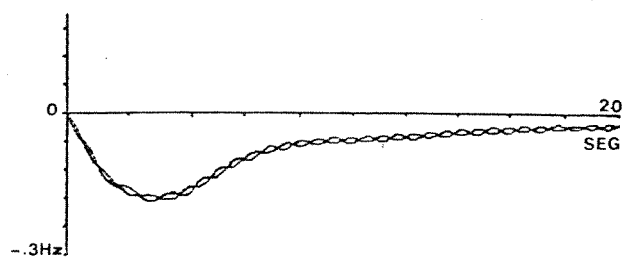
(1)  $M_A = \sum_{i \in A_j} M_i$  onde:  $A_j$  - área j,  $M_i$  - inércia do gerador i e  $M_A$  - inércia da área j.

Tabela 5.4 - Solicitação inicial a cada gerador, para perturbação de 200 MW-área Eletropaulo, do sistema de 18 geradores.

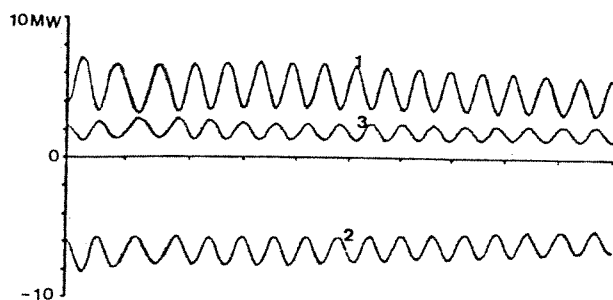
Já para o sistema de dezoito geradores (S18) vê-se, pela tabela 5.4, que a área mais solicitada, para uma variação de 200 MW na área da Eletropaulo, é a CESP. Isto ocorre devido ao maior número de geradores e maior proximidade elétrica com o ponto de perturbação. Na mesma tabela observa-se a solicitação individual inicial a cada gerador. Destes, os mais solicitados são os de Ilha Solteira (633) e Jupia (634). Observa-se que, por apresentar maior inércia, é bom que Ilha Solteira seja solicitada com maior intensidade. Por outro lado, seria favorável que Xavantes fosse menos solicitada, devido à sua pequena inércia. As duas últimas colunas mostram a distribuição da solicitação de carga de 200 MW nas barras (972) e (650), ambas pertencentes à área da CESP, onde se nota, novamente, a maior solicitação à Ilha Solteira.

### 5.3.2 Influência da Rede na Resposta Dinâmica

Numa rede elétrica o grau de acoplamento existente entre as máquinas é função das reatâncias existentes entre as mesmas. Máquinas fortemente acopladas são as que apresentam uma pequena reatância equivalente entre si. As oscilações entre elas serão tanto menores quanto menores forem as reatâncias, ou seja, quanto maiores forem os coeficientes sincronizantes correspondentes. Quando as máquinas estão fortemente acopladas elas oscilam praticamente juntas e são ditas coerentes. As máquinas pertencentes a redes fracas ficarão sujeitas a um maior desgaste dos reguladores de velocidade, havendo, também, uma maior probabilidade de desligamento de linhas, em consequência das maiores variações de fluxos a que são submetidas. A fig. 5.9A é apresentada para efeitos comparativos. Ela mostra o comportamento dinâmico do sistema S3 para uma perturbação na barra 7, considerando, no caso "i" os valores das reatâncias originais da fig. 5.3, enquanto que, no caso "ii", os valores foram dobrados com relação ao primeiro. Observa-se que no segundo caso o sistema tornou-se mais oscilatório, conforme esperado, já que serão necessárias maiores aberturas angulares para acomodar os incrementos de fluxos nas linhas, a fim de atender à solicitação de carga.

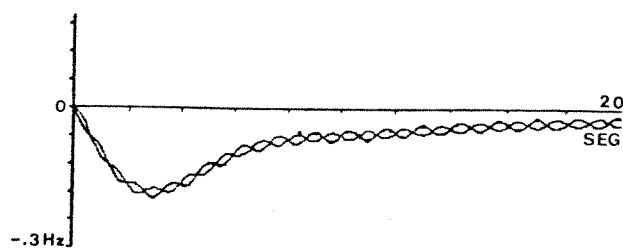


DESvio DE FREQUÊNCIA

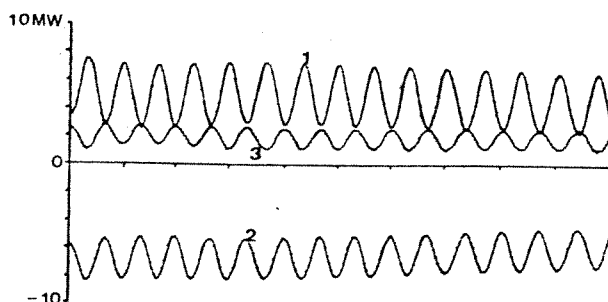


DESvio DE INTERCÂMBIO

i - Valores das reatâncias, inalterados.



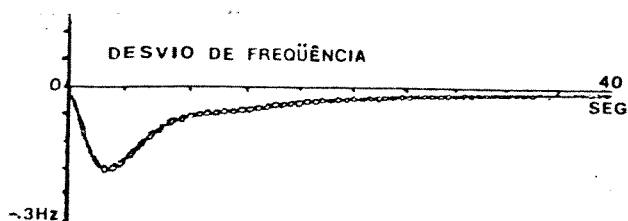
DESvio DE FREQUÊNCIA



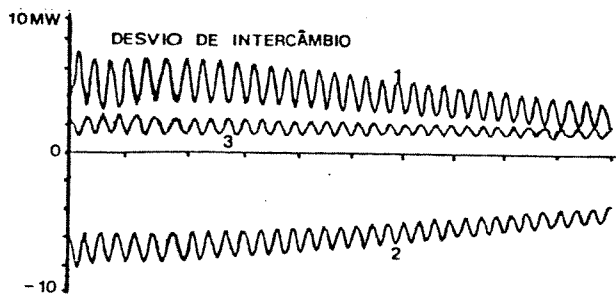
DESvio DE INTERCÂMBIO

ii - Valores das reatâncias, dobrados.

A - Variação das reatâncias das linhas e dos transformadores.

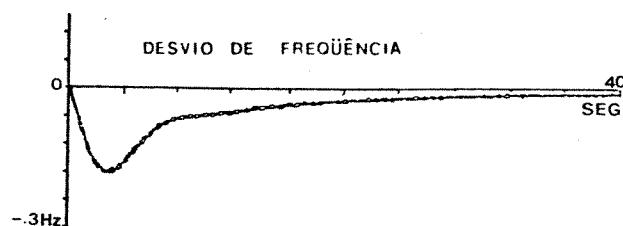


DESvio DE FREQUÊNCIA

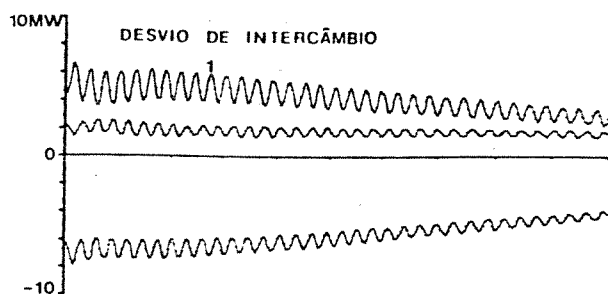


DESvio DE INTERCÂMBIO

i - Rede mantida ( fig. 5.3 ).



DESvio DE FREQUÊNCIA



DESvio DE INTERCÂMBIO

ii - Inclusão de uma linha entre as barras 4 e 7 ( $X_L = .085$  pu).

B - Alteração da rede do sistema S3.

Fig. 5.9 - Resposta dinâmica do sistema S3 para um acréscimo de carga de 10MW na barra 7.

No item anterior observou-se que as perturbações nas barras de carga (5, 7 e 9) propagam-se pela rede, atingindo a máquina 1 numa proporção maior que as demais. Comparando, por exemplo, os resultados obtidos, na figura 5.5 (perturbação na barra 7) com os obtidos, na figura 5.7 (perturbação na barra 9), constata-se que a proximidade elétrica com a máquina 1 é benéfica. A perturbação na barra 9, de mesma intensidade que a da barra 7, produz, pois, oscilações de menores amplitudes. Logo, para se reduzir as oscilações produzidas por perturbações na barra 7, bastaria aproximá-la (eletricamente) da máquina 1. Isto se confirma, por exemplo, pela introdução de uma linha forte (de características idênticas as da existente entre as barras 4 e 5) entre as barras 4 e 7. O resultado pode ser visto na fig. 5.9B.

### 5.3.3 Taxa Inicial de Variação de Freqüência ( $tg\alpha$ )

O sistema de duas barras S2 apresenta uma alta reatância na linha de interligação e dessa forma deveria, à primeira vista, apresentar uma resposta dinâmica bastante oscilatória. Entretanto, como se pode observar da fig. 5.4, isto não ocorre. A explicação está no fato de que a perturbação de .1 pu aplicada na barra 1 produz taxas iniciais de variação de freqüência ( $tg\alpha$ ) iguais para as duas máquinas, isto é, as máquinas são solicitadas igualmente. A taxa de variação inicial da freqüência é dada por:

$$tg\alpha_i = - \frac{\Delta P_{ei}}{M_i}$$

Para obter-se tais tangentes tem-se primeiro a necessidade de saber qual a solicitação inicial de potência a que os geradores serão submetidos, como consequência do acréscimo de carga (.1 pu) na barra 1 deste sistema. Da equação (4.8), a variação angular inicial seria:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.85 & -1.33 \\ -1.33 & 3.61 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} .424 & .156 \\ .156 & .335 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -.1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -.0424 \\ -.0156 \end{bmatrix}$$

como  $\Delta P_{ei} = T_{Gi} (\Delta\delta_i - \Delta\theta_i)$  e  $\Delta\delta_i$  é nulo, para o instante inicial, tem-se:

$$\Delta P_{e1} = .0645 \quad \therefore \quad tg\alpha_1 = \frac{-.0645}{32.06} = - .0020$$

$$\Delta P_{e2} = .0355 \quad \therefore \quad tg\alpha_2 = \frac{-.0355}{15.72} = - .0023$$

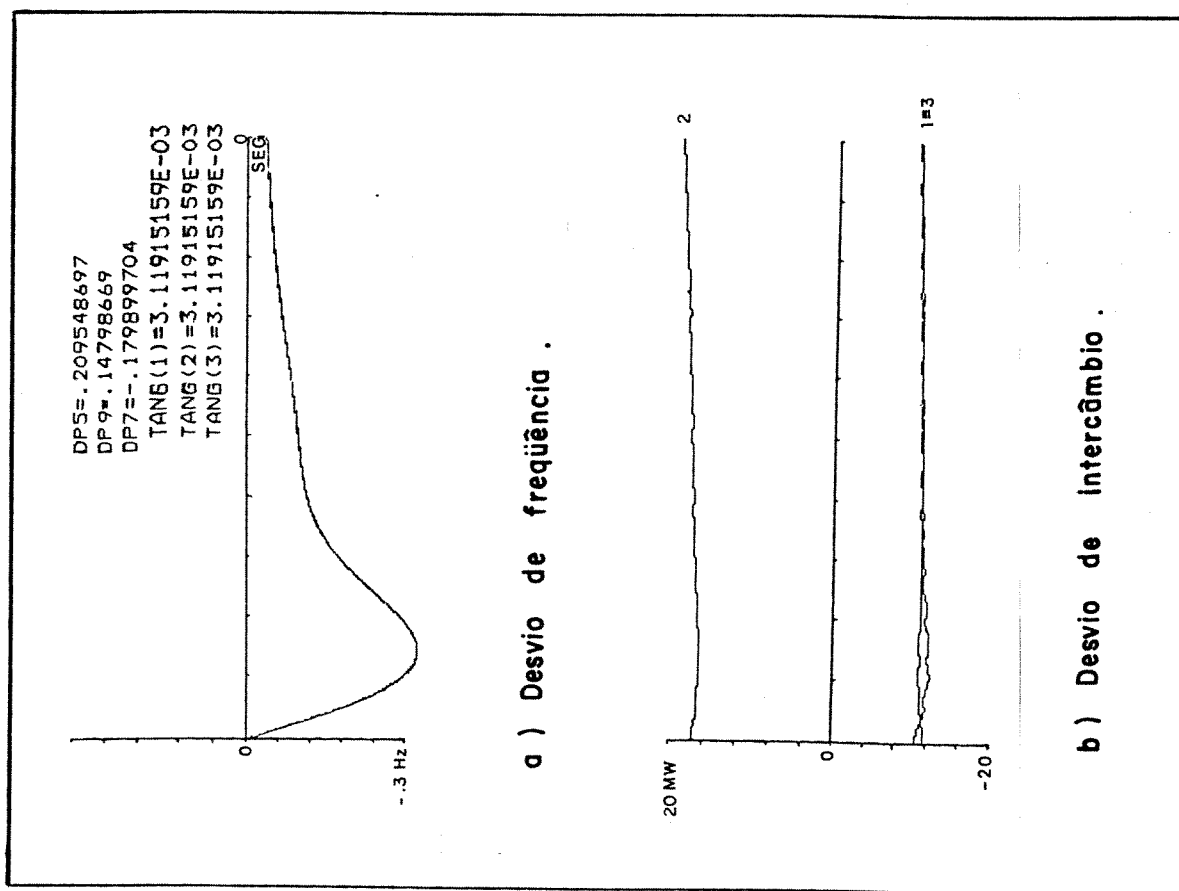


Fig. 5.10 - Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação tal que  $tg\alpha_1 = tg\alpha_2 = tg\alpha_3$

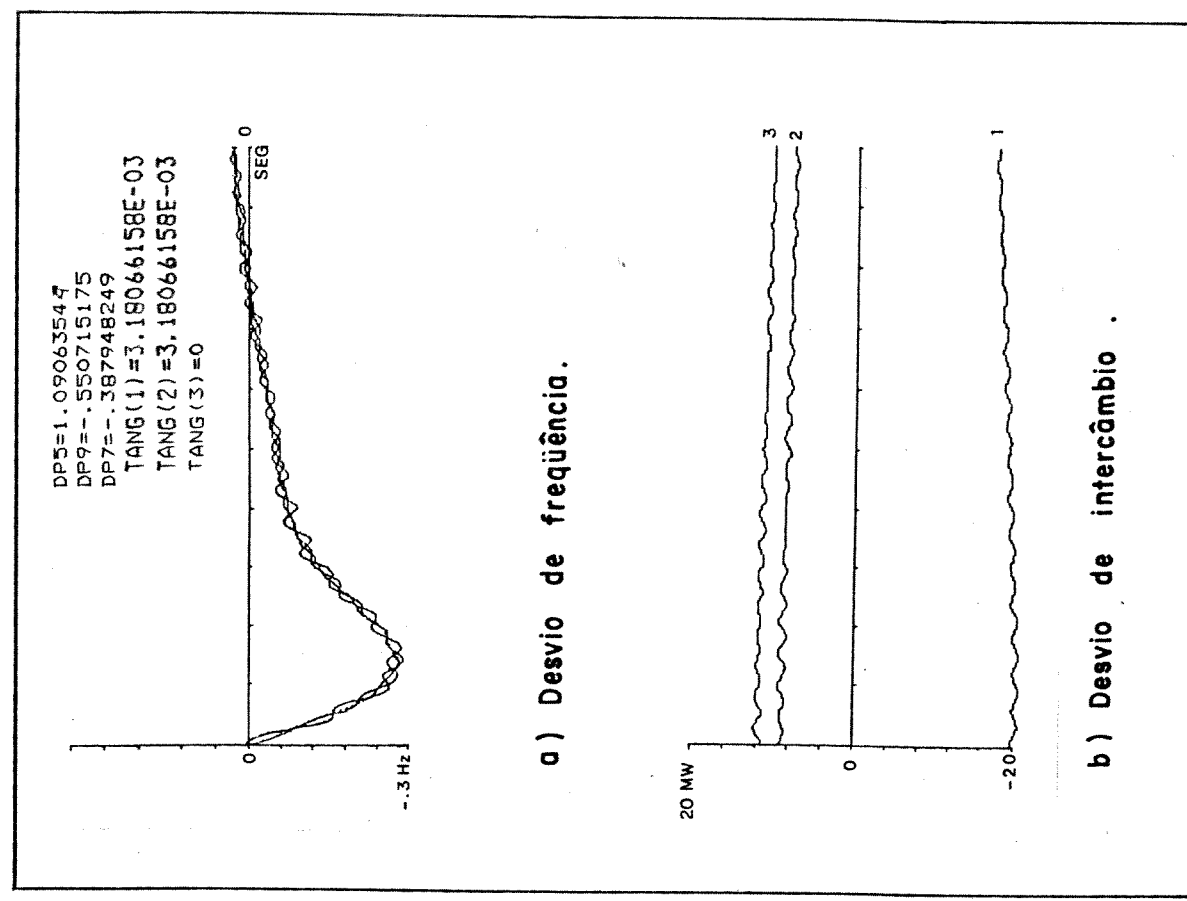


Fig. 5.11 - Resposta dinâmica do sistema S3 para uma perturbação tal que  $tg\alpha_1 = tg\alpha_2 \neq tg\alpha_3$

Como se pode observar, as duas máquinas apresentam, aproximadamente, a mesma taxa inicial de variação de frequência e, com isso, praticamente não ocorre oscilação entre elas. Tal condição corresponde à citada na referência [15], ou seja, quando distúrbios atingem com simetria várias máquinas, não há excitação da frequência natural de oscilação entre elas e todas seguirão o decréscimo monotônico da frequência, sem oscilação. Com o intuito de se comprovar esta afirmação, obteve-se para o sistema S3 um vetor perturbação tal que se verificasse esta condição ( $\tan \alpha$ 's iguais). Entre as várias combinações possíveis, escolheu-se uma perturbação simultânea para as três áreas (barras 5, 7 e 9) cujos valores podem ser vistos na fig. 5.10a, juntamente com os valores das  $\tan \alpha$ 's. Observa-se, desta figura, que a condição de não oscilação é confirmada. Ao contrário, conforme se vê na fig. 5.11, onde apenas os geradores 1 e 2 apresentam a mesma taxa de variação de frequência, haverá oscilação. Isto porque, apesar de não serem excitadas as frequências naturais de oscilação entre as máquinas 1 e 2, serão excitadas as entre elas e a 3. Assim uma oscilará contra as outras.

No que se refere à inércia ( $M$ ), esta tem efeitos importantes na dinâmica do sistema, pois afetará a taxa de variação da frequência e, portanto, a variação do ângulo da tensão terminal das barras geradoras. Em um sistema com diversas máquinas, as diferenças de velocidade entre elas refletir-se-ão em variações nos fluxos de potência nas linhas.

A fig. 5.12 apresenta a resposta dinâmica de algumas máquinas, para o caso apresentado na tabela 5.4. Observa-se, desta figura, que a máquina de maior inércia (I. Solteira  $M=260s$ ) é a que menos oscila e é em torno dela que as demais oscilarão (supondo que não haja a perda de sincronismo de qualquer uma das máquinas). A de menor inércia (Promissão  $M=32s$ ) é a que mais oscila, como esperado.

Também vê-se, desta figura, que a taxa inicial de variação da frequência ( $\tan \alpha$ ) obedece à relação perturbação ( $\Delta Pe$ )/inércia ( $M$ ) e, assim, os conjuntos 1 - 2 e 3 - 4 - 5 apresentam taxas próximas (reduzem a velocidade na mesma proporção). Entretanto,

devido às diferenças sensíveis entre as inércias (p.ex. entre a 1 e a 2) elas logo se afastam, nas oscilações subseqüentes, enquanto que a 1 e a 3 mantêm-se próximas.

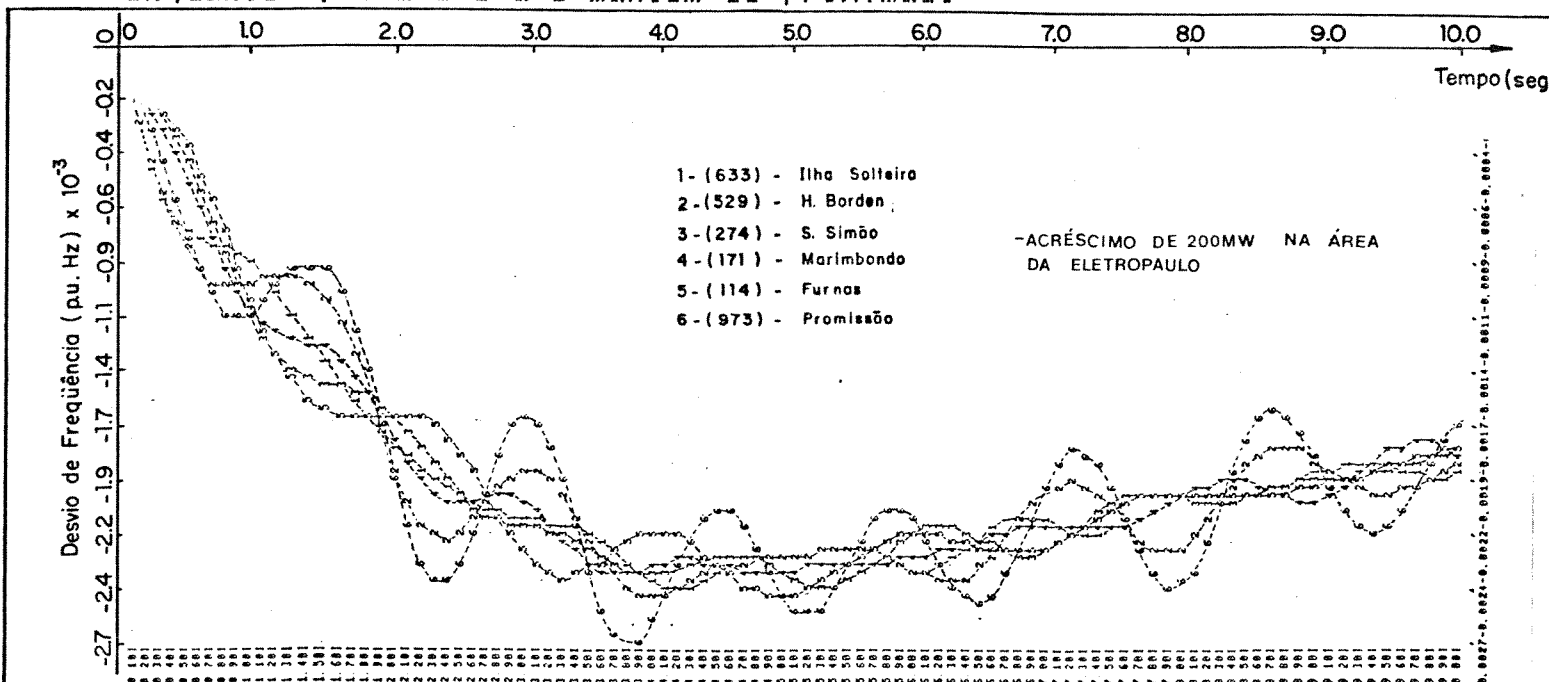


Fig. 5.12 - Variação de velocidade de geradores do sistema S18.

#### 5.3.4 Atuação do Controle Primário

Será agora apresentado um exemplo ilustrativo para os itens 4.4 e 4.5.2, que tratam do controle primário para sistemas interligados. A figura 5.13 apresenta variações com relação ao estado básico (fig. 5.3) após a atuação do controle primário para um acréscimo de carga de .1 pu (10MW) na barra 7 do sistema S3.

Da figura 5.13b, vê-se que há um desvio de frequência em regime, o qual pode ser obtido de uma expressão similar a da eq. 4.24:

$$\Delta f = \frac{-\sum_{i=1}^N \Delta L_i}{\sum_{j=1}^{N_A} B_j},$$

onde:  $\sum_{i=1}^N \Delta L_i$  - somatório algébrico de todas as N-variações de carga: positivo, para acréscimo e negativo, para decréscimo;

$\sum_{j=1}^{N_A} B_j$  - somatório de todos os "Bias" das  $N_A$  áreas do sistema interligado;

$B_j$  - "Bias" da área - j (equação 4.24).

Os valores de  $B_j$ , conforme definidos na equação 4.24, são:

$$B_1 = 5.0 + 2.5 + 50.0 = 57.5;$$

$$B_2 = 4.63 + 2.0 + 46.32 = 52.95;$$

$$B_3 = 2.62 + 1.8 + 26.2 = 30.62.$$

Portanto:  $\sum B_j = 141.07$  e  $\sum L_i = .1$ .

logo:  $\Delta f = -.00071$  pu Hz ou  $\Delta f = -.043$  Hz.

Variação dos intercâmbios líquidos entre áreas, conforme a equação 4.25:

$$\Delta P_{12} = (.1 \times 57.5) / 141.07 = .04076 \text{ pu},$$

$$\Delta P_{32} = (.1 \times 30.62) / 141.07 = .02171 \text{ pu},$$

$$\Delta P_{13} = 0;$$

logo, o intercâmbio líquido de cada área ( $\Delta P_i = \sum \Delta P_{ij}$ ) é:

$$\Delta P_1 = .04076 \text{ pu},$$

$$\Delta P_2 = -.04076 - .02171 = -.06247 \text{ pu},$$

$$\Delta P_3 = .02171 \text{ pu}.$$

Estas contribuições das áreas, através do intercâmbio, são constituídas por duas parcelas:

i - parcela 1 ( $\Delta P_{G_i}$ ) - corresponde à maior parte da contribuição, fornecida pelos geradores. De acordo com a eq.4.17 tem-se:

$$\Delta P_{G_1} = \frac{-\Delta f}{R_1} = .0355 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{G_2} = \frac{-\Delta f}{R_2} = .0329 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{G_3} = \frac{-\Delta f}{R_3} = .0186 \text{ pu}$$

Aqui cabem duas observações: a primeira refere-se à distribuição da carga entre os geradores, que, como se pode ver, é feita na proporção inversa dos estatismos; e a segunda, ao fato de que, conforme se constatou na equação 4.18, a divisão da carga dá-se na proporção direta das potências nominais:

$$\Delta P_{G1} / \Delta P_{G2} = 1.079 = P_{N1} / P_{N2},$$

$$\Delta P_{G1} / \Delta P_{G3} = 1.908 = P_{N1} / P_{N3},$$

ou seja, a máquina 1 (maior potência) assume a maior parcela, seguida pela 2 e depois 3;

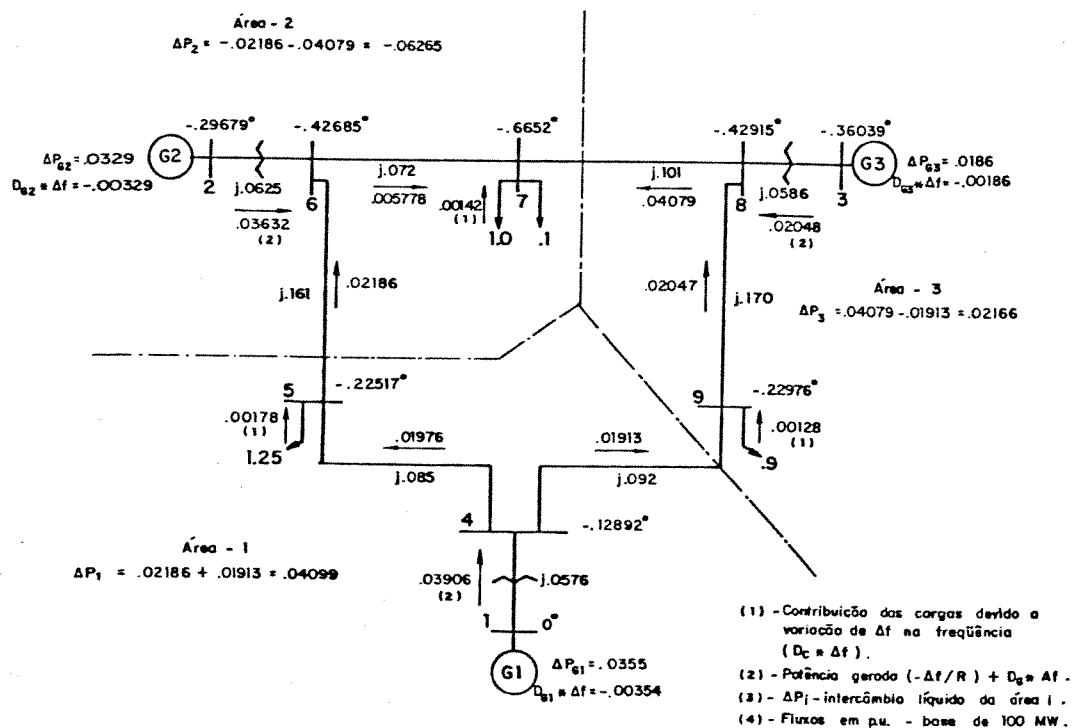
ii - parcela 2 ( $\Delta P_c$ ) - contribuição devido às cargas constituídas, conf. eq.4.16 por uma parte proveniente de  $D_0$  e outra de  $D_c$

$$\Delta P_{c1} = -.00533 \text{ pu},$$

$$+ \text{Obs. } (\Delta P_{c1} = (D_{01} + D_{c1}) \Delta f)$$

$$\Delta P_{c2} = -.00471 \text{ pu},$$

$$\Delta P_{c3} = -.00314 \text{ pu}.$$



a) Fluxos e contribuições, geração e carga, em regime.

b) Desvio de frequência.

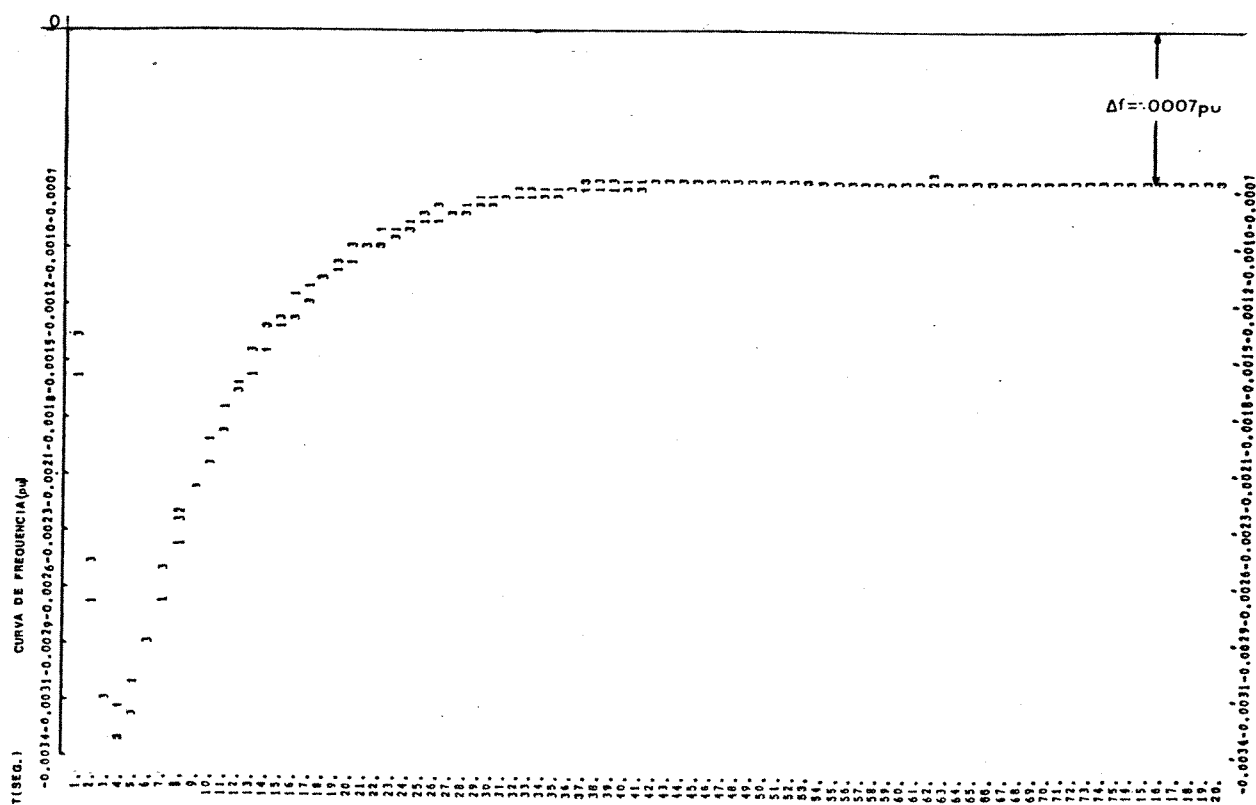


Fig. 5.13 - Resposta dinâmica do sistema S3 com atuação apenas da regulação primária.

O sinal negativo indica o sentido do fluxo de contribuição, ou seja, da carga para barra. Também significa que há um decréscimo de carga existente (rejeição compulsória) devido ao acréscimo de carga de .1pu.

Como observações finais [35, 36]:

- i - a área que dispõe da maior energia de regulação, área 1 (Bias = 57), é a que mais contribui para a regulação da frequência;
- ii - a contribuição das cargas (parcela 2 = .013) é bem menos significativa que a dos geradores (parcela 1 = .087), decorrente da ação dos reguladores (regulação primária);
- iii - a área 2 deverá, a partir da atuação suplementar de seus reguladores, gerar mais uma parcela de potência (.0671 pu), a fim de assumir toda a carga adicionada. Como consequência, fará a correção dos desvios de intercâmbio, zerando as contribuições das cargas e geradores das áreas vizinhas (1 e 3);
- iv - a divisão de carga entre geradores poderá ser diferente, bastando, para isso, alterar os estatismos das máquinas: máquina com estatismo nulo ( $R=0$ ) assumirá praticamente, toda carga; máquinas com estatismo infinito (regulador bloqueado) não participam da regulação da frequência. É o caso, por exemplo, de máquinas com pouca potência disponível, de algumas unidades nucleares, nas quais não se considera uma filosofia adequada responder a variações de carga e, de unidades que operam com potência fixa (unidades que operam na base da curva de carga);
- v - quanto mais unidades geradoras participarem da regulação primária, menor será o desvio de frequência em regime. Entretanto, alguma providência adicional deve ser tomada para a correção do desvio de frequência resultante, mesmo sendo este desvio, no caso do sistema interligado, bem menor do que no caso isolado, uma vez que impactos sucessivos de carga poderiam conduzir a desvios cumulativos inaceitáveis ao sistema;
- vi - a assistência fornecida pelas demais áreas (1 e 3) só deverá ser retirada, caso a área em necessidade puder ajustar sua geração para acomodar tal variação de carga. Caso contrário, o objetivo da ação do controle suplementar

será, não o de zerar os desvios de intercâmbio, mas o de permitir que tal fluxo supra a necessidade enquanto ela persistir;

vii- a assistência mútua, prestada pelas áreas 1 e 3, só ocorre caso estas áreas disponham de potência de regulação suficiente para isso. Caso contrário, a frequência apresentará um desvio maior em regime;

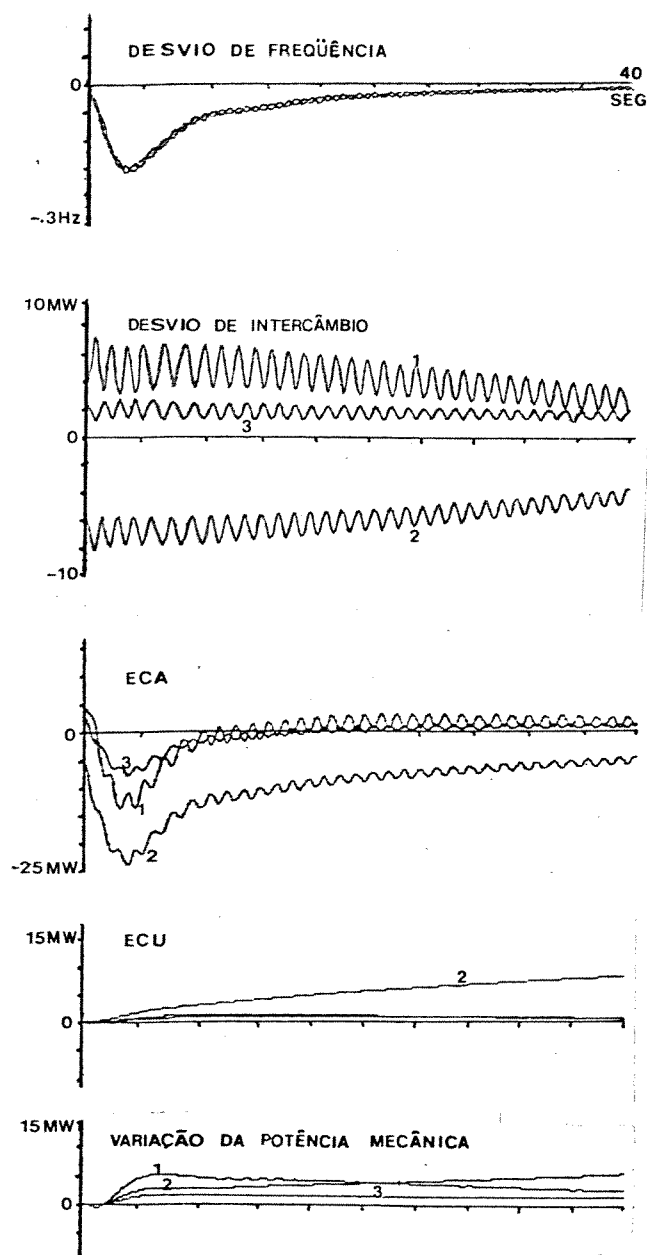
viii-as áreas devem prever uma margem adicional de potência, para atender a estas necessidades, tanto no parque gerador quanto nas linhas de interligação entre sistemas. Necessita-se ainda de mais uma margem para um "overshoot", além da margem necessária ao ajuste do despacho econômico.

### 5.3.5 Atuação do Controle Suplementar (TLB)

Na figura 5.13 pode-se observar que, após a atuação do controle primário, permanecerá um desvio de frequência, bem como um desvio de intercâmbio com as demais áreas. A atuação do controle suplementar, ou CAG, tem por objetivo a correção destes desvios, uma vez que não se considera admissível operar-se em regime com frequência diferente da nominal. Embora, neste caso, esteja dentro da faixa considerada tolerável de ( $\pm 0.05\text{Hz}$ ) [68], poderá se deteriorar ainda mais com subseqüentes perturbações. Além disso, não é tolerável que outras áreas (1 e 3) fiquem suprindo parte da geração que é de exclusiva responsabilidade da área perturbada (2), a não ser que essa energia transferida seja taxada.

A atuação do controle suplementar deverá, conforme foi visto no item 4.5.1, procurar atender a determinados objetivos, dinâmicos e estáticos, sempre que for possível. Para se atingir os objetivos principais de zerar os desvios de frequência e intercâmbio, atuando apenas na área onde ocorreu a solicitação de carga, faz-se uso do modo de controle TLB (item 4.5.2) e de algoritmos de controle I ou PI (item 2.4.4.1). A figura 5.14 apresenta o comportamento dinâmico do sistema S3, a uma solicitação de carga de .1 pu na barra 7, para os dois algoritmos de controle, I e PI. As condições de regime encontram-se na tabela 5.2.

A - algoritmo I com ganho (KI) igual a .02



B - algoritmo PI com ganhos: integral (KI) = .02 proporcional (KP) = .2

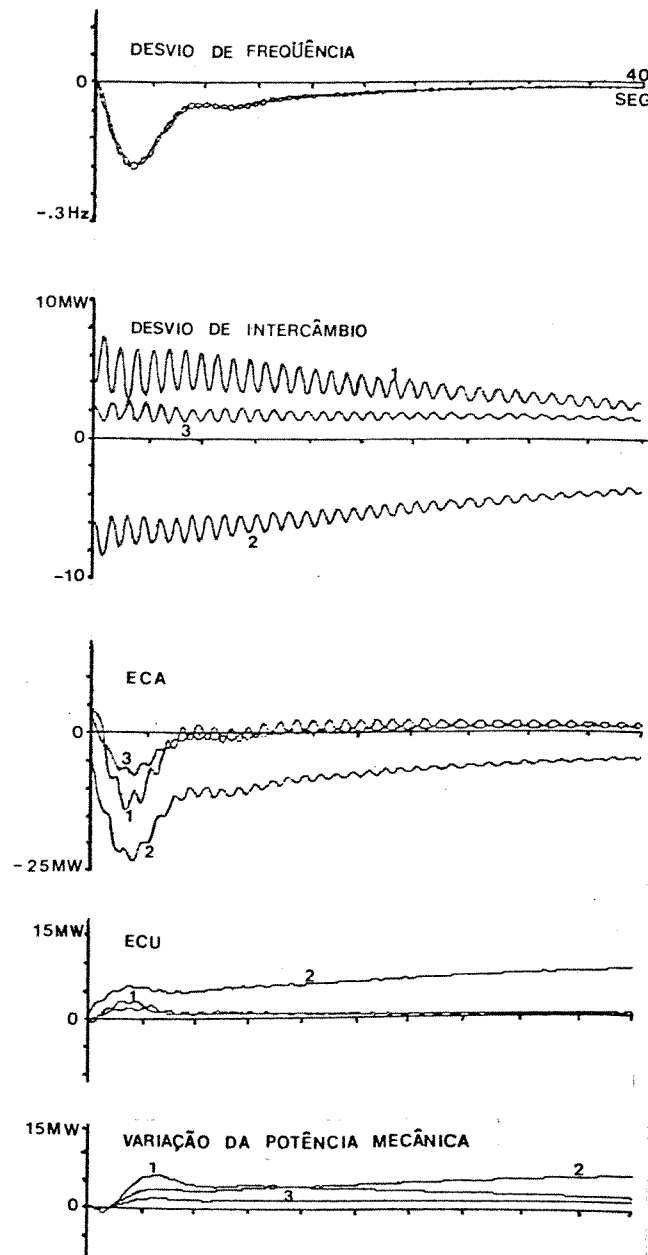


Fig.5.14 - Atuação do controle suplementar - operação TLB (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

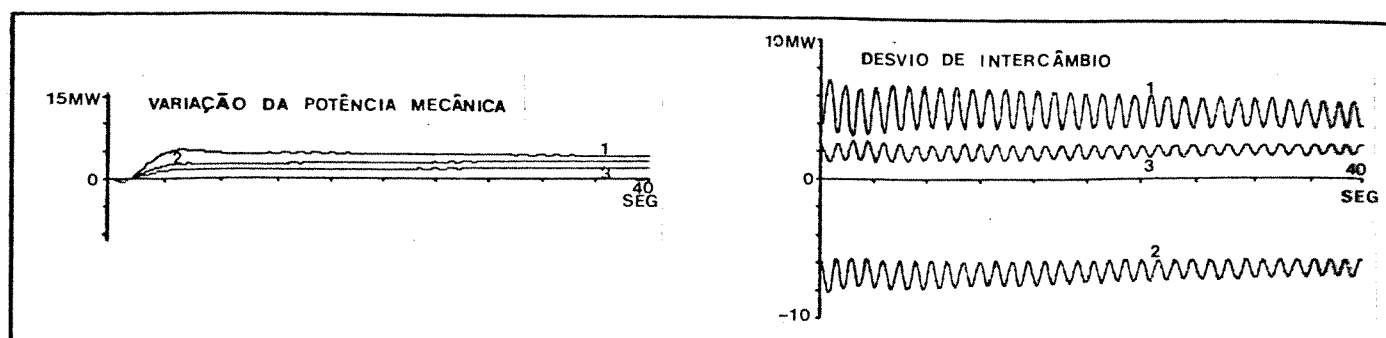


Fig.5.15 - Atuação do controle primário (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

Da figura 5.14 observa-se que o controle PI apresenta algumas vantagens sobre o controle I, entre as quais: reduz o desvio transitório de frequência (entre 4 e 16 segs.) e, conseqüentemente, o erro de tempo síncrono do sistema (proporcional à integral do desvio de frequência; reduz as oscilações entre os geradores e conseqüentemente as oscilações de fluxo de intercâmbio, através da introdução de um amortecimento positivo (contribuindo, portanto, para um aumento da estabilidade do controle). Pode-se observar das curvas de ECA, entretanto, que transitoriamente existe a atuação do controle das outras áreas em ambos os algoritmos. Isso se deve ao fato de que, neste período, os desvios de frequência e intercâmbio não são os de regime do controle primário, nos quais é baseado o ajuste clássico do controle suplementar.

Os ganhos proporcional e integral utilizados na obtenção dos resultados foram, respectivamente, 0.2 e 0.02. Estes são valores típicos (ver eq.2.4), escolhidos por proporcionarem um bom desempenho ao controle suplementar, não sendo, entretanto, considerados ótimos. Uma característica desejável ao controle suplementar, a ser considerada durante a escolha destes ganhos, é que ele não interfira no comportamento dinâmico dos reguladores de velocidade. Na figura 5.16 pode se verificar o comportamento dinâmico do sistema para ganhos, integral e proporcional, sensivelmente maiores do que os utilizados, gerando, assim, oscilações excessivas.

A utilização de controle suplementar tipo I, com ganhos altos (figura 5.16a), no caso do exemplo  $KI = .1$ , produz solicitações desnecessárias de variação de potência mecânica às máquinas (ver curva ECU). Para um aumento de carga na área 2 haverá, de início, um excesso de geração, o que resulta em uma sobrefrequência e, por conseguinte, novas atuações sucessivas do controle suplementar. Além desta característica indesejável, a qual conduz a oscilações de potência gerada e de fluxos nas linhas, ter-se-á uma maior atuação do controle suplementar nas áreas que não sofreram a perturbação, e um aumento da sensibilidade do sistema às flutuações rápidas de cargas, o que pode conduzir a um maior desgaste do equipamento de controle (reguladores de velocidade).

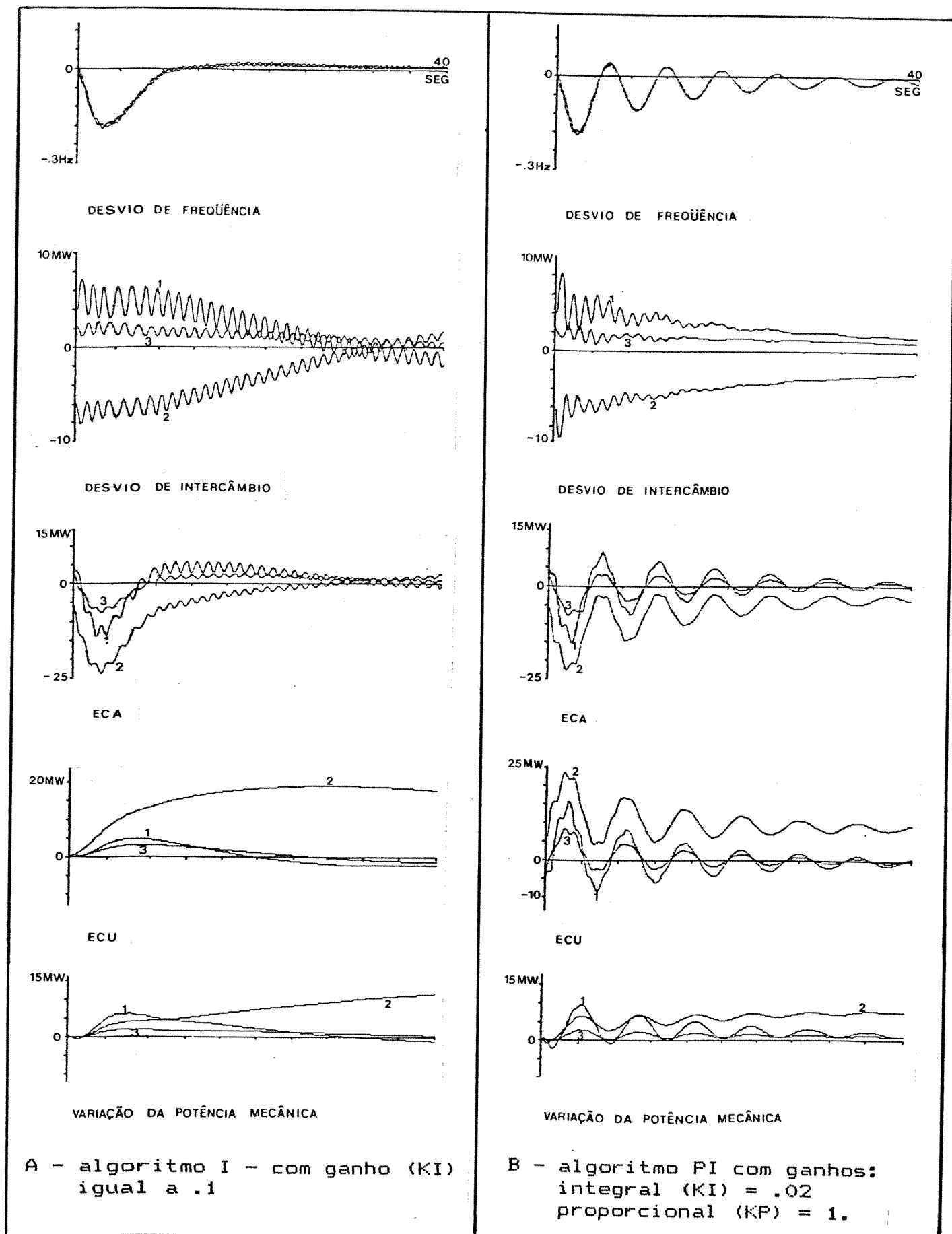


Fig.5.16 - Atuação do controle suplementar  
 operação TLB - algoritmos I e PI  
 (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

A figura 5.16B mostra o resultado de se forçarem ganhos proporcionais maiores ( $K_P=1$ ) sobre o sinal do ECA. O resultado inesperado é que surge uma oscilação lenta, de grande amplitude na frequência, e que não se traduz em oscilações correspondentes de fluxo de potência na rede. Isso decorre do controle forçado que é exercido sobre as turbinas, prejudicando o controle primário, conforme mostram as curvas de variação da potência mecânica. Por outro lado, consegue-se uma atenuação mais eficaz das oscilações rápidas entre as máquinas, que se traduzem na redução das variações de intercâmbio.

Esse comportamento mostra que o controle proporcional não deve ser aplicado com a mesma intensidade sobre o sinal de frequência e de intercâmbio. Será mostrado adiante que um controle proporcional ao intercâmbio pode ser utilizado como sinal estabilizante para as oscilações inter-máquinas.

### 5.3.6 Influência do Ponto de Operação

Conforme foi visto no capítulo anterior, o ajuste ótimo para uma unidade operando isolada é dado pela equação (3.40). Os reguladores ajustados para desempenho ótimo sob operação isolada (isto é, alimentando uma carga sem auxílio de outras unidades em paralelo) contribuem com desempenho próximo ao melhor que pode ser obtido, em termos práticos, quando as unidades operam em paralelo num sistema interligado [75]. Esta condição também conduz à operação segura e estável durante grandes distúrbios que resultam na separação do sistema interligado em várias partes (ilhas), as quais sejam capazes de realizar seu próprio controle.

A constante de tempo de aceleração da água na turbina ( $T_w$ ) varia com a velocidade da água no conduto forçado, ou seja, com o carregamento da máquina. Será, portanto, proporcional à potência gerada (eq. 3.37). Excetuando-se o caso das turbinas Francis, cuja faixa operativa é pequena (e portanto pouca variação de  $T_w$ ) em torno do ponto de máxima eficiência, as demais turbinas apresentam, geralmente, amplas faixas operativas, o que dificulta o ajuste ótimo dos valores, uma vez que tal ajuste ficará sujeito à variação do ponto de operação [74]. Tal situação pode ser vista na figura 5.17a, onde o sistema se encontra próximo a um



ponto de operação de carga máxima (dados na fig. 5.17c) e o ajuste foi mantido igual ao de carga leve (fig. 5.3).

Observa-se em "a" que as oscilações lentas, tanto de frequência como de intercâmbio, aparecem em consequência do ajuste inadequado de parâmetros. O simples reajuste dos parâmetros (estatismo transitório e respectiva constante de tempo) para o novo ponto de operação, conforme eq. (3.40), elimina tais oscilações (fig. 5.17b).

## 5.4 Estudo de Casos Particulares

### 5.4.1 Transferência Indesejável de Potência entre Áreas

Um outro aspecto importante refere-se à transferência de potência de um ponto (geração) para outro (carga), em uma rede interligada (item 4.1.1B-3). Conforme se havia dito anteriormente, a transferência de potência de um ponto para outro, dentro de uma determinada área, pertencente a um sistema interligado, efetuar-se-á pelos caminhos paralelos existentes, sendo a divisão de potência inversamente proporcional às impedâncias equivalentes de cada caminho. Tal situação pode ser vista na figura 5.18, a qual apresenta as variações angulares das tensões de barra resultantes, para um acréscimo de .1pu (10 MW) na barra 7. Observa-se que, para atender à solicitação de carga (10 MW), a área 2 força um fluxo de 1.06 MW pelas linhas que pertencem às demais áreas (1 e 3).

A transferência de potência pelas demais áreas, além de ser efetuada sem custos operacionais por parte da área 2, ocasiona, no sistema real, uma diferença de intercâmbio líquido, devido às perdas. Dessa forma, as áreas 1 e 3 (quando operando em TLB) comandarão um aumento de geração, suprimindo as perdas que normalmente deveriam ser de responsabilidade da área 2.

Esse problema de rateio de perdas é agravado, se for considerado que podem ocorrer erros de medição dos fluxos de intercâmbio. Esses erros são computados como excesso ou falta de geração no cálculo do ECA da área. O controle suplementar, na presença desse tipo de erro, comandará uma sub ou sobrecorreção

da frequência para compensar o erro do valor de intercâmbio.

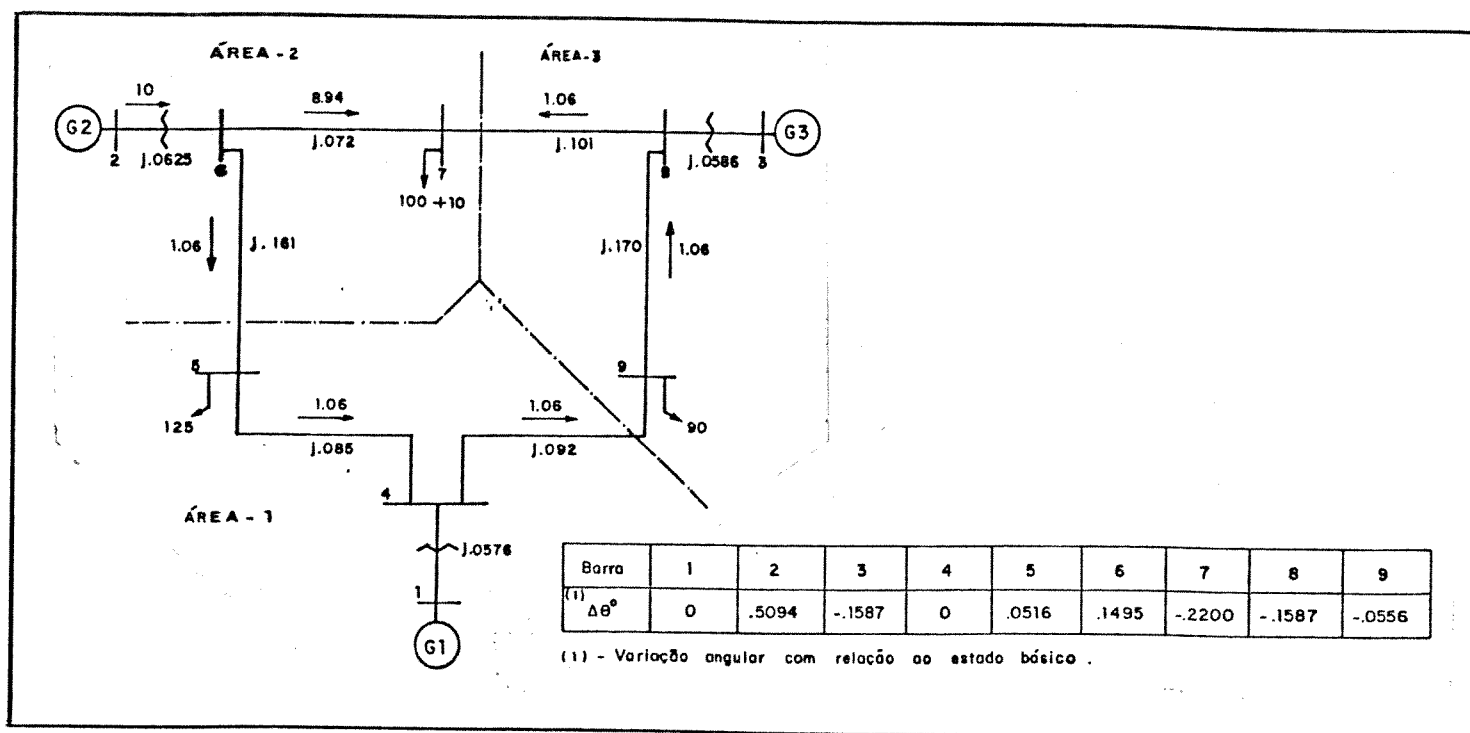


Fig.5.18 - Variação de fluxo nas linhas para uma perturbação de 10MW na barra 7 (área-2). Operação TLB.

#### 5.4.2 Simulação de Perda de Linha

A análise do CAG é essencialmente o estudo do desequilíbrio dinâmico entre a geração e o consumo, provocado pelas variações aleatórias da carga. Enquadram-se nesse tipo de estudo, a simulação dinâmica de perda de geradores ou o desligamento de cargas para alívio do sistema. Em todos esses casos, a característica comum é a ocorrência de um desequilíbrio brusco entre a potência gerada e a consumida. Esse desequilíbrio provoca torque acelerante ( $P_g > P_c$ ) ou desacelerante ( $P_g < P_c$ ), responsável pela variação da velocidade das máquinas, ou seja, da frequência elétrica produzida nos geradores síncronos.

Nos itens precedentes foi mostrada a resposta dinâmica de diferentes sistemas a essas perturbações. Verificou-se a influência da rede na distribuição do impacto às diversas máquinas, bem como a relação do torque sincronizante com as oscilações de potência nas linhas de transmissão.

Neste item é discutida a simulação dinâmica do impacto sobre o sistema, causado pela saída de uma linha de transmissão.

Considerando-se que a variação das perdas de transmissão é desprezível e que não ocorre ilhamento, constata-se que a saída de uma linha não provoca desequilíbrio entre a geração e o consumo. Do ponto de vista do CAG, duas situações podem ocorrer:

- a) a linha perdida é de intercâmbio;
- b) a linha perdida é interna a uma área.

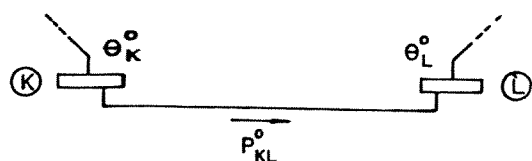
No primeiro caso, a contingência afeta diretamente os Centros de Controle que sintetizam o ECA a partir das telemedidas dos fluxos de intercâmbio. Afortunadamente, no entanto, a informação sobre essa linha não é perdida uma vez que o fluxo na linha desligada será necessariamente zero, e, portanto, a síntese do ECA não fica comprometida.

No segundo caso, a contingência afeta indiretamente os Centros de Controle, através da reacomodação dos fluxos na rede.

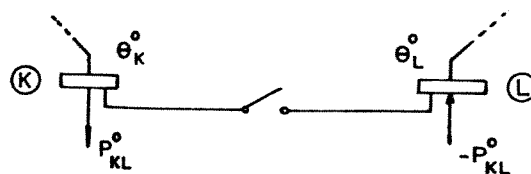
A simulação dinâmica de saída de linha visa a analisar o impacto causado sobre as variáveis de controle, bem como as oscilações de potência nas diversas linhas remanescentes. Através dessa análise poder-se-á prever a necessidade de sinais estabilizantes para o controle suplementar, o qual pode agir no amortecimento dessas oscilações, juntamente com os Estabilizadores de Sistema de Potência - ESP (em inglês "Power System Stabilizers - PSS").

Na formulação proposta, a simulação de saída da linha K-L é feita através das seguintes etapas:

- i - transformação do fluxo de potência pré-falha da linha (K-L) em injeção nodal de potência nas barras K e L:

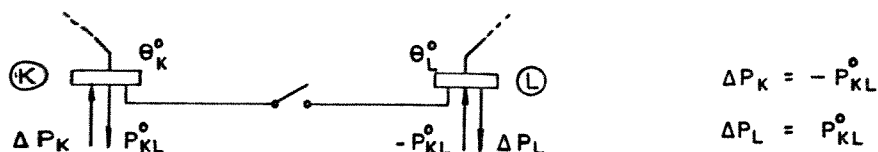


a) Condição Inicial



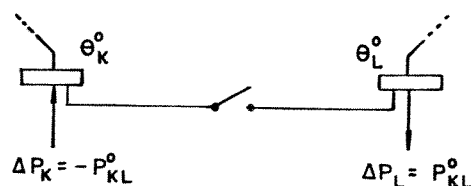
b) Injeções equivalentes

- ii -cancelamento simultâneo das injeções equivalentes pela adição de cargas simétricas:



c) Cancelamento das injeções equivalentes

iii-simulação dinâmica do sistema perturbado equivalente à perda da linha K-L:



Sistema Perturbado

Neste ponto a simulação de perda da linha K-L foi transformada no problema de simulação de variações simultâneas de cargas simétricas nas barras K e L. Assim, essa simulação pode facilmente ser efetuada através da modelagem proposta nesse trabalho, uma vez que a rede pode ser representada por sua topologia real.

Para mostrar a resposta dinâmica causada pela saída de linhas, foi simulada a retirada de duas linhas diferentes no sistema S3. A tabela 5.5 apresenta a comparação das variações angulares obtidas com um fluxo de carga CC, com os valores resultantes ao final do processo dinâmico simulado. Os erros observados são todos inferiores a 1%, mostrando que o processo dinâmico converge para a solução de regime definida pelo fluxo de carga CC.

| BARRA | BÁSICO         | SEM LINHA 7-8       |                      | SEM LINHA 8-9       |                      |
|-------|----------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
|       | $\theta^\circ$ | $\theta_{CC}^\circ$ | $\theta_{DIN}^\circ$ | $\theta_{CC}^\circ$ | $\theta_{DIN}^\circ$ |
| 1     | 0              | 0                   | 0                    | 0                   | 0                    |
| 2     | 9.796          | 6.418               | 6.397                | 18.398              | 18.456               |
| 3     | 5.060          | 8.659               | 8.670                | 19.706              | 19.768               |
| 4     | -2.211         | -2.211              | -2.211               | -2.211              | -2.211               |
| 5     | -4.063         | -5.231              | -5.231               | -1.091              | -1.090               |
| 6     | 3.959          | .581                | .560                 | 12.562              | 12.619               |
| 7     | 0.822          | -3.544              | -3.567               | 11.943              | 12.003               |
| 8     | 2.206          | 5.805               | 5.817                | 16.852              | 16.914               |
| 9     | -3.738         | -2.475              | -2.475               | -6.955              | -6.956               |

erros &lt; 1%

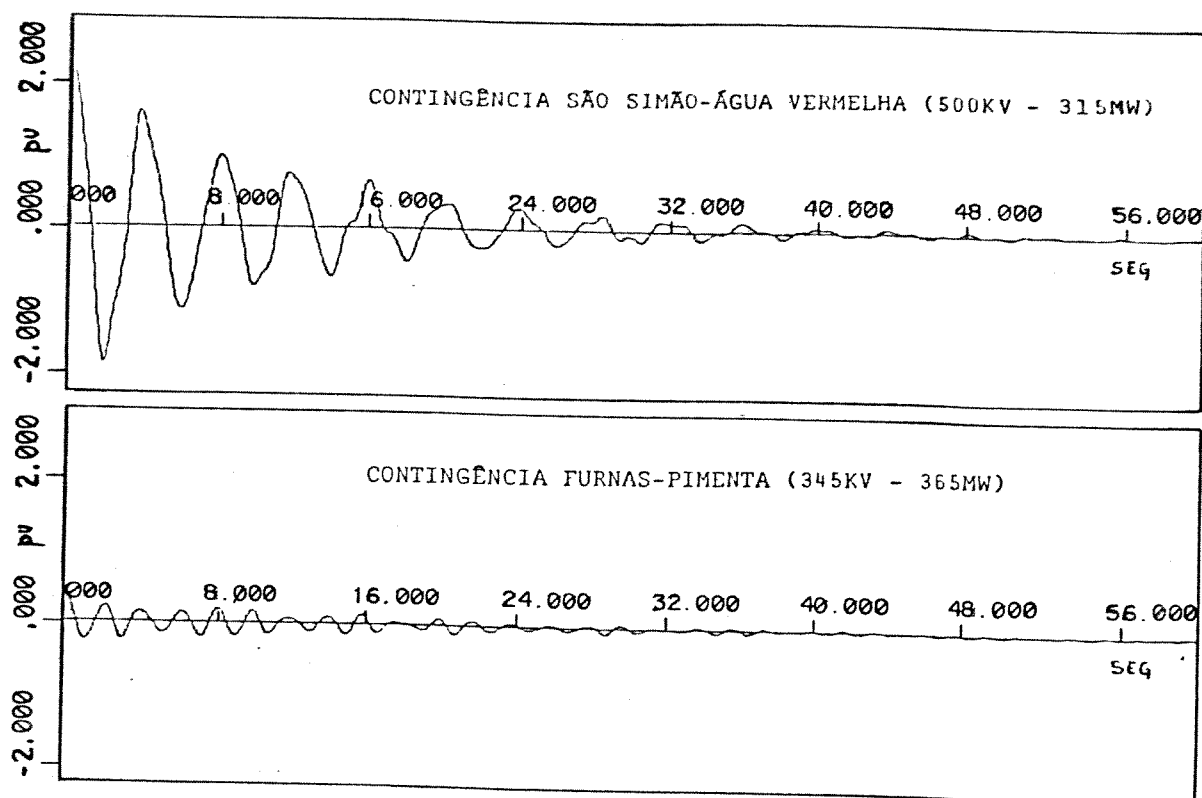
CC - FLUXO DE CARGA CC.  
DIN - SIMULAÇÃO DINÂMICA.

Tabela 5.5 - Estado final - Sistema S3 em contingência de linha.

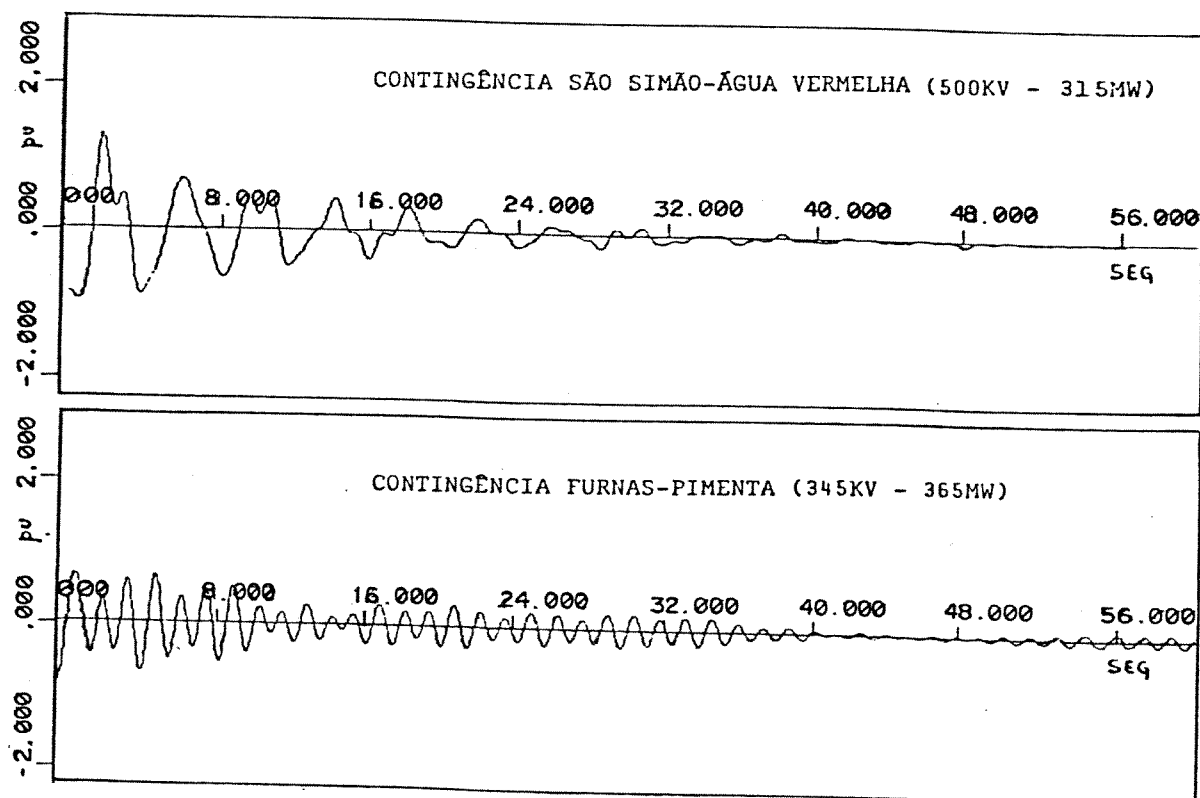
Na figura 5.19 apresentam-se curvas de oscilação da potência de intercâmbio no sistema S18 para duas saídas de linhas. Na parte "a" observam-se as oscilações desencadeadas no intercâmbio da área CESP, devido às saídas da linha São Simão - Agua Vermelha (500 kV - 315 MW) e Furnas - Pimenta (345 kV - 365 MW).

Na parte "b" vêem-se as oscilações de intercâmbio da área Furnas para as mesmas contingências.

É interessante notar que, do ponto de vista dinâmico, a contingência de perda da linha de menor carregamento (menor fluxo e maior capacidade) provoca maiores oscilações no sistema. Isso mostra a importância de um modelo de simulação dinâmica na avaliação das condições de segurança da operação do sistema interligado, uma vez que os critérios estáticos, nesse exemplo, não dão idéia da severidade efetiva da contingência durante o transitório.



a) Efeito sobre o intercâmbio da CESP .



b) Efeito sobre o intercâmbio de FURNAS.

Fig. 5.19 - Oscilações no sistema S18 causadas por saída de linha.

### 5.4.3 Utilização de Controle Discreto

Até aqui foram analisadas algumas características do comportamento dinâmico do sistema, considerando a atuação contínua do controle suplementar. Entretanto, conforme foi apresentado no capítulo 1, os modernos sistemas de controle inteiramente digitais executam as ações do CAG em intervalos discretos de tempo. Nesses sistemas, a frequência, os intercâmbios e as potências dos geradores são medidos e enviados ao Centro de Controle em intervalos que podem variar de dois a quatro segundos [32], ou seja, no mínimo a cada dois segundos estes sinais estão disponíveis nos Centros.

Uma vez disponíveis, estes valores são fornecidos à subrotina do CAG, a qual calcula o ECA, consumindo com isso uma pequena fração de tempo. O sinal do ECA pode conter fortes componentes aleatórios, correspondendo a variações (de alta frequência) aleatórias de carga, as quais devem ser filtradas com o intuito de se evitarem ações desnecessárias do controle. Lógicas para decidir quando ações de controle devem ser ou não realizadas, de acordo com a magnitude do ECA, também são necessárias, uma vez que valores muito pequenos do ECA geralmente indicam que tudo está normal e as ações de controle podem ser atrasadas. Outras lógicas também devem ser realizadas antes que qualquer ação de controle seja efetivada (lógica de detecção de falha de telemedicação e de não acompanhamento do sinal emitido, quando o mesmo excede a capacidade de resposta da unidade). Todos estes fatores contribuem para que o sinal de controle a ser emitido se atrase com relação ao sinal de ECA obtido. Este atraso é, geralmente, da ordem de dois a três segundos.

Com o objetivo de se verificar a influência deste processo de discretização, foram elaborados testes nos quais o sinal obtido em intervalos de dois segundos produz uma ordem de controle para as unidades, dois segundos após, ou seja, há um atraso de dois segundos entre a obtenção do ECA e a correspondente ordem de controle. Durante os dois segundos que decorrem entre a obtenção do novo valor do ECA e a correspondente alteração da ordem de comando, o sinal de ECA permanece fixo no valor anterior e a ordem de controle é continuamente emitida, conforme pode-se ver

nas curvas de sinal amostrado.

De acordo com os resultados obtidos para o processo de discretização em questão, (fig. 5.20), constata-se que ele, (comparativamente aos resultados apresentados na figura 5.14), praticamente não altera o comportamento dinâmico do sistema para o controle suplementar do tipo I, enquanto que, para controle tipo PI, observa-se que:

- ocorre uma nítida redução no efeito de amortecimento proporcionado pelo controle proporcional.

A redução do amortecimento do controle PI, produzido pelo processo de discretização, é consequência da amostragem do sinal do ECA. A cada nova amostragem, o ganho proporcional aplicado ao valor amostrado (fig. 5.20B - ECA - sinal amostrado) introduz um degrau no sinal a ser enviado à unidade (ECU-Erro de Controle da Unidade, obtido de acordo com a eq.2.4). Estas diferenças causarão um aumento das oscilações nos fluxos de intercâmbio, de forma similar às que seriam causadas por variações aleatórias (cíclicas) de carga de alta frequência (no caso, a cada dois segundos). Esse problema pode ser amenizado introduzindo-se uma função exponencial, com uma constante de tempo, de forma a suavizar os sucessivos degraus; a função exponencial é considerada uma boa forma de se reduzirem os efeitos do processo de discretização (inclusive ruídos) sobre controles do tipo proporcional [16].

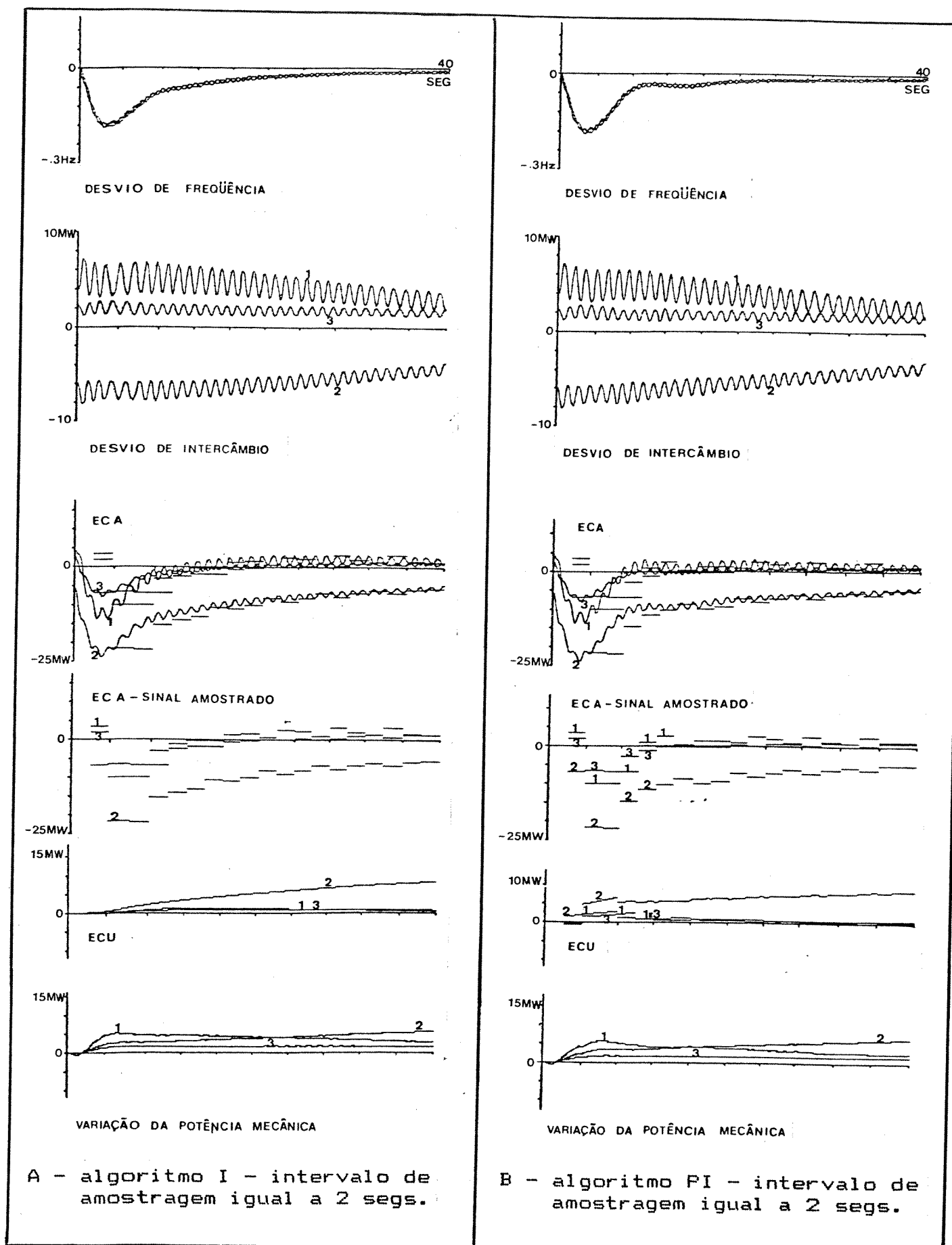


Fig.5.20 - Efeito do processo de discretização na atuação do controle suplementar - operação TLB (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

#### 5.4.4 Utilização de Sinais Estabilizantes e Filtragem

A observação de oscilações eletromecânicas de baixa frequência, com baixo amortecimento ou até mesmo negativo, tem motivado uma série de estudos [82, 83, 84, 85, 86, 87] com o intuito de se indentificarem as fontes de amortecimento negativo e formas de se reduzi-lo ou eliminá-lo através da introdução de amortecimento positivo. Estas oscilações vêm sendo observadas na operação normal de diversos sistemas e têm imposto restrições operativas aos mesmos. Dois sistemas que operem satisfatoriamente quando isolados podem vir a apresentar sérios problemas quando da sua interligação [85, 87, 88], dando origem a oscilações de fluxo nas linhas (internas e de intercâmbio) que por sua vez limitam a capacidade das mesmas ou até provocam seus desligamentos.

A frequência das oscilações dependem do grau de acoplamento existente entre as máquinas e de suas respectivas inércias, da intensidade da perturbação inicial, da influência dos reguladores de velocidade e de tensão, e de subseqüentes ações, tais como rejeição de carga e desligamento de linhas e/ou geradores [26, 87]. As oscilações observadas apresentam períodos que podem variar desde .5 seg. (2Hz), correspondendo à oscilação de um gerador contra o resto do sistema, a até 10 seg. (.1Hz) correspondendo à oscilação existente entre grupos de máquinas ou entre áreas interligadas por linhas de pequena capacidade (linhas fracas) [82, 83].

O amortecimento do sistema provém de várias fontes [84, 89]: turbinas, cargas elétricas, reguladores de velocidade e de tensão, resistores de frenagem e enrolamentos amortecedores. A introdução de amortecimento positivo, necessária para se aumentar a estabilidade do sistema, reduzir o desgaste dos reguladores de velocidade e possibilitar menores tempos de resposta para o CAG, pode ser efetuada através das diversas fontes acima citadas. Mesmo no caso de hidrogeradores, considerados como as principais fontes de amortecimento negativo, devido ao inerente atraso de resposta (conseqüente do servosistema e da inércia da coluna d'água), é possível obter-se amortecimento através do uso de sinais adequados [85, 86]. A análise que agora se segue, é uma pequena contribuição ao estudo de modos de se introduzir

amortecimento adicional na forma de sinais estabilizantes ou filtragem dos sinais de controle existentes.

Para cada unidade geradora podem-se definir três laços principais de controle, a saber:

- 1- Laço natural da máquina com a rede;
- 2- Laço do controle primário;
- 3- Laço do controle suplementar.

Cada um desses laços permite caracterizar modos típicos de oscilação e apresenta um determinado potencial para a introdução de amortecimento [90].

#### **- Laço do controle suplementar**

Já se observou que a introdução do ganho proporcional no laço 3 torna o amortecimento mais efetivo sobre as oscilações de frequência e intercâmbio (ver figura 5.14). Constatou-se também que há limitações no aumento desse ganho proporcional e, portanto, do amortecimento que esse laço pode introduzir sem prejudicar os demais laços.

Uma vez que o controle suplementar utiliza os sinais de frequência e de intercâmbio combinados através do ECA, é interessante comparar o potencial de amortecimento que pode ser introduzido separadamente por cada uma dessas realimentações. A figura 5.21 mostra o resultado de se aplicar o controle proporcional separadamente sobre o sinal de frequência e de intercâmbio. Constata-se que o controle proporcional aplicado ao intercâmbio introduz amortecimento bem mais efetivo. Utilizando-se esse controle proporcional (com alto ganho-KP) em conjunto com o controle integral convencional do ECA resultam, para o mesmo sistema testado, as curvas da figura 5.22. A diferença entre as curvas 5.22A e B está na utilização em B de uma função de transição (função exponencial [16]) para variações bruscas do controle proporcional, as quais são prejudiciais à dinâmica do CAG. O efeito dessa medida pode ser observado principalmente no erro de controle de usina (ECU) e na potência mecânica, que apresentam transições mais suaves às custas, entretanto, de uma redução do amortecimento das oscilações.

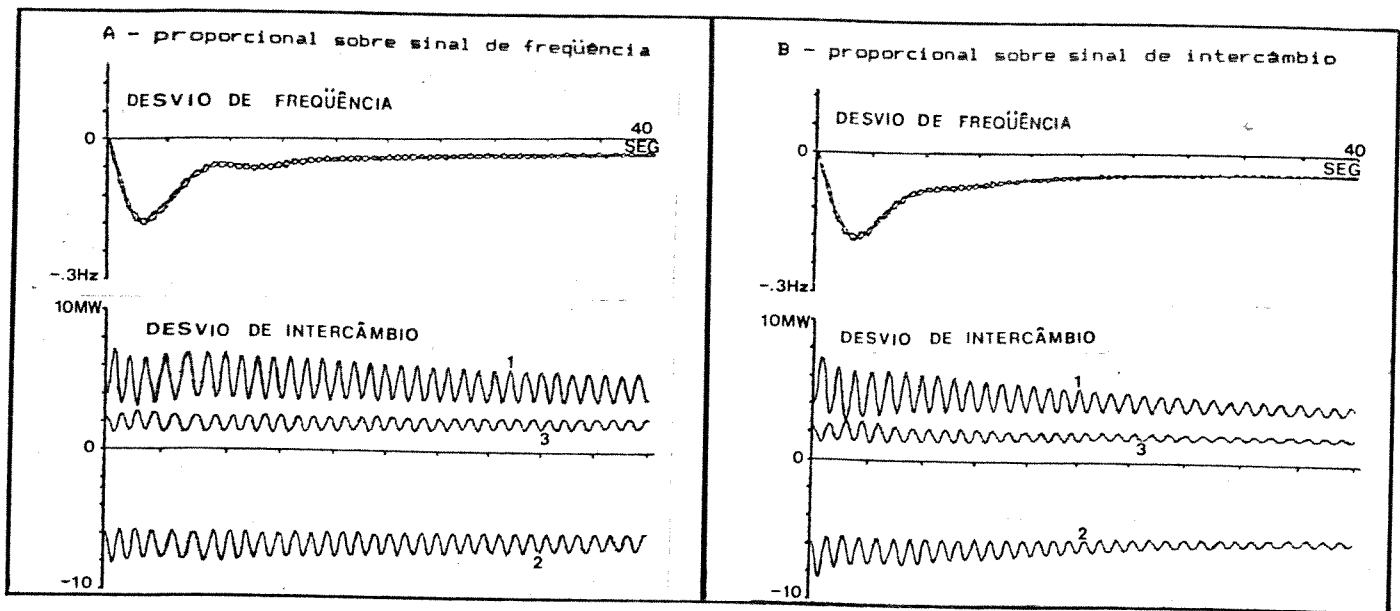


Fig.5.21 - Atuação do controle suplementar com algoritmo proporcional ( $K_P = .2$ ,  $K_I = 0$ ) (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

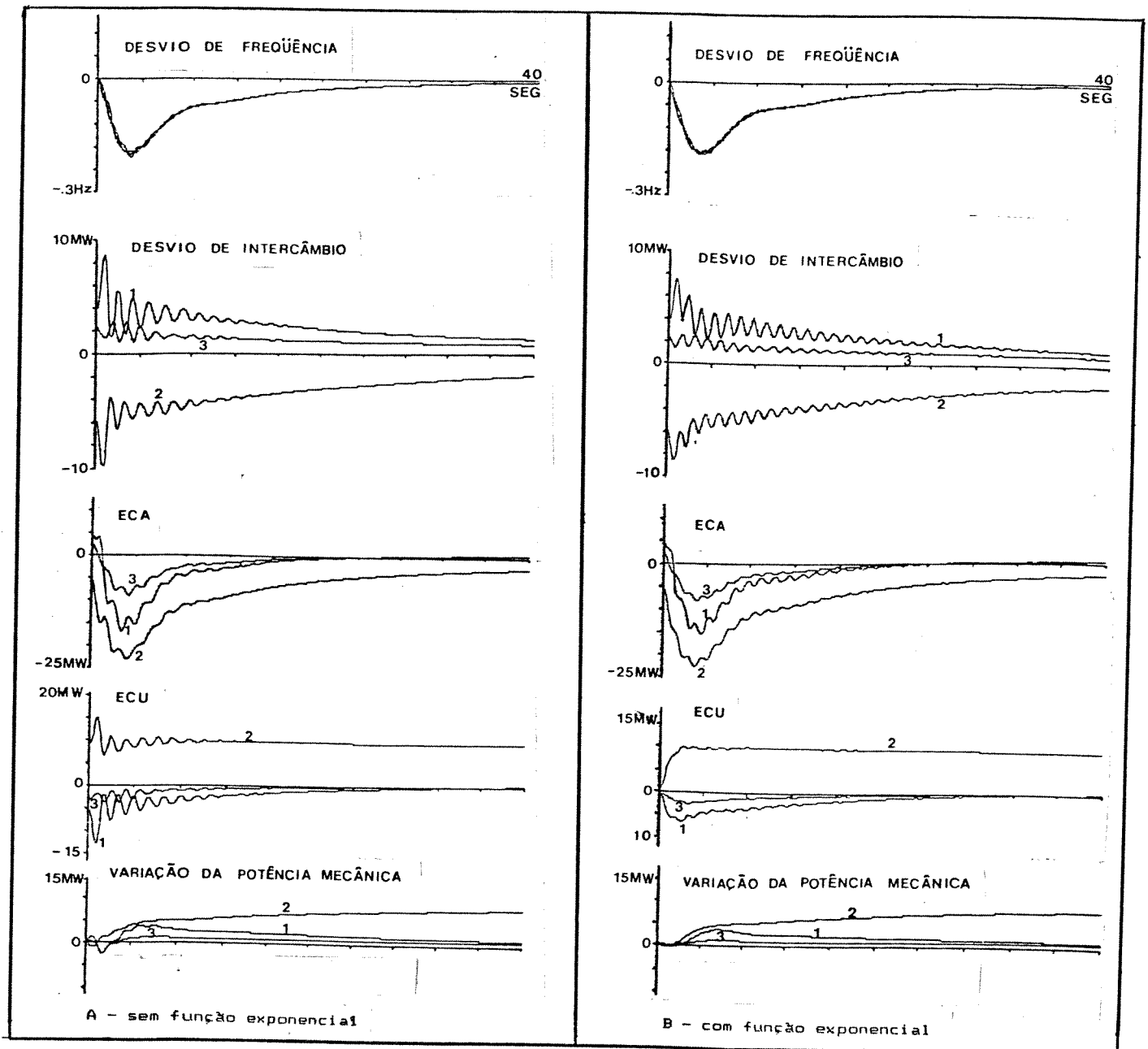


Fig.5.22 - Atuação do controle proporcional sobre intercâmbio (ganho  $K_P=1.5$ )-controle I sobre o ECA (ganho  $K_I=.02$ ) (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

Uma outra limitação desta forma de controle, como será mostrado mais adiante, está relacionada com a existência de problemas de ordem prática para enviar esse sinal adicional (gerado no centro de controle), que será utilizado nas diversas usinas da área.

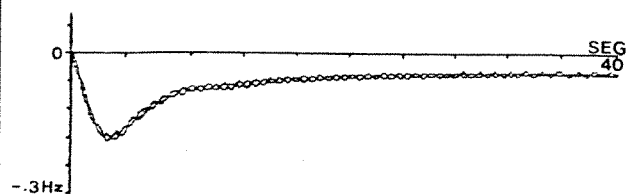
#### - Laço do controle primário

Para avaliar o potencial de amortecimento que pode ser introduzido através do laço 2 foi utilizado um processo de filtragem do sinal da frequência de realimentação. A idéia reside no seguinte: uma vez que, no teste anterior, se constatou que o controle proporcional sobre a frequência exerce pouco amortecimento, pode-se supor que o aumento do ganho do controle primário ( $1/R$ ) não vai produzir o efeito desejado. No entanto, sendo o controle primário um controle proporcional, as oscilações contidas no sinal de frequência são ampliadas e introduzidas no regulador de velocidade, comandando oscilações na abertura da válvula da turbina. A utilização de um filtro no sinal de frequência permite eliminar as variações rápidas e enviar ao regulador de velocidade a variação média da frequência. Para o teste mostrado na figura 5.23B foi utilizado um filtro de primeira ordem com constante de tempo de 0.5 seg. Esse resultado, que corresponde à atuação apenas do controle primário (laço 2), deve ser comparado com a fig. 5.23A, onde não há o filtro. Percebe-se que efetivamente se introduz um amortecimento das oscilações e que o pequeno atraso, devido ao filtro, não prejudica o desempenho do controle primário. Esse recurso é de fácil aplicação prática, pois só depende da instalação de um filtro de frequência em cada usina.

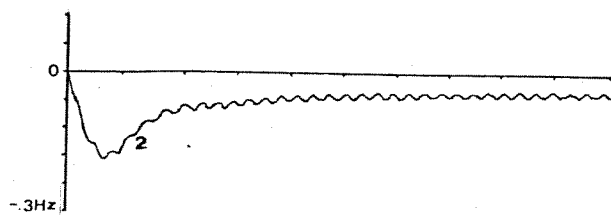
#### - Laço natural da máquina com a rede

A introdução de amortecimento no laço 1 é mais complicada, pois é a malha de potência elétrica da máquina que está em jogo. Por ser uma malha com menores constantes de tempo, ações rápidas podem ser exercidas por esse laço, amortecendo as oscilações, já nos primeiros ciclos. Duas formas usuais são utilizadas para introduzir amortecimento nesse laço:

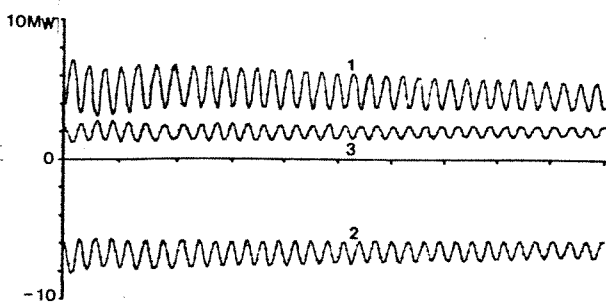
i - chaveamento de resistores de frenagem ("braking resistors");



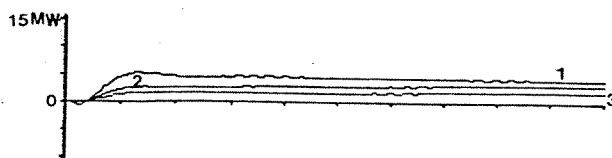
DESvio DE FREQUÊNCIA



DESvio DE FREQUÊNCIA MAQ.-2

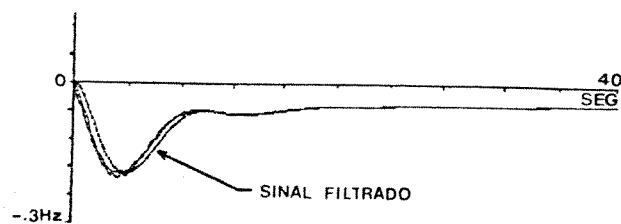


DESvio DE INTERCÂMBIO

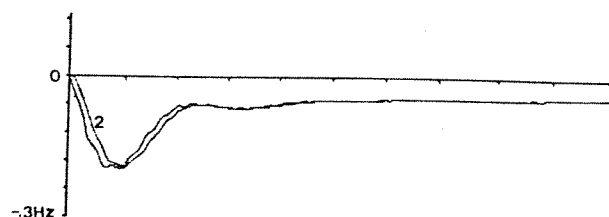


VARIAÇÃO DA POTÊNCIA MECÂNICA

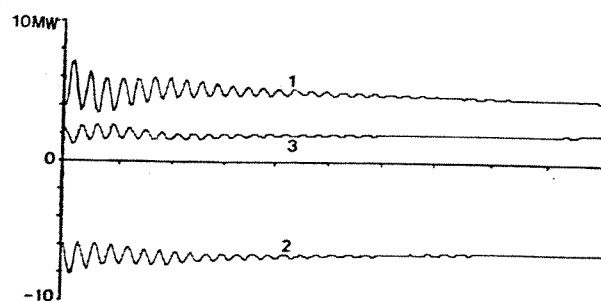
A - Controle primário sem inclusão de filtro.



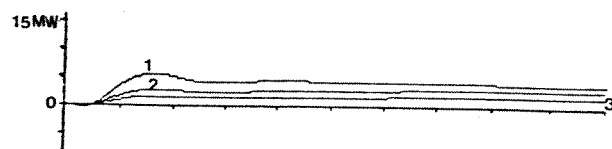
DESvio DE FREQUÊNCIA



DESvio DE FREQUÊNCIA MAQ.-2



DESvio DE INTERCÂMBIO



VARIAÇÃO DA POTÊNCIA MECÂNICA

B - Controle primário com a inclusão do filtro.

Fig. 5.23 - Efeito de amortecimento devido a inserção de filtro no controle primário.

ii- controle da potência através da tensão no gerador.

Na primeira forma, a potência acelerante é dissipada em resistores especiais, chaveados através de um processo sob controle de sensores de aceleração da máquina. Nesse caso a dissipação de potência é responsável pelo amortecimento das oscilações de frequência [91, 95].

Na segunda, a estabilização das oscilações é obtida pelo controle da potência gerada através da variação da tensão induzida pelo campo. Essa é a função dos clássicos estabilizadores de sistema de potência (PSS), já mencionados anteriormente. Esse processo exige a representação da malha de controle da excitação que usualmente não é considerada na modelagem do CAG.

Em pesquisas recentes têm-se procurado acoplar as malhas de controle de tensão ao CAG, ampliando assim as possibilidades do controle de sistemas interligados e da respectiva simulação dinâmica [91, 92, 93]. Esses estudos, porém, não foram incluídos neste trabalho. A figura 5.24 mostra o amortecimento obtido pelo uso do controle da excitação, conforme descrito na referência [92].

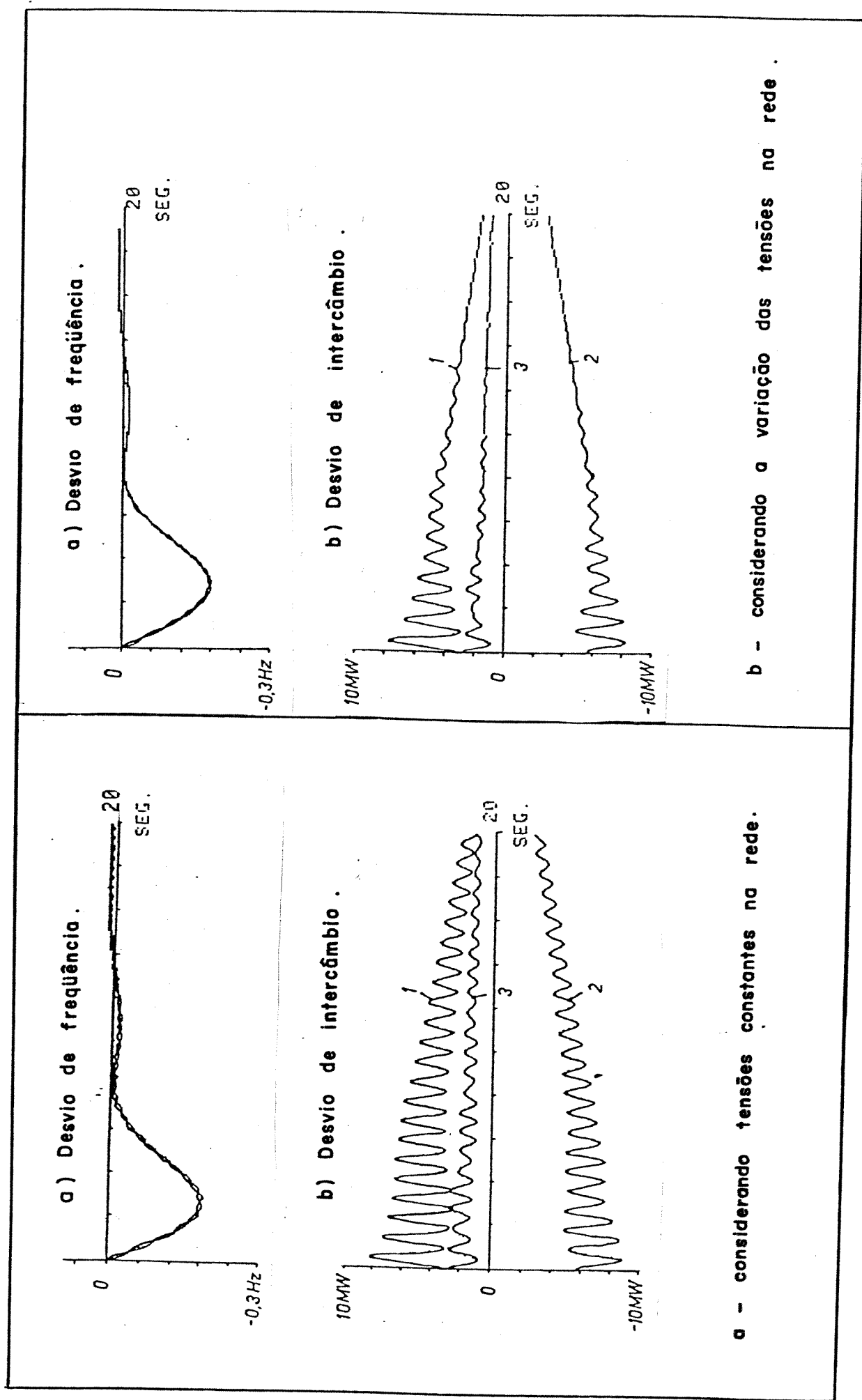


Fig. 5.24 - Efeito de amortecimento devido à variação das tensões .

#### 5.4.5 Efeito do Processo de Discretização sobre os Sinais Estabilizantes

Depois de se ter visto o efeito de amortecimento introduzido em cada laço de controle contínuo, resta confirmar esse efeito no caso real de controle discretizado. Conforme descrito no item 5.4.3, o controle discretizado, além de enviar as informações através de pulsos discretos, introduz atraso na comunicação entre o centro de controle e as usinas. O sinal estabilizante adicional, proposto para o laço 3 no item anterior, é discretizado a nível de simulação, da mesma forma que o ECA, isto é, pulsos de amostragem a cada dois segundos, enviados com atraso de dois segundos.

O resultado desse processo é mostrado na figura 5.25A, a seguir, de onde se verifica que a discretização, da mesma forma que, no controle PI, produz perda do efeito de amortecimento, antes existente (fig.5.22), a principal vantagem da utilização deste sinal, embora neste caso ainda seja possível uma redução rápida do desvio de intercâmbio, sem prejuízos ao controle da frequência.

A figura 5.25B apresenta o resultado da introdução do filtro de frequência no controle primário para o caso 2, da fig. 5.25A. Como pode ser observado, a utilização de ambos os sinais possibilita uma rápida redução dos desvios de frequência e intercâmbio além de um razoável amortecimento das oscilações entre os geradores. O resultado final da combinação destes sinais é uma sensível melhora no tempo de resposta, bem como na estabilidade do CAG.

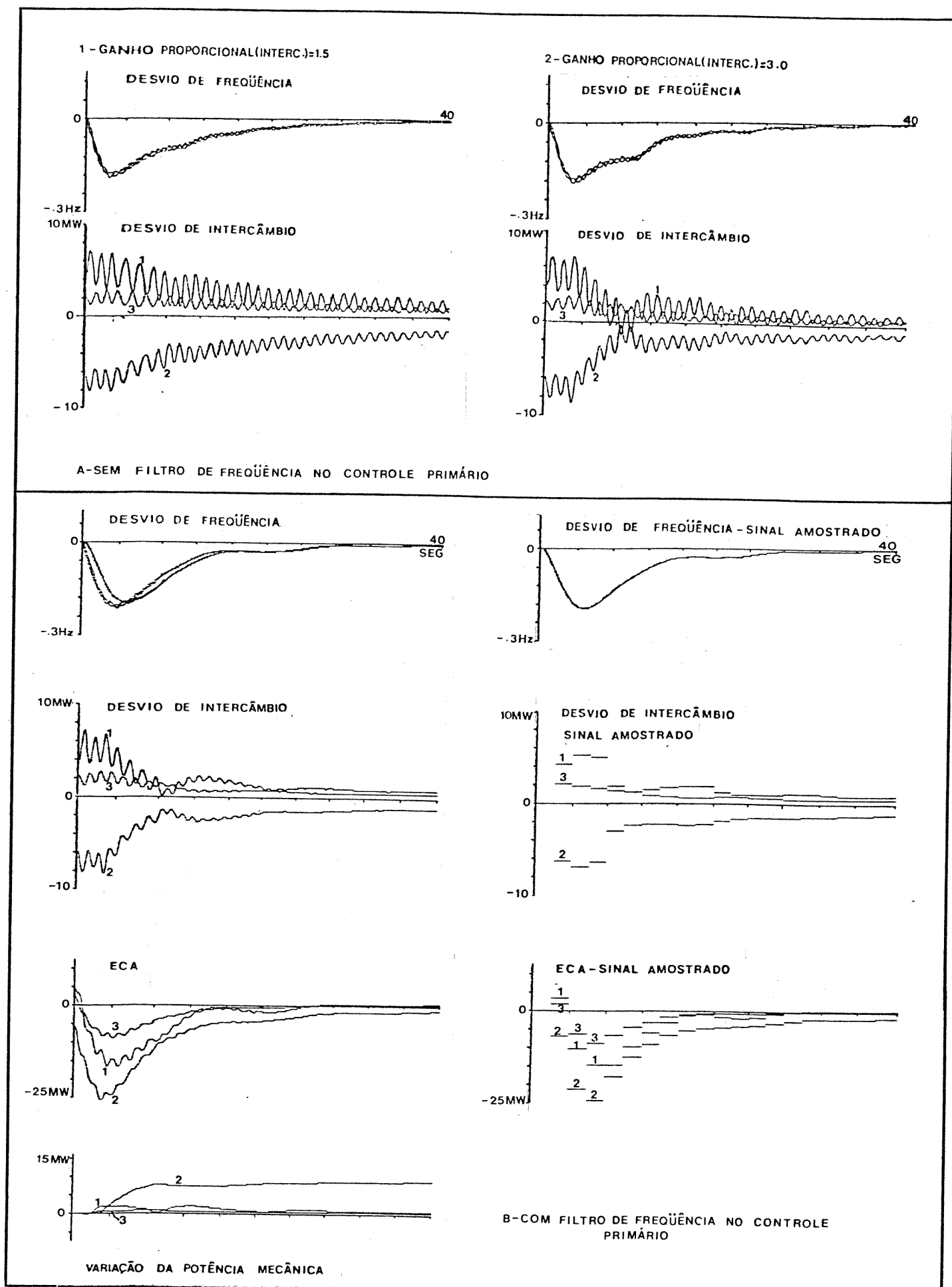


Fig. 5.25 - Efeito do processo de discretização na atuação do controle suplementar (TLB)-algoritmo I (ganho igual .02) - com controle proporcional sobre intercâmbio (perturbação de 10 MW na barra 7 - sistema S3)

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

Durante um longo período os programas utilizados nos Centros de Operação tinham como principal objetivo a realização de estudos direcionados ao planejamento e à operação do sistema elétrico interligado. O aumento da complexidade dos sistemas interligados e, portanto, de sua operação, deu origem a um crescente interesse no desenvolvimento de simuladores, objetivando o treinamento de operadores [44, 64]. Esse treinamento visa a aumentar e acelerar a experiência do operador a respeito do comportamento de seu próprio sistema, principalmente nos modos infreqüentes de operação (alerta, emergência e restaurativo), durante os quais é essencial o bom desempenho do operador.

Uma das principais características desejadas para os atuais simuladores, entre os quais o do CAG [63], é a representação mais realística possível das propriedades estáticas e dinâmicas do sistema elétrico interligado. Esta característica também é importante quando da realização de estudos [79]. Dos resultados apresentados, fica evidente que, para se obter esta característica há a necessidade de se considerar a rede interligada nas simulações do CAG. A formulação proposta une as facilidades dos estudos de fluxo de carga CC com as características da modelagem dinâmica do CAG, o que se deve à representação da rede com sua topologia real mantida.

As principais contribuições do trabalho foram:

A avaliação, através da elaboração de testes de consistência, dos desempenhos dinâmico e de regime permanente do método de simulação proposto; a obtenção da correspondência, conforme apresentado no apêndice, entre a formulação pela matriz de coeficientes sincronizantes (modelo da rede interligada) e a representação clássica; a utilização de técnicas de esparsidade na formação e inversão da matriz de coeficientes sincronizantes possibilitando a simulação dinâmica de perturbações para sistemas de grandes proporções; a elaboração de testes ressaltando a importância da consideração da rede para o processo de simulação

dinâmica; a verificação da influência dos parâmetros do processo de controle (primário e secundário) na resposta dinâmica do sistema interligado; a obtenção de um sinal estabilizante que, em conjunto com filtros, possibilita melhorar o desempenho e o tempo de resposta do CAG, sem prejuízos das funções do controle; e a simulação de contingências em linhas de transmissão.

Os resultados de simulação apresentados neste trabalho mostram também que a modelagem proposta é mais apropriada que a clássica, tanto na realização de estudos quanto no uso em simuladores para treinamentos de operadores. Entretanto, considera-se que, para serem mais realísticas, tais simulações deveriam levar em conta, entre outras, a influência das não linearidades (faixa morta dos reguladores de velocidade e faixa de insensibilidade do CAG, limites operacionais, etc.) e das malhas de controle de tensão, as quais, de acordo com diversos trabalhos [81, 90, 91, 92, 93], afetam de forma significativa a dinâmica do CAG.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1 ] Vinhas, A.V., "Contribuição ao Estudo do Controle Automático de Geração", Tese Mestrado, 1983, FEC, UNICAMP
- [2 ] S.A. Ortiz, "The Development of Interconnected Power Systems and Energy Control Centers in the United States and Brazil", Computerized Operation of Power Systems - Edited by S.C. Savulescu, Elsevier, pp. 272-287, 1976.
- [3 ] "Fundamentals of Supervisory of Control Systems", IEEE Tutorial Course no.81 EH0 188-3 - PWR, 1981.
- [4 ] K. Premur, H. Wahl, "Control Task of Dispatching Systems in Power Networks", Brown Boveri Review, Vol.66, pp.150-157 Mar.1979
- [5 ] J.R.Silva e M.F.Gomes, "Funções dos Centros de Operação em Sistemas de Subtransmissão", VI SNPTEE, Grupo V, GPC-15, Balneário Camboriú, SC, 1981.
- [6 ] Working Group, Computer Relaying Subcommittee, "Central Computer Control and Protection Functions", IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-97, pp.166-182, Jan/Feb.,1978.
- [7 ] R.T.Curto, "Power System Operating Problems We Face Today", Proceed.of an Engineering Foundation Conference - Power System Planning and Operations: Future Problems and Research Needs - EPRI EL - 377 - SR, pp. 4.9 - 4.24.
- [8 ] E.Mariani, L.Wiklund, "Hierarchical Organization of Control Centres", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio Janeiro, pp. 319-326, Jul. 1985.

- [9] L.Kameyama, S.T.Ribeiro, P.A.L.Almeida, "Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada - SINSC", 2o.Congresso Nacional de Automação Industrial - CONAI, Rio Janeiro Nov/85.
- [10] E.V.L.M.Godim, F.J.I. Sanz, G. Fraifeld, "Expansão do Sistema de Supervisão e Controle de Furnas", FUR002SC01 - Textos Seleccionados sobre Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos - Jan.1985.
- [11] J.A.Rodrigues, J.C.C.Lisbôa, "Computer Configurations for Energy and Load Dispatch Control Systems: a Brief Qualitative Analysis", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, RJ, pp 337-344, jul 1985.
- [12] E.Handschin, C.Bongers, "Theoretical and Practical Considerations in the Design of State Estimators for Electric Power Systems", Computerized Operation of Power Systems-Edited by S.C.Savulescu, Elsevier, pp.104-136,1976.
- [13] R.Podmore, N.M.Peterson, K.N.Stanton, "Economic Dispatch and Scheduling", IEEE Tutorial Course No.TU0010-9-PWR, pp. 28-36,1977.
- [14] H.Glavitsh and J.Stoffel, "Automatic Generation Control", Electrical Power & Energy Systems, Vol.2, No.1, Jan, 1980.
- [15] F.P.De Mello,"Dinâmica e Controle de Geração", série PTI, Sta. Maria, R.S., 1979.
- [16] M.J.H. Sterling, "Power System Control", Peter Peregrinus Ltd, 1978.
- [17] A.J.Wood, B.F.Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sons, New York, N.Y.
- [18] A.Azuma, J.K.E.Burr, "Características de Operação de uma Usina Termoelétrica num Sistema Predominantemente Hidroelétrico", SNPTEE, GPT-02, São Paulo, 10/15 abril, 1972.

- [19] IEEE Committee Report, "Present Practices in the Economic Operation of Power Systems", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-90, pp. 1391-1399, July/Aug., 1971.
  
- [20] B.Fardanesh, F.E.Villaseca, "Two - Step Optimal Generation Scheduling", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, RJ., pp. 91-97, 1985.
  
- [21] IEEE Working Group on Operating Economics, "Economy-Security Function "Computers in Power: A Welcome Invader", IEEE Spectrum, pp. 51-57, Feb, 1985.
  
- [23] Pennsylvania - New Jersey - Mac Energy Systems, RJ., pp. 91-97, 1985.
  
- [21] IEEE Working Group on Operating Economics, "Economy-Security Function Maryland Unit Commitment Task Force, "Unit Commitment Start-Stop Scheduling in the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection", Proc.1969 PICA Conference, Denver, Colo., pp. 127-132, May.
  
- [24] H.Cevtko, "Control of Hydro Power Plants-an Integral Part of Supervisory Network Control", Brown Boveri Review, pp. 438-443, Set/Oct, 1984.
  
- [25] D.L. Becker, "Load Manegement Direct Control: Fact or Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-1, No.1, Feb., 1986.
  
- [26] R.D.Dunlop, D.N.Ewart, "System Requirements for Dynamic Performance and Response of Generating Units", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol PAS-94, pp. 838-849, May/June, 1975.
  
- [27] Roy Billinton and Ronald N.Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Publishing Limited, London, 1984.

- [28] K.Reichert, G. Schaffer, R. Marculin and F. Wettstein, "Optimal Control of Hydro-Electric Powers Plants - Problems, Concepts, Solutions", Brown Boveri Review, Vol 64, pp. 388-397, Jul, 1977.
- [29] A.H.EL-Abiad, "Power Systems Analysis and Planning", MacGraw-Hill, 1981.
- [30] N.Cohn, "Control of Generation and Power Flow of Interconnected Systems", Wiley, N.York 1966.
- [31] L.K.Kirchmayer, "Economic Control of Interconnected Systems", Wiley, N.York, 1959.
- [32] F.P.De Mello, J.M.Undril, "Automatic Generation Control", IEEE Tutorial Course No. TU0010-9-PWR, pp. 17-27, 1977.
- [33] R.G.Siegel, G.A.Seyfert, "A Coordinated SCADA/EMS Control Center for a Municipal Utility", Proceedings of the 1976 Control of Power Systems Conference and Exposition, IEEE Publication No. 76 CH1057-9 RE.5, pp.15-26.
- [34] T.E.Dy Liaco, "On Overview of Power System Control Centers", IEEE Tutorial Course No.TU0010-9-PWR, pp.5-16, 1977.
- [35] R.P.Schulte, D.E.Badley, "Problems Associated with Generator Load Following in System Operation", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-102, pp.1566-1569, Jun. 1983.
- [36] Xisto V.F., "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Eletrobrás, Editora Campus, R.J., 1984.
- [37] B.A.Wood Noronha, "Noções sobre o Controle de Geração", Apostila adaptada da publicação "Generation Dynamics and Control", F.P. De Mello.
- [38] G.Quazza, "Automatic Control in Electric Power Systems", Automatica, Vol.6, pp. 123-150, 1970.

- [39] "Automatic Generation Control and Economic Load Dispatch", Apostila de curso oferecido pela Siemens em Erlangen, 06.12.1982.
- [40] "Automatic Generation and Economic Load Dispatch Programs", Apostila da Brown Boveri
- [41] D.E.Spirk, "SRP's Supervisory Control System Updated", Transmission & Distribution, Vol. 30, pp. 28-38, Dez, 1978.
- [42] G.Schaffer, "Power Application Software for the Operation of Power Supply Systems", Brown Boveri Review, Vol.70, pp.28-35, Jan/Feb, 1983.
- [43] K.Frühaufer, P.Gafoner, K.Signer, "An Integrated Software System for Power - Operation-Control-and-Planning", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-101, Jan.1982.
- [44] L.f.Jarriel, "Training Simulator backs up Hong Kong Despaching", Modern Power Systems, pp. 43-47, April, 1986.
- [45] D.G.Franz, "Energy Control Center Data Acquisition and Communications Subsystem", IEEE Tutorial Course No. TU0010-9-PWR, pp.63-71, 1977.
- [46] E.Hungerbühler, K.J.Jeppesen, "Becos 32-A New Power Control System", Brown Boveri Review, June, 1985.
- [47] W.Bäschlin, "Long-Distance Data Transmission for Power System Control", Brown Boveri Review, Vol. 70, pp. 93-97, Jan/Fev, 1983.
- [48] D.J.Gaushell, "Automating the Power Grid", IEEE Spectrum, pp. 39-45, Oct. 1985.
- [49] Y.S.Sherif, S.S.Zahir, "Communication Systems for Load Management", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-104, No.12, pp. 3330-3337, 1985.

- [50] F.H.Kemper G., D.Cáceres R., L.Aranda A., F.A.Pereira, "Projeto de Sistemas de Supervisão e Controle Digital Aplicados a Sistemas de Potência", VIII SNPTEE, Grupo V-GPC-03, São Paulo, 1986.
- [51] G.Schellstede, "Experience with System Configurations and Solutions as well as Trends in Control Center Projects", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, pp. 345-353, Jul, 1985.
- [52] D.B.Goudie, M.Davis, A.Spatz, "The Becontrol Family of Supervisory Network Control Systems", Brown Boveri Review, Vol. 71, pp. 406-415, Set/Out, 1984.
- [53] J.A.Muheim, "Procontrol 160 - Brown Boveri's Distributed Computer Control System", Brown Boveri Review, Vol. 72, pp. 285-291, Jun, 1985.
- [54] F.Zipfel, K.Signer, "Automation and Control in Power Systems, Using as an Example the Riyadh Load Dispatching Centre", Brown Boveri Review, Vol. 68, pp. 236-243, Jan/Jul, 1981.
- [55] T.E.Dy Liaco, "Design Elements of the Man-Machine Interface for Power System Monitoring and Control", Computerized Operation of Power Systems-Edited by S.C.Savulescu, Elsevier, pp. 21-33.
- [56] M.Hutzli, M.Huynen and K.Mutter, "Central Supervisory Control of the Gas-Turbine Power Plant Riyadh 8", Brown Boveri Review, Vol. 71. pp. 444-450, Nov/Dec., 1984.
- [57] "SINAUT-Network Control System LS3", Siemens.
- [58] J.A.Muheim, "Man Machine Interface for Control Rooms of Power Supply Networks", Brown Boveri Review, Vol. 63, pp. 550-559, Set, 1976.

- [59] B.Lacoste, H.U.Luscher, K.Ebert, "Supervisory Network Control Systems BECONTROL 30 and 40 for Interconexión Eléctrica S.A., Medellín, Colombia, "Brown Boveri Review, Vol.71 pp. 432-436, Nov/Dec., 1984.
- [60] R.Frost, M.Huynen, U.Stahl, "Becos 30 Software System for Large Dispatching Centres" Brown Boveri Review, Vol.66, pp. 188-196, Mar, 1979.
- [61] G.Schaffer, K.Signer, U. Stahl, "Computer Control of Power Systems", Brown Boveri Review, Vol. 68, pp. 108-112, Mar/Apr, 1981.
- [62] M.S.Blynn, J.N.Boucher, "The Computer Subsystem", IEEE Tutorial Course No. TU0010-9-PWR, pp.48-62, 1977.
- [63] K.Ebert, H.P.Muhlethaler, "Automatic Generation Control and the Training Simulator-Two Vital Features of BECONTROL", Brown Boveri Review, pp. 416-421, Sep/Oct., 1984.
- [64] R. Podmore, J.C.Giri, M.P.Gorenberg, J.P.Britton, N.M.Peterson, "An Advanced Dispatcher Training Simulator", IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-101, No. 1, Jan., 1982.
- [65] R.G.Rice, G.W.Stagg, "Application Program Design Criteria for the Southern Company Control System", Proc. 1973 PICA. Conference, Minneapolis, Minnesota, pp. 128-134, June 4-6, 1973.
- [66] J.Lepecki, "Controle de Frequência dos Sistemas Elétricos", Curso de Sistemas Elétrico, V-1, Escola de Engenharia da UMG-Eletróbrás, Instituto de Eletrotécnica, Belo Horizonte, MG, 1964.
- [67] Monticelli, A.J., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blucher, SP, cap.2., 1983.
- [68] Elgerd, O.I."Electric Energy Systems Theory", MacGraw-Hill, N.York, 1971.

- [69] Berg, G.J.; Kar, A.K., "Model Representation fo Power System Loads", IEEE 7th PICA Conference, 1971.
- [70] EPRI, "Power System Dynamic Analysis - Phase I", Final Report, Boeing Computer Services, 1977.
- [71] Venikov, V., "Transient Processes in Electrical Power Systems", MIR Publishers, 1980.
- [72] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-92, Nov./Dec. 1973, pp. 1904-1915.
- [73] Z.Souza; R.D.Fuchs, A.H.Moreira Santos, "Centrais Hidro e Termelétricas", Edgard Blucher, SP, 1983.
- [74] A.J.Macintyre, "Máquinas Motrizes Hidráulicas", Guanabara Dois, RJ, 1983.
- [75] Soares, J.M.C., "Identificação Experimental, Simulação e Ajuste de Regulação de Reguladores de Velocidade de Usinas Hidrelétricas com Verificação em Testes de Campo", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 1982.
- [76] C.Concordia, "Interconnections", Electric Power & Energy Systems, Vol.3, No.3, pp.167-174, July, 1981.
- [77] M.H.Happ, "Power Pools and Superpools", IEEE Spectrum, pp. 54-61, March, 1973.
- [78] U.S.Department of the Interior Bureau of Reclamation, "Interconnected System Operation-Lesson No.XII", Training Course For Operating Personnel, Engineering and Research Center Division of Power Engineering, Denver, Colorado, Dec, 1975.
- [79] A.A.Fouad, "Long Range View of Sability Studies", Proceed. of an Engineering Foundation Conference-Power System Planning and Operations: Future Problems and Research Needs-EPRI EL-377-SR, pp.6.42 a 6.60, Feb.1977.

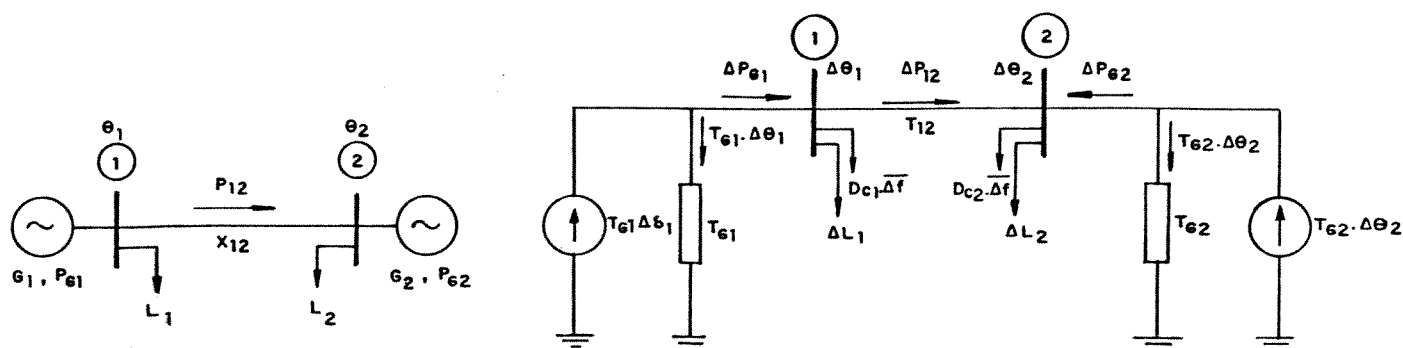
- [80] B.M.Weedy, "Sistemas Eléctricos de Potência", Editora Polígono 1973.
- [81] C.W.Taylor, K.Y.Lee, D.P.Dave, "Automatic Generation Control Analysis with Governor Deadband Effects", IEEE Trans. on PAS, Vol.PAS-98, pp. 2030-2036, Nov./Dec., 1979.
- [82] V.Arcidiacono, E. Ferrari, R.Marconato & F.Saccomanno, "Analysis of Factors Affecting the Damping of Low-Frequency Oscillations in Multimachine Systems", CIGRE, Paris, 26th Session, Paper 32-19, 1976.
- [83] C.Barbier, E.Ferrari, K.E. Johansson, "Questionnaire on Electromechanical Oscillation Damping in Power Systems Report on the Answers", Electra, No.64, pp. 59-90, 1979.
- [84] C.Concordia, "Effect of Prime-Mover Speed Control Characteristics on Electric Power System Performance", IEEE Trans. on PAS, Vol.Pas-88, pp 752-756, May, 1969.
- [85] F.R.Schleif, J.H.White, "Damping for the Northwest-Southwest Tieline Oscillations-An Analog Study", IEEE Trans.on PAS-85, pp.1239-1247, Dec., 1966.
- [86] F.R.Schleif, G.E.Martin, R.R.Angell, "Damping of System Oscillations with a Hydrogenerating Unit", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-86, pp. 438-442, April, 1967.
- [87] O.W.Hanson, C.J.Goodwin, P.L.Dandeno, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Intersystem Oscillations", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-87, pp. 1306-1313, May, 1968.
- [88] E.Epitropakis, V.Arcidiacono, E.Ferrari, R.Marconato, F.Saccomanno, T.Brkcic, "Results of Some Recent Measurements of Low-Frequency Oscillations in a European Power System with Longitudinal Structure", CIGRE, Paris, 26th Session, Paper 32-19A, 1976.

- [89] C.Concordia, "Performance of Interconnected Systems Following Disturbances", IEEE Spectrum, Vol.2, pp.68-80, June, 1965.
- [90] E.B.Shahrodi, A.Morched, "Dynamic Behaviour of AGC Systems Including the Effects of Nonlinearities", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-104, Dec., pp. 3409-3415, 1985.
- [91] Yao-Nan Yu, "Electric Power Systems Dynamics", Academic Press, N.York, 1983.
- [92] D.A.Alves, S.M.Deckmann, V.F. da Costa, A.V.Vinhas, "Estudos sobre Controle Automático de Geração Utilizando Modelo Dinâmico com Parâmetros Distribuídos", VIII SNPTTE, Grupo X, GOP, São Paulo, SP, 1986.
- [93] S.C.Tripathy, N.D.Rao and L.Roy, "Optmization of exciter and speed governor control parameters in stabilizing intersystem oscillations with voltage-dependent load characteristics", Electrical Power & Energy Systems, Vol.3, No.3, pp. 127-133, July, 1981.
- [94] K.Zollenkopf, "Bi-factorization, basic computation algorithm and programming techniques", J.K.Reid ed.-Large sparse sets of linear equations, págs.75 à 97, New York Academic Press, 1971.
- [95] O.Wasynzuk, "Damping Shaft Torsional Oscillations Using a Dynamically Controlled Resistor Bank", IEEE Trans.on PAS, Vol. PAS-100, pp.3340-3349, July, 1981.

## ANEXO

## RESPOSTA DINÂMICA DE UM SISTEMA DE DOIS GERADORES

O objetivo deste anexo é obter a função de transferência entre a perturbação e o desvio de frequência para o sistema da figura A.1, considerando apenas a atuação do controle primário de velocidade.



a - Esquema unifilar, caso básico.

b - Modelo incremental.

**Fig. A.1 - Duas máquinas operando em paralelo através de uma reatância  $X_{12}$ .**

O sistema em questão é composto por dois hidrogeradores, com reguladores com estatismo transitório, interligados por uma linha de reatância  $X_{ij}$ . O diagrama funcional correspondente pode ser visto na figura A.2.

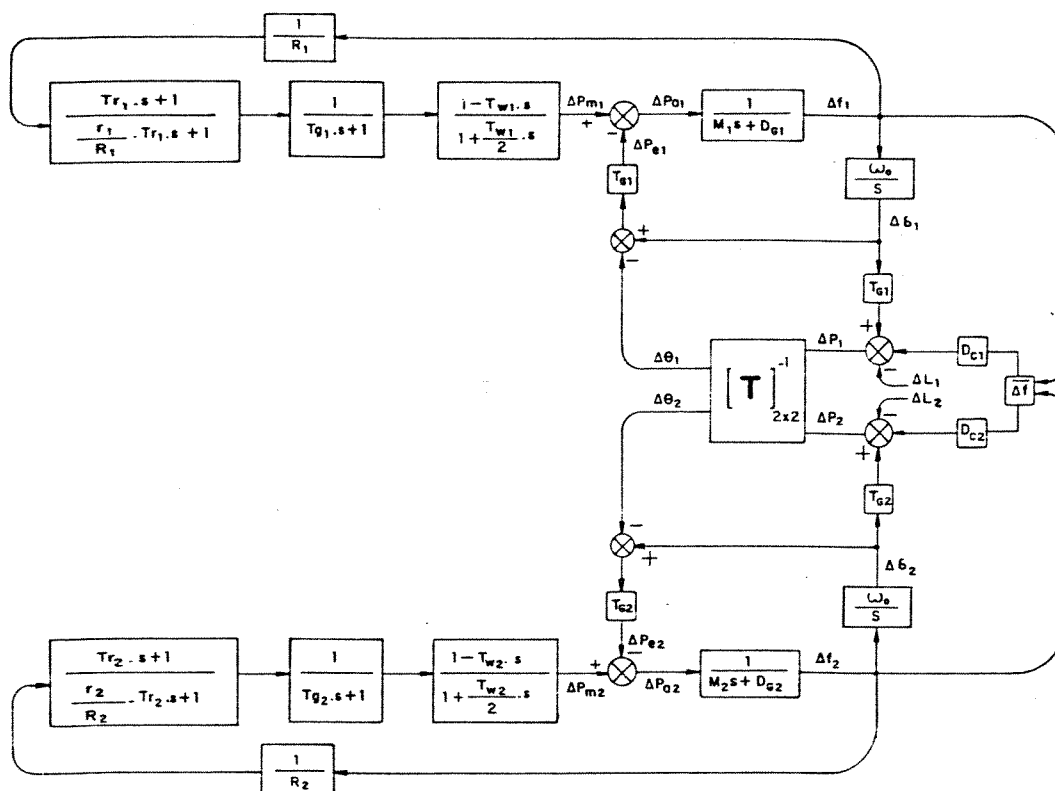


Fig. A.2 - Diagrama funcional de 2 geradores interligados (apenas controle primário)

As variações angulares são obtidas conforme equação (4.9):

$$[\Delta\theta] = [T]^{-1} \cdot [\Delta P] \quad (\text{A.1})$$

onde a matriz  $[T]$  e o vetor  $[\Delta P]$  (eq. 4.6), para entradas em graus, são:

$$[T] = \begin{bmatrix} T_{G1} + T_{12} & -T_{12} \\ -T_{12} & T_{G2} + T_{12} \end{bmatrix}$$

$$[\Delta P] = \begin{bmatrix} -\frac{\Delta L_1}{s} + T_{G1} \cdot \Delta \delta_1(s) - D_{C1} \cdot \overline{\Delta f} \\ -\frac{\Delta L_2}{s} + T_{G2} \cdot \Delta \delta_2(s) - D_{C2} \cdot \overline{\Delta f} \end{bmatrix}$$

Logo, a inversa da matriz  $[T]$ :

$$[T]^{-1} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} T_{G2} + T_{12} & T_{12} \\ T_{12} & T_{G1} + T_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_1 & T_3 \\ T_3 & T_2 \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

onde:  $\Delta = T_{12} \cdot (T_{G1} + T_{G2}) + T_{G1} T_{G2}$ .

Para o gerador 1, somador (I), tem-se:

$$\Delta P_{m1}(s) - \Delta P_{e1}(s) = (M_1 s + D_{G1}) \cdot \Delta f_1(s) \quad (A.3)$$

do somador (III), tem-se:

$$\Delta P_{e1}(s) = T_{G1}(\Delta \delta_1(s) - \Delta \theta_1(s)) = T_{G1} \left( \frac{\omega_o \cdot \Delta f_1(s)}{s} - \Delta \theta_1(s) \right) \quad (A.4)$$

Substituindo  $\Delta P_{e1}(s)$ ,  $\Delta \theta_1(s)$  (obtido em (A.1)) em (A.3) e fazendo  $\Delta P_{m1}(s) = -\Delta f_1(s) \cdot G_1(s)$  tem-se:

$$\begin{aligned} & -\Delta f_1(s) \cdot G_1(s) - T_{G1} \left( \frac{\omega_o \cdot \Delta f_1(s)}{s} \right) + \\ & + T_{G1} \left[ \left( -\frac{\Delta L_1}{s} + T_{G1} \cdot \frac{\omega_o \cdot \Delta f_1(s)}{s} - D_{C1} \cdot \overline{\Delta f} \right) T_1 + \right. \\ & + \left. \left( -\frac{\Delta L_2}{s} + T_{G2} \cdot \frac{\omega_o \cdot \Delta f_2(s)}{s} - D_{C2} \cdot \overline{\Delta f} \right) T_3 \right] = \\ & = \Delta f_1(s) \cdot (M_1 s + D_{G1}), \end{aligned} \quad (A.5)$$

onde  $\overline{\Delta f} = \frac{\Delta f_1 + \Delta f_2}{2}$ .

Reagrupando os termos em  $\Delta f_1(s)$  e  $\Delta f_2(s)$  tem-se:

$$\begin{aligned} \Delta f_1(s) (M_1 s^2 + s D_{e1} + T_{e1} + s \cdot G_1(s)) - \\ - \Delta f_2 \cdot T_{G1} (\omega_0 T_{G2} T_3 - s D'_{C2}) = - \Delta L_{e1} \end{aligned} \quad (A.6)$$

onde:

$$D_{e1} = D_{G1} + \frac{T_{G1}}{2} (T_1 \cdot D_{C1} + T_3 \cdot D_{C2})$$

$$T_{e1} = \omega_0 T_{G1} (1 - T_1 \cdot T_{G1})$$

$$D'_{C2} = \frac{1}{2} (T_1 \cdot D_{C1} + T_3 \cdot D_{C2})$$

$$\Delta L_{e1} = T_{G1} (T_1 \cdot \Delta L_1 + T_3 \cdot \Delta L_2)$$

Para o gerador 2, somador (II), tem-se:

$$\Delta P_{m2}(s) - \Delta P_{e2}(s) = (M_2 s + D_{G2}) \cdot \Delta f_2(s) \quad (A.7)$$

após o desenvolvimento análogo ao efetuado para equação (A.3), tem-se para equação (A.7):

$$\begin{aligned} -\Delta f_1(s) \cdot T_{G2} (\omega_0 T_{G1} T_3 - s D'_{C1}) + \\ + \Delta f_2(s) (M_2 s^2 + s D_{e2} + T_{e2} + s G_2(s)) = - \Delta L_{e2} \end{aligned} \quad (A.8)$$

onde:

$$D_{e2} = D_{G2} + \frac{T_{G2}}{2} (T_3 \cdot D_{C1} + T_2 \cdot D_{C2})$$

$$T_{e2} = \omega_0 T_{G2} (1 - T_2 \cdot T_{G2})$$

$$D'_{C1} = \frac{1}{2} (T_3 \cdot D_{C1} + T_2 \cdot D_{C2})$$

$$\Delta L_{e2} = T_{G2} (T_3 \cdot \Delta L_1 + T_2 \cdot \Delta L_2).$$

Das equações (A.6) e (A.8) obtêm-se para  $\Delta f_1(s)$ :

$$\begin{aligned}
& \Delta f_1(s) \left[ F_1 s^4 + F_2 s^3 + F_3 s^2 + F_4 s + F_5 + \overbrace{G_2(s) \cdot (M_1 s^3 + s^2 D_{e1} + s T_{e1})}^{(I)} + \right. \\
& + \overbrace{G_1(s) \cdot (M_2 s^3 + s^2 D_{e2} + s T_{e2})}^{(II)} + \left. \overbrace{s^2 G_1(s) \cdot G_2(s)}^{(III)} \right] = \\
& = -\Delta L_{e1} (M_2 s^2 + s D_{e2} + T_{e2} + s \cdot G_2(s)) - \Delta L_{e2} [T_{G1} (\omega_o T_{G2} T_3 - s D'_{c2})]
\end{aligned}
\tag{A.9}$$

onde:

$$\begin{aligned}
F_1 &= M_1 M_2 & F_2 &= M_1 D_{e2} + M_2 D_{e1} \\
F_3 &= M_1 T_{e2} + M_2 T_{e1} + D_{e1} D_{e2} - T_{e4} & F_4 &= D_{e1} T_{e2} + D_{e2} T_{e1} + T_{e3} \\
F_5 &= T_{e1} T_{e2} - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2 & T_{e4} &= T_{G1} T_{G2} D'_{c1} D'_{c2} \\
T_{e3} &= \omega_o T_{G1} T_{G2} T_3 (T_{G2} D'_{c1} + T_{G1} D'_{c2})
\end{aligned}$$

Para hidrogeradores com reguladores com estatismo transitório a função  $G_i(s)$  é dada por:

$$\begin{aligned}
G_i(s) &= \frac{(1 + s Tr_i) (1 - Tw_i s)}{(R_i + s r_i Tr_i) (1 + s Tg_i) (1 + \frac{Tw_i}{2} s)} = \\
&= \frac{(1 + s Tr_i) (1 - Tw_i s)}{P_i(s)}
\end{aligned}
\tag{A.10}$$

Desenvolvendo os termos (I), (II) e (III):

$$\begin{aligned}
(I) &= G_2(s) \cdot (M_1 s^3 + s^2 D_{e1} + s T_{e1}) = \\
&= \frac{F_6 s^5 + F_7 s^4 + F_8 s^3 + F_9 s^2 + T_{e1} s}{P_2(s)}
\end{aligned}
\tag{A.11}$$

onde :

$$F_6 = -M_1 Tr_2 Tw_2 \qquad F_7 = M_1 Tr_{e2} - D_{e1} Tr_2 Tw_2$$

$$F_8 = M_1 + D_{e1}Tr_{e2} - T_{e1}Tr_2Tw_2 \quad F_9 = D_{e1} + T_{e1}Tr_{e2}$$

$$Tr_{e2} = Tr_2 - Tw_2$$

$$\begin{aligned} (II) &= G_1(s) \cdot (M_2s^3 + s^2D_{e2} + sT_{e2}) = \\ &= \frac{F_{10}s^5 + F_{11}s^4 + F_{12}s^3 + F_{13}s^2 T_{e2}s}{P_1(s)} \end{aligned} \quad (A.12)$$

onde:

$$\begin{aligned} F_{10} &= -M_2Tr_1Tw_1 & F_{11} &= M_2Tr_{e1} - D_{e2}Tr_1Tw_1 \\ F_{12} &= M_2 + D_{e2}Tr_{e1} - T_{e2}Tr_1Tw_1 & F_{13} &= D_{e2} + T_{e2}Tr_{e1} \\ Tr_{e1} &= Tr_1 - Tw_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (III) &= s^2G_1(s) \cdot G_2(s) = s^2 \frac{(1+sTr_1)(1-sTw_1)(1+sTr_2)(1-sTw_2)}{P_1(s) \cdot P_2(s)} = \\ &= s^2G_1(s) \cdot G_2(s) = \frac{F_{14}s^6 + F_{15}s^5 + F_{16}s^4 + F_{17}s^3 + s^2}{P_1(s) \cdot P_2(s)} \end{aligned} \quad (A.13)$$

onde:

$$\begin{aligned} F_{14} &= Tw_1Tw_2Tr_1Tr_2 & F_{15} &= -Tw_2Tr_2Tr_{e1} - Tr_{e2}Tw_1Tr_1 \\ F_{16} &= Tr_{e2}Tr_{e1} - Tw_1Tr_1 - Tw_2Tr_2 & F_{17} &= Tr_{e2} + Tr_{e1} \end{aligned}$$

Desenvolvendo  $P_1(s) \cdot P_2(s)$ :

$$P_1(s) \cdot P_2(s) =$$

$$(R_1 + sr_{e1})(1 + sTg_1)(1 + s\frac{Tw_1}{2})(R_2 + sr_{e2})(1 + sTg_2)(1 - s\frac{Tw_2}{2})$$

$$P_1(s) \cdot P_2(s) =$$

$$(P_0s^4 + P_1s^3 + P_2s^2 + P_3s + 1)(R_1R_2 + sR_e + r_{e1} \cdot r_{e2}s^2) \quad (A.14)$$

onde:

$$P_0 = Tg_1 Tg_2 \frac{Tw_1}{2} \frac{Tw_2}{2}$$

$$P_1 = Tg_2 \frac{Tw_2}{2} Tg_{1e} + Tg_1 \frac{Tw_1}{2} Tg_{2e}$$

$$P_2 = Tg_2 \frac{Tw_2}{2} + Tg_1 \frac{Tw_1}{2} + Tg_{1e} Tg_{2e}$$

$$P_3 = Tg_{1e} + Tg_{2e}$$

$$Tg_{1e} = Tg_1 + \frac{Tw_1}{2}$$

$$Tg_{2e} = Tg_2 + \frac{Tw_2}{2}$$

$$r_{e1} = r_1 Tr_1$$

$$r_{e2} = r_2 Tr_2$$

$$R_e = r_{e1} R_2 + r_{e2} R_1$$

Desenvolvendo (A.14):

$$P_1(s) \cdot P_2(s) = P_4 s^6 + P_5 s^5 + P_6 s^4 + P_7 s^3 + P_8 s^2 + P_9 s + P_{10} \quad (A.15)$$

onde:

$$P_4 = r_{e1} r_{e2} P_0$$

$$P_5 = r_{e1} r_{e2} P_1 + R_e P_0$$

$$P_6 = r_{e1} r_{e2} P_2 + R_e P_1 + R_1 R_2 P_0$$

$$P_7 = r_{e1} r_{e2} P_3 + R_e P_2 + R_1 R_2 P_1$$

$$P_8 = r_{e1} r_{e2} + R_e P_3 + R_1 R_2 P_2$$

$$P_9 = R_e + R_1 R_2 P_3$$

$$P_{10} = R_1 R_2$$

Desenvolvendo  $P_1(s)$  e  $P_2(s)$ :

$$P_1(s) = P_{11} s^3 + P_{12} s^2 + P_{13} s + R_1 \quad (A.16)$$

onde:

$$P_{11} = Tg_1 \frac{Tw_1}{2} r_{e1}$$

$$P_{12} = Tg_{1e} \cdot r_{e1} + Tg_1 \frac{Tw_1}{2} R_1$$

$$P_{13} = r_{e1} + R_1 Tg_{1e}$$

$$P_2(s) = P_{14} s^3 + P_{15} s^2 + P_{16} s + R_2 \quad (A.17)$$

onde:

$$P_{14} = Tg_2 \frac{Tw_2}{2} r_{e2}$$

$$P_{15} = Tg_{2e} r_{e2} + Tg_2 \frac{Tw_2}{2} R_2$$

$$P_{16} = Tg_{2e} R_2 + r_{e2}$$

Substituindo as equações (A.11), (A.12) e (A.13) em (A.9) :

$$\left[ \begin{aligned} & (F_1 s^4 + F_2 s^3 + F_3 s^2 + F_4 s + F_5) + \frac{F_6 s^5 + F_7 s^4 + F_8 s^3 + F_9 s^2 + T_{e1} s}{P_2(s)} + \\ & + \frac{F_{10} s^5 + F_{11} s^4 + F_{12} s^3 + F_{13} s^2 + T_{e2} s}{P_1(s)} + \frac{F_{14} s^6 + F_{15} s^5 + F_{16} s^4 + F_{17} s^3 + s^2}{P_1(s) \cdot P_2(s)} \end{aligned} \right] \cdot$$

$$\cdot \Delta f_1(s) = -\Delta L_{e1} (M_2 s^2 + D_{e2} s + T_{e2} + s G_2(s)) -$$

$$- \Delta L_{e2} (T_{G1} (\omega_o T_{G2} T_3 - D'_{C2} \cdot s))$$

$$\left[ F_I(s) \cdot P_1(s) \cdot P_2(s) + F_{II}(s) \cdot P_1(s) + F_{III}(s) \cdot P_2(s) + F_{IV}(s) \right] \cdot$$

$$\cdot \frac{\Delta f_1(s)}{P_1(s) \cdot P_2(s)} = \Delta L_I(s) + \Delta L_{II}(s) \quad (A.18)$$

Desenvolvendo cada termo de (A.18):

$$F_I(s) \cdot P_1(s) \cdot P_2(s) =$$

$$= X_0 s^{10} + X_1 s^9 + X_2 s^8 + X_3 s^7 + X_4 s^6 + X_5 s^5 + X_6 s^4 + X_7 s^3 + X_8 s^2 + X_9 s + X_{10}$$

$$(A.19)$$

onde:

$$X_0 = F_1 P_4$$

$$X_3 = F_1 P_7 + F_2 P_6 + F_3 P_5 + F_4 P_4$$

$$X_1 = F_1 P_5 + F_2 P_4$$

$$X_4 = F_1 P_8 + F_2 P_7 + F_3 P_6 + F_4 P_5 + F_5 P_4$$

$$X_2 = F_1 P_6 + F_2 P_5 + F_3 P_4$$

$$X_5 = F_1 P_9 + F_2 P_8 + F_3 P_7 + F_4 P_6 + F_5 P_5$$

$$X_6 = F_1 P_{10} + F_2 P_9 + F_3 P_8 + F_4 P_7 + F_5 P_6 \quad X_9 = F_4 P_{10} + F_5 P_9$$

$$X_7 = F_2 P_{10} + F_3 P_9 + F_4 P_8 + F_5 P_7 \quad X_{10} = F_5 P_{10}$$

$$X_8 = F_3 P_{10} + F_4 P_9 + F_5 P_8$$

$$F_{II}(s) \cdot P_1(s) = X_{11}s^8 + X_{12}s^7 + X_{13}s^6 + X_{14}s^5 + X_{15}s^4 + X_{16}s^3 + X_{17}s^2 + X_{18}s$$

(A.20)

onde:

$$X_{11} = P_{11}F_6 \quad X_{15} = P_{11}T_{e1} + P_{12}F_9 + P_{13}F_8 + R_1F_7$$

$$X_{12} = P_{11}F_7 + P_{12}F_6 \quad X_{16} = P_{12}T_{e1} + P_{13}F_9 + R_1F_8$$

$$X_{13} = P_{11}F_8 + P_{12}F_7 + P_{13}F_6 \quad X_{17} = P_{13}T_{e1} + R_1F_9$$

$$X_{14} = P_{11}F_9 + P_{12}F_8 + P_{13}F_7 + R_1F_6 \quad X_{18} = R_1T_{e1}$$

$$F_{III}(s) \cdot P_2(s) = X_{19}s^8 + X_{20}s^7 + X_{21}s^6 + X_{22}s^5 + X_{23}s^4 + X_{24}s^3 + X_{25}s^2 + X_{26}$$

(A-21)

onde:

$$X_{19} = P_{14}F_{10}$$

$$X_{20} = P_{14}F_{11} + P_{15}F_{10}$$

$$X_{21} = P_{14}F_{12} + P_{15}F_{11} + P_{16}F_{10}$$

$$X_{22} = P_{14}F_{13} + P_{15}F_{12} + P_{16}F_{11} + R_2F_{10}$$

$$X_{23} = P_{14}T_{e2} + P_{15}F_{13} + P_{16}F_{12} + R_2F_{11}$$

$$X_{24} = P_{15}T_{e2} + P_{16}F_{13} + R_2F_{12}$$

$$X_{25} = P_{16}T_{e2} + R_2F_{13}$$

$$X_{26} = R_2T_{e2}$$

Substituindo as equações (A.19), (A.20) e (A.21) em (A.18) e reagrupando os termos em potência de "s" iguais:

$$\begin{aligned} \Delta f_1(s) (X_0 s^{10} + X_1 s^9 + Y_0 s^8 + Y_1 s^7 + Y_2 s^6 + Y_3 s^5 + Y_4 s^4 + Y_5 s^3 + Y_6 s^2 + Y_7 s + X_{10}) = \\ = (\Delta L_I(s) + \Delta L_{II}(s)) P_1(s) \cdot P_2(s) \end{aligned} \quad (A.22)$$

onde:

$$\begin{aligned} Y_0 &= X_2 + X_{11} + X_{19} & Y_4 &= X_6 + X_{15} + X_{23} + F_{16} \\ Y_1 &= X_3 + X_{12} + X_{20} & Y_5 &= X_7 + X_{16} + X_{24} + F_{17} \\ Y_2 &= X_4 + X_{13} + X_{21} + F_{14} & Y_6 &= X_8 + X_{17} + X_{25} + 1 \\ Y_3 &= X_5 + X_{14} + X_{22} + F_{15} & Y_7 &= X_9 + X_{18} + X_{26} \end{aligned}$$

desenvolvendo o termo do segundo membro da equação (A.22)

$$\begin{aligned} (\Delta L_I(s) + \Delta L_{II}(s)) &= \\ &= -M_2 \Delta L_{e1} s^2 - D_{e2} \cdot \Delta L_{e1} s - T_{e2} \cdot \Delta L_{e1} - \Delta L_{e1} \cdot G_2(s) - \\ &- \omega_0 T_{G1} T_{G2} T_3 \Delta L_{e2} + D'_{c2} \cdot \Delta L_{e2} s = \\ &= C_0 s^2 + C_1 s + C_2 - \Delta L_{e1} \cdot s \frac{(1 + s T_{r2})(1 - s T_{w2} s)}{P_2(s)} \end{aligned} \quad (A.23)$$

onde:

$$\begin{aligned} C_0 &= -M_2 - \Delta L_{e1} & C_1 &= -D_{e2} \cdot \Delta L_{e1} + D'_{c2} \cdot \Delta L_{e2} \\ C_2 &= -T_{e2} \cdot \Delta L_{e1} - \omega_0 T_{G1} T_{G2} T_3 \cdot \Delta L_{e2} \end{aligned}$$

Multiplicando a equação (A.23) por  $P_1(s) \cdot P_2(s)$

$$\begin{aligned} (C_0 s^2 + C_1 s + C_2) \cdot P_1(s) \cdot P_2(s) - [\Delta L_{e1} s \cdot (1 + s T_{r2})(1 - T_{w2} s) \cdot P_1(s)] = \\ = \Delta L(s) \end{aligned} \quad (A.24)$$

Desenvolvendo cada membro da equação (A.24):

$$\begin{aligned} (C_0 s^2 + C_1 s + C_2) \cdot P_1(s) \cdot P_2(s) &= \\ &= z_0 s^8 + z_1 s^7 + z_2 s^6 + z_3 s^5 + z_4 s^4 + z_5 s^3 + z_6 s^2 + z_7 s + z_8 \end{aligned} \quad (A.25)$$

onde:

$$\begin{aligned} z_0 &= C_0 P_4 & z_5 &= C_0 P_9 + C_1 P_8 + C_2 P_7 \\ z_1 &= C_0 P_5 + C_1 P_4 & z_6 &= C_0 P_{10} + C_1 P_9 + C_2 P_8 \\ z_2 &= C_0 P_6 + C_1 P_5 + C_2 P_4 & z_7 &= C_1 P_{10} + C_2 P_9 \\ z_3 &= C_0 P_7 + C_1 P_6 + C_2 P_5 & z_8 &= C_2 P_{10} \\ z_4 &= C_0 P_8 + C_1 P_7 + C_2 P_6 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} - \Delta L_{e1} \cdot s(1+sTr_2)(1-Tw_2s) \cdot P_1(s) &= \\ &= z_9 s^6 + z_{10} s^5 + z_{11} s^4 + z_{12} s^3 + z_{13} s^2 - R_1 \cdot \Delta L_{e1} s \end{aligned} \quad (A.26)$$

onde:

$$\begin{aligned} z_9 &= (P_{11} Tr_2 Tw_2) \cdot \Delta L_{e1} \\ z_{10} &= (-P_{11} Tr_{e2} + P_{12} Tr_2 Tw_2) \cdot \Delta L_{e1} \\ z_{11} &= (-P_{11} - P_{12} Tr_{e2} + P_{13} Tr_2 Tw_2) \cdot \Delta L_{e1} \\ z_{12} &= (-P_{12} - P_{13} Tr_{e2} + R_1 Tr_2 Tw_2) \cdot \Delta L_{e1} \\ z_{13} &= (-P_{13} - R_1 Tr_{e2}) \cdot \Delta L_{e1} \end{aligned}$$

Somando as parcelas (eq. A.25 e A.26)

$$\begin{aligned} (\Delta L_I(s) - \Delta L_{II}(s)) P_1(s) \cdot P_2(s) &= \\ &= z_0 s^8 + z_1 s^7 + b_0 s^6 + b_1 s^5 + b_2 s^4 + b_3 s^3 + b_4 s^2 + b_5 s + z_8 \end{aligned} \quad (A.27)$$

onde:

$$\begin{aligned} b_0 &= z_2 + z_9 & b_1 &= z_3 + z_{10} \\ b_2 &= z_4 + z_{11} & b_3 &= z_5 + z_{12} \end{aligned}$$

$$b_4 = z_6 + z_{13}$$

$$b_5 = z_7 - R_1 \Delta L_{e1}$$

Substituindo a equação (A.27) na (A.22) e isolando  $\Delta f_1(s)$ :

$$\Delta f_1(s) = \frac{z_0 s^8 + z_1 s^7 + b_0 s^6 + b_1 s^5 + b_2 s^4 + b_3 s^3 + b_4 s^2 + b_5 s + z_8}{x_0 s^{10} + x_1 s^9 + y_0 s^8 + y_1 s^7 + y_2 s^6 + y_3 s^5 + y_4 s^4 + y_5 s^3 + y_6 s^2 + y_7 s + x_{10}} \quad (A.28)$$

Conforme foi dito no capítulo 4, a resposta em regime do controle primário (desde que não haja reguladores do tipo isôcrono) apresenta um erro de regime. A aplicação do teorema do valor final à função de transferência da equação (A.28) fornecerá o valor deste erro de regime.

$$\Delta f_1(t \rightarrow \infty) = s \Delta f_1(s) \Big|_{s \rightarrow 0} = \frac{0}{x_{10}} = 0$$

À primeira vista, parece haver problema com a função  $\Delta f_1(s)$ , mas desenvolvendo o termo  $x_{10}$  obtem-se:

$$\begin{aligned} x_{10} &= F_5 P_{10} = (T_{e1} T_{e2} - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2) R_1 R_2 = \\ &= (T_{G1} \omega_o (1 - T_1 T_{G1}) T_{G2} \omega_o (1 - T_2 T_{G2}) - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2) R_1 R_2 \\ x_{10} &= [T_{G1} T_{G2} \omega_o^2 (1 - T_1 T_{G1} - T_2 T_{G2} + T_1 T_2 T_{G1} T_{G2}) - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2] R_1 R_2 \\ x_{10} &= [T_{G1} T_{G2} \omega_o^2 - \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2 - \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} T_{G2}^2 T_{G1}^2 \omega_o^2 + \\ &\quad + \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} \frac{T_{12} + T_{G1}}{\Delta} T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2 - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 \frac{T_{12}}{\Delta^2}] R_1 R_2 \\ x_{10} &= [T_{G1} T_{G2} \omega_o^2 - \frac{T_{12}}{\Delta} \omega_o^2 T_{G1} T_{G2} (T_{G1} + T_{G2}) - \frac{T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2}{\Delta} - \\ &\quad - \frac{T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2}{\Delta} + \frac{T_{12}^2}{\Delta^2} T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2 + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1}{\Delta^2} \left[ \overbrace{T_{12}(T_{G1}+T_{G2}) + T_{G1}T_{G2}}^{\Delta} \cdot T_{G1}^2 T_{G2}^2 \omega_o^2 - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 \frac{T_{12}^2}{\Delta^2} \right] R_1 R_2 \\
X_{10} &= \left[ T_{G1} T_{G2} \omega_o^2 - \frac{T_{G1} T_{G2} \omega_o^2}{\Delta} T_{12}(T_{G1}+T_{G2}) - \frac{T_{G1} T_{G2} \omega_o^2}{\Delta} T_{G1} T_{G2} \right] R_1 R_2 \\
X_{10} &= \left[ T_{G1} T_{G2} \omega_o^2 - \frac{T_{G1} T_{G2} \omega_o^2}{\Delta} \left[ \overbrace{T_{12}(T_{G1}+T_{G2}) + T_{G1}T_{G2}}^{\Delta} \right] \right] R_1 R_2 = 0
\end{aligned}$$

Portanto, a equação (A.28) fica:

$$\Delta f_1(s) = \frac{Z_0 s^8 + Z_1 s^7 + b_0 s^6 + b_1 s^5 + b_2 s^4 + b_3 s^3 + b_4 s^2 + b_5 s + Z_8}{s(X_0 s^9 + X_1 s^8 + Y_0 s^7 + Y_1 s^6 + Y_2 s^5 + Y_3 s^4 + Y_4 s^3 + Y_5 s^2 + Y_6 s + Y_7)} \quad (A.29)$$

e aplicando o teorema do valor final a função de transferência acima:

$$s \Delta f_1(s) \Big|_{s \rightarrow 0} = \frac{Z_8}{Y_7} = \Delta f_{1R}$$

onde:  $\Delta f_{1R}$  - desvio de frequência de regime,

desenvolvendo  $\Delta f_{1R}$ :

$$\Delta f_{1R} = \frac{C_2 P_{10}}{X_9 + X_{18} + X_{26}} = \frac{(-T_{e2} \Delta L_{e1} - \omega_o T_{G1} T_{G2} T_3 \Delta L_{e2}) R_1 R_2}{F_4 P_{10} + F_5 P_9 + R_1 T_{e1} + R_2 T_{e2}} = \frac{NU}{DE} \quad (A.30)$$

Desenvolvendo o denominador de (A.30):

$$\begin{aligned}
DE &= F_4 P_{10} + F_5 P_9 + R_1 T_{e1} + R_2 T_{e2} = (D_{e1} T_{e2} + D_{e2} T_{e1} + T_{e3}) R_1 R_2 + \\
&+ (T_{e1} T_{e2} - \omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2) (R_e + R_1 R_2 P_3) + R_1 T_{e1} + R_2 T_{e2}
\end{aligned}$$

$$DE = R_1 R_2 \left[ \overbrace{(D_{e1} T_{e2} + D_{e2} T_{e1} + T_{e3})}^{II} + \frac{T_{e1}}{R_2} + \frac{T_{e2}}{R_3} \right] +$$

$$+ \overbrace{(T_{e1}T_{e2}-\omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2)}^I \left( \frac{R_e}{R_1 R_2} + P_3 \right) ] \quad (A.31)$$

$$I = (T_{e1}T_{e2}-\omega_o^2 T_{G1}^2 T_{G2}^2 T_3^2) \frac{R_1 R_2}{R_1 R_2} = \frac{X_{10}}{R_1 R_2} = \frac{0}{R_1 R_2} = 0 \quad (A.32)$$

$$II = (D_{e1}+1/R_1)T_{e2} + (D_{e2}+1/R_2)T_{e1} + T_{e3}$$

$$II = [(D_{G1}+1/R_1) + \frac{T_{G1}}{2}(T_1 D_{c1} + T_3 D_{c2})] [\overbrace{(\omega_o T_{G2}(1-T_2 T_{G2}))}^{III}] +$$

$$+ [(D_{G2}+1/R_2) + \frac{T_{G2}}{2}(T_3 D_{c1} + T_2 D_{c2})] .$$

$$\cdot \overbrace{[\omega_o T_{G1}(1-T_1 T_{G1})]}^{IV} + \frac{\omega_o}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} (T_{G2} D'_{c1} + T_{G1} D'_{c2}) \quad (A.33)$$

$$III = \omega_o T_{G2} (1 - \frac{T_{12} + T_{G1}}{\Delta} T_{G2}) = \frac{\omega_o}{\Delta} [\Delta T_{G2} - T_{G2}^2 (T_{12} + T_{G1})] =$$

$$= \frac{\omega_o}{\Delta} [T_{12} (T_{G1} + T_{G2}) T_{G2} + T_{G1} T_{G2}^2 - T_{G2}^2 (T_{12} + T_{G1})] =$$

$$= \frac{\omega_o}{\Delta} [T_{12} T_{G1} T_{G2} + T_{G2}^2 (T_{12} + T_{G1}) - T_{G2}^2 (T_{12} + T_{G1})] =$$

$$= \frac{\omega_o}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} \quad (A.34)$$

$$IV = \omega_o T_{G1} (1 - \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} T_{G1}) = \frac{\omega_o}{\Delta} [\Delta T_{G1} - T_{G1}^2 (T_{12} + T_{G2})] =$$

$$= \frac{\omega_o}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} \quad (A.35)$$

Substituindo (A.34) e (A.35) em (A.33):

$$\begin{aligned}
\text{II} = & \left\{ \frac{\omega_0}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} [(D_{G1}+1/R_1) + (D_{G2}+1/R_2) + \right. \\
& \left. + \overbrace{\frac{T_{G1}}{2} (T_1 D_{C1} + T_3 D_{C2}) + \frac{T_{G2}}{2} (T_3 D_{C1} + T_2 D_{C2}) + (T_{G2} D'_{C1} + T_{G1} D'_{C2})}^{\text{DC}}] \right\}
\end{aligned}
\tag{A.36}$$

$$\begin{aligned}
\text{DC} = & \frac{T_{G1}}{2} \left( \frac{T_{12}+T_{G2}}{\Delta} D_{C1} + \frac{T_{12}}{\Delta} D_{C2} \right) + \frac{T_{G2}}{2} \left( \frac{T_{12}}{\Delta} D_{C1} + \frac{T_{12}+T_{G1}}{\Delta} D_{C2} \right) + \\
& + \frac{T_{G2}}{2} \left( \frac{T_{12}}{\Delta} D_{C1} + \frac{T_{12}+T_{G1}}{\Delta} D_{C2} \right) + \frac{T_{G1}}{2} \left( \frac{T_{12}+T_{G2}}{\Delta} D_{C1} + \frac{T_{12}}{\Delta} D_{C2} \right) \\
= & \frac{1}{\Delta} [T_{12} T_{G1} D_{C1} + T_{G1} T_{G2} D_{C1} + T_{12} T_{G1} D_{C2} + T_{G2} T_{12} D_{C1} + T_{G2} T_{12} D_{C2} + \\
& + T_{G2} T_{G1} D_{C2}] = \frac{1}{\Delta} [T_{12} T_{G1} (D_{C1} + D_{C2}) + T_{12} T_{G2} (D_{C1} + D_{C2}) + \\
& + T_{G1} T_{G2} (D_{C1} + D_{C2})]
\end{aligned}$$

$$\text{DC} = \frac{1}{\Delta} [(D_{C1} + D_{C2}) \overbrace{(T_{12} (T_{G1} + T_{G2}) + T_{G1} T_{G2})}^{\Delta}] =$$

$$\text{DC} = D_{C1} + D_{C2}
\tag{A.37}$$

Substituindo (A.37) em (A.36):

$$\text{II} = \frac{\omega_0}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} [(D_{G1} + D_{C1} + 1/R_1) + (D_{G2} + D_{C2} + 1/R_2)]
\tag{A.38}$$

Substituindo (A.32) e (A.38) em (A.31):

$$\text{DE} = \frac{\omega_0}{\Delta} T_{12} T_{G1} T_{G2} [(D_{G1} + D_{C1} + 1/R_1) + (D_{G2} + D_{C2} + 1/R_2)] R_1 R_2
\tag{A.39}$$

Desenvolvendo o numerador de  $\Delta f_{1R}$ :

$$\begin{aligned}
 NU &= -[\omega_o T_{G2} (1 - T_2 T_{G2}) T_{G1} (T_1 \Delta L_1 + T_3 \Delta L_2) - \\
 &\quad - \omega_o T_{G1} T_{G2} T_3 (T_{G2} (T_3 \Delta L_1 + T_2 \Delta L_2))] R_1 R_2
 \end{aligned}$$

$$NU = \omega_o T_{G1} T_{G2} [(1 - T_2 T_{G2}) (T_1 \Delta L_1 + T_3 \Delta L_2) + T_3^2 T_{G2} \Delta L_1 + T_2 T_3 T_{G2} \Delta L_2] R_1 R_2$$

$$NU = -\omega_o T_{G1} T_{G2} [\Delta L_1 (T_1 - T_1 T_2 T_{G2} + T_3^2 T_{G2}) + T_3 \Delta L_2] R_1 R_2$$

$$\begin{aligned}
 NU &= -\omega_o T_{G1} T_{G2} [\Delta L_1 \left( \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} \left( 1 - \frac{T_{12} + T_{G1}}{\Delta} T_{G2} \right) + \frac{T_{12}^2}{\Delta^2} T_{G2} \right) + \\
 &\quad + \frac{T_{12}}{\Delta} \Delta L_2] R_1 R_2
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NU &= -\omega_o T_{G1} T_{G2} [\Delta L_1 \left( \frac{T_{12} + T_{G2}}{\Delta} - \frac{\overbrace{T_{12} (T_{G1} + T_{G2}) + T_{G1} T_{G2}}^{\Delta}}{\Delta^2} T_{G2} \right) + \\
 &\quad + \frac{T_{12}}{\Delta} \cdot \Delta L_2] R_1 R_2
 \end{aligned}$$

$$NU = \frac{-\omega_o T_{12} T_{G1} T_{G2}}{\Delta} (\Delta L_1 + \Delta L_2) R_1 R_2 \quad (A.40)$$

Substituindo NU da equação (A.40) e DE da (A.39) na equação (A.30)

$$\Delta f_{1R} = \frac{-(\Delta L_1 + \Delta L_2)}{[(D_{G1} + D_{C1} + 1/R_1) + (D_{G2} + D_{C2} + 1/R_2)]} \quad (A.41)$$

A equação (A.41) mostra, finalmente, o resultado esperado, ou seja, que o erro de regime para o controle primário depende do impacto ( $\Delta L$ ), das características de amortecimento das cargas ( $D_C$ ) e dos geradores ( $D_G$ ) e do estatismo dos reguladores de velocidade ( $R$ ). Este resultado é o mesmo obtido pelo tratamento clássico, como pode ser comparado pelo eq. (4.21) da referência [15].