



**Universidade Federal de Itajubá**  
UNIFEI

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – IEE  
DEPARTAMENTO DE ELETROTÉCNICA – DET  
GRUPO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS - GESis  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Características Operativas do  
Controle Automático de Geração  
em um Cenário Competitivo**

David Fagundes Fabri

Dissertação Submetida ao  
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIFEI  
Como requisito parcial para obtenção do título de  
Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica

Orientador: Cláudio Ferreira (UNIFEI)  
Co-Orientador: Pedro Paulo de Carvalho Mendes (UNIFEI)

*19 de Dezembro de 2003*

*Itajubá - MG*

### **Agradecimentos**

A Deus, pelas inúmeras oportunidades de aprendizado e pela força para que eu possa me levantar das várias quedas ao longo do caminho;

Aos meus pais, pelo cuidado, carinho, atenção e dedicação na minha educação e formação como ser humano, além do apoio constante apesar da distância;

Aos meus irmãos, que são grandes amigos que tenho;

Aos profs. Pedro Paulo, Cláudio Ferreira, Marangon, Zambroni, Robson e Hermeto, pelos ensinamentos, confiança e oportunidade de aprendizado;

A Ana Rita da Copel, pela motivação que me ajudou a iniciar os estudos de CAG;

Aos colegas de trabalho e estudo do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) ao longo de quase três anos;

Aos amigos(as) que conquistei durante quase 8 anos em Itajubá;

À FAPEMIG pelo apoio financeiro.

***Dedico este trabalho aos meus queridos pais Samuel e Dione e aos meus irmãos Tiago e Marina.***

## Sumário

<b>Prefácio .....</b>	<b>1</b>
<b>Simbologia .....</b>	<b>2</b>
<b>Capítulo 1 – Introdução.....</b>	<b>6</b>
<b>Capítulo 2 – Controle de Carga – Frequência – Considerações Gerais .....</b>	<b>10</b>
2.1 – Característica da Malha Pf.....	13
2.2 – Erros de Tempo e Intercâmbios Involuntários.....	14
<b>Capítulo 3 – Regulação Primária.....</b>	<b>15</b>
3.1 – Representação do Sistema de Controle de Carga-Frequência .....	15
3.1.1 – Modelo do Sistema de Potência.....	16
3.1.1.1 – Variação da Energia Cinética do Sistema .....	16
3.1.1.2 – Variação das Cargas com a Frequência .....	19
3.1.1.3 – Variação das Potências Ativas de Intercâmbio .....	19
3.1.2 – Modelos dos Reguladores de Velocidade.....	21
3.1.2.1 – Regulador Isócrono.....	21
3.1.2.2 – Regulador com Queda de Velocidade .....	25
3.1.2.3 – Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório .....	29
3.1.3 – Característica Estática do Regulador .....	37
3.1.4 – Mudanças de Base para H, R e D .....	41
3.1.5 – Modelos das Turbinas.....	44
3.1.5.1 – Turbina Térmica sem Reaquecimento .....	44
3.1.5.2 – Turbina Térmica com Reaquecimento.....	46
3.1.5.3 – Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água .....	49
3.2 – Modelos Completos.....	50
3.3 – Definição de Área de Controle .....	53
3.4 – Resposta de Uma Área de Controle à Variação de Carga em Degrau .....	56
3.5 – Sistemas com Diversas Áreas de Controle (Multi-Áreas) .....	63
<b>Capítulo 4 – Regulação Secundária – CAG.....</b>	<b>76</b>
4.1 – Erro de Controle de Área (ECA) .....	80
4.2 – Operação em “Free Tie Line” .....	81
4.3 – Regulação Secundária para Diversas Áreas de Controle Interligadas .....	81
4.4 – Operação em “Tie Line Bias” (TLB).....	83
4.5 – Intercâmbios Involuntários .....	88
4.6 – Desempenho da Operação em TLB para uma Área Isolada .....	92
4.7 – Índices de Desempenho .....	95
4.7.1 – Índice de Desempenho 1 ( $ID_1$ ) .....	96
4.7.2 – Índice de Desempenho 2 ( $ID_2$ ) .....	97
4.7.3 – Índice de Desempenho 3 ( $ID_3$ ) .....	97
4.7.4 – Índice de Desempenho 4 ( $ID_4$ ) .....	98
4.7.5 – Índice de Desempenho 5 ( $ID_5$ ) .....	98
4.7.6 – Índice de Desempenho 6 ( $ID_6$ ) .....	99
4.7.7 – Índice de Desempenho 7 ( $ID_7$ ) .....	99
4.7.8 – Índice de Desempenho 8 ( $ID_8$ ) .....	100
4.7.9 – Índice de Desempenho 9 ( $ID_9$ ) .....	100
4.7.10 – Índice de Desempenho 10 ( $ID_{10}$ ) .....	101
4.7.11 – Índice de Desempenho 11 ( $ID_{11}$ ) .....	101
4.7.12 – Índice de Desempenho 12 ( $ID_{12}$ ) .....	102

<b>Capítulo 5 – O CAG no Cenário Reestruturado .....</b>	<b>103</b>
5.1 – Introdução Teórica.....	103
5.2 – Estado da Arte .....	110
5.3 – Formulação Matemática .....	115
5.4 – Matriz de Participação das Companhias de Distribuição – MPD.....	117
5.5 – Formulação do Novo Diagrama de Blocos.....	120
<b>Capítulo 6 – Alternativas Operativas para o CAG no Cenário Reestruturado .</b>	<b>125</b>
6.1 – Simulações com Duas Áreas de Controle.....	125
6.1.1 – Caso 1 – Base .....	128
6.1.2 – Caso 2 – Contratos Livres .....	134
6.1.3 – Caso 3 – Violação de Contrato com CAG Operando em TLB.....	139
6.1.4 – Caso 4 – Violação de Contrato com CAG Operando em FF.....	145
6.1.5 – Caso 5 – Violação de Contrato com CAG Desligado.....	150
6.2 – Simulações com Quatro Áreas de Controle.....	155
6.2.1 – Caso 1 – Base .....	160
6.2.2 – Caso 2 – Contratos Realizados Numa Mesma Área .....	161
6.2.3 – Caso 3 – Contratos Livres .....	169
6.2.4 – Caso 4 – Violação de Contrato com CAG Operando em TLB.....	176
6.2.5 – Caso 5 – Violação de Contrato com CAG em Diferentes Modalidades .....	184
<b>Capítulo 7 – Conclusões.....</b>	<b>186</b>
<b>Capítulo 8 – Referências Bibliográficas .....</b>	<b>189</b>
<b>Anexo 1 .....</b>	<b>193</b>

## Índice de Figuras

Figura 1 – Variação da Carga com a Freqüência.....	11
Figura 2 – Diagrama de Blocos do Sistema de Potência.....	21
Figura 3 – Regulador de Velocidade Isócrono.....	22
Figura 4 – Diagrama de Bloco do Regulador de Velocidade Isócrono.....	24
Figura 5 – Desvio de Freqüência para o Regulador Isócrono (valores em pu).....	25
Figura 6 – Regulador com Queda de Velocidade.....	25
Figura 7 – Diagrama de Bloco do Regulador com Queda de Velocidade.....	28
Figura 8 – Desvio de Freqüência para o Regulador com Queda de Velocidade (valores em pu).....	29
Figura 9 – Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório.....	30
Figura 10 – Diagrama de Blocos do Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório.....	34
Figura 11 – Desvio de Freqüência para o Regulador com Estatismo Transitório (valores em pu).....	35
Figura 12 – Desvio de Freqüência para os Três Tipos de Reguladores (valores em pu).....	36
Figura 13 – Característica Estática do Regulador com Queda de Velocidade.....	39
Figura 14 – Diagrama de Bloco da Turbina Térmica sem Reaquecimento.....	45
Figura 15 – Diagrama de Blocos para Turbina Térmica com Reaquecimento.....	46
Figura 16 – Diagrama Simplificado para Turbina Térmica com Reaquecimento.....	47
Figura 17 – Diagrama de Blocos da Turbina Térmica com Reaquecimento.....	48
Figura 18 – Diagrama de Bloco da Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água.....	50
Figura 19 – Modelo Completo de um Sistema de Controle de Carga-Freqüência.....	51
Figura 20 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Térmicas sem Reaquecimento.....	51
Figura 21 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Térmicas com Reaquecimento.....	52
Figura 22 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Hidráulicas.....	52
Figura 23 – Variação da Potência Gerada - Diferentes Configurações (valores em pu).....	52
Figura 24 – Desvio de Freqüência - Diferentes Configurações (valores em pu).....	53
Figura 25 – Diagrama de Blocos de uma Área de Controle com Turbinas Térmicas sem Reaquecimento.....	56
Figura 26 – Desvio de Freqüência Considerando Diferentes Valores de $\beta$ (valores em pu).....	62
Figura 27 – Sistema com Duas Áreas Interligadas.....	64
Figura 28 – Diagrama de Blocos da Interligação de Duas Áreas de Controle.....	70
Figura 29 – Diagrama de Blocos para Duas Áreas de Controle Térmicas Interligadas.....	70
Figura 30 – Comportamento da Freqüência para Áreas Isolada e Interligada (valores em pu).....	74
Figura 31 – Variação da Potência Gerada para Áreas Isolada e Interligada (valores em pu).....	74
Figura 32 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio $\Delta T_{12}$ (valores em pu).....	75
Figura 33 – Regulador com Queda de Velocidade.....	77
Figura 34 – Regulador com Queda de Velocidade + Motor Variador de Velocidade.....	77
Figura 35 – Diagrama de Blocos da Regulação Primária com Ação do <i>Speed Changer</i> .....	78
Figura 36 – Diagrama de Bloco do CAG de uma Área Isolada.....	79
Figura 37 – Diagrama de Blocos de Uma Área de Controle Isolada – Regulação Secundária.....	80
Figura 38 – Diagrama de Blocos do Controle Automático de Geração (CAG).....	85
Figura 39 – Comportamento da Freqüência com e sem CAG – Área 2 (valores em pu).....	86
Figura 40 – Variação da Potência Gerada com e sem CAG – Área 1 (valores em pu).....	87
Figura 41 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio $\Delta T_{12}$ (valores em pu).....	87
Figura 42 – Variação da Potência Gerada com e sem CAG – Área 2 (valores em pu).....	87
Figura 43 – Desvio de Freqüência da Área 2 para Diferentes Valores de <i>bias</i> (valores em pu).....	88
Figura 44 – Desvio de Freqüência (valores em pu).....	94
Figura 45 – Variação da Potência Gerada (valores em pu).....	95
Figura 46 – Curva para Erro de Controle de Área.....	96
Figura 47 – Curva para Erro de Controle de Área com Oscilação Sustentada.....	97
Figura 48 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho $ID_5$ .....	99
Figura 49 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho $ID_8$ .....	100
Figura 50 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho $ID_{11}$ .....	102
Figura 51 – Sistema com Duas Áreas Desregulamentado.....	112
Figura 52 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Verticalizado.....	115
Figura 53 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle.....	118
Figura 54 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Reestruturado.....	123
Figura 55 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle Interligadas.....	125
Figura 56 – Diagrama de Simulação para Duas Áreas de Controle Interligadas.....	126

Figura 57 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	131
Figura 58 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).....	131
Figura 59 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).....	131
Figura 60 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).....	132
Figura 61 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).....	132
Figura 62 – Desvio de Freqüência da Área 1 (valores em pu).....	132
Figura 63 – Desvio de Freqüência da Área 2 (valores em pu).....	133
Figura 64 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	133
Figura 65 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	133
Figura 66 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	136
Figura 67 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).....	136
Figura 68 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).....	137
Figura 69 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).....	137
Figura 70 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).....	137
Figura 71 – Desvio de Freqüência da Área 1 (valores em pu).....	138
Figura 72 – Desvio de Freqüência da Área 2 (valores em pu).....	138
Figura 73 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	138
Figura 74 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	139
Figura 75 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	142
Figura 76 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).....	142
Figura 77 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).....	143
Figura 78 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).....	143
Figura 79 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).....	143
Figura 80 – Desvio de Freqüência para Área 1 (valores em pu).....	144
Figura 81 – Desvio de Freqüência para Área 2 (valores em pu).....	144
Figura 82 – Erro de Controle de Área para Área 1 (valores em pu).....	144
Figura 83 – Erro de Controle de Área para Área 2 (valores em pu).....	145
Figura 84 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	147
Figura 85 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).....	147
Figura 86 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).....	148
Figura 87 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).....	148
Figura 88 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).....	148
Figura 89 – Desvio de Freqüência da Área 1 (valores em pu).....	149
Figura 90 – Desvio de Freqüência da Área 2 (valores em pu).....	149
Figura 91 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	149
Figura 92 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	150
Figura 93 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	151
Figura 94 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).....	152
Figura 95 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).....	152
Figura 96 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).....	152
Figura 97 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).....	153
Figura 98 – Desvio de Freqüência da Área 1 (valores em pu).....	153
Figura 99 – Desvio de Freqüência da Área 2 (valores em pu).....	153
Figura 100 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	154
Figura 101 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	154
Figura 102 – Diagrama Esquemático de Quatro Áreas de Controle.....	156
Figura 103 – Diagrama de Simulação para Quatro Áreas de Controle Interligadas.....	159
Figura 104 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	163
Figura 105 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).....	163
Figura 106 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).....	164
Figura 107 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).....	164
Figura 108 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).....	164
Figura 109 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).....	165
Figura 110 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).....	165
Figura 111 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).....	165
Figura 112 – Desvio de Freqüência da Área 1 (valores em pu).....	166
Figura 113 – Desvio de Freqüência da Área 2 (valores em pu).....	166
Figura 114 – Desvio de Freqüência da Área 3 (valores em pu).....	166
Figura 115 – Desvio de Freqüência da Área 4 (valores em pu).....	167
Figura 116 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	167

Figura 117 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	167
Figura 118 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).....	168
Figura 119 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).....	168
Figura 120 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	171
Figura 121 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).....	171
Figura 122 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).....	172
Figura 123 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).....	172
Figura 124 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).....	172
Figura 125 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).....	173
Figura 126 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).....	173
Figura 127 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).....	173
Figura 128 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).....	174
Figura 129 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).....	174
Figura 130 – Desvio de Frequência da Área 3 (valores em pu).....	174
Figura 131 – Desvio de Frequência da Área 4 (valores em pu).....	175
Figura 132 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	175
Figura 133 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	175
Figura 134 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).....	176
Figura 135 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).....	176
Figura 136 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).....	179
Figura 137 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).....	179
Figura 138 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).....	180
Figura 139 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).....	180
Figura 140 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).....	180
Figura 141 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).....	181
Figura 142 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).....	181
Figura 143 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).....	181
Figura 144 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).....	182
Figura 145 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).....	182
Figura 146 – Desvio de Frequência da Área 3 (valores em pu).....	182
Figura 147 – Desvio de Frequência da Área 4 (valores em pu).....	183
Figura 148 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).....	183
Figura 149 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).....	183
Figura 150 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).....	184
Figura 151 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).....	184

### ***Índice de Tabelas***

Tabela 1 – Comparação dos Modelos do Setor Elétrico para CAG.....	114
Tabela 2 – Dados das Áreas de Controle Consideradas nas Simulações.....	157
Tabela 3 – Resultados dos Impactos para Diferentes Modalidades de Operação do CAG.....	160
Tabela 4 – Resultados dos Impactos para Diferentes Modalidades de Operação do CAG.....	185

## **Prefácio**

A teoria da operação de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) com Controle Automático de Geração (CAG) é abordada em diversos livros e artigos. Este é um assunto analisado tanto no meio acadêmico como na indústria, através do comportamento em regime permanente e dinâmico.

Alguns autores têm procurado adaptar teorias de otimização de sistemas de controle para analisar o CAG, tanto no setor elétrico verticalizado como no reestruturado. Também são feitas análises com técnicas de variáveis de estado aplicadas à Malha de Controle de Carga-Frequência (Malha Pf).

O presente trabalho trata de simulações considerando áreas interligadas com diferentes modalidades de operação do CAG, bem como implementação de contratos entre consumidores e geradores de diferentes áreas de controle.



## Simbologia

$1/R$  = energia de regulação;

$B$  = *bias* de frequência ou ponderação da frequência;

$C$  = proporção da potência desenvolvida no elemento de alta pressão;

$ComDis$  = conjunto composto por todas as Companhias de Distribuição;

$D$  = coeficiente de amortecimento (variação da carga com a frequência);

$ECA$  = erro de controle de área;

$e_t$  = erro de tempo;

$f$  = frequência final;

$f_0$  = frequência inicial;

$f_c$  = frequência com 100% da carga;

$f_n$  = frequência nominal;

$f_{prog}$  = frequência programada de operação;

$f_v$  = frequência em vazio;

$FPcag_i$  = fator de participação do CAG para a unidade  $i$ ;

$fpc_{ij}$  = fator de participação de contrato do consumidor  $j$  com o gerador  $i$ ;

- $g$  = aceleração da gravidade;
- $H$  = constante de tempo de inércia;
- $I_i$  = intercâmbio involuntário;
- $J$  = momento de inércia do sistema;
- $k$  = ganho do CAG;
- $L$  = comprimento da tubulação;
- $P_{g0}$  = potência gerada inicial;
- $P_g$  = potência gerada final;
- $P_{gi}$  = potência gerada desejada para a unidade  $i$ ;
- $P_{Lj}$  = carga total contratada pela companhia de distribuição  $j$ ;
- $P_s$  = coeficiente de potência sincronizante;
- $Q$  = vazão de fluido no servo-motor;
- $r$  = regulação de velocidade transitória;
- $R$  = estatismo do regulador ou constante de regulação;
- $s$  = estatismo (*speed droop*);
- $T$  = constante de tempo de resposta do sistema de potência;
- $T_1$  = constante de tempo do regulador de velocidade com queda;

- $T_g$  = constante de tempo do regulador de velocidade com estatismo transitório;
- $T_m$  = constante de tempo da malha de controle;
- $T_{prog}$  = intercâmbio programado;
- $T_r$  = constante de tempo do reaquecedor;
- $T_s$  = constante de tempo da câmara de vapor;
- $T_t$  = constante de tempo associada à regulação transitória;
- $T_w$  = constante de tempo de inércia da água;
- $V_0$  = volume inicial do fluido (estado inicial de operação);
- $V$  = volume do fluido, posterior à redução de frequência;
- $\beta$  = característica natural da área de controle;
- $\delta_0$  = deslocamento angular inicial da tensão;
- $\Delta a$  = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;
- $\Delta f$  = desvio de frequência de operação;
- $\Delta P_a$  = potência acelerante do sistema (positiva ou negativa);
- $\Delta P_C$  = variação da carga;
- $\Delta P_g$  = variação da potência gerada;
- $\Delta T$  = variação das potências ativas de intercâmbio;

$\Delta V$  = variação do volume do fluido;

$\mu$  = velocidade da água;

$\omega$  = velocidade angular ( $2.\pi.f$ ).

---

# Capítulo 1 – Introdução

---

Na análise do desempenho em regime permanente de SEPs, é comum considerar uma dada condição operativa. São consideradas as condições de carga para um dado instante e efetuadas todas as análises necessárias para conhecer o comportamento do sistema nesta situação.

Nestes estudos parte-se sempre do princípio de que um estado de equilíbrio terá sido alcançado em cada uma das situações analisadas, de tal modo que a frequência do sistema seja constante em tais situações. Um estado de equilíbrio como este jamais ocorre, uma vez que o SEP sofre constantemente variações de carga (impactos de carga), fazendo com que o equilíbrio carga/geração seja sempre modificado, determinando assim, a necessidade de constante restabelecimento do estado de equilíbrio original.

Uma situação de constante restabelecimento de estados de equilíbrio corresponde à função básica de um sistema de controle. Portanto, um SEP deve ser dotado de um sistema de controle capaz de detectar as variações de carga (que provocam alterações nas variáveis de estado) e iniciar em tempo real um conjunto de variações contrárias (das variáveis de controle), que elimine eficientemente as variações ocorridas nas variáveis de estado do sistema.

Existem diversos elementos de controle em um SEP, como por exemplo: os reguladores de velocidade das unidades geradoras, reguladores automáticos de

tensão, compensadores estáticos, transformadores com tap variável, e dentre estes também se encontra o “Controle Automático de Geração – C.A.G.”, que é o objetivo desta dissertação.

Abaixo é dada uma definição de CAG retirada do glossário que existe na página eletrônica do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico):

*“Processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou intercâmbio de potência entre áreas do sistema elétrico, através de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras. Esse termo também é aplicado para se referir ao conjunto de equipamentos e/ou dispositivos responsáveis por esta ação”*

Também será dada ênfase à Malha de Controle de Carga-Frequência (Malha Pf), tratando da representação matemática de cada um de seus componentes para simulações. O trabalho está dividido nos seguintes capítulos:

### **Capítulo 1 – Introdução**

Este primeiro capítulo apresenta uma introdução ao assunto, mostrando a organização do trabalho, descrevendo de forma sucinta o que é tratado em cada capítulo.

### **Capítulo 2 – Controle de Carga-Frequência – Considerações Gerais**

Neste capítulo são apresentados conceitos da teoria dos sistemas de controle de carga-frequência, como a regulação própria, as principais características da Malha Pf, definição de erros de tempo e intercâmbios involuntários.

### ***Capítulo 3 – Regulação Primária***

Este capítulo apresenta a base matemática relacionada à regulação primária, mostrando a modelagem matemática de cada componente da Malha Pf. São mostrados os modelos do SEP, reguladores de velocidade e turbinas. São feitas também considerações a respeito das constantes de tempo de inércia (H), de regulação (R) e de amortecimento (D). Em seguida é apresentada a definição de área de controle, bem como a dificuldade de se definir esse termo num mercado competitivo. Finalizando, é mostrada a modelagem matemática necessária para se interligar áreas de controle, e as vantagens desse tipo de ação.

### ***Capítulo 4 – Regulação Secundária – CAG***

Neste capítulo é mostrada a modelagem matemática necessária para se representar o CAG. São apresentadas as definições de erro de controle de área, bem como das possíveis modalidades de se operar o CAG. É dado destaque aos intercâmbios involuntários e ao desempenho da operação em TLB para uma área que perde a interligação. São também mostrados os índices de desempenho para avaliação do CAG.

### ***Capítulo 5 – O CAG no Cenário Reestruturado***

Neste capítulo é mostrado o estado da arte da operação do CAG num cenário competitivo. São apresentadas justificativas para a realização de contratos bilaterais, além das definições matemáticas considerando tais contratos e transações no mercado *spot*. É apresentada a matriz de participação das companhias de distribuição, que facilita bastante a visualização e simulação de contratos entre diferentes áreas de controle.

### **Capítulo 6 – Alternativas Operativas para o CAG no Cenário Reestruturado**

O novo diagrama de blocos para simulações do CAG considerando contratos é formulado baseado nos modelos apresentados no capítulo 5, e são feitas simulações considerando duas e quatro áreas de controle. Para as simulações foi utilizado o *software Matlab (Simulink)*.

### **Capítulo 7 – Conclusões**

Neste capítulo estão apresentadas as conclusões do presente trabalho, com destaque para àquelas decorrentes das implementações e simulações feitas no capítulo 6, que considera a representação do CAG com contratos bilaterais. Alguns questionamentos são feitos neste capítulo, principalmente no que diz respeito à violação de contratos comerciais.



# Capítulo 2 – Controle de Carga – Frequência

## Considerações Gerais

---

Em condições normais de operação o SEP está sujeito a pequenas variações aleatórias de carga. Ao longo de um dia, as cargas desse sistema variam desde as menores solicitações de demanda até grandes solicitações. Entretanto, estas variações ocorrem de forma relativamente lenta, podendo-se considerá-las de pequena amplitude dentro de faixas de tempo da ordem de alguns minutos.

Considerando um aumento de carga num dado SEP, pode-se observar que tal sistema fica em situação de déficit, uma vez que o consumo é maior que a potência gerada pelas máquinas naquele instante. Este aumento de consumo é suprido através da energia cinética das massas girantes, ocasionando assim a redução da velocidade das máquinas e conseqüentemente, redução da frequência.

Por outro lado, as cargas de um SEP, em geral, variam de acordo com a frequência, i.e., uma redução na frequência ocasiona redução de carga. Este fato demonstra que o sistema tem uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio ou de auto regular-se. A característica inerente ao sistema de se auto regular é denominada “Regulação Própria do Sistema”, e se expressa através de um

parâmetro chamado coeficiente de amortecimento ( $D$ ) (Kirchmayer, 1959; Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989).

Pode-se escrever então:

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \quad (1)$$

onde:

$D$  = variação da carga com a frequência (pu);

$\Delta P_c$  = variação da carga (pu);

$\Delta f$  = variação da frequência (pu).

O coeficiente de amortecimento ( $D$ ) pode ser representado graficamente, conforme o exemplo na Figura 1.

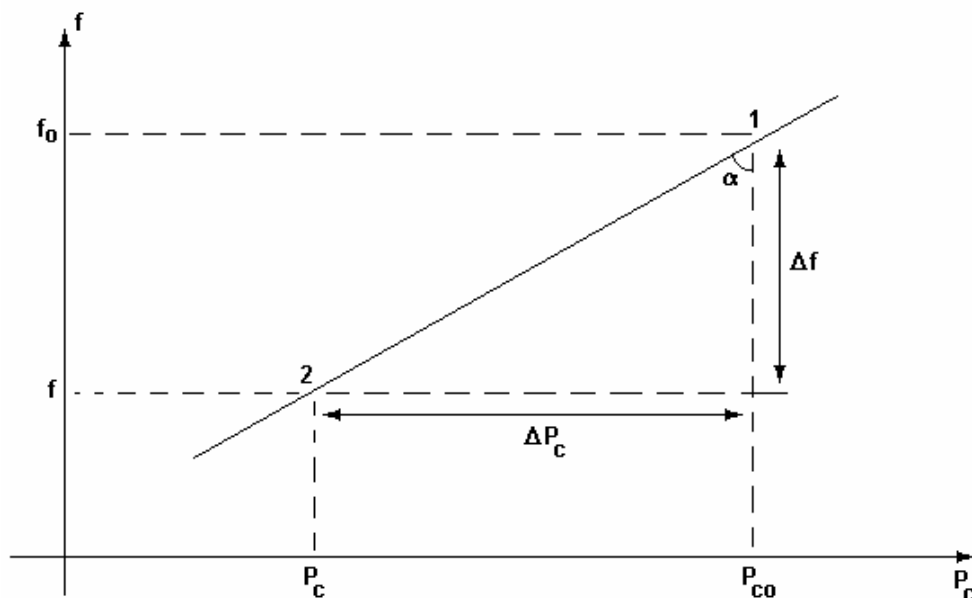


Figura 1 – Variação da Carga com a Frequência.

Na Figura 1 tem-se:

$$\Delta P_c = P_c - P_{c0} \quad (2)$$

e

$$\Delta f = f - f_0 \quad (3)$$

Portanto:

$$D = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} = \frac{P_C - P_{C0}}{f - f_0} \quad (4)$$

ou ainda:

$$D = \tan \alpha = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} \quad (5)$$

Assim, para uma variação de frequência no sistema, é possível calcular a correspondente variação que isto provocará na carga, através da expressão (6):

$$\Delta P_C = D \cdot \Delta f \quad (6)$$

As variações de carga em sistemas interligados atingem valores consideráveis. Por outro lado, os valores de  $D$  típicos em tais sistemas são da ordem de  $1 pu$ , ou 1% de variação na carga para 1% de variação na frequência do sistema. Assim, variações inadmissíveis de frequência podem ocorrer caso o sistema disponha apenas de sua capacidade de regulação própria. Este fato demonstra a necessidade de se dispor de sistemas de controle apropriados, no sentido de se obter uma operação mais adequada, com a manutenção da frequência dentro das faixas operativas restritivas (Vieira Filho, 1984).

Estes sistemas de controle devem promover equilíbrio entre carga e geração. Um dos maiores problemas na definição do controle adequado diz respeito à variabilidade das próprias características da carga. Assim, o desenvolvimento de um sistema de controle eficiente e confiável deve levar em consideração fatos dessa natureza, i.e., o sistema deve considerar uma boa programação de geração.

Pode-se observar que o sistema necessita de uma ação de controle contínua, de forma a balancear carga e geração. Esta tarefa seria extremamente difícil e sujeita a

erros se realizada manualmente e por operadores. Assim, o estabelecimento de um sistema de controle automático é fundamental, para a qualidade e confiabilidade do SEP. Em função de todas estas considerações, pode-se estabelecer os objetivos do sistema de controle (Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989):

- Manter a frequência constante a maior parte do tempo;
- Manter os intercâmbios programados;
- Garantir auxílio adequado aos subsistemas que eventualmente em um dado instante se encontrem em situação carente de geração com relação à sua carga;
- Garantir e melhorar, na medida do possível, a estabilidade dinâmica do sistema.

Os SEPs possuem duas grandes malhas de controle, ou seja, Malha Pf e QV. Quando ocorrem pequenas variações de carga como em condições normais de operação, tais malhas de controle podem ser consideradas desacopladas, uma vez que os transitórios da Malha QV praticamente terminam quando ocorre uma reação da Malha Pf. Desta forma, é possível analisar separadamente cada uma dessas malhas de controle.

### **2.1 – Característica da Malha Pf**

A Malha Pf é responsável pelo controle da frequência do sistema, potência ativa gerada pelas diversas unidades geradoras e intercâmbio de potência ativa entre sistemas interligados. Tal malha pode ser dividida em:

- *Controle primário ou regulação primária*: que tem por finalidade estabelecer o equilíbrio entre carga e geração;
- *Controle secundário ou regulação secundária*: CAG – tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência ou desvios nulos de potência ativa de intercâmbio, ou ambos, conforme a modalidade de controle considerada. Assim, são normalmente adotadas as seguintes modalidades de controle para o CAG (Vieira Filho, 1984):

- modalidade *Flat-Frequency* (FF) – tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência;
- modalidade *Flat-Tie-Line* (FTL) – tem como objetivo garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio;
- modalidade *Tie-Line-Bias* (TLB) – tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência e potência ativa de intercâmbio;
- *Controle Terciário*: responsável pelo despacho econômico das unidades geradoras, sendo muito utilizado em sistemas com diversas gerações térmicas.

## 2.2 – Erros de Tempo e Intercâmbios Involuntários

O erro de tempo ( $e_t$ ) para um determinado sistema ou área de controle pode ser definido como sendo a soma das variações instantâneas de frequência ao longo de um determinado período de operação (Vieira Filho, 1984):

$$e_t = \int_{t_1}^{t_2} (\Delta f) dt \quad (7)$$

O intercâmbio involuntário  $I_i$  entre duas áreas de controle pode ser definido com sendo a somatória dos desvios instantâneos da potência ativa de intercâmbio entre as áreas ( $\Delta T$ ), ao longo de um determinado período de observação:

$$I_i = \int_{t_1}^{t_2} (\Delta T) dt \quad (8)$$

---

## Capítulo 3 – Regulação Primária

---

Além da regulação própria do sistema, de acordo com a característica de variação da carga com a frequência, necessita-se de uma outra regulação para fazer com que o sistema atinja um estado de equilíbrio mais adequado, quando da ocorrência de um desequilíbrio entre carga e geração. Desta forma, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação automática de velocidade, denominados reguladores de velocidade, que atuam no sentido de variar a potência gerada em função da variação da frequência com relação ao seu valor nominal de operação.

Assim, quando há redução na frequência do sistema, motivada por um impacto de carga, por exemplo, os reguladores de velocidade atuam no sentido de elevar a geração das unidades geradoras. Para a elevação da frequência os efeitos são análogos. Portanto, há uma forte relação entre potência ativa e frequência nos SEP. Os sistemas de controle que estão relacionados a essas variáveis, são conhecidos como sistemas de controle de carga-frequência, ou Malha Pf.

### ***3.1 – Representação do Sistema de Controle de Carga-Frequência***

No sentido de se analisar o comportamento dinâmico da Malha Pf, diante da imposição de um impacto de carga de pequena amplitude, uma representação matemática adequada de seus componentes é necessária. A seguir serão

mostrados os modelos matemáticos de cada componente da Malha Pf que serão utilizados na simulação.

### 3.1.1 – Modelo do Sistema de Potência

Na ocorrência de um desequilíbrio entre carga e geração em um SEP, os rotores das unidades geradoras ficam sujeitos a uma potência acelerante ou desacelerante que pode ser expressa como sendo a diferença das variações nas potências geradas ( $\Delta P_g$ ) e consumidas ( $\Delta P_c$ ), ou seja:

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_c \quad (9)$$

onde:

$P_a$  = potência acelerante (positiva ou negativa).

Este desequilíbrio de potência é absorvido pelo sistema através de:

- Variação de energia cinética;
- Variação das cargas com a frequência, ou seja, regulação própria do sistema, expressa pelo coeficiente ( $D$ ) de amortecimento;
- Variação das potências ativas de intercâmbio entre sistemas interligados ( $\Delta T$ ).

#### 3.1.1.1 – Variação da Energia Cinética do Sistema

A energia cinética de um sistema ( $EC$ ) pode ser dada por:

$$EC = \frac{1}{2} J \cdot \omega^2 \quad (10)$$

onde:

$J$  = momento de inércia do sistema;

$\omega$  = velocidade angular ( $2\pi \cdot f$ ).

Supondo que o sistema sofra um impacto de carga de pequena amplitude.

Antes do impacto tem-se:

$$EC_0 = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2\pi \cdot f_0)^2 \quad (11)$$

onde:

$f_0$  = frequência nominal operativa em Hz.

E após o impacto:

$$EC = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2\pi \cdot f)^2 \quad (12)$$

De (11) e (12) obtém-se:

$$\frac{EC}{EC_0} = \frac{J \cdot (2\pi \cdot f)^2}{J \cdot (2\pi \cdot f_0)^2} = \frac{f^2}{f_0^2} \quad (13)$$

Considerando as variações de frequência tem-se:

$$f = f_0 + \Delta f \quad (14)$$

Substituindo (14) em (13):

$$EC = EC_0 \cdot \frac{(f_0 + \Delta f)^2}{f_0^2} \quad (15)$$



Tem-se ainda:

$$(f_0 + \Delta f)^2 = f_0^2 + 2 \cdot f_0 \cdot \Delta f + \Delta f^2 \quad (16)$$

Como  $\Delta f$  é pequeno, por se tratar de um impacto de carga de pequena amplitude, pode-se aproximar:

$$(f_0 + \Delta f)^2 \cong f_0^2 + 2 \cdot f_0 \cdot \Delta f \quad (17)$$

Substituindo (17) em (15) vem:

$$EC = EC_0 \cdot \left( 1 + \frac{2\Delta f}{f_0} \right) \quad (18)$$

Portanto, a variação de energia cinética será dada por:

$$\frac{d(EC)}{dt} = \frac{2EC_0}{f_0} \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (19)$$

A energia cinética inicial ( $EC_0$ ) quando colocada em  $pu$  da potência base, é chamada de  $H$  (constante de tempo de inércia), assim:

$$H = \frac{EC_0}{S_{base}} \quad (20)$$

com  $H$  dado em segundos [s], ou em [MJ/MVA].

Sendo  $\Delta f / f_0$  a variação de frequência em  $pu$ , pode-se escrever:

$$\frac{d(EC)}{dt} = 2H \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (21)$$

### 3.1.1.2 – Variação das Cargas com a Frequência

Já foi visto anteriormente que:

$$D = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} \quad (22)$$

ou

$$\Delta P_{cf} = D \cdot \Delta f \quad (23)$$

onde:

$\Delta P_{cf}$  = variação da carga em função da variação de frequência.

### 3.1.1.3 – Variação das Potências Ativas de Intercâmbio

Esta variação de potência é dada por  $\Delta T$ , e será abordada com maiores detalhes na seção referente à interligação de áreas de controle.

Através da expressão (9) e considerando as três variações mencionadas, pode-se escrever:

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_C = \frac{d(EC)}{dt} + \Delta P_{cf} + \Delta T \quad (24)$$

ou

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_C = 2H \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} + D \cdot \Delta f + \Delta T \quad (25)$$

Define-se:

$$T = \frac{2 \cdot H}{D} \quad (26)$$

sendo a constante de tempo da resposta do sistema, que varia com a sua inércia e com a resposta da carga com a frequência.

Assim pode-se reescrever (25) da seguinte forma:

$$\Delta P_g - \Delta P_c = T.D. \frac{d(\Delta f)}{dt} + D.\Delta f + \Delta T \quad (27)$$

onde:

- $\Delta P_g - \Delta P_c$  = potência acelerante do sistema;
- $T.D. \frac{d(\Delta f)}{dt}$  = variação de energia cinética do sistema;
- $D.\Delta f$  = variação das cargas com a frequência;
- $\Delta T$  = variação das potências ativas de intercâmbio.

A equação (27) é a equação diferencial representativa do SEP. Reordenando (27) obtém-se a seguinte equação de estado:

$$\frac{d(\Delta f)}{dt} = \frac{-1}{T}.\Delta f - \frac{1}{D.T}.\Delta T + \frac{1}{D.T}(\Delta P_g - \Delta P_c) \quad (28)$$

Utilizando a Transformada de Laplace em (27) tem-se:

$$\Delta F(s) = \frac{\Delta P_g(s) - \Delta P_c(s) - \Delta T(s)}{D + s.T.D} \quad (29)$$

Assim, pode-se escrever a seguinte função de transferência do sistema de potência:

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_g(s) - \Delta P_c(s) - \Delta T(s)} = \frac{1/D}{1 + s.T} \quad (30)$$

O SEP pode ser representado, então, através do diagrama de blocos mostrado na Figura 2.

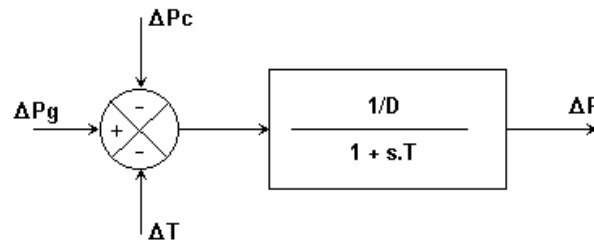


Figura 2 – Diagrama de Blocos do Sistema de Potência.

### 3.1.2 – Modelos dos Reguladores de Velocidade

Neste item são considerados três modelos de reguladores de velocidade (Kirchmayer, 1959; Vieira Filho, 1984):

- regulador isócrona;
- regulador com queda de velocidade;
- regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.

Nas seções seguintes são mostrados os desenvolvimentos dos modelos matemáticos para cada um destes três tipos de reguladores.

#### 3.1.2.1 – Regulador Isócrona

Este regulador não é normalmente utilizado em sistemas interligados, uma vez que nestas condições apresenta sérios inconvenientes operacionais. Entretanto, o seu mecanismo de regulação serve de subsídio para os reguladores comumente utilizados. A Figura 3 apresenta de forma esquemática, um regulador isócrona.

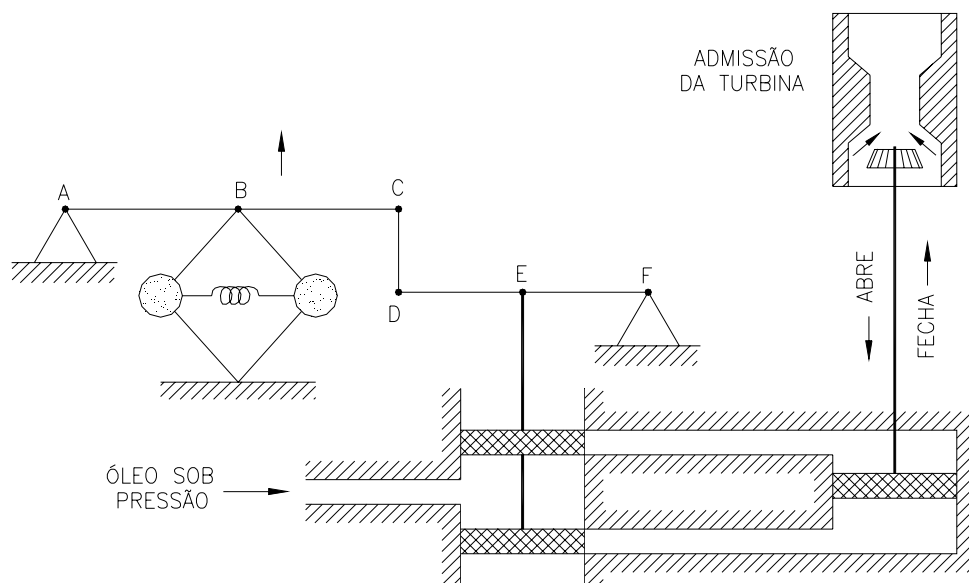


Figura 3 – Regulador de Velocidade Isócrono.

Para melhor entender o funcionamento deste regulador, suponha ocorrer um súbito aumento de carga em um sistema de potência. Como consequência, a frequência de operação reduz, provocando o deslocamento do ponto B da figura para cima. Este deslocamento determina uma abertura da parte superior do elemento distribuidor, o que permite a injeção de óleo no servo-motor. A entrada de óleo desloca a haste da válvula de admissão da turbina para baixo, causando uma elevação da potência gerada. Este processo permanecerá até o instante em que se atinja o valor exato da frequência nominal operativa do sistema.

Desta forma, não é difícil de se verificar que o regulador isócrono apresenta tendências de estabilidade pobre.

Chamando:

$V_0$  = volume inicial do fluido (estado inicial de operação);

$V$  = volume do fluido, posterior à redução de frequência;

$\Delta V$  = variação do volume do fluido;

$Q$  = vazão de fluido no servo-motor.

Pode-se mostrar que:

$$Q = \frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_1 \cdot \Delta f \quad (31)$$

onde:

$\Delta f$  = desvio na frequência inicial de operação ( $f - f_0$ );

$k_1$  = constante de proporcionalidade.

Como  $V_0$  e  $f_0$  são constantes, pode-se definir:

$$k_1 = k_2 \cdot \frac{V_0}{f_0} \quad (32)$$

Levando (32) em (31) tem-se:

$$\frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_2 \cdot \frac{V_0}{f_0} \cdot \Delta f \quad (33)$$

ou

$$\frac{\frac{d(\Delta V)}{dt}}{\frac{V_0}{f_0}} = -k_2 \cdot \frac{\Delta f}{f_0} \quad (34)$$

Considerando valores em *pu*:

$$\frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (35)$$

A variação do volume do fluido do servo-motor é aproximadamente proporcional à variação das aberturas provocadas na admissão da turbina, assim:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (36)$$

A equação (36) é a equação diferencial representativa do regulador isócrona. A equação de estado deste sistema de regulação pode ser expressa por (37):

$$\Delta \dot{a} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (37)$$

Aplicando a Transformada de Laplace, tem-se:

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-k_2}{s} \quad (38)$$

Desta forma, o regulador de velocidade isócrona pode ser representado pelo diagrama de bloco mostrado na Figura 4.

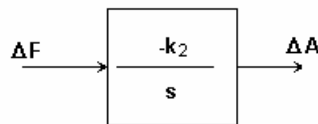


Figura 4 – Diagrama de Bloco do Regulador de Velocidade Isócrona.

Portanto, o regulador isócrona tem a característica de um integrador matemático, onde a variação da abertura de admissão da turbina só será nula, quando  $\Delta f = 0$  (motivo do nome isócrona).

Este regulador apresenta, então, sérios problemas de estabilidade, bem como problemas de repartição de cargas entre unidades geradoras. Por esse motivo é utilizado apenas em áreas isoladas.

Considerando a implementação desse regulador numa Malha Pf isolada, para uma elevação de 10% na carga, a resposta do regulador é dada pela curva de desvio de frequência mostrada na Figura 5.

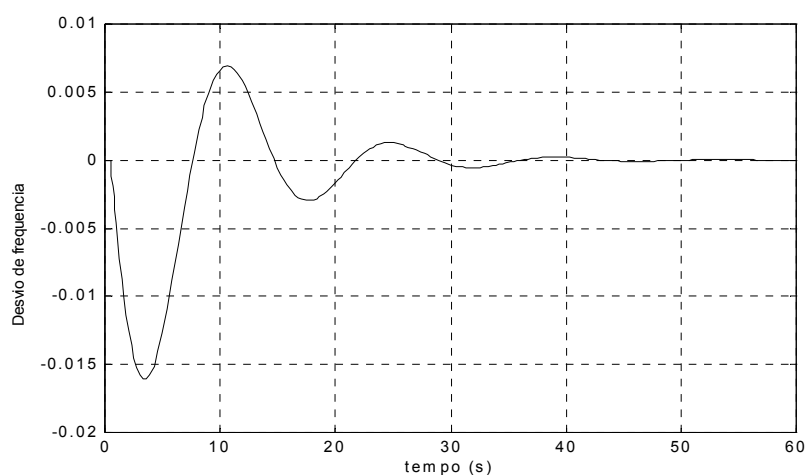


Figura 5 – Desvio de Frequência para o Regulador Isócrono (valores em pu).

Como se pode observar, o desvio de frequência é nulo em regime permanente.

### 3.1.2.2 – Regulador com Queda de Velocidade

Uma forma de melhorar a estabilidade do regulador isócrono, é a de estabelecer uma realimentação no processo de regulação. Isto pode ser realizado através da conexão entre a válvula piloto e o servo-motor principal conforme mostrado na Figura 6.

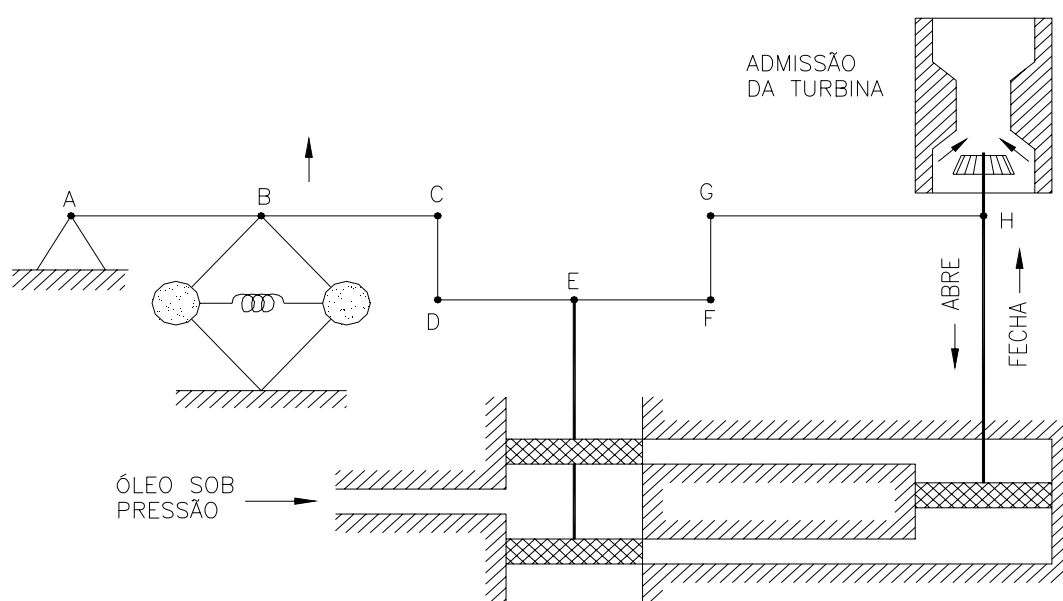


Figura 6 – Regulador com Queda de Velocidade.



Supondo um súbito aumento de carga, produzindo uma queda na frequência do sistema. Haverá uma tendência do ponto B da Figura 6 se deslocar para cima, promovendo uma abertura na parte superior do elemento distribuidor com conseqüente abertura da válvula de admissão da turbina. Haverá, portanto, elevação na potência gerada. Entretanto, o deslocamento para baixo do ponto H (vale lembrar que o ponto H é rígido e não apresenta rotação), fará, através da ligação HGFE, com que o ponto E se desloque para baixo, promovendo um fechamento parcial no elemento distribuidor. Assim, o estado final de equilíbrio será atingido mais rapidamente e ocorrerá antes da frequência atingir seu valor inicial de operação.

Este tipo de regulador é mais estável e mais rápido do que o isócrono, entretanto o preço desta maior eficiência é pago através do erro final de frequência do sistema. A correção deste erro é função do controle secundário, conforme será visto posteriormente.

Do regulador isócrono tem-se que:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (39)$$

A realimentação do regulador com queda de velocidade pode ser expressa por:

$$\Delta h = k_3 \cdot \Delta a \quad (40)$$

onde:

$k_3$  = ganho da realimentação EFGH.

A abertura da parte superior do distribuidor será então da forma:

$$\Delta e = -\Delta f - \Delta h \quad (41)$$

ou

$$\Delta e = -\Delta f - k_3 \Delta a \quad (42)$$

E de forma similar ao regulador isócrono, equação (39), vem:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f - k_2 \cdot k_3 \cdot \Delta a \quad (43)$$

ou

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 (\Delta f + k_3 \cdot \Delta a) \quad (44)$$

A equação (44) é a equação representativa do regulador com queda de velocidade.

Utilizando a Transformada de Laplace tem-se:

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 (\Delta F(s) + k_3 \cdot \Delta A(s)) \quad (45)$$

ou

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-1/k_3}{1 + s/k_2 k_3} \quad (46)$$

Chamando  $k_3 = R$  e  $1/k_2 \cdot k_3 = T_1$  vem:

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-1/R}{1 + s \cdot T_1} \quad (47)$$

onde:

$T_1$  = constante de tempo do regulador com queda de velocidade.

De (44) é possível escrever a equação de estado deste regulador:

$$\Delta \dot{a} = -k_2.k_3.\Delta a - k_2.\Delta f \quad (48)$$

OU

$$\Delta \dot{a} = \frac{-1}{T_1}.\Delta a - \frac{1}{T_1.R}.\Delta f \quad (49)$$

O diagrama de bloco deste regulador está representado na Figura 7.

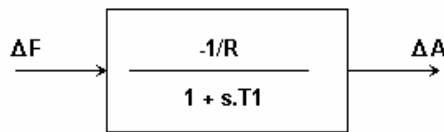


Figura 7 – Diagrama de Bloco do Regulador com Queda de Velocidade.

Para uma variação em degrau unitário na frequência do sistema, tem-se:

$$\Delta F(s) = \frac{1}{s} \quad (50)$$

Nesta situação o valor em regime permanente da variável  $\Delta a$  pode ser determinado através do teorema do valor final, aplicado à equação (47):

$$\Delta a_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} \left( \frac{1}{s} \cdot s \cdot \frac{-1/R}{1 + s.T_1} \right) \quad (51)$$

Que conduz a:

$$\Delta a_{r.p.} = \frac{-1}{R} \quad (52)$$

Portanto, o valor final  $\Delta a_{r.p.}$  é inversamente proporcional ao parâmetro R. De forma análoga, para um degrau unitário na abertura da válvula de admissão da turbina, i.e.:

$$\Delta A(s) = \frac{1}{s} \quad (53)$$

tem-se:

$$\Delta f_{r.p.} = -R \quad (54)$$

Portanto, o valor final  $\Delta f_{r.p.}$  é diretamente proporcional ao parâmetro R. O valor em regime permanente  $\Delta f_{r.p.}$  corresponde ao erro de frequência do sistema.

Para uma elevação de 10% na carga, a resposta do regulador é dada pela curva de desvio de frequência mostrada na Figura 8.

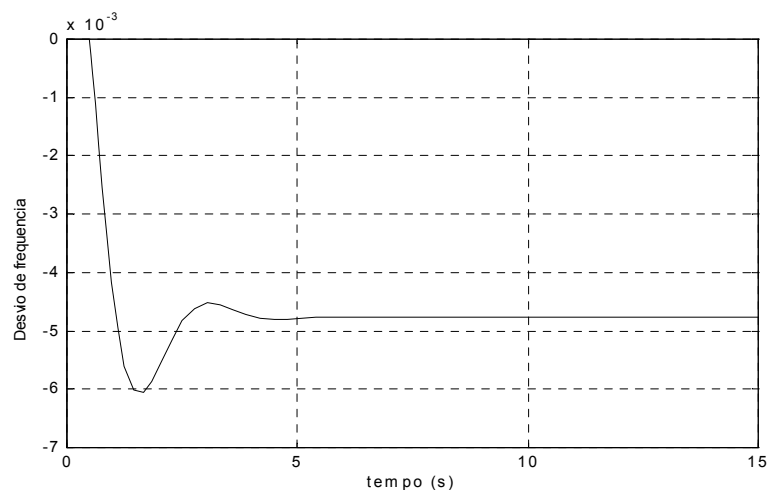


Figura 8 – Desvio de Frequência para o Regulador com Queda de Velocidade (valores em pu).

Como se pode perceber na figura, este regulador apresenta um desvio de frequência em regime permanente, e tem uma resposta mais rápida que o regulador isócrono. Este regulador é comumente utilizado em associação com turbinas térmicas.

### 3.1.2.3 – Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório

As turbinas hidráulicas, devido às características peculiares de resposta, necessitam de reguladores com características especiais de estatismo transitório, para que seja

possível um comportamento estável no controle de velocidade. O termo estatismo transitório implica que para desvios rápidos de frequência, o regulador apresenta uma alta regulação ( $r$ ), enquanto que, para variações lentas e no estado de equilíbrio, o regulador tem baixa regulação ( $R$ ).

A Figura 9 mostra a adição de uma realimentação transitória através de uma câmara de óleo com um orifício.

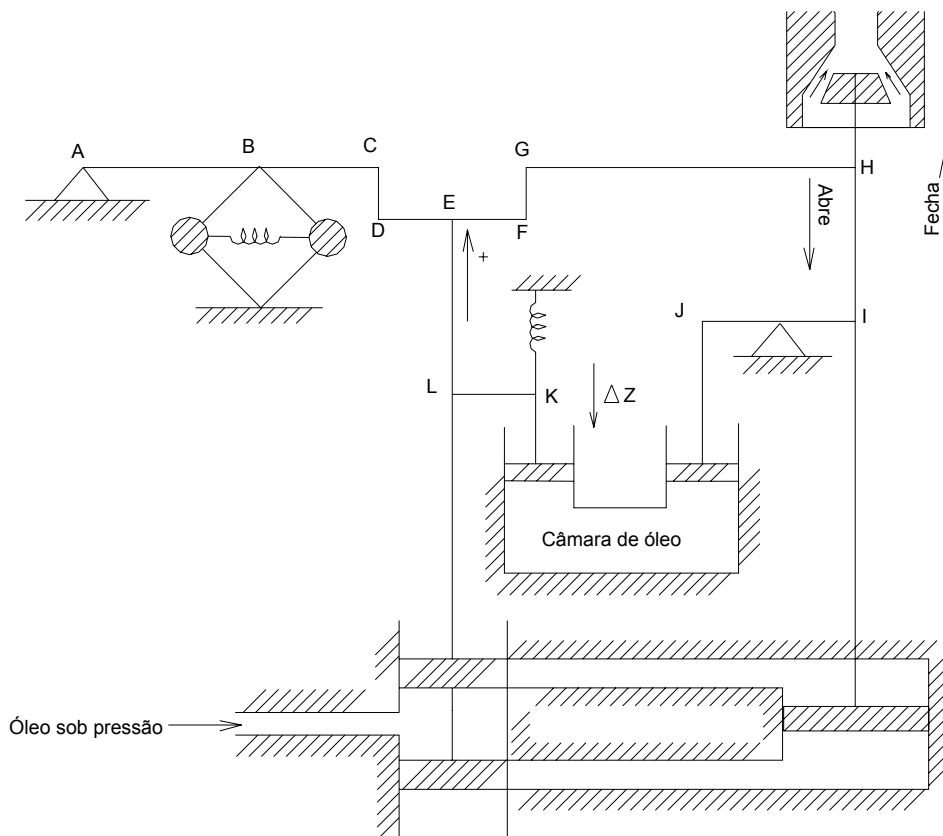


Figura 9 – Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório.

Supondo um súbito aumento de carga, ocorrerá uma queda na frequência. Com isso, haverá uma tendência do ponto B da Figura 9 se elevar, promovendo uma abertura na parte superior do elemento distribuidor com conseqüente abertura da válvula de admissão da turbina. Portanto, produzir-se-á uma elevação da potência ativa gerada. Entretanto, o deslocamento para baixo dos pontos H e I promovem reações contrárias a este movimento, fazendo com que a ligação IJKL (através da câmara de óleo) determine uma oposição às variações rápidas na abertura da

válvula de admissão da turbina, enquanto que a ligação EFGH desenvolve uma reação às variações mais lentas na abertura.

A função de transferência da realimentação transitória adicional ( $\Delta z$ ) para oposição da válvula ( $\Delta y$ ) que se encontra do outro lado da câmara de óleo, pode ser obtida segundo a equação (55) que considera a transmissão do movimento pelo fluido incompressível na câmara de óleo.

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y + \int \frac{Q}{A} \cdot dt \quad (55)$$

onde:

$Q$  = vazão do fluido para fora da câmara de óleo;

$A$  = área do pistão;

$k_4$  = constante devido às relações dos comprimentos das alavancas.

Por outro lado, a pressão do fluido é proporcional ao deslocamento  $\Delta z$ , devido à compressão da mola, e a vazão  $Q$  é proporcional à pressão. Então, pode-se escrever:

$$\frac{Q}{A} = -k_5 \cdot \Delta z \quad (56)$$

Levando (56) em (55) vem:

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y + \int (-k_5 \cdot \Delta z) \cdot dt \quad (57)$$

ou

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y - \int k_5 \cdot \Delta z \cdot dt \quad (58)$$

Derivando (58), vem:

$$\frac{d(\Delta z)}{dt} = k_4 \cdot \frac{d(\Delta y)}{dt} - k_5 \cdot \Delta z \quad (59)$$

ou

$$\Delta \dot{z} = k_4 \cdot \Delta \dot{y} - k_5 \cdot \Delta z \quad (60)$$

A abertura da parte superior do distribuidor terá, portanto, a influência de três fatores:

- Variação da frequência, através da malha ABCDE ( $\Delta f$ );
- Realimentação através da malha EFGH ( $\Delta h$ );
- Realimentação transitória, através da malha IJKL ( $\Delta z$ ).

Pode-se escrever:

$$\Delta e = -\Delta f - \Delta h - \Delta z \quad (61)$$

De forma análoga aos reguladores analisados anteriormente tem-se que:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = k_2 (-\Delta f - \Delta h - \Delta z) \quad (62)$$

A equação (62) corresponde à equação diferencial do regulador de velocidade com queda de frequência e estatismo transitório. Em (62) tem-se:

$$\Delta h = k_3 \cdot \Delta a \quad (63)$$

e

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y - \int k_5 \cdot \Delta z \cdot dt \quad (64)$$

Como  $\Delta y$  é proporcional a  $\Delta a$  tem-se:

$$\Delta y = k_6 \cdot \Delta a \quad (65)$$

Levando (65) em (64) vem:

$$\Delta z = k_4 \cdot k_6 \cdot \Delta a - \int k_5 \cdot \Delta z \cdot dt \quad (66)$$

Aplicando a Transformada de Laplace em (62), (63) e (66) vem:

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 [\Delta F(s) + \Delta H(s) + \Delta Z(s)] \quad (67)$$

e

$$\Delta H(s) = k_3 \cdot \Delta A(s) \quad (68)$$

e

$$\Delta Z(s) = k_4 \cdot k_6 \cdot \Delta A(s) - \frac{k_5}{s} \cdot \Delta Z(s) \quad (69)$$

Levando (68) e (69) em (67), tem-se:

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 \left[ \Delta F(s) + k_3 \cdot \Delta A(s) + \frac{s \cdot k_4 \cdot k_6}{s + k_5} \cdot \Delta A(s) \right] \quad (70)$$

ou

$$\Delta A(s) = \frac{-k_2}{s + k_2 \cdot k_3 + \frac{s \cdot k_2 \cdot k_4 \cdot k_6}{s + k_5}} \cdot \Delta F(s) \quad (71)$$

Manipulando a expressão (71) vem:

$$\Delta A(s) = \frac{-k_2 \cdot (s + k_5)}{s^2 + (k_5 + k_2 \cdot k_3 + k_2 \cdot k_4 \cdot k_6) s + k_2 \cdot k_3 \cdot k_5} \cdot \Delta F(s) \quad (72)$$

ou



$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-k_2 \cdot (s + k_5)}{s^2 + (k_5 + k_2 \cdot k_3 + k_2 \cdot k_4 \cdot k_6)s + k_2 \cdot k_3 \cdot k_5} \quad (73)$$

A equação (73) representa a função de transferência do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório. Fatorando a mesma pode-se escrever:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-(1 + s.T_t)}{R(1 + s.T_g) \cdot (1 + s.T_t \cdot (r/R))} \quad (74)$$

onde:

$R$  = regulação de velocidade em regime permanente  
(estatismo permanente do regulador);

$r$  = regulação de velocidade transitória;

$T_t$  = constante de tempo associada à regulação transitória;

$T_g$  = constante de tempo do regulador de velocidade com estatismo transitório.

O diagrama de blocos equivalente à função de transferência (74) é apresentado na Figura 10.

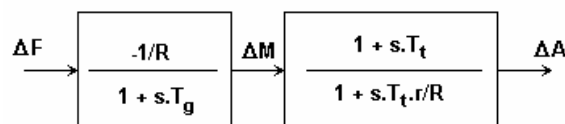


Figura 10 – Diagrama de Blocos do Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório.

O segundo bloco representa a malha de compensação transitória.

Do diagrama de blocos da Figura 10 pode-se obter as equações de estado deste regulador, que são dadas por:

$$\Delta \dot{m} = -\frac{1}{R.T_g} \cdot \Delta f - \frac{1}{T_g} \cdot \Delta m \quad (75)$$

e

$$\Delta \dot{a} = \frac{-R}{r.T_t} \Delta a + \frac{R}{r} \left( \frac{1}{T_t} - \frac{1}{T_g} \right) \Delta m - \frac{1}{r.T_g} \Delta f \quad (76)$$

A equação (76) considera o estatismo transitório do regulador.

Para uma elevação de 10% na carga, a resposta do regulador é dada pela curva de desvio de frequência mostrada na Figura 11.

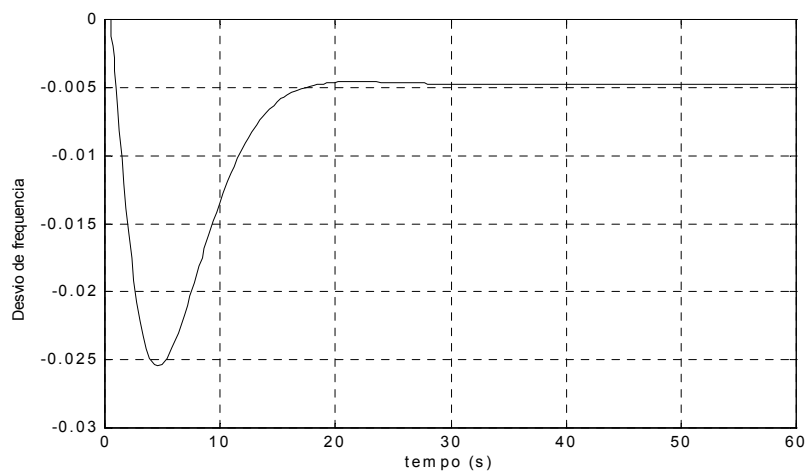


Figura 11 – Desvio de Frequência para o Regulador com Estatismo Transitório (valores em pu).

Como era de se esperar, esse regulador também apresenta um desvio de frequência em regime permanente. Sua resposta é mais lenta que o regulador com queda de velocidade, portanto é conveniente para acoplamento com turbinas hidráulicas.

A aplicação do teorema do valor final na função de transferência dos três reguladores de velocidade apresentados permite verificar o erro de frequência em regime permanente, ou seja:

a) regulador isócrono:

$$\Delta f_{r.p.} = 0$$

b) regulador com queda de velocidade:

$$\Delta f_{r.p.} = -R$$

c) regulador com queda de velocidade e estatismo transitório:

$$\Delta f_{r.p.} = -R$$

Nessas análises, considerou-se um degrau unitário para  $\Delta A(s)$ .

Colocando os resultados dos três reguladores em um mesmo gráfico para efeito de comparação, tem-se a Figura 12.

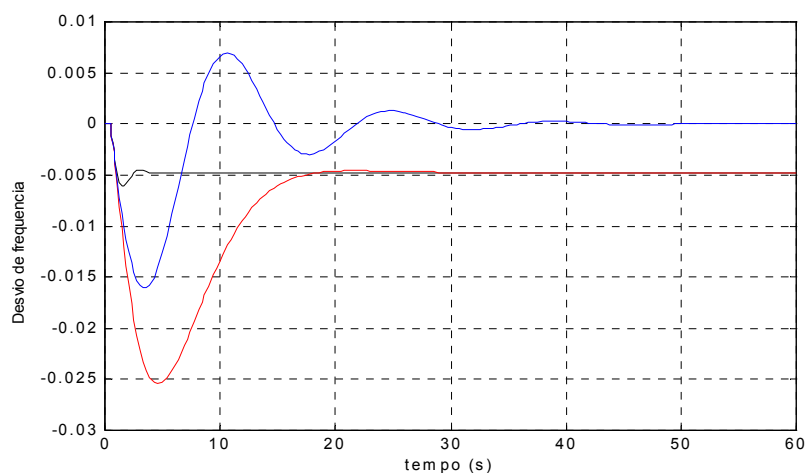


Figura 12 – Desvio de Frequência para os Três Tipos de Reguladores (valores em pu).

onde:

- Regulador isócrono;
- Regulador com queda de velocidade;
- Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.

O regulador isócrono consegue fazer com que o desvio de frequência se anule, mas tem estabilidade lenta quando comparado com os demais. Os outros dois tipos apresentam uma resposta mais rápida, mas no regime permanente permanece um desvio de frequência.

Então, é possível resumir as conclusões até o momento da seguinte forma:

- para grandes SEPs, não se pode contar somente com a regulação natural do mesmo, definida pelas características de carga-freqüência, uma vez que podem ocorrer abaixamentos sucessivos de freqüência, levando o sistema a níveis operativos inaceitáveis;
- a utilização de reguladores isócronos em sistemas compostos por diversas unidades geradoras, embora apresente a vantagem de fazer a freqüência retornar ao ser valor original, traz sérios problemas de estabilidade e impossibilidade de repartição adequada de carga entre as unidades geradoras;
- a utilização de reguladores com queda de velocidade resolve o problema de repartição de carga e de estabilidade, entretanto, traz um problema adicional, que é o afastamento da freqüência original em regime permanente;
- a utilização de reguladores com queda de velocidade e estatismo transitório resolve o problema da repartição de cargas e de estabilidade em unidades hidráulicas, entretanto, traz também o problema adicional do desvio de freqüência em regime permanente.

Os problemas apresentados pelos reguladores isócronos determinam a utilização dos reguladores com queda de velocidade. Entretanto, o desvio de freqüência em regime permanente, causado pelos mesmos, evidencia a necessidade de um segundo estágio de regulação, no sentido de fazer a freqüência retornar ao seu valor inicial (regulação secundária).

### **3.1.3 – Característica Estática do Regulador**

A característica estática de um regulador é dada para cada estado de equilíbrio atingido após cada variação de freqüência (Vieira Filho, 1984).

Seja, inicialmente, a aplicação de um degrau de variação na freqüência e em seguida a verificação da potência adicional gerada em regime permanente, pela ação do regulador. Tem-se:

$$\Delta F(s) = \frac{F}{s} \quad (77)$$

Seja considerar a aplicação deste degrau na função de transferência do regulador com queda de velocidade. Considerando também a função de transferência da turbina igual a 1, tem-se:

$$\Delta P_g = \frac{-1/R}{1+sT_1} \cdot \frac{\Delta F}{s} \quad (78)$$

Em regime permanente:

$$\Delta P_g = \frac{-1}{R} \cdot \Delta F \quad (79)$$

ou

$$P_g - P_{g0} = \frac{-1}{R} (f - f_0) \quad (80)$$

onde:

$P_{g0}$  = potência gerada inicial;

$P_g$  = potência gerada final;

$f_0$  = freqüência inicial;

$f$  = freqüência final.

A equação (80) pode ser representada graficamente conforme a Figura 13.

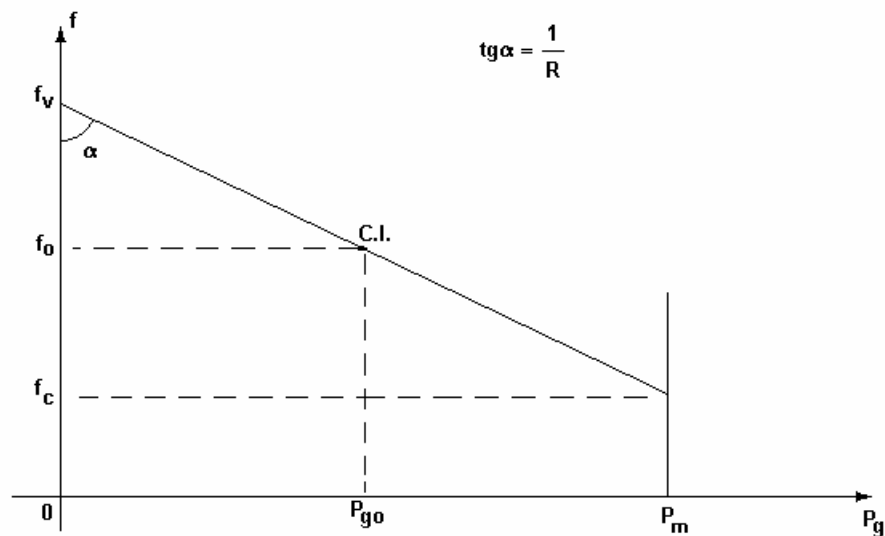


Figura 13 – Característica Estática do Regulador com Queda de Velocidade.

O parâmetro  $R$  do regulador é conhecido como constante de regulação, enquanto  $1/R$  é chamada energia de regulação da máquina e tem dimensão de MW/Hz.

Um parâmetro muito utilizado em reguladores de velocidade é o definido pela equação (81):

$$s = \frac{f_v - f_c}{f_n} \cdot 100 \quad (81)$$

onde:

- $s$  = estatismo [%] (*speed droop*);
- $f_v$  = frequência em vazio;
- $f_c$  = frequência com 100% da carga;
- $f_n$  = frequência nominal;
- $P_m$  = potência máxima.

Portanto, define-se estatismo como a variação de velocidade ao passar-se de carga zero a 100% da carga (em p.u. da velocidade nominal).

Da equação (80), tem-se:

$$P_g - P_{g0} + \frac{1}{R}(f - f_0) = 0 \quad (82)$$

Para  $P_g = 0$ , vem:

$$0 - P_{g0} + \frac{1}{R}(f_v - f_0) = 0 \quad (83)$$

Para  $P_g = P_m$ , tem-se:

$$P_m - P_{g0} + \frac{1}{R}(f_c - f_0) = 0 \quad (84)$$

De (83) e (84):

$$f_v = \frac{(1/R).f_c + P_m}{1/R} \quad (85)$$

Levando (85) em (81):

$$s = \frac{(1/R).f_c + P_m - f_c}{f_n} \cdot 100 \quad (86)$$

ou

$$s = \frac{R.P_m}{f_n} \cdot 100 \quad (87)$$

Trabalhando em *pu* e considerando a potência máxima da unidade geradora como a base de potência, e a frequência nominal de operação como a frequência base, tem-se:

$$s = R \quad (88)$$

Portanto,  $R$  pode ser definido como o estatismo do regulador de velocidade da unidade geradora.

Pode-se concluir então que, o estatismo de um regulador isócrono é  $R = 0$ , e para um regulador de velocidade bloqueado  $R = \infty$ .

Fazendo uma rápida análise do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório, pode-se calcular qual é a regulação do mesmo para os instantes inicial e final do processo de regulação.

Para o instante inicial, aplicando o teorema do valor inicial, a regulação de velocidade de uma máquina hidráulica é  $1/r$ . Já para o instante final, aplicando o teorema do valor final, a regulação de velocidade corresponde a  $1/R$ .

### **3.1.4 – Mudanças de Base para $H$ , $R$ e $D$**

Para trabalhar com os valores de estatismo ( $R$ ), constante de tempo de inércia ( $H$ ) e o coeficiente de amortecimento ( $D$ ), é preciso fazer mudanças de base apropriadas, da base da máquina para uma base comum do sistema.

Para o coeficiente de amortecimento ( $D$ ), tem-se que:

$$D = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} \quad (89)$$

onde a unidade é [MW/Hz].

Para obter  $D$  em pu, deve-se utilizar uma potência e uma frequência base:

$$D_{base} = \frac{S_{base}}{f_{base}} \quad (90)$$



Logo:

$$D_{p.u.} = \frac{D}{D_{base}} \quad (91)$$

ou

$$D_{p.u.} = D \cdot \frac{f_{base}}{S_{base}} \quad (92)$$

No entanto, desejando-se fazer uma mudança de base do coeficiente  $D$ , de uma base de potência  $S_{base1}$  para  $S_{base2}$ , deve-se proceder da seguinte forma:

$$D_{p.u.1} = D \cdot \frac{f_{base1}}{S_{base1}} \quad (93)$$

e

$$D_{p.u.2} = D \cdot \frac{f_{base2}}{S_{base2}} \quad (94)$$

De (93) tem-se que:

$$D = D_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{f_{base1}} \quad (95)$$

Substituindo (95) em (94) e considerando  $f_{base1} = f_{base2}$ , tem-se a expressão (96) que permite realizar a mudança de base.

$$D_{p.u.2} = \frac{D_{p.u.1} \cdot S_{base1}}{S_{base2}} \quad (96)$$

A energia de regulação  $1/R$  é dada na unidade [MW/Hz]. Para escrevê-la em p.u. deve-se fazer:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{base} = \frac{S_{base}}{f_{base}} \quad (97)$$

e

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base}}{S_{base}} \quad (98)$$

No entanto, desejando-se fazer uma mudança de base, de uma base de potência  $S_{base1}$  para  $S_{base2}$ , deve-se proceder da seguinte forma:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base1}}{S_{base1}} \quad (99)$$

e

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.2} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base2}}{S_{base2}} \quad (100)$$

De (99) tem-se que:

$$\left(\frac{1}{R}\right) = \left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{f_{base1}} \quad (101)$$

Substituindo (101) em (100) e considerando  $f_{base1} = f_{base2}$ , tem-se:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.2} = \left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{S_{base2}} \quad (102)$$

A constante de tempo de inércia ( $H$ ), é dada em [MJ/MVA] ou simplesmente em [s]. Anteriormente definiu-se que:

$$H_{maq} = \frac{E_{cinetica}}{S_{base.maq}} \quad (103)$$

Na base do sistema pode-se escrever que:

$$H_{sist} = \frac{E_{cinetica}}{S_{base.sist}} \quad (104)$$

Substituindo (103) em (104) vem:

$$H_{sist} = \frac{H_{maq} \cdot S_{base.maq}}{S_{base.sist}} \quad (105)$$

### 3.1.5 – Modelos das Turbinas

Neste item são apresentados três modelos simplificados de turbinas, sendo o primeiro aplicado às unidades térmicas sem reaquecimento, o segundo aplicado às unidades térmicas com reaquecimento e o terceiro aplicado às unidades hidráulicas (considerando o efeito da inércia da água) (Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989).

#### 3.1.5.1 – Turbina Térmica sem Reaquecimento

Este tipo de turbina pode ser representado, de forma simplificada, pela seguinte função de transferência:

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \frac{1}{1 + sT_s} \quad (106)$$

onde:

$\Delta P_g$  = variação de potência gerada;

$\Delta A$  = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;

$T_s$  = constante de tempo da câmara de vapor.

O diagrama de bloco equivalente está representado na Figura 14.

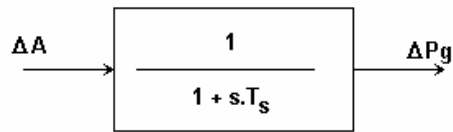


Figura 14 – Diagrama de Bloco da Turbina Térmica sem Reaquecimento.

Da equação (106), pode-se escrever:

$$\Delta P_g + T_s \cdot s \cdot \Delta P_g = \Delta A \quad (107)$$

Ou seja, no domínio do tempo:

$$T_s \cdot \frac{d(\Delta P_g)}{dt} + \Delta P_g = \Delta a \quad (108)$$

Onde (108) é a equação diferencial da turbina térmica sem reaquecimento.

Pode-se escrever ainda a seguinte equação de estado:

$$\Delta \dot{P}_g = \frac{-1}{T_s} \cdot \Delta P_g + \frac{1}{T_s} \cdot \Delta a \quad (109)$$

### 3.1.5.2 – Turbina Térmica com Reaquecimento

O modelo para representação deste tipo de turbina considera a ação da câmara de vapor, reaquecedor, *cross-over*, e também dos estágios de alta, média e baixa pressão. O diagrama está mostrado na Figura 15.

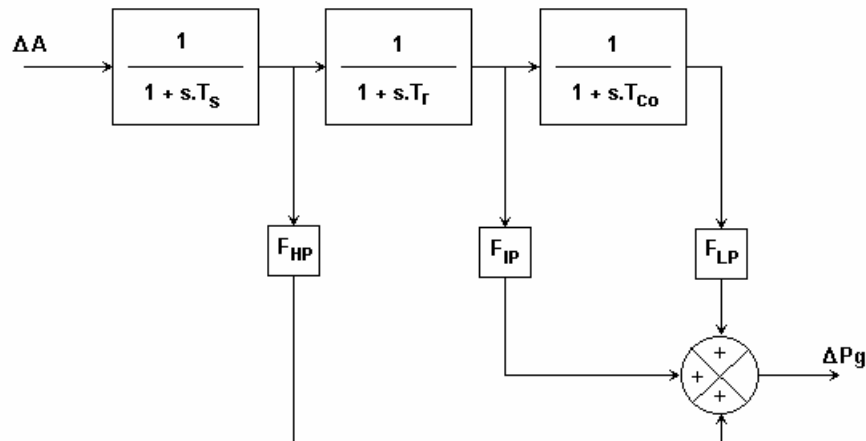


Figura 15 – Diagrama de Blocos para Turbina Térmica com Reaquecimento.

onde:

$\Delta P_g$  = variação de potência gerada;

$\Delta A$  = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;

$T_s$  = constante de tempo da câmara de vapor;

$T_r$  = constante de tempo do reaquecedor;

$T_{co}$  = constante de tempo do *cross-over*;

$F_{HP}$  = proporção da potência do elemento de alta pressão;

$F_{IP}$  = proporção da potência do elemento de média pressão;

$F_{LP}$  = proporção da potência do elemento de baixa pressão.

Para simplificar a modelagem será desprezada a ação do elemento de baixa pressão, devido ao atraso associado ao reaquecedor. Desta forma os elementos de alta e média pressão serão responsáveis por toda potência desenvolvida na turbina. A representação desse diagrama está mostrada na Figura 16.

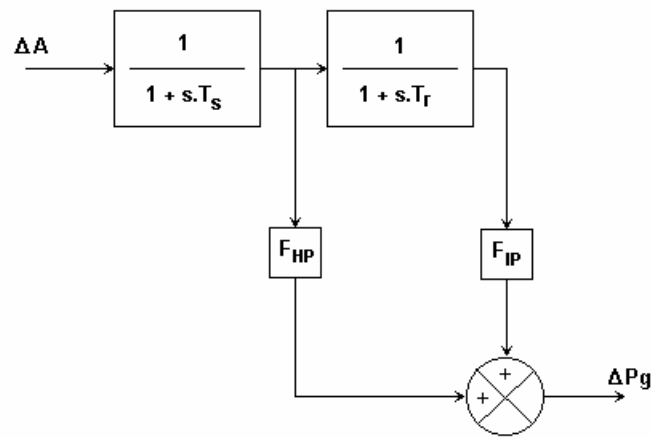


Figura 16 – Diagrama Simplificado para Turbina Térmica com Reaquecimento.

Pode-se equacionar o diagrama da Figura 16 da maneira mostrada na equação (110).

$$\Delta P_g(s) = F_{HP} \cdot \frac{1}{1+s.T_s} \cdot \Delta A(s) + F_{IP} \cdot \frac{1}{1+s.T_s} \cdot \frac{1}{1+s.T_r} \Delta A(s) \quad (110)$$

Simplificando vem:

$$\Delta P_g(s) = \left( F_{HP} + F_{IP} \cdot \frac{1}{1+s.T_r} \right) \left( \frac{1}{1+s.T_s} \right) \cdot \Delta A(s) \quad (111)$$

ou

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \left( \frac{F_{HP} + s.F_{HP}.T_r + F_{IP}}{1+s.T_r} \right) \left( \frac{1}{1+s.T_s} \right) \quad (112)$$

Como  $F_{HP} + F_{IP} = 1$  e chamando  $C = F_{HP}$ , pode-se representar este tipo de turbina pela função de transferência dada em (113).

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \frac{1+s.C.T_r}{1+s.T_r} \cdot \frac{1}{1+s.T_s} \quad (113)$$

O diagrama de bloco equivalente está apresentado na Figura 17.

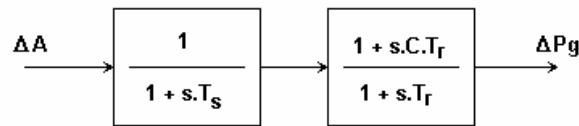


Figura 17 – Diagrama de Blocos da Turbina Térmica com Reaquecimento.

Da equação (113) pode-se escrever que:

$$\Delta P_g = \frac{1 + s.C.T_r}{1 + s.T_r} . \Delta N \quad (114)$$

onde:

$$\Delta N = \frac{1}{1 + s.T_s} . \Delta A \quad (115)$$

De (114), passando para o domínio do tempo, tem-se:

$$T_r . \frac{d(\Delta P_g)}{dt} + \Delta P_g = \Delta n + C.T_r . \frac{d(\Delta n)}{dt} \quad (116)$$

ou

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{1}{T_r} . \Delta P_g + \frac{1}{T_r} . \Delta n + C . \Delta \dot{n} \quad (117)$$

De (115), também passando para o domínio do tempo, tem-se:

$$T_s . \frac{d(\Delta n)}{dt} + \Delta n = \Delta a \quad (118)$$

ou

$$\Delta \dot{n} = -\frac{1}{T_s} . \Delta n + \frac{1}{T_s} . \Delta a \quad (119)$$

Substituindo (119) em (117) vem:

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{1}{T_r} . \Delta P_g + \left( \frac{1}{T_r} - \frac{C}{T_s} \right) . \Delta n + \frac{C}{T_s} . \Delta a \quad (120)$$

As expressões (119) e (120) correspondem às equações de estado da turbina térmica com reaquecimento.

### 3.1.5.3 – Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água

Neste tipo de turbina, verifica-se que a inércia da água causa uma constante de tempo elevada na resposta do torque da máquina em relação à posição das comportas. Pode-se demonstrar que há uma tendência inicial do torque variar na direção oposta àquela produzida no regime final. Isso ocorre porque, ao haver uma queda na frequência, as comportas receberão comando de abertura, e nos primeiros instantes, quando a comporta começa a abrir, ocorre uma redução da pressão dentro da tubulação, o que tem como consequência uma leve redução no torque.

Na modelagem matemática, é considerado o efeito da inércia da água na tubulação. Para este tipo de turbina tem-se a seguinte função de transferência:

$$\frac{\Delta P_g}{\Delta A} = \frac{1 - s.T_w}{1 + s.T_w / 2} \quad (121)$$

onde:

$\Delta P_g$  = variação de potência gerada;

$\Delta A$  = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;

$T_w$  = constante de tempo de inércia da água.

A constante de tempo de inércia da água é dada por:

$$T_w = \frac{\mu.L}{g.H_c} \quad (122)$$

onde:

$L$  = comprimento da tubulação (m);

$\mu$  = velocidade da água (m);



$H_c$  = altura da coluna d'água (m);  
 $g$  = aceleração da gravidade ( $m/s^2$ ).

O diagrama de bloco equivalente está representado na Figura 18.

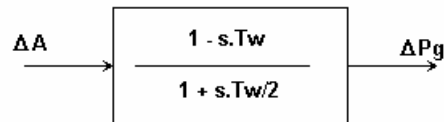


Figura 18 – Diagrama de Bloco da Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água.

Da equação (121) pode-se escrever no domínio do tempo:

$$\Delta P_g + \frac{T_w}{2} \cdot \frac{d(\Delta P_g)}{dt} = \Delta a - T_w \cdot \frac{d(\Delta a)}{dt} \quad (123)$$

A expressão anterior é a equação diferencial representativa da turbina hidráulica.

Rearranjando tem-se:

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{2}{T_w} \cdot \Delta P_g + \frac{2}{T_w} \cdot \Delta a - 2 \cdot \Delta \dot{a} \quad (124)$$

A equação (124) corresponde à equação de estado da turbina hidráulica. A grandeza  $\Delta \dot{a}$  é obtida da equação de estado do regulador de velocidade.

### 3.2 – Modelos Completos

Nos itens anteriores foram apresentados os modelos para o SEP, reguladores de velocidade e turbinas (Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989). Neste item será apresentado o modelo completo da Malha Pf (envolvendo apenas a regulação primária).

Para tanto será considerado o diagrama representado na Figura 19.

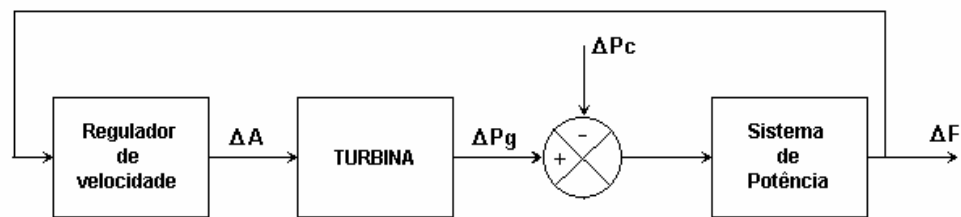


Figura 19 – Modelo Completo de um Sistema de Controle de Carga-Freqüência.

Através das associações dos blocos modelados nos itens anteriores, é possível considerar as seguintes configurações:

- Sistema com turbinas térmicas sem reaquecimento (Figura 20);
- Sistema com turbinas térmicas com reaquecimento (Figura 21);
- Sistema com turbinas hidráulicas considerando o efeito da inércia da água na tubulação (Figura 22).

Para os dois primeiros casos utiliza-se o regulador com queda de velocidade e para o terceiro caso utiliza-se o regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.

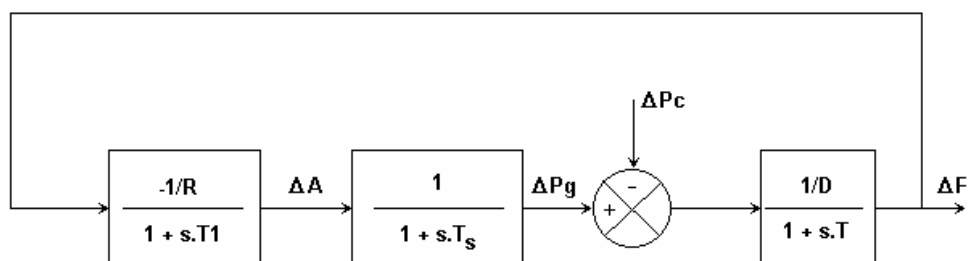


Figura 20 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Térmicas sem Reaquecimento.

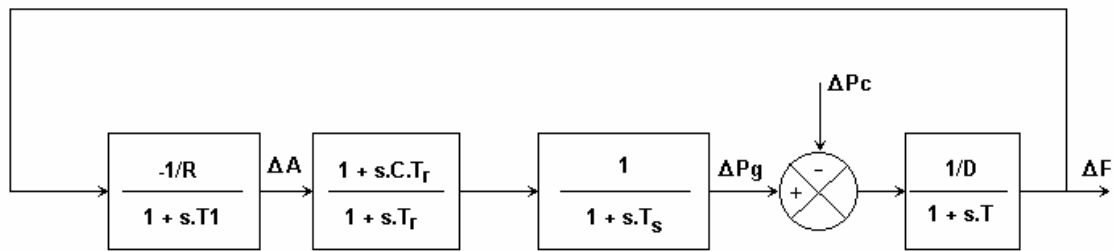


Figura 21 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Térmicas com Reaquecimento.

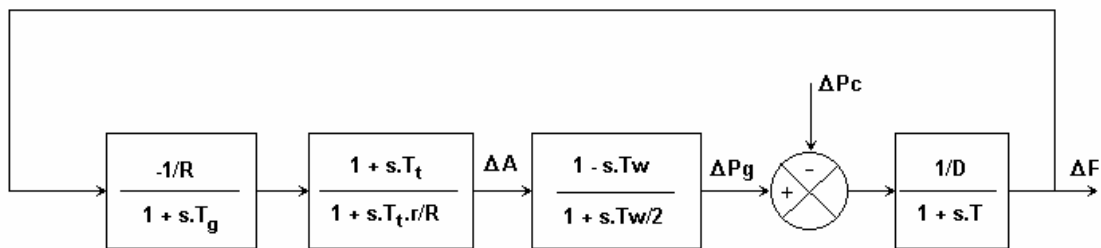


Figura 22 – Diagrama de Blocos de um Sistema com Turbinas Hidráulicas.

Nas Figura 23 e Figura 24 são apresentados resultados de simulação para os três tipos de configuração, considerando uma elevação de carga de 10%.

- Sistema com Turbina Térmica sem Reaquecimento;
- Sistema com Turbina Térmica com Reaquecimento;
- Sistema com Turbina Hidráulica.

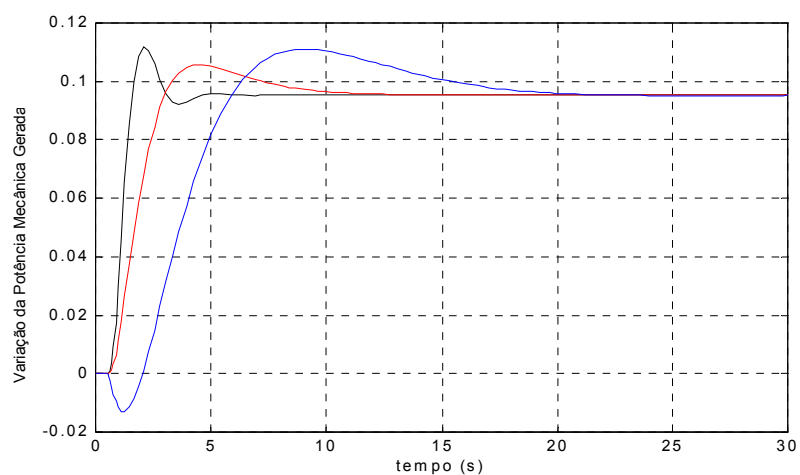


Figura 23 – Variação da Potência Gerada - Diferentes Configurações (valores em pu).

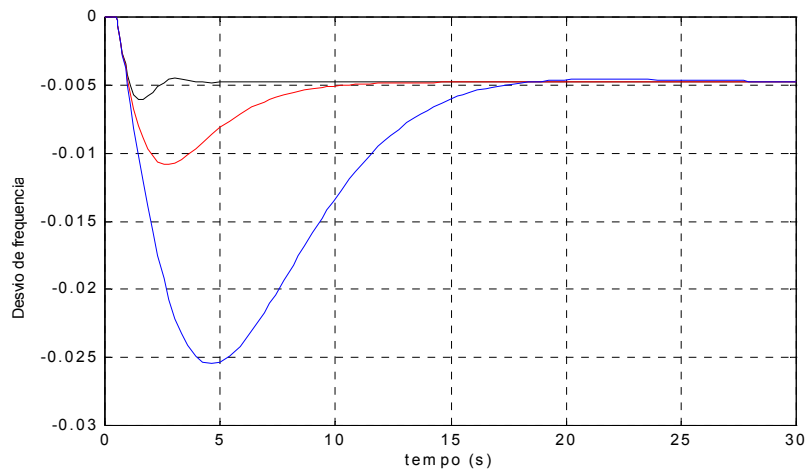


Figura 24 – Desvio de Frequência - Diferentes Configurações (valores em pu).

Como se pode notar na Figura 23, que representa a variação da potência gerada em cada tipo de turbina, a turbina térmica sem reaquecimento apresenta resposta mais rápida que as demais, enquanto que a mais lenta é a turbina hidráulica. Pode-se notar que realmente há uma tendência inicial do torque na turbina hidráulica variar na direção oposta àquela produzida no regime final.

Na Figura 24 pode-se notar o comportamento da frequência no sistema, sendo que para turbinas mais lentas, as variações de frequência durante o transitório são maiores.

### 3.3 – Definição de Área de Controle

No sentido de administrar as variações de carga e os impactos de perturbação, os SEPs costumam muitas vezes ser divididos em áreas de controle. Estas áreas de controle devem apresentar, de forma não muito rígida, as seguintes características (IEEE, 1970; Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989; IEEE, 1991; Jaleeli, 1992):

- sempre que possível, ser balanceadas em termos de carga e geração;

- as linhas de interligação de áreas deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para possibilitar eventuais auxílios às áreas carentes;
- as unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis, ou seja, devem apresentar os mesmos modos de oscilação.

Portanto, uma área de controle pode ser definida como sendo uma parte de um determinado sistema de potência na qual as unidades geradoras são responsáveis pelo atendimento das variações de carga que ocorrem nesta parte do sistema.

Muitas vezes as áreas de controle são definidas pelo critério empresarial, ou seja, obedecem às próprias fronteiras empresariais, a despeito dos critérios de balanceamento e coerência.

As máquinas de uma área de controle, desde que sejam coerentes, podem ser representadas, para efeito de análise, por uma máquina equivalente.

No entanto, atualmente, com a desregulamentação do setor elétrico e com a desverticalização das empresas, este conceito sofre alteração, devido aos contratos bilaterais e venda de energia no mercado *spot*, permitindo assim que consumidores possam comprar energia de empresas de outras áreas de controle, utilizando linhas de interligação entre áreas.

Com o aparecimento do consumidor livre é possível uma empresa ter contrato de fornecimento de energia fora da sua área territorial. Tratam-se de transações comerciais, que não é operacional, considerando as definições de áreas de controle para efeito de CAG. A Copel (Companhia Paranaense de Energia), por exemplo, possui alguns consumidores em São Paulo, tratando-se de contratos comerciais, que não possuem cláusulas da forma operacional como a transação ocorre. Da mesma forma, a Tractbel, companhia geradora que controla algumas usinas dos estados da região sul do Brasil, que tem seus geradores sob o controle do CAG do COSR-S (Região Sul), tem consumidores livres dentro da área de controle do COS-

PR (Paraná). Os contratos são comerciais, que não estão sendo vistos sob aspectos de operação em tempo real.

Recentemente, em função de algumas definições da Diretoria do ONS, alguns consumidores livres que estão entrando no sistema, estão sendo ligados na área de controle dos Centros próprios do ONS. Esta é uma situação complicada, porque esses consumidores poderiam estar sendo controlados pelas empresas com as quais eles têm contrato de fornecimento. Isso é uma questão até da forma que o CAG é operado e como ele controla as fronteiras entre as áreas de controle. No capítulo 5 deste trabalho é proposta uma forma de se operar a área de controle com o gerador controlando o consumidor contratado, com monitorações em tempo real dos contratos, mesmo que estes sejam efetuados entre diferentes áreas de controle.

No Brasil hoje, ao todo são 8 áreas de controle: Norte (COSR-N), Nordeste (COSR-NE), Sudeste (COSR-SE), Sul (COSR-S), Minas Gerais (COS-MG), São Paulo (COS-SP), Paraná (COS-PR) e Rio Grande do Sul (COS-RG). O CNOS é um Centro coordenador sem área de controle específica. As áreas de controle atualmente existentes coincidem com as existentes na época GCOI (modelo antigo de operação). O que se percebe é que as mudanças de modelo se deram mais no campo de regulação comercial. Na operação, houve a criação do ONS, utilizando-se da estrutura operacional das empresas existentes. Tanto é assim, que na Lei de criação do ONS, os Centros de Operação das empresas federais foram repassados para o ONS e os Centros das empresas que possuíam grande parque gerador, ou que esse parque estivesse sendo controlado por alguma empresa transmissora grande, foram contratados para operar as áreas de controle. Exceção se faz ao Rio Grande do Sul, que não possui um grande parque gerador, mas possui uma carga grande e alguma geração (aspecto político).

Nisto também havia um problema de obsolescência dos Centros das empresas federais, no momento de criação do ONS, o que já não é mais a realidade atual. O ONS adquiriu 3 centros novos e está modernizando os demais. No entanto, para esses Centros assumirem as demais áreas há necessidade de investimento em infra-estrutura de comunicação das instalações para os novos Centros, o que implica

em custos e investimento. Está em andamento um projeto, chamado SINOCON (Sistema Nacional de Observabilidade e Contrabilidade), onde o ONS, com autorização e verba destinada pela Aneel, estará colocando remotas nas instalações dos Agentes de Transmissão e Geração. Isso pode ser um começo para a mudança. De qualquer forma, será necessário um tempo para execução desse projeto (Ribeiro, 2003).

Para finalizar, pode-se concluir que a definição clássica apresentada no início desta seção, na qual uma área de controle é uma parte do sistema em que os geradores são responsáveis pelas variações de carga que ocorrem nesta parte do sistema, não é verdadeira se existirem contratos comerciais entre diferentes áreas. Isso implica que um gerador pode atender um consumidor de outra área, e desse ponto de vista a definição clássica não é correta. Entretanto, para casos de violações de contrato ou indisponibilidade de geradores, o CAG obedecerá a definição clássica, ele atendendo às variações de carga de sua área que estiverem fora do montante contratado com algum gerador de outra área, por questão de manter os intercâmbios e a frequência programados, a não ser que se possa reprogramar tais intercâmbios.

### 3.4 – Resposta de Uma Área de Controle à Variação de Carga em Degrau

Para simplicidade de análise, será considerada uma área de controle constituída de turbinas térmicas sem reaquecimento, conforme mostrado na Figura 25 (Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989).

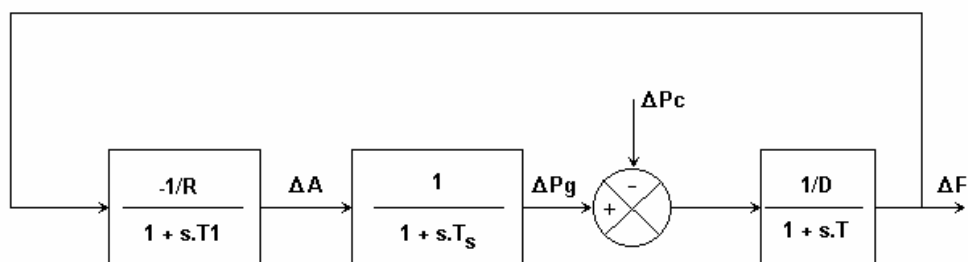


Figura 25 – Diagrama de Blocos de uma Área de Controle com Turbinas Térmicas sem Reaquecimento.

Utilizando a álgebra de blocos, é possível encontrar a seguinte função de transferência:

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_C(s)} = \frac{\frac{-1/D}{1+sT}}{1 + \frac{1/R}{(1+sT_1)(1+sT_s)} \cdot \frac{1/D}{1+sT}} \quad (125)$$

A expressão (125) representa a função de transferência da área de controle.

Considerando uma variação de carga em degrau imposta à área de controle da Figura 25, e admitindo:

$$\Delta P_C(s) = \frac{\Delta P_C}{s} \quad (126)$$

Vem:

$$\Delta F(s) = \frac{\frac{-1/D}{1+sT}}{1 + \frac{1/R}{(1+sT_1)(1+sT_s)} \cdot \frac{1/D}{1+sT}} \cdot \frac{\Delta P_C}{s} \quad (127)$$

Através da expansão em frações parciais, pode-se encontrar a Transformada de Laplace Inversa da função  $\Delta F(s)$  descrita em (127), ou seja:

$$\Delta f(t) = L^{-1}[\Delta F(s)] \quad (128)$$

Com o teorema do valor final, pode-se determinar o valor da queda de freqüência em regime permanente ( $\Delta f_{r.p.}$ ), então:

$$\Delta f_{r.p.}(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta F(s) \quad (129)$$



Substituindo (127) em (129) vem:

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-1/D}{1+1/D.R} \cdot \Delta P_C \quad (130)$$

ou

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_C}{D+1/R} \quad (131)$$

De (131) pode-se concluir que, caso ocorra uma elevação de carga de valor  $\Delta P_C$  na área de controle, haverá uma queda na frequência diretamente proporcional a esta variação de carga e inversamente proporcional a uma característica inerente à área de controle, expressa por  $D+1/R$ . A esta característica é dado o nome de característica natural da área de controle ( $\beta$ ), ou seja:

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (132)$$

Levando  $\beta$  na equação (131) vem:

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_C}{\beta} \quad (133)$$

Considerando agora  $T_1 = 0$  e  $T_s = 0$  na equação (127) tem-se:

$$\Delta F(s) = \frac{-1/D}{1+s.T+1/R.D} \cdot \frac{\Delta P_C}{s} \quad (134)$$

Expandindo (134) em frações parciais:

$$\Delta F(s) = \frac{A_1}{s} + \frac{A_2}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RDT}} \quad (135)$$

onde:

$$A_k = \lim_{s \rightarrow s_k} (s - s_k) \cdot \Delta F(s) \quad (136)$$

Para  $A_1$  tem-se:

$$A_1 = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \frac{-\Delta P_C}{s} \cdot \frac{1/D.T}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RDT}} \quad (137)$$

Simplificando vem:

$$A_1 = -\Delta P_C \cdot \frac{1/D}{1 + \frac{1}{RD}} \quad (138)$$

ou

$$A_1 = \frac{-\Delta P_C}{D + 1/R} \quad (139)$$

Para  $A_2$  vem:

$$A_2 = \lim_{s \rightarrow -\left(\frac{1}{T} + \frac{1}{RDT}\right)} \left( s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RDT} \right) \cdot \frac{-\Delta P_C}{s} \cdot \frac{1/D.T}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RDT}} \quad (140)$$

Simplificando vem:

$$A_2 = \frac{\Delta P_C}{DT \cdot \left( \frac{1}{T} + \frac{1}{RDT} \right)} \quad (141)$$

ou

$$A_2 = \frac{\Delta P_c}{D + 1/R} \quad (142)$$

Substituindo (139) e (142) em (135) tem-se:

$$\Delta F(s) = \frac{-\Delta P_c}{D + 1/R} \left[ \frac{1}{s} - \frac{1}{s + \frac{1+RD}{RDT}} \right] \quad (143)$$

Chamando:

$$\frac{1+R.D}{RDT} = \frac{1}{T_m} \quad (144)$$

e

$$T_m = \frac{R.D.T}{1+R.D} = \frac{D.T}{D + \frac{1}{R}} \quad (145)$$

Tem-se:

$$T_m = \frac{D.T}{\beta} \quad (146)$$

onde:

$T_m$  = constante de tempo da malha de controle.

Da equação (26) tem-se que:

$$T = \frac{2.H}{D} \quad (147)$$

Então:

$$T_m = \frac{2.H}{\beta} \quad (148)$$

Levando  $T_m$  e  $\beta$  em (143) obtém-se:

$$\Delta F(s) = \frac{-\Delta P_C}{\beta} \left[ \frac{1}{s} - \frac{1}{s + \frac{1}{T_m}} \right] \quad (149)$$

De (132) é possível tirar algumas conclusões interessantes. Quanto maior o estatismo ( $R$ ) de uma unidade geradora, menor será sua energia de regulação ( $1/R$ ) e conseqüentemente menor será a característica natural da área de controle ( $\beta$ ). De (148) é possível perceber que uma redução de  $\beta$  implica numa elevação da constante de tempo da malha de controle ( $T_m$ ).

Aplicando o teorema do valor final em (134) ou em (149) tem-se:

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_C}{\beta} \quad (150)$$

Portanto, conclui-se que, quanto menor  $\beta$ , maior o erro de freqüência em regime permanente.

Resumindo, pode-se dizer que, quanto maior for  $\beta$ , mais rápida será a resposta da área de controle e menor será o desvio de freqüência em regime permanente.

A seguir são apresentados resultados de simulações considerando valores diferentes para a característica natural das áreas. Foi considerada uma elevação de carga de 10% nos três casos.

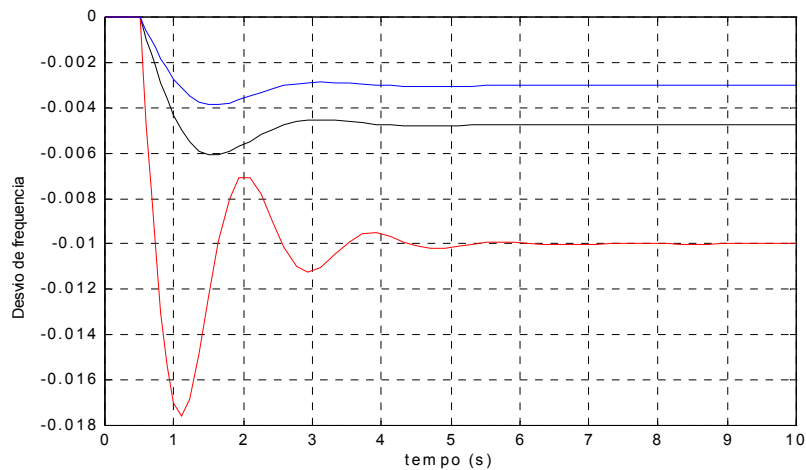


Figura 26 – Desvio de Frequência Considerando Diferentes Valores de  $\beta$  (valores em pu).

Onde:

$$\begin{aligned}
 \blacksquare \beta = 10 \text{ pu} &\rightarrow H = 1 \text{ s} \rightarrow 1/R = 9 \text{ pu} \rightarrow T = 2 \text{ s}; \\
 \blacksquare \beta = 21 \text{ pu} &\rightarrow H = 5 \text{ s} \rightarrow 1/R = 20 \text{ pu} \rightarrow T = 10 \text{ s}; \\
 \blacksquare \beta = 33 \text{ pu} &\rightarrow H = 8 \text{ s} \rightarrow 1/R = 32 \text{ pu} \rightarrow T = 16 \text{ s}.
 \end{aligned}$$

E como  $\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_c}{\beta}$  tem-se que:

$$\begin{aligned}
 \blacksquare \beta = 10 \text{ pu} \quad \Delta f_{r.p.} &= \frac{-0,1}{10} = -0,010 \text{ pu}; \\
 \blacksquare \beta = 21 \text{ pu} \quad \Delta f_{r.p.} &= \frac{-0,1}{21} = -0,0048 \text{ pu}; \\
 \blacksquare \beta = 33 \text{ pu} \quad \Delta f_{r.p.} &= \frac{-0,1}{33} = -0,0030 \text{ pu}.
 \end{aligned}$$

Esses resultados de desvio de frequência obtidos podem ser visualizados na Figura 26. Quanto maior  $H$ , maior a inércia do sistema e menores são as oscilações.

### 3.5 – Sistemas com Diversas Áreas de Controle (Multi-Áreas)

Os SEPs costumam ser divididos em diversas áreas de controle, interligadas, em função das características próprias de geração e mercado.

Uma área de controle, de forma não muito rigorosa, é definida como uma área onde existe balanceamento carga-geração. Portanto, se uma empresa não dispuser de recursos próprios de geração para atender sua própria carga, deve operar sob controle de uma outra empresa (que tenha a característica de área de controle) (Jaleeli, 1992).

As empresas que operam sob ação de outras áreas, devido à falta de recursos, são denominadas não controladoras de área.

As empresas caracterizadas como área de controle, são denominadas controladoras de área.

Sejam duas áreas de controle interligadas, sendo o fluxo da área 1 para área 2 denominado  $T_{12}$ .

Para a área 1 pode-se escrever que:

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{C1} = T_1 \cdot D_1 \cdot \frac{d(\Delta f_1)}{dt} + D_1 \cdot \Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (151)$$

Onde a constante de tempo da área 1 é:

$$T_1 = \frac{2 \cdot H_1}{D_1} \quad (152)$$

A interligação entre as áreas de controle pode ser representada através de dois pontos equivalentes, rígidos, com  $E_1 \angle \delta_1$  para o ponto de interligação na área 1 e

$E_2 \angle \delta_2$  para o ponto de interligação na área 2, sendo transferida uma potência  $T_{12}$  da área 1 para a área 2.

Esquemáticamente, poderia se representar essa interligação como na Figura 27, através de duas fontes de tensão alternada interligadas através de uma reatância  $X$ . Nesse sistema as perdas são nulas.

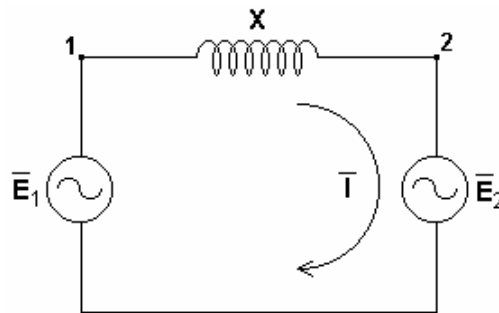


Figura 27 – Sistema com Duas Áreas Interligadas.

Tem-se:

$$\bar{E}_1 = E_1 \angle \delta_1 \quad \text{e} \quad \bar{E}_2 = E_2 \angle \delta_2$$

Adotando  $\delta_2$  como referência:

$$\delta_2 = 0 \quad \text{e} \quad \delta_1 = \delta$$

Tem-se da Figura 27 que:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}_1 - \bar{E}_2}{jX} = \frac{E_1 \angle \delta - E_2 \angle 0}{jX} \quad (153)$$

Chamando  $\bar{I} = I \angle \theta$ , e considerando que:

$$P_1 = \text{Re} \left\{ \bar{E}_1 \bar{I}^* \right\} \quad \text{e} \quad P_2 = \text{Re} \left\{ \bar{E}_2 \bar{I}^* \right\}$$

e que  $P_1 = P_2$ , tem-se:

$$P_1 = P_2 = P$$

e

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \bar{E}_1 \cdot \bar{I}^* \right\} = \operatorname{Re} \left\{ \bar{E}_1 \cdot \left( \frac{\bar{E}_1 - \bar{E}_2}{jX} \right)^* \right\} \quad (154)$$

ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ E_1 \angle \delta \cdot \left( \frac{E_1 \angle \delta - E_2 \angle 0}{jX} \right)^* \right\} \quad (155)$$

ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ E_1 \angle \delta \cdot \left( \frac{E_1 \angle -\delta - E_2}{X \angle -90^\circ} \right) \right\} \quad (156)$$

ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \frac{E_1^2}{X \angle -90^\circ} - \frac{E_1 \cdot E_2 \angle \delta}{X \angle -90^\circ} \right\} \quad (157)$$

ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \frac{E_1^2 \angle 90^\circ}{X} - \frac{E_1 \cdot E_2 \angle \delta + 90^\circ}{X} \right\} \quad (158)$$

ou

$$P = \frac{E_1^2}{X} \cdot \cos 90^\circ - \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos(\delta + 90^\circ) \quad (159)$$

e finalmente

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \operatorname{sen} \delta \quad (160)$$

A equação (160) pode ser expressa ainda por:

$$P = P_{\max} \cdot \operatorname{sen} \delta \quad (161)$$

Onde (162) representa a potência máxima transferida.



$$P_{m\acute{a}x} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \quad (162)$$

Considerando agora uma pequena variação na potência:

$$P = P_0 + \Delta P \quad (163)$$

sendo:

$P_0$  = potência inicial;

$\Delta P$  = variação na potência.

Tem-se em (160):

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen}(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (164)$$

onde:

$\delta_0$  = diferença angular inicial entre as tensões  $\bar{E}_1$  e  $\bar{E}_2$ ;

$\Delta\delta$  = variação da posição angular produzida por  $\Delta P$ .

Então:

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot [\text{sen}\delta_0 \cdot \cos\Delta\delta + \text{sen}\Delta\delta \cdot \cos\delta_0] \quad (165)$$

Para uma pequena variação de potência, pode-se considerar que:

$$\text{sen}\Delta\delta \cong \Delta\delta \quad \text{e} \quad \cos\Delta\delta \cong 1$$

Em (165) obtém-se:

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot [\text{sen}\delta_0 + \Delta\delta \cdot \cos\delta_0] \quad (166)$$

ou

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen} \delta_0 + \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \Delta \delta \cdot \cos \delta_0 \quad (167)$$

A potência inicial é dada por:

$$P_0 = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen} \delta_0 \quad (168)$$

Levando (168) em (167) tem-se:

$$\Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos \delta_0 \cdot \Delta \delta \quad (169)$$

De (169) define-se:

$$P_s = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos \delta_0 \quad (170)$$

onde:

$P_s$  = coeficiente de potência sincronizante.

Em (169) vem:

$$\Delta P = P_s \cdot \Delta \delta \quad (171)$$

ou seja:

$$P_s = \frac{\Delta P}{\Delta \delta} \quad (172)$$

ou ainda, para variações infinitesimais:

$$P_s = \left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_0} \quad (173)$$

A variação de potência ( $\Delta P$ ) corresponde à variação da potência ativa de intercâmbio entre as áreas 1 e 2, logo:

$$\Delta T_{12} = \Delta P \quad (174)$$

De (169):

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos \delta_0 \cdot \Delta \delta \quad (175)$$

Então:

$$\Delta T_{12} = P_s \cdot \Delta \delta \quad (176)$$

Considerando agora  $\delta_2 \neq 0$ , pode-se escrever:

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \cdot (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (177)$$

e ainda:

$$\Delta T_{12} = P_s \cdot (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (178)$$

onde:

$\Delta T_{12}$  = variação da potência ativa de intercâmbio entre as áreas 1 e 2;

$P_s$  = coeficiente de potência sincronizante entre as áreas 1 e 2;

$\Delta \delta_1$  = variação no ângulo de fase da tensão da área 1;

$\Delta \delta_2$  = variação no ângulo de fase da tensão da área 2.

Chamando  $\Delta T = \Delta T_{12}$  e aplicando a transformada de Laplace em (178) vem:

$$\Delta T(s) = P_s \cdot [\Delta \delta_1(s) - \Delta \delta_2(s)] \quad (179)$$

Sabe-se ainda que:

$$\Delta \delta = \int_0^t \Delta \omega \cdot dt \quad (180)$$

onde:

$$\Delta \omega = 2\pi \cdot \Delta f \quad (181)$$

Levando (181) em (180) e aplicando a Transformada de Laplace vem:

$$\Delta \delta = \frac{1}{s} \cdot 2\pi \cdot \Delta F(s) \quad (182)$$

então:

$$\Delta \delta_1 = \frac{1}{s} \cdot 2\pi \cdot \Delta F_1(s) \quad (183)$$

e

$$\Delta \delta_2 = \frac{1}{s} \cdot 2\pi \cdot \Delta F_2(s) \quad (184)$$

Levando (183) e (184) em (179) vem:

$$\Delta T(s) = \frac{2\pi \cdot P_s}{s} \cdot [\Delta F_1(s) - \Delta F_2(s)] \quad (185)$$

A equação (185) conduz à seguinte equação de estado:

$$\Delta \dot{T} = 2\pi \cdot P_s \cdot \Delta f_1 - 2\pi \cdot P_s \cdot \Delta f_2 \tag{186}$$

De (185) pode-se construir o diagrama de blocos apresentado na Figura 28.

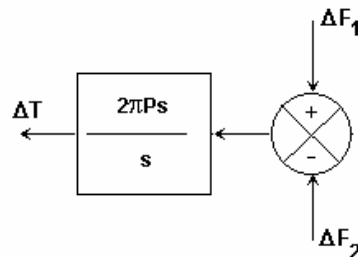


Figura 28 – Diagrama de Blocos da Interligação de Duas Áreas de Controle.

Da mesma forma que foram feitas análises para uma única área de controle, pode-se construir agora um diagrama de blocos equivalente a um sistema composto por duas áreas de controle, por exemplo eminentemente térmicas, interligadas da forma mostrada na Figura 29.

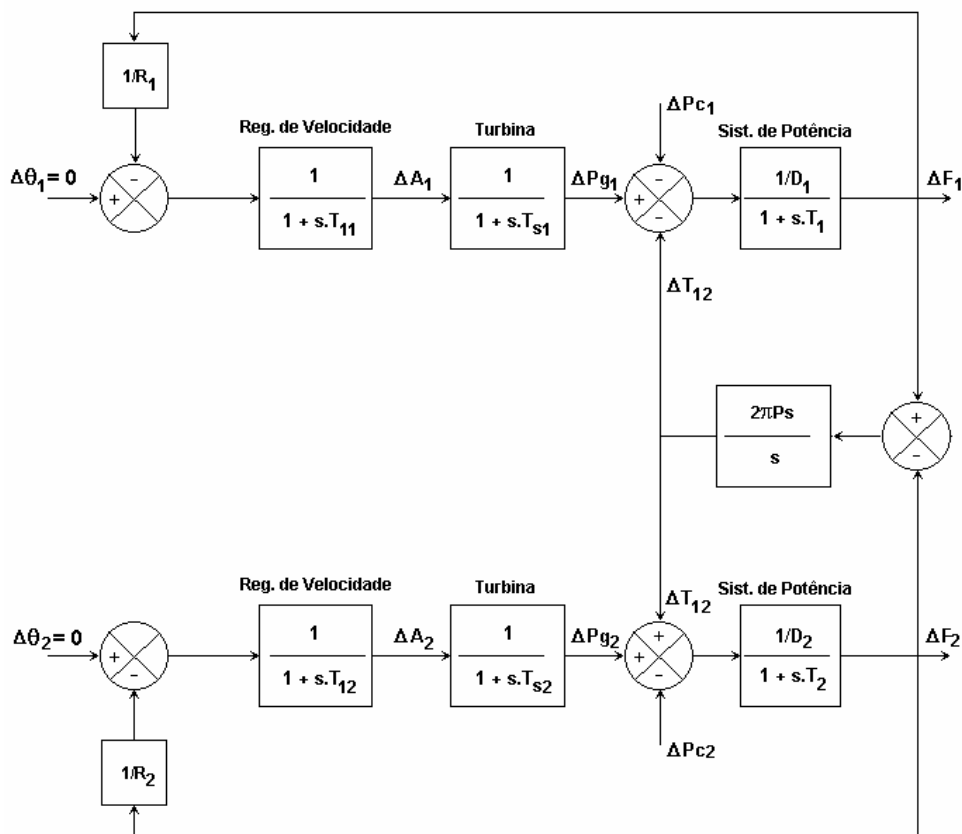


Figura 29 – Diagrama de Blocos para Duas Áreas de Controle Térmicas Interligadas.

Foi visto anteriormente que:

$$\Delta P_g - \Delta P_C = T.D. \frac{d(\Delta f)}{dt} + D.\Delta f + \Delta T \quad (187)$$

Considerando duas áreas de controle eminentemente térmicas interligadas, pode-se escrever:

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{C1} = T_1.D_1. \frac{d(\Delta f_1)}{dt} + D_1.\Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (188)$$

e

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{C2} = T_2.D_2. \frac{d(\Delta f_2)}{dt} + D_2.\Delta f_2 + \Delta T_{21} \quad (189)$$

Quando o regime permanente for alcançado:

$$\frac{d(\Delta f_1)}{dt} = \frac{d(\Delta f_2)}{dt} = 0 \quad (190)$$

Então, em (188) e (189), e lembrando que  $\Delta T_{12} = -\Delta T_{21}$ :

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{C1} = D_1.\Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (191)$$

e

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{C2} = D_2.\Delta f_2 - \Delta T_{12} \quad (192)$$

No regime permanente,  $\Delta f_{1rp} = \Delta f_{2rp} = \Delta f_{rp}$ .

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{C1} = D_1.\Delta f_{rp} + \Delta T_{12} \quad (193)$$

e

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{C2} = D_2 \cdot \Delta f_{rp} - \Delta T_{12} \quad (194)$$

De (79) vem que:

$$\Delta P_{g1} = \frac{-1}{R_1} \cdot \Delta f_{rp} \quad (195)$$

e

$$\Delta P_{g2} = \frac{-1}{R_2} \cdot \Delta f_{rp} \quad (196)$$

Levando (195) e (196) em (193) e (194):

$$\frac{-1}{R_1} \cdot \Delta f_{rp} - \Delta P_{C1} = D_1 \cdot \Delta f_{rp} + \Delta T_{12} \quad (197)$$

e

$$\frac{-1}{R_2} \cdot \Delta f_{rp} - \Delta P_{C2} = D_2 \cdot \Delta f_{rp} - \Delta T_{12} \quad (198)$$

Somando (197) e (198) membro a membro vem:

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{D_1 + 1/R_1 + D_2 + 1/R_2} \quad (199)$$

ou

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (200)$$

Levando (200) em (197) obtém-se:

$$\Delta T_{12} = \frac{\beta_1 \cdot \Delta P_{c2} - \beta_2 \cdot \Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (201)$$

Generalizando (200) e (201) para várias áreas de controle tem-se:

$$\Delta f_{rp} = \frac{-\sum_{i=1}^n \Delta P_{ci}}{\sum_{i=1}^n \beta_i} \quad (202)$$

Para calcular o intercâmbio líquido global devem ser analisados todos os fluxos que partem da área  $i$  para as demais áreas interligadas. Dessa forma pode-se escrever:

$$\Delta T_{iLG} = \frac{\beta_i \cdot \sum_{j=1}^n \Delta P_{cj} - \Delta P_{ci} \cdot \sum_{j=1}^n \beta_j}{\sum_{j=1}^n \beta_j} \quad (203)$$

Para mostrar os efeitos benéficos da interligação de áreas, são apresentados alguns resultados logo a seguir.

Seja, por exemplo, uma área de controle isolada, constituída de turbina térmica sem reaquecimento, onde ocorre uma elevação de carga de 10%. Para comparar resultados, seja essa mesma área de controle submetida também a uma elevação de carga de 10%, só que agora interligada com uma outra área constituída de turbinas hidráulicas.

Nas Figura 30 e Figura 31 tem-se:

- Simulação com uma área de controle isolada;
- Simulação com duas áreas de controle interligadas.



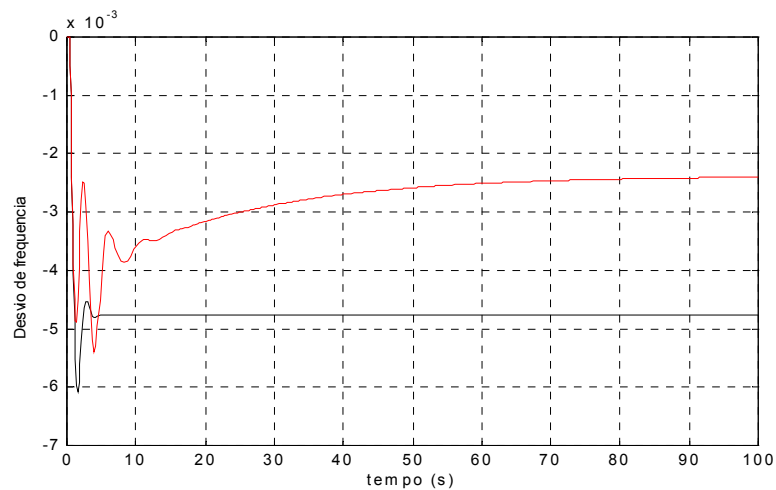


Figura 30 – Comportamento da Frequência para Áreas Isolada e Interligada (valores em pu).

Na Figura 30 é possível notar o benefício de se interligar áreas de controle, sendo que nesse caso, o desvio de frequência diminui quando se tem duas áreas interligadas, comparado com a mesma área isolada.

Na Figura 31 nota-se que para área de controle isolada (preto) com elevação de 10% na carga, a variação da potência gerada é de quase 10%, devido ao desvio de frequência: (regulador de velocidade com queda). Ao interligar essa área com uma outra, a variação da potência gerada é de quase 5%. O restante é suprido pela outra área de controle, o que pode ser confirmado na variação da potência ativa de intercâmbio entre as áreas mostrada na Figura 32.

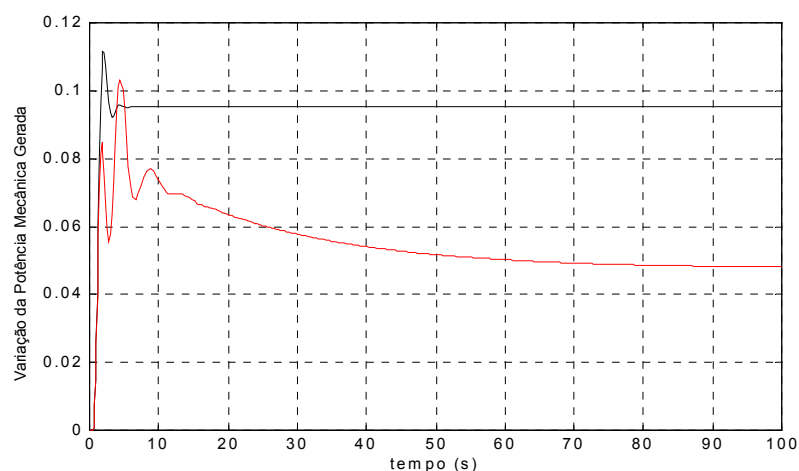


Figura 31 – Variação da Potência Gerada para Áreas Isolada e Interligada (valores em pu).

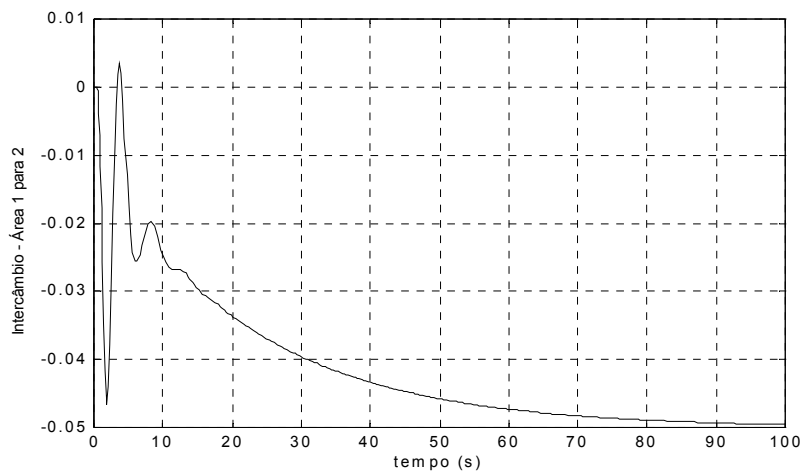


Figura 32 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio  $\Delta T_{12}$  (valores em pu).

Também é possível notar a resposta mais lenta do sistema ao se interligar as áreas, principalmente por se tratar de uma área com turbina térmica e outra com turbina hidráulica, que apresentam tempos de resposta diferentes.

# Capítulo 4 – Regulação Secundária

## CAG

---

A regulação primária é responsável pelo equilíbrio entre a carga e a geração em uma determinada área de controle. A utilização de reguladores de velocidade com queda, junto às turbinas desta área causa um erro de frequência em regime permanente, quando da ocorrência de impactos de carga de pequena amplitude, assim, a frequência do sistema se estabiliza em um valor diferente da frequência pré-impacto.

Os erros de frequência em regime permanente são agravados para os casos de impactos sucessivos de carga, sendo que desta forma, a ação exclusiva dos reguladores de velocidade poderia levar o sistema a operar com níveis inaceitáveis de frequência. No sentido de recuperar o valor original da frequência do sistema, é utilizado um controle de característica isócrona. Este controle é conhecido como Controle Secundário, Controle Suplementar ou Controle Automático de Geração (CAG) (Vieira Filho, 1984; Wood, 1984; Mendes, 1989; Jaleeli, 1992).

Este novo controle deve fazer com que o sistema seja estável e que a frequência volte ao seu valor inicial após a ocorrência de impactos. Uma variação de frequência mobiliza um sensor de velocidade que promove variação na válvula de admissão da turbina, e conseqüentemente variação na potência ativa gerada, como pode ser visto na Figura 33.

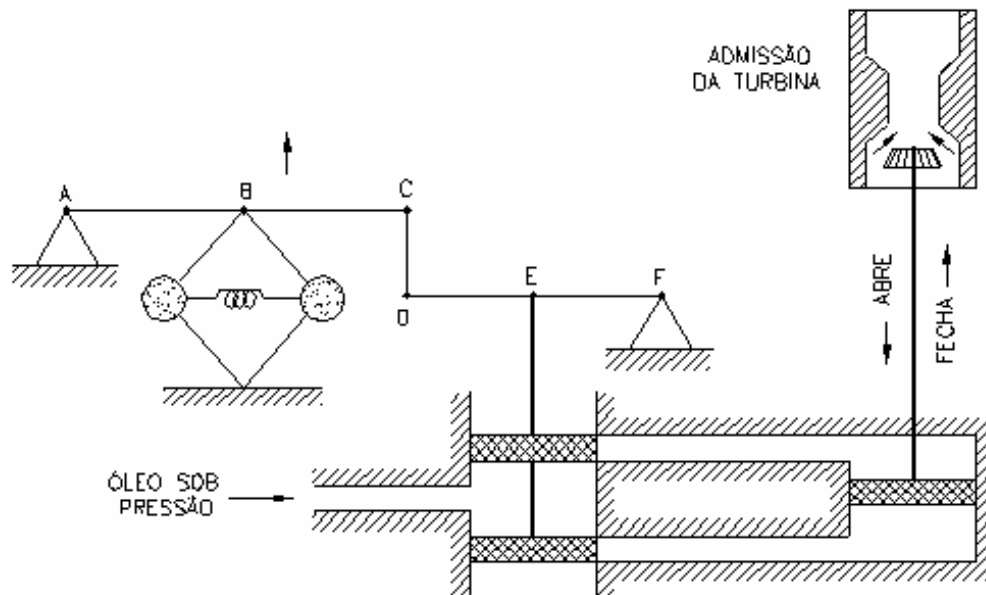


Figura 33 – Regulador com Queda de Velocidade.

Uma outra forma de promover a variação da válvula de admissão da turbina é alterar o posicionamento do sensor de frequência. Isto é realizado por um motor conhecido como *speed changer*, ou motor variador de velocidade, que pode ser visto na Figura 34.

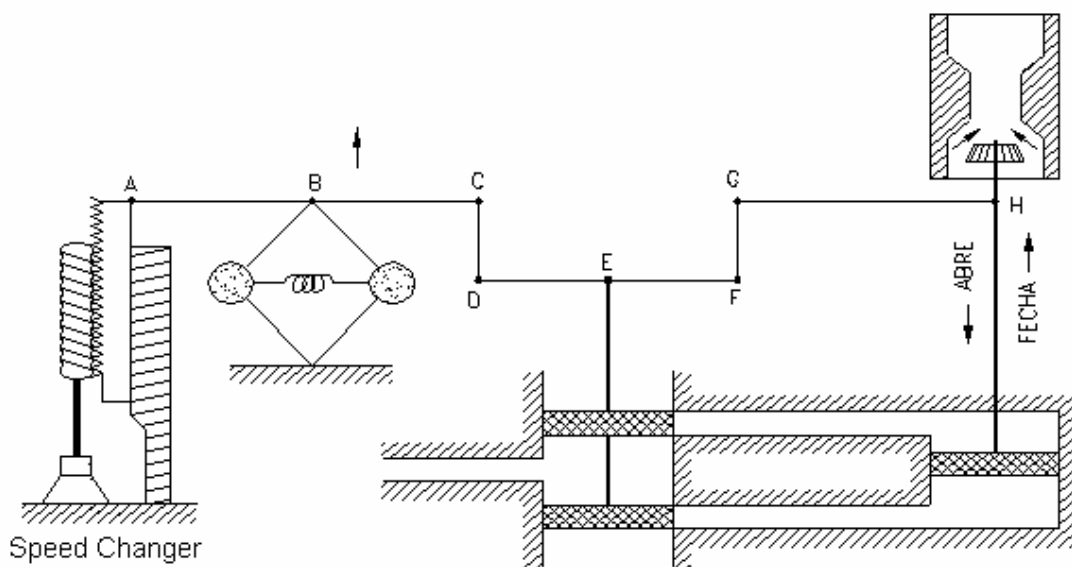


Figura 34 – Regulador com Queda de Velocidade + Motor Variador de Velocidade.

A ação do *speed changer* na variação de velocidade, e conseqüentemente na variação da potência ativa gerada, introduz um sinal adicional  $\Delta\theta$ , injetado na referência do regulador de velocidade, que faz com que a freqüência permaneça, em regime permanente, no valor nominal de operação. Portanto, o sinal  $\Delta\theta$  constitui a ação do controle do CAG na regulação primária. A Figura 35 ilustra esta afirmação.

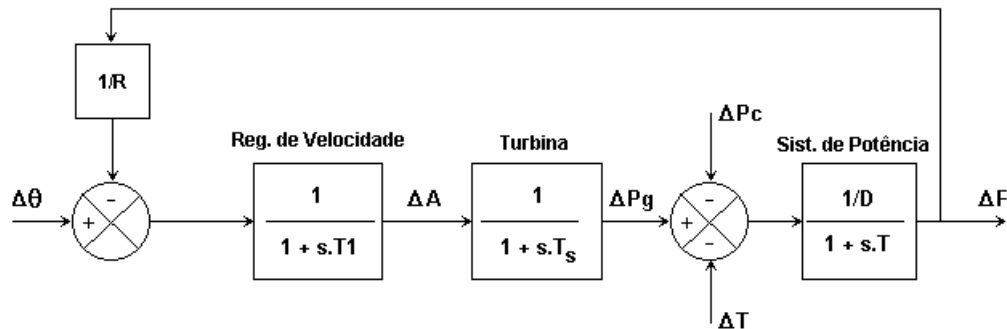


Figura 35 – Diagrama de Blocos da Regulação Primária com Ação do *Speed Changer*.

A seguir, será feita a determinação do sinal  $\Delta\theta$  de ação do CAG.

Um controle com a finalidade de atender a estratégia de erro nulo de freqüência, em regime permanente, deve ser do tipo integral, devendo ter como sinal de entrada o erro ou desvio de freqüência  $\Delta f$  e como saída o sinal  $\Delta\theta$  de atuação nos variadores de velocidade. Desprezando a constante de tempo, o CAG pode ser representado matematicamente por:

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (erro).dt \quad (204)$$

onde:

$k$  = ganho do CAG;

$erro$  = sinal de entrada dado pela variação de freqüência ( $\Delta f$ ).

O sinal negativo na equação (204) indica uma ação contrária ao erro, i.e., um aumento da freqüência implica em redução na geração. Como  $erro = \Delta f$  tem-se:

$$\Delta\theta = -k \int_0^t \Delta f .dt \quad (205)$$

Utilizando a Transformada de Laplace, chega-se a:

$$\Delta\theta(s) = \frac{-k}{s} .\Delta F(s) \quad (206)$$

A função de transferência do controle secundário será:

$$\frac{\Delta\theta(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-k}{s} \quad (207)$$

A Figura 36 apresenta o diagrama de bloco correspondente ao CAG.

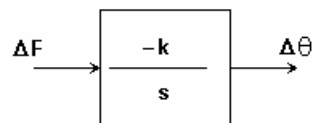


Figura 36 – Diagrama de Bloco do CAG de uma Área Isolada.

Derivando a equação (205) vem:

$$\frac{d(\Delta\theta)}{dt} = -k .\Delta f \quad (208)$$

ou

$$\Delta\dot{\theta} = -k .\Delta f \quad (209)$$

A equação (209) corresponde à equação de estado do CAG de uma área isolada.

Da equação (209) verifica-se que a ação de controle  $\Delta\theta$  só deixará de atuar quando o erro de frequência for nulo ( $\Delta f = 0$ ), caracterizando a condição isócrona.

Portanto, este controle secundário apresentado promove o retorno da freqüência ao seu valor original, ou seja, garante que  $\Delta f_{rp} = 0$ .

De posse da função de transferência do CAG, pode-se aplicá-la ao diagrama de blocos da regulação primária utilizando o sinal de desvio de freqüência e injetando sua saída na referência do regulador de velocidade. Na Figura 37 é mostrada a aplicação do CAG a uma área de controle eminentemente térmica e isolada.

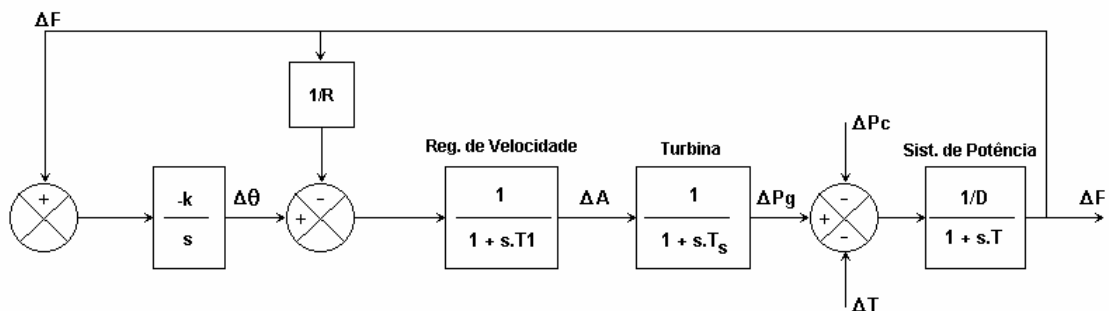


Figura 37 – Diagrama de Blocos de Uma Área de Controle Isolada – Regulação Secundária.

#### 4.1 – Erro de Controle de Área (ECA)

O CAG tem como finalidade principal, anular o sinal de erro de freqüência injetado no integrador matemático. Este sinal de entrada que constitui o erro é definido como Erro de Controle de Área (ECA), sendo uma grandeza muito utilizada nos estudos que envolvem controle secundário (Cohn, 1961; Cohn, 1967; Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989; Jaleeli, 1992).

Para o caso de uma área de controle operando isoladamente, o sinal de erro é a própria variação de freqüência do sistema  $\Delta f$ , então:

$$ECA = \Delta F \quad (210)$$

Uma vez que o CAG é constituído por um controle do tipo integral, o *ECA* só será anulado quando  $\Delta f$  se anular, cessando assim a atuação do sinal de controle  $\Delta\theta$  do *speed changer*.

#### **4.2 – Operação em “Free Tie Line”**

Uma área de controle isolada pode ser constituída por diversas empresas concessionárias de energia elétrica formando, portanto, subsistemas internos à área de controle (Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989; Jaleeli, 1992).

A modalidade de controle em *Free Tie Line*, aplicada a uma área de controle isolada, se caracteriza por controlar somente os desvios de frequência do sistema, não se preocupando em manter constante o intercâmbio de potência ativa entre os sistemas de cada empresa que integra a área de controle.

Nesta modalidade, o erro de controle de área corresponde ao desvio de frequência do seu valor nominal de operação.

#### **4.3 – Regulação Secundária para Diversas Áreas de Controle Interligadas**

Sejam duas áreas de controle interligadas com as seguintes características:

##### Área 1

- a) Parque gerador de médio porte, composto por grande parcela de geração hidráulica e pequena parcela de geração térmica;
- b) Carga própria extremamente elevada.

##### Área 2

- a) Parque gerador de grande porte, composto exclusivamente por geração hidráulica;



b) Carga própria pequena.

Uma vez que a carga própria da área 1 é maior que a sua geração, esta área deverá contratar intercâmbio com a área 2, que possui disponibilidade de geração com relação a sua carga própria. Este intercâmbio será chamado de  $I_c$  (intercâmbio contratado).

O intercâmbio da área 2 para a área 1 ( $I_c$ ) deverá ser preservado sempre que possível, pois desta forma tanto a empresa receptora como a fornecedora poderão tomar decisões operativas confiáveis. Assim, verifica-se ser de fundamental importância o controle de potência ativa de intercâmbio entre áreas de controle, i.e., o controle do intercâmbio programado.

O controle de potência ativa de intercâmbio pode ser realizado através da regulação secundária, que passará a ter a função complementar de garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio entre áreas, em regime permanente.

O controle secundário deverá obedecer aos seguintes requisitos quando da operação interligada de áreas de controle:

- O sistema de controle deve ser estável, no sentido de não comprometer a estabilidade dinâmica do sistema interligado;
- Garantir desvios nulos de frequência em regime permanente;
- Garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio, em regime permanente;
- O sistema de controle deve apresentar facilidade de operação e implementação;
- Minimizar erros de tempo;
- Proporcionar divisão adequada de cargas adicionais entre unidades geradoras do sistema;
- Garantir, na medida do possível, auxílio a eventuais áreas carentes do sistema.

#### 4.4 – Operação em “Tie Line Bias” (TLB)

Foram mencionadas no item 2.1, as possíveis modalidades de controle do CAG:

- modalidade *Flat-Frequency* (FF) – tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência;
- modalidade *Flat-Tie-Line* (FTL) – tem como objetivo garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio;
- modalidade *Tie-Line-Bias* (TLB) – tem como objetivo garantir desvios nulos de frequência e potência ativa de intercâmbio.

Considerando um sistema constituído por duas áreas de controle interligadas, o objetivo é fazer com que cada área mantenha um montante mínimo de reserva de potência operativa, que as áreas tenham controle de frequência e também que seja possível controlar o intercâmbio de potência ativa entre as mesmas. Isso pode ser conseguido através da regulação secundária (Cohn, 1961; Cohn, 1967; Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989; Jaleeli, 1992).

A operação em TLB corresponde à estratégia definida para o CAG de garantir desvios nulos de frequência e de potência ativa de intercâmbio, em regime permanente, quando da operação de sistemas com áreas de controle interligadas.

Portanto, o sinal de erro da entrada do controlador CAG, deverá considerar variações de frequência ( $\Delta f$ ) e variações de potência ativa de intercâmbio ( $\Delta T$ ).

As grandezas  $f$  e  $T$  têm dimensões diferentes, logo para que elas se combinem literalmente na formação do erro, é definido o parâmetro  $B$ , *bias* de frequência, que tem a dimensão de MW/Hz. Assim o sinal de erro da entrada do CAG pode ser escrito como:

$$erro = B.\Delta f + \Delta T \quad (211)$$

ou

$$ECA = B.\Delta f + \Delta T \quad (212)$$

onde:

$ECA$  = erro de controle de área, considerando áreas interligadas;

$B$  = *bias* de frequência ou ponderação da frequência.

O objetivo do CAG na operação em TLB é de proporcionar desvios nulos de frequência e potência ativa de intercâmbio, i.e., desvios nulos em regime permanente. Portanto, este controlador deverá ser do tipo integral tendo como sinal de saída a ação sobre o *speed changer*.

Logo:

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (ECA).dt \quad (213)$$

ou

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (B.\Delta f + \Delta T).dt \quad (214)$$

Aplicando a Transformada de Laplace em (214) tem-se:

$$\Delta\theta(s) = \frac{-k}{s} [B.\Delta F(s) + \Delta T(s)] \quad (215)$$

ou

$$\frac{\Delta\theta(s)}{B.\Delta F(s) + \Delta T(s)} = \frac{-k}{s} \quad (216)$$

Na Figura 38 é apresentado o diagrama de blocos correspondente.

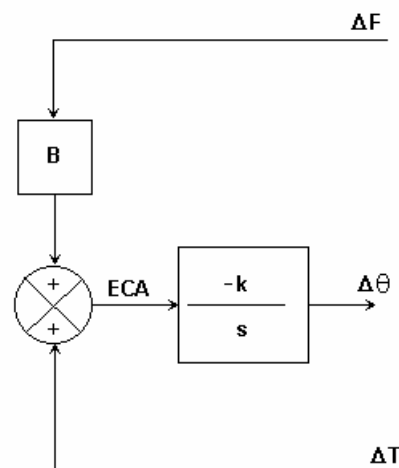


Figura 38 – Diagrama de Blocos do Controle Automático de Geração (CAG).

Portanto, na operação em TLB, o controle secundário terá a função de variar a geração, no sentido de corrigir os desvios de freqüência e os desvios de intercâmbios programados entre as áreas de controle.

Vale ressaltar que o *ECA* de uma determinada área de controle corresponde ao excesso ou deficiência de geração desta área, a cada instante.

Normalmente, ajusta-se o *bias* de freqüência igual à característica natural da área naquele instante, mas algumas referências como Kirchmayer (1959), Fosha (1970), Mendes (1989) e Jardim (1999), defendem a utilização de valores de *bias* diferentes da característica natural de cada área. Os resultados conseguidos por esses autores recomendam a utilização dos valores do *bias* da seguinte forma:

$$B_{\text{ÓTIMO}} < \beta \quad (217)$$

Com ajustes no *bias*, é possível melhorar o comportamento dinâmico do CAG, sem alterar os valores de regime permanente se as áreas estiverem operando com controle de freqüência e intercâmbio.

Seja uma área de controle constituída de turbina hidráulica e outra de turbina térmica sem reaquecimento, supondo uma elevação de carga de 10% na área que contém a turbina hidráulica.

A seguir são mostradas simulações considerando apenas a ação da regulação primária, e também considerando a ação da regulação secundária nas duas áreas operando em TLB.

Onde tem-se que:

- Operação sem CAG;
- Operação com CAG.

A área 1 é a que contém turbina térmica, enquanto que a área 2 contém turbina hidráulica. Na Figura 39 é mostrado o comportamento da frequência da área 2 com e sem a ação do CAG. É possível perceber que no caso em que se opera com CAG, o desvio de frequência se anula em regime permanente.

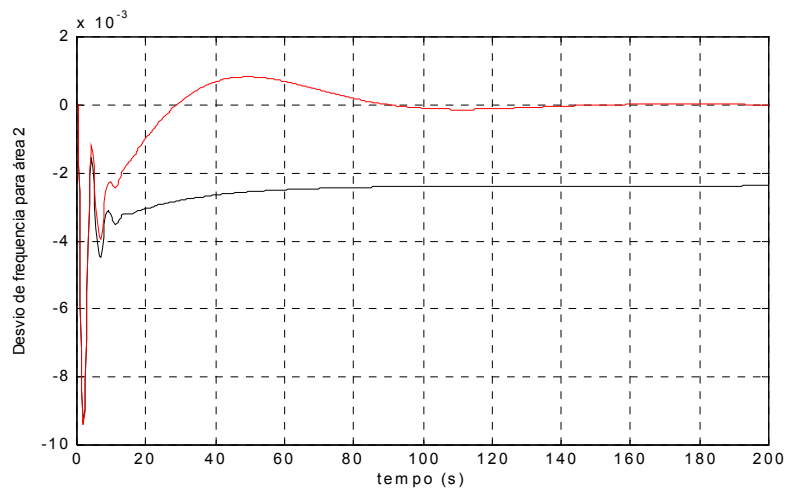


Figura 39 – Comportamento da Frequência com e sem CAG – Área 2 (valores em pu).

Na Figura 40 é mostrada a variação da potência gerada na área 1. Sem a ação do CAG esta área contribui no atendimento da carga da área 2, que pode ser confirmado na Figura 41, onde se apresenta a variação do fluxo de potência da área 1 para a área 2. Quando existe a ação do CAG, essa área anula sua contribuição no atendimento da variação de carga, já que esta variação ocorreu na outra área de controle. Na Figura 42 é mostrado o comportamento da variação da potência gerada na área 2, onde houve a variação de carga, e pode-se notar que, com ação do CAG, ela assume toda a variação de carga que lhe é própria.

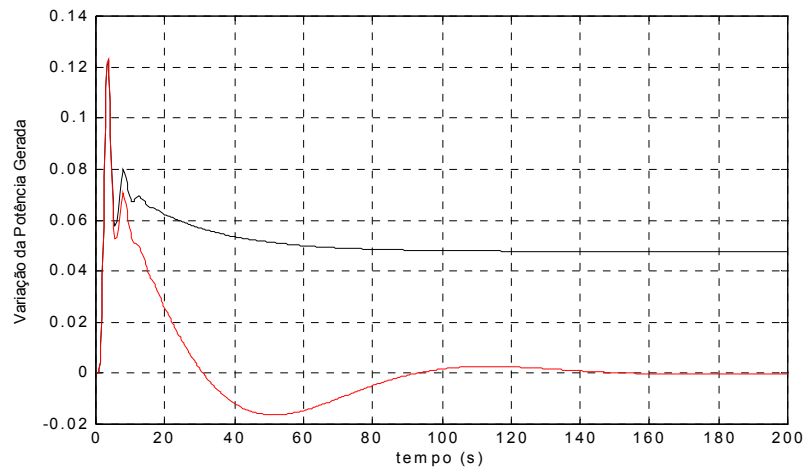


Figura 40 – Variação da Potência Gerada com e sem CAG – Área 1 (valores em pu).

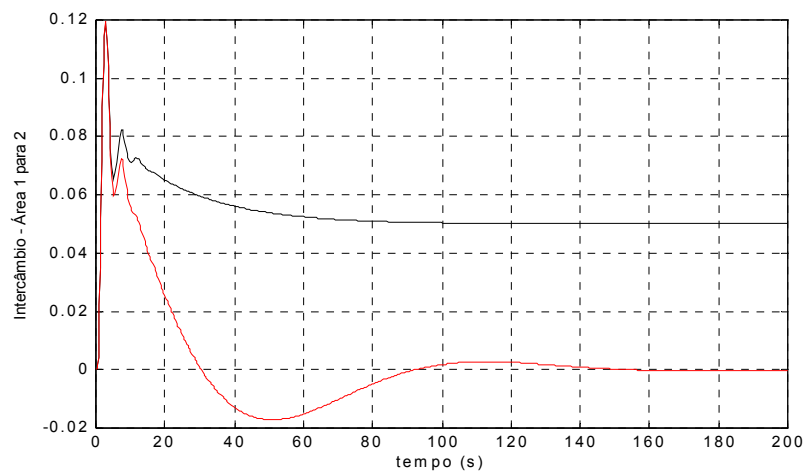


Figura 41 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio  $\Delta T_{12}$  (valores em pu).

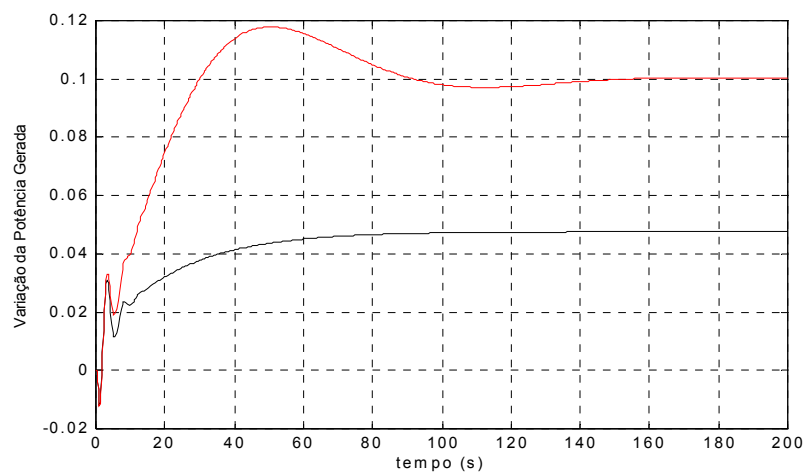


Figura 42 – Variação da Potência Gerada com e sem CAG – Área 2 (valores em pu).

Um outro caso interessante a ser mostrado são os comportamentos da variação de frequência do sistema em função dos ajustes do *bias* do CAG. As duas áreas têm valores de característica natural iguais a  $21 pu$  ( $R = 0,05 pu$  e  $D = 1 pu$ ). Mantendo o valor do *bias* da área 1, foram feitas simulações variando o valor do *bias* da área 2. Como pode ser notado na Figura 43, para valores de *bias* menores que a característica natural da área, as oscilações de frequência são menores, mas há elevação do erro de tempo.

- $Bias = 80 pu$  ;
- $Bias = 21 pu$  ;
- $Bias = 2 pu$  .

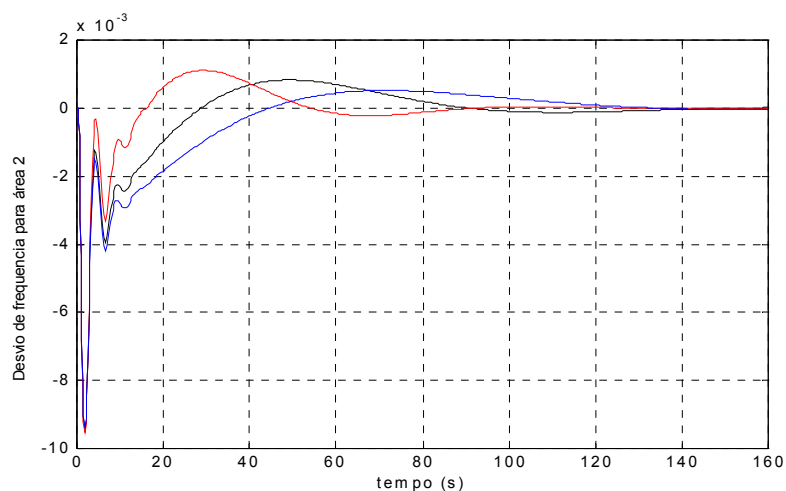


Figura 43 – Desvio de Frequência da Área 2 para Diferentes Valores de *bias* (valores em pu).

#### 4.5 – Intercâmbios Involuntários

Quando uma determinada área, definida como área 1, apresenta carência de geração e não tem disponibilidade para suprir seus próprios aumentos de carga, alguma outra área, que será chamada de área 2, com disponibilidade de geração, pode passar a fornecer potência à área carente, através de um intercâmbio

adicional, superior ao intercâmbio programado (Cohn, 1961; Cohn, 1967; Vieira Filho, 1984; Mendes, 1989).

Este suprimento de potência adicional da área 2 para a área 1 é dito “involuntário”, porquanto efetivamente não há intenção predeterminada por parte da área 2 de fazê-lo, estando o mesmo ocorrendo à frequência mais baixa devido a não atuação intencional do controle secundário da área 1.

É necessário dessa forma, que haja modos de penalizar os subsistemas pertencentes a um sistema interligado que causem acúmulos de intercâmbio involuntário como resultado de operação inadequada, de utilização de equipamentos não apropriados, etc. No entanto, na prática, isto é muito difícil pelas próprias dificuldades inerentes à correta identificação dos subsistemas “perturbadores”.

No caso, por exemplo, de áreas carentes de geração, tal identificação é mais fácil. Estas áreas prejudicarão o desempenho do sistema, pois as demais áreas que estão efetuando boa regulação irão sofrer, junto com a área carente, desvio de frequência em regime permanente, além de intercâmbios involuntários resultantes do fluxo natural entre tais áreas, fluxo este que evitará maiores desnivelamentos de frequência na área carente, caso esta operasse isolada.

Existe um problema para o mercado no que diz respeito a intercâmbios involuntários às áreas carentes, principalmente no nível de carga pesada, que é justamente quando a energia tem maior valor, e o agente que consumiu vai querer devolver a energia em períodos de carga leve, em que a energia é mais barata. Ainda que se considere um sistema eminentemente hidráulico como o brasileiro, o “custo da água”, e, conseqüentemente, o custo real da energia fornecida é diferente em carga pesada, quando os recursos de máquinas são escassos, as influências de perdas de potência por deplecionamento nos reservatórios são mais sentidas. Este, aliás, é exatamente um dos princípios básicos do estabelecimento de um sistema de tarifas pelo custo marginal (Vieira Filho, 1984).



Assim, pode-se constatar que o aparecimento de intercâmbios involuntários é um fenômeno indesejável, embora seja praticamente impossível evitá-lo completamente.

Podem-se estabelecer intercâmbios involuntários decorrentes do aparecimento do *ECA*. Será mostrado que esse intercâmbio aparece tanto nas áreas com  $ECA = 0$  como para aquelas para  $ECA \neq 0$ , desde que pelo menos uma delas não esteja regulando adequadamente, ou seja, que tenha  $ECA \neq 0$  (Cohn, 1961; Cohn, 1967; Vieira Filho, 1984; King, 1989).

Seja por exemplo, duas áreas de controle, 1 e 2, sendo que ocorre impacto de carga na área 1, i.e.:

Característica Natural da Área 1:  $\beta_1$ ;

Característica Natural da Área 2:  $\beta_2$ ;

Impacto:  $\Delta P_L = \Delta P_{L1}$ .

Considerando a atuação da regulação primária, e de posse das equações (202) e (203), pode-se escrever que:

$$\Delta f_{rp} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (218)$$

e

$$\Delta T_{12} = -\Delta T_{21} = -\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (219)$$

De (218) pode-se perceber que há um desvio de frequência no sistema, e de (219) nota-se que há um intercâmbio adicional, i.e., a área 1 está recebendo potência da área 2.

Mesmo que atue apenas a regulação primária, é possível calcular o *ECA* para cada uma das áreas. Da equação (212) tem-se que o *ECA* para cada uma das áreas é dado por:

$$ECA_1 = B_1 \cdot \Delta f_{r.p.} + \Delta T_{12} \quad (220)$$

e

$$ECA_2 = B_2 \cdot \Delta f_{r.p.} - \Delta T_{12} \quad (221)$$

De onde vem que:

$$ECA_1 = -\frac{\Delta P_{L1} \cdot \beta_1}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{\beta_2 \cdot \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} = \frac{-\Delta P_{L1} \cdot (\beta_1 + \beta_2)}{\beta_1 + \beta_2} \quad (222)$$

e

$$ECA_2 = -\frac{\Delta P_{L1} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{\beta_2 \cdot \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (223)$$

Finalmente:

$$ECA_1 = -\Delta P_{L1} \quad (224)$$

e

$$ECA_2 = 0 \quad (225)$$

Resumindo tem-se que:

$$\Delta f_{rp} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (226)$$

e

$$\Delta T_{12} = -\Delta T_{21} = -\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (227)$$

O componente de intercâmbio involuntário que aparece na área 2, com  $ECA = 0$ , é denominado “Intercâmbio Involuntário Intencional”, pois há efetivamente a intenção do controle desta área em manter o fluxo  $\Delta T_{21}$  para socorrer a área 1.

No entanto, para a área 1, tem-se  $ECA \neq 0$ , e conseqüentemente o intercâmbio que aparece é chamado de “Intercâmbio Involuntário Não-Intencional”, pois há intenção

de seus controladores de efetivamente reduzir o seu  $ECA$  a zero, só não o fazendo devido a atuação da regulação primária, que faz com que a área 2 envie potência para atender parte do aumento de carga da área 1.

Um outro detalhe interessante das análises feitas acima é que, se o  $ECA$  de todas as áreas for monitorado, ao ocorrer algum impacto e a frequência do sistema não retornar ao valor programado, é possível saber em quais áreas ocorreram o impacto, apenas identificando quais delas apresentam  $ECA \neq 0$ .

#### 4.6 – Desempenho da Operação em TLB para uma Área Isolada

Um ponto muito importante a ser analisado na operação do CAG em sistemas interligados é que desempenho pode-se esperar de uma área que opera em TLB quando esta perde a conexão com outras áreas com as quais normalmente está conectada. Neste caso a área passa a operar de forma isolada, mas com o CAG ainda operando em TLB e utilizando dados de frequência e intercâmbio programado, mas sem dados de intercâmbio real (Cohn, 1961; Cohn, 1967).

Cada área deve tomar a decisão de que modalidade de operação irá adotar quando as linhas de interligação estiverem abertas, i.e., se continua operando em TLB ou passa para a modalidade FF. Uma outra possibilidade é passar para o controle manual, ou ainda, ficar um tempo operando em TLB e depois passar para FF.

Para o erro de controle de área pode-se escrever que:

$$ECA = B.(f_{real} - f_{prog}) + (T_{real} - T_{prog}) \quad (228)$$

onde:

$f_{prog}$  = frequência programada de operação;

$T_{prog}$  = intercâmbio programado.

Quando a área perde a interligação,  $T_{real}$  se torna nulo, e assumindo que o controle tenderá a anular o ECA, pode-se escrever que:

$$B.(f_{real} - f_{prog}) + (0 - T_{prog}) = 0 \quad (229)$$

De onde vem:

$$f_{real} = f_{prog} + \frac{T_{prog}}{B} \quad (230)$$

Se a área exportava potência antes de perder a interligação, então  $T_{prog} > 0$ . Como consequência direta desse fato, se uma área exportava potência e perde a interligação, se continuar operando em TLB, haverá uma elevação da frequência. De outra forma, se a área importava potência, ao perder a interligação, a frequência irá reduzir.

Uma vantagem de se operar por um tempo em TLB, quando a área fica isolada, é que, em casos que a área importava potência, a frequência do sistema irá cair, e como consequência, devido ao coeficiente de amortecimento  $D$ , a carga irá reduzir sensivelmente pela dependência com a frequência. Então em área isolada, o TLB não regula frequência, e dessa forma ocorre atuação da regulação própria e primária. Depois da atuação das duas, aí pode-se escolher alternar para controle manual ou de frequência.

Foram feitas simulações considerando esse caso com alternância da modalidade de operação de TLB para FF, e realmente verifica-se a atuação da regulação própria e primária operando em TLB, e ao passar para FF o erro de frequência é corrigido.

Seja, por exemplo, uma área de controle operando em TLB com as seguintes características:

$$T_{prog} = 0,1 pu \quad e \quad B = 21 pu$$

O valor positivo de intercâmbio programado indica que a área de controle exporta potência. Considerando que esta área possui apenas uma linha de interligação e que perde subitamente a mesma, pode-se calcular o desvio de frequência enquanto o CAG estiver operando em TLB pela seguinte expressão:

$$\Delta f = \frac{T_{prog}}{B} \quad (231)$$

A expressão acima vem da equação (230) considerando que o ECA tem que se anular e que o intercâmbio real é nulo por não haver interligação. Neste caso, pode-se escrever que:

$$\Delta f = \frac{0,1}{21} = 0,0048 \text{ pu}$$

A simulação mostrada na Figura 44 apresenta a seguinte situação: aos 3 segundos a interligação é perdida e com isso o sistema estabiliza com um desvio de frequência positivo de  $0,0048 \text{ pu}$ . Isso ocorre por haver um excesso de geração, já que a área exportava potência. Aos 30 segundos a modalidade de operação do CAG é alterada de TLB para FF, e assim o desvio de frequência é corrigido e a potência gerada é reduzida o suficiente para garantir a correção da frequência do sistema, como mostrado na Figura 45.

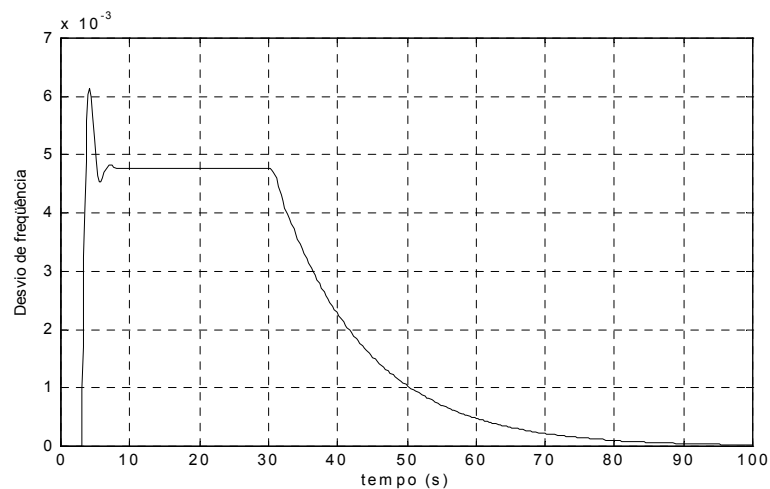


Figura 44 – Desvio de Frequência (valores em pu).

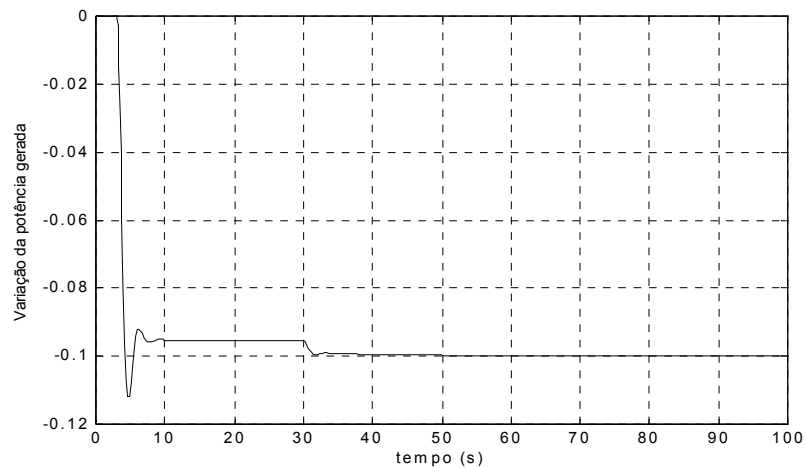


Figura 45 – Variação da Potência Gerada (valores em pu).

Concluindo, quando há perda da interligação, os valores de frequência e dos intercâmbios não se recuperam se o sistema estiver operando em TLB. Este fato pode ser agravado quando houver apenas uma linha interligando as referidas áreas, sendo que, caso haja abertura, anulam completamente o intercâmbio entre as duas áreas. Dessa forma, o intercâmbio total real de cada área passa a não considerar esse intercâmbio que foi perdido, enquanto que o intercâmbio programado permanece com o valor original, que considera a presença da interligação em questão. Essa diferença entre os intercâmbios real e programado se compõe com a parcela de erro referente à frequência, resultando em um erro de controle de área (ECA) incorreto devido à nova configuração do sistema. Na prática, a forma de se contornar este problema é através da reprogramação imediata dos intercâmbios das áreas envolvidas (Ferreira, 1999).

#### **4.7 – Índices de Desempenho**

Na otimização de parâmetros do CAG, são utilizados os chamados índices de desempenho, que nada mais são do que indicadores de qualidade de desempenho do sistema. Tais índices permitem a otimização de parâmetros através de sua minimização ou maximização, conforme definição do índice de desempenho. É

conveniente portanto que estes índices sejam definidos de maneira que apresentem três propriedades básicas: confiabilidade, facilidade de aplicação e seletividade.

A seguir serão apresentados alguns índices de desempenho comumente utilizados nos estudos de CAG (Mendes, 1989). Os índices 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11 e 12 foram utilizados nos estudos para entrada em operação da Hidrelétrica de Itaipu.

#### 4.7.1 – Índice de Desempenho 1 ( $ID_1$ )

Foi visto anteriormente que:

$$ECA = B.\Delta f + \Delta T \quad (232)$$

O índice  $ID_1$  é definido como a integral no tempo do  $ECA$ , e tem como objetivo verificar o desempenho dos controles secundários analisando as tendências de sub ou sobregeração de cada área de controle para a avaliação do adequado atendimento dos objetivos deste controle.

$$ID_1 = \int_0^t (ECA).dt \quad (233)$$

Valores elevados deste índice são indesejáveis, pois indicam um mau desempenho do controle secundário, pela tendência de acúmulo de intercâmbios involuntários. Este índice não deve ser analisado isoladamente, pois pode ocorrer uma situação de oscilação sustentada do  $ECA$ , cuja integral é nula, o que, evidentemente, é um comportamento indesejável, conforme mostra a Figura 46.

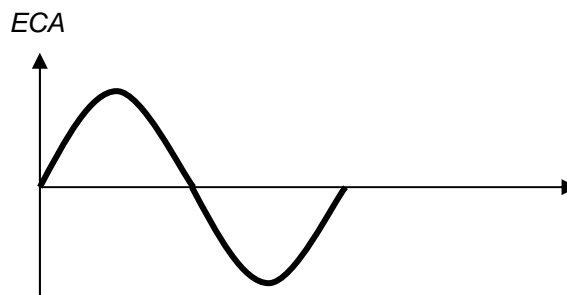


Figura 46 – Curva para Erro de Controle de Área.

Já se o comportamento do *ECA* for como o da Figura 47, o índice  $ID_1$  não será deteriorado, porque no instante inicial a integral do *ECA* fornecerá um valor elevado, enquanto que para oscilações sustentadas em instantes posteriores a integral será nula.

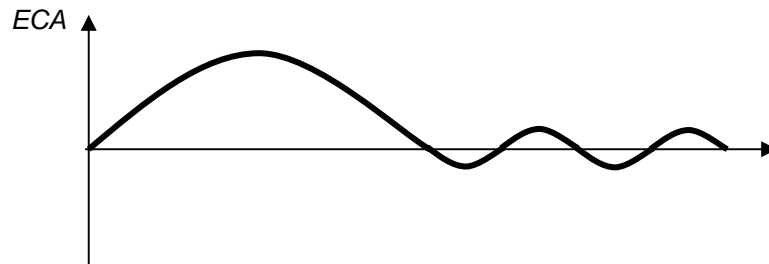


Figura 47 – Curva para Erro de Controle de Área com Oscilação Sustentada.

#### 4.7.2 – Índice de Desempenho 2 ( $ID_2$ )

Uma alternativa para o índice apresentado anteriormente é o da integral do erro absoluto, ou seja:

$$ID_2 = \int_0^t |ECA|.dt \quad (234)$$

Pelo fato de usar o valor absoluto do *ECA*, a integral aumenta para erros positivos e/ou negativos, evitando assim que o índice de desempenho mascare os resultados, anulando áreas de erro de sinais opostos.

#### 4.7.3 – Índice de Desempenho 3 ( $ID_3$ )

Este índice é definido como a integral no tempo do produto do módulo do desvio de frequência pelo tempo. Por ser um índice que pondera o erro em função do instante de sua ocorrência, atribuindo pesos aos erros que são diretamente proporcionais ao tempo de sua ocorrência, ele dá uma boa medida da efetividade do controle no



desempenho dinâmico do sistema, relacionando-se com os requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

Tem-se:

$$ID_3 = \int_0^t t \cdot |\Delta f| \cdot dt \quad (235)$$

A aplicação do tempo (t) como fator de ponderação proporciona uma pesada penalização para erros duradouros, ou seja, erros que não se anulam rapidamente.

#### **4.7.4 – Índice de Desempenho 4 ( $ID_4$ )**

Este índice é definido como o desvio máximo de frequência, em módulo, para cada área de controle e para cada impacto selecionado, refletindo as tendências de afastamentos máximos absolutos das diferentes áreas de controle em que se subdivide o sistema.

Tem-se:

$$ID_4 = |\Delta f|_{m\acute{a}x} \quad (236)$$

#### **4.7.5 – Índice de Desempenho 5 ( $ID_5$ )**

Este índice afere a taxa de recuperação da frequência de cada área de controle em que se subdivide o sistema:

$$ID_5 = \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (237)$$

Seu objetivo é o de mostrar a velocidade de recuperação da frequência para os

diversos tipos de impactos selecionados, podendo ser avaliado pelo coeficiente angular da reta ab mostrada na Figura 48.

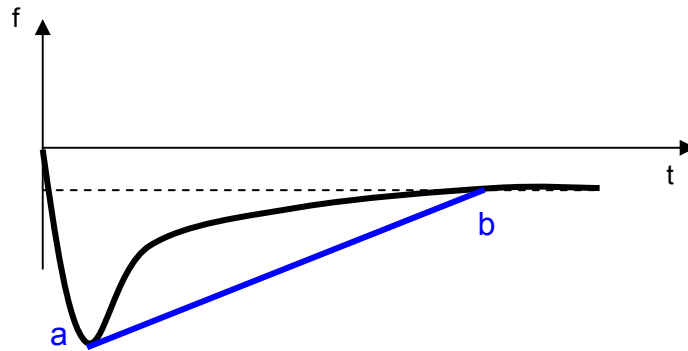


Figura 48 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho ID<sub>5</sub>.

#### 4.7.6 – Índice de Desempenho 6 (ID<sub>6</sub>)

Este índice é definido como a integral no tempo do produto do módulo do erro absoluto de controle de área pelo tempo. A aplicação do tempo como fator de ponderação acarreta uma penalização crescente para erros persistentes, o que permite aferir a efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema.

Tem-se:

$$ID_6 = \int_0^t t |ECA| dt \quad (238)$$

#### 4.7.7 – Índice de Desempenho 7 (ID<sub>7</sub>)

O índice de desempenho ID<sub>7</sub> é definido como sendo o tempo em que o ECA se anula pela primeira vez.

$$ID_7 = T \quad (239)$$

O desempenho do sistema de controle neste caso é avaliado através da velocidade de anulação do *ECA* e será tanto melhor quanto menor for *T*. Para este índice, uma minimização é desejada.

#### 4.7.8 – Índice de Desempenho 8 ( $ID_8$ )

Este índice procura aferir a eficácia do controle suplementar através do número de vezes em que o *ECA* de cada área de controle passa por zero, o que indica o número de tentativas efetuadas pelo controle secundário no sentido de anular os desvios de freqüência e/ou intercâmbio. Esse comportamento é mostrado na Figura 49.

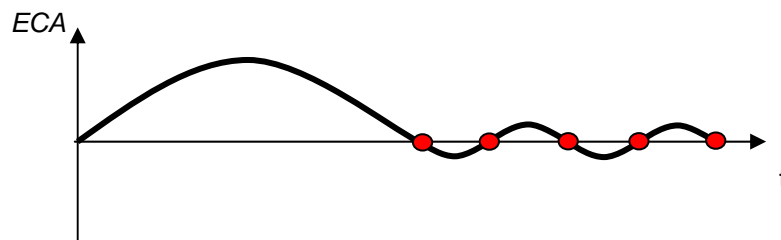


Figura 49 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho  $ID_8$ .

Tem-se:

$$ID_8 = N \quad (240)$$

Para sistemas com respostas oscilatórias, entretanto, este índice não se apresenta de forma satisfatória, uma vez que valores muito elevados podem ser atingidos, sem que seja evidenciada a eficiência do controle.

#### 4.7.9 – Índice de Desempenho 9 ( $ID_9$ )

Este índice é definido como a integral no tempo do produto do erro de controle de área pelo tempo. De forma semelhante ao índice  $ID_6$ , ele pondera o erro no tempo,

com a diferença que não é tomado em valor absoluto.

Tem-se:

$$ID_9 = \int_0^t t.ECA.dt \quad (241)$$

#### **4.7.10 – Índice de Desempenho 10 ( $ID_{10}$ )**

Este índice é definido como a integral no tempo do erro quadrático da frequência, penalizando, portanto, o erro independentemente de seu sinal e impedindo desta forma o cancelamento de erros de controle da frequência de sinais contrários ao longo do tempo.

Tem-se:

$$ID_{10} = \int_0^t \Delta f^2 .dt \quad (242)$$

Como pode-se notar, desvios elevados de frequência serão severamente punidos. Este índice requer, quando da otimização, sua minimização.

#### **4.7.11 – Índice de Desempenho 11 ( $ID_{11}$ )**

Este índice representa o desvio de frequência final em regime permanente que se verifica em impactos do tipo perturbação, quando existe a possibilidade de formação de áreas carentes de reserva de potência. O comportamento deste índice está apresentado na Figura 50.

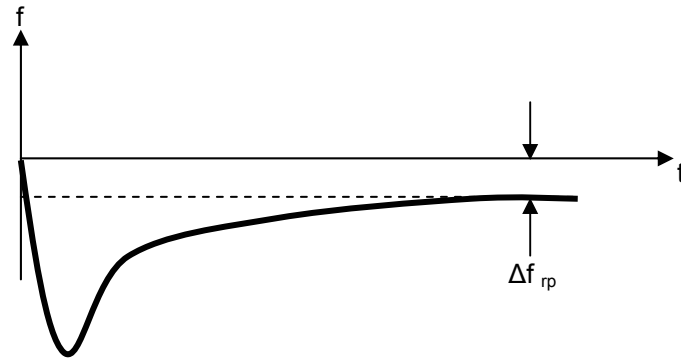


Figura 50 – Demonstração da Aplicação do Índice de Desempenho  $ID_{11}$ .

Tem-se:

$$ID_{11} = \Delta f_{rp} \quad (243)$$

#### 4.7.12 – Índice de Desempenho 12 ( $ID_{12}$ )

Este índice é definido como a integral no tempo do erro de controle de área quadrático, penalizando o erro, independentemente de seu sinal e impedindo desta forma o cancelamento de erros de controle de área de sinais contrários ao longo do tempo.

Tem-se:

$$ID_{12} = \int_0^t ECA^2 . dt \quad (244)$$

Vale ressaltar que os índices de desempenho estão sendo apresentados apenas para ilustrar como pode ser avaliado o desempenho do CAG. Em estudos de otimização de parâmetros do CAG esses índices são muito importantes.

# Capítulo 5 – O CAG no Cenário Reestruturado

---

## **5.1 – Introdução Teórica**

No setor elétrico verticalizado existe apenas uma companhia monopolizando a geração, transmissão e distribuição em uma determinada região do sistema. Interconexões entre subsistemas e interação entre companhias normalmente são realizadas com os objetivos de atender os quesitos de confiabilidade e desempenho do SEP. As tarifas são controladas, e os consumidores têm limitações de escolha do seu fornecedor de energia (Christie, 1995; Schulte, 1995; Christie, 1996; Feliachi, 1996; Aresi, 1999; Schulte, 2000; Wang, 2000).

Em função da reestruturação do setor elétrico, estão surgindo novos agentes, ou seja, empresas especializadas para controle da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. É cada vez maior o ingresso de co-geradores, produtores independentes de energia (PIEs) e auto-produtores, além da utilização crescente da geração distribuída.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro traz para planejadores e operadores do sistema novos paradigmas, muitos dos quais ainda não completamente estabelecidos mesmo em países onde a desregulamentação do setor elétrico já se

encontra num estágio avançado. Neste contexto, obtém-se a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, de modo que a aquisição de energia envolve o pagamento de um produto, a energia, e o pagamento de um conjunto de serviços que permitirão ao consumidor dispor de um produto com a qualidade desejada.

No Brasil até 2002, a comercialização do produto energia e de seus serviços associados não estava sendo feita de forma explícita, sendo os custos desses serviços considerados embutidos na tarifa paga pelo consumidor. Dessa forma, tem-se um produto, a energia elétrica, associado a um determinado padrão de qualidade, pela qual o consumidor paga uma tarifa regulada. Este é o quadro de um modelo verticalizado de indústria. Nesse modelo de indústria, a provisão dos serviços pelos agentes do sistema se caracteriza por possuir os custos já embutidos no preço final da energia (Gomes, 2002.2).

Num modelo competitivo de indústria, é desejável que se separe o produto energia elétrica de um certo conjunto de serviços, de forma que os mesmos possam ser precificados em separado, criando a possibilidade de arranjos econômicos para o provimento desses serviços. A identificação dos custos incorridos nesses serviços é necessária para que seja possível remunerar os seus provedores adequadamente, buscando-se a eficiência econômica.

Dentre as conseqüências do novo modelo, uma delas diz respeito a esse conjunto de serviços inerentes à operação das concessionárias quando verticalizadas, que devem ser prestados pelos usuários do sistema de transmissão. Esses serviços são denominados como Serviços Ancilares (SAs) (Gomes, 2002.2).

Os SAs são serviços suplementares que asseguram o funcionamento mais adequado da rede elétrica e são quase que obrigatórios devido a sua importância. São necessários ao sistema de transmissão para manter a segurança operativa dentro e entre as áreas atendidas por esse sistema, garantir a continuidade e a qualidade de suprimento de energia elétrica, tanto de tensão como de frequência,

assim como prover suporte à restauração de fornecimento de potência após distúrbios no sistema.

A relação de SAs pode ser muito diversificada em função das características operativas de um sistema, as dimensões topológicas, etc. No entanto, alguns serviços são citados sempre no topo da lista de SAs. Entre estes, alguns merecem um tratamento profundo devido à complexidade dos arranjos técnicos e comerciais exigidos.

No novo modelo, as ações do Estado como regulador ocorrem através de uma agência especial, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e através de uma segunda entidade responsável pelo planejamento indicativo da expansão do sistema, o Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE).

Para operar e controlar o SIN foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma companhia privada sem fins lucrativos, responsável pela operação eletro-energética. Dentre as suas principais funções, o ONS é responsável pela operação da rede elétrica principal (basicamente 230 kV e acima), incluindo administração dos SAs.

Da mesma forma que o ONS, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Esta instituição é o lugar onde seriam realizadas a contabilização e a liquidação dos montantes de energia no mercado de curto prazo.

No futuro, o montante de SAs requeridos para a operação segura e com qualidade apropriada será definido pelo ONS. Os recursos técnicos serão obtidos dos Agentes e os custos pelo provimento desses serviços serão repartidos pelas distribuidoras e consumidores livres, através dos Encargos de Serviços do Sistema do MAE.

Na definição dos SAs foram adotadas premissas que refletem a garantia de operacionalidade do sistema no novo modelo. Assim sendo, foram considerados como SAs àqueles que contribuem para a segurança operativa do suprimento de energia elétrica. Foram selecionados os seguintes serviços (Gomes, 2002.2):



- controles primário e secundário de frequência (CAG);
- reserva de potência operativa;
- controle de tensão;
- capacidade de auto-restabelecimento ("*black start*") de unidades geradoras.

Caracteriza-se a seguir cada SA vislumbrado para o SIN.

### ***Controle Primário de Frequência***

É realizado por recursos como reguladores de velocidade das unidades geradoras, esquemas regionais de alívio de carga (ERACs) e esquemas automáticos de corte de geração, utilizados para manter a frequência em valores aceitáveis após a ocorrência de perturbações no SEP.

### ***Controle Secundário de Frequência***

Esse controle é feito através do CAG, que está presente em alguns COSs do sistema. É utilizado com o objetivo de restabelecer os valores programados de frequência e potências ativas de intercâmbio entre as áreas do sistema, após a ocorrência de desequilíbrios entre a carga e a geração. Num COS é o único controle que funciona em *loop* fechado sem a interferência dos operadores.

### ***Reserva de Potência Primária***

São reservas girantes provisionadas com o objetivo de garantir o controle primário da frequência.

### ***Reserva de Potência Secundária***

São reservas girantes que devem ser mantidas pelas unidades geradoras que estão sob a ação do CAG. No sistema brasileiro, esta reserva é conhecida como reserva de potência operativa (RPO).

### ***Reserva de Potência Terciária ou Reserva de Prontidão***

São reservas utilizadas para recompor a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar em caso de indisponibilidades por parte de geradores, bem como por desvios no valor da carga em relação ao previsto. Estas reservas devem estar disponíveis em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação, e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas. Dois tipos de provedores do SA de reserva de potência terciária são considerados:

- unidades geradoras que atendam às condições acima estabelecidas;
- reduções de demanda oferecidas por grandes consumidores ou Agentes de distribuição.

### ***Controle de Tensão***

O serviço de controle de tensão é constituído por todos os recursos disponíveis para a manutenção dos níveis de tensão dentro de faixas operativas que atendam aos requisitos de qualidade e confiabilidade do sistema. Serão considerados SAs de controle de tensão aqueles providos pelas seguintes fontes:

- Geradores;
- Unidades geradoras operando como compensadores síncronos;
- Transmissoras e Distribuidoras;
- Capacitores em derivação;
- Reatores manobráveis;

- Compensadores síncronos;
- Compensadores estáticos;
- Elo de corrente contínua;
- Transformador com comutação sob carga;
- Compensadores série.

### ***Capacidade de Auto-Restabelecimento (Black Start)***

Este serviço será provido pelas unidades geradoras com capacidade de auto-restabelecimento que forem definidas pelo ONS, quer por razões de ordem estratégica, por restrições sistêmicas ou de equipamentos.

O CAG é um serviço que deverá ser provido de forma mandatória, i.e., seu provimento pode ser exigido a todos os agentes, com ou sem remuneração. Um serviço mandatório pode ser exigido de todos os agentes simultaneamente, ou apenas de alguns agentes específicos. No caso de exigência a agentes específicos esta tem que ser baseada em critérios técnicos e/ou econômicos; por todos os geradores que o ONS considerar convenientes para tal finalidade. A remuneração pela prestação desse serviço, visa recuperar os custos fixos referentes aos investimentos adicionais e os custos variáveis de operação e manutenção. (Gomes, 2002.2).

No Brasil, normalmente o preço *spot* é muito baixo devido aos excedentes temporários de energia. Como o sistema brasileiro é de base hidráulica, é projetado para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas que não ocorrem com frequência. Caso haja um período de seca, o preço da energia pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios, estes períodos de preço baixo ocorrem com frequência e podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas.

Os sistemas de base hidráulica, ao contrário dos térmicos, não apresentam volatilidade no preço da energia no curto prazo com grandes variações diárias. Entretanto, estão expostos a uma grande volatilidade a médio e longo prazos. Para se proteger desta grande volatilidade do preço, os agentes utilizam os contratos bilaterais, que protegem os agentes contra as oscilações dos preços no próprio submercado. Por definição de submercado, os mesmos estão protegidos por eventuais restrições internas de transmissão. Entretanto, contratos entre submercados estão expostos à diferença de preço podendo gerar elevados excedentes financeiros, porque o gerador recebe o preço do submercado onde ele está localizado, mas deve pagar o preço MAE do submercado onde a demanda está contratada. (Esmeraldo, 2002).

Em sistemas com restrições de transmissão, o preço da energia pode ser diferente em cada barra, entretanto, devido às dificuldades para se adotar um modelo de precificação por barra, decidiu-se adotar um esquema de precificação por submercados. Assim é possível simplificar a representação da rede, preservando apenas os sinais locacionais mais importantes. Isto é feito “relaxando” os limites de transmissão “conjunturais”, por exemplo, as restrições internas de um mercado que num futuro próximo serão eliminadas através de reforços programados. Por sua vez, são mantidas as restrições “estruturais”, i.e., limites de transmissão de caráter mais permanente que refletem a capacidade de transferência entre regiões. Portanto, os submercados devem ser identificados através das restrições estruturais de transmissão.

Mesmo que a produção física do gerador seja idêntica ao montante contratado, ele deve pagar a diferença entre os preços MAE dos submercados multiplicada pelo montante contratado. De acordo Esmeraldo (2002), o volume arrecadado com os excedentes financeiros ou *surplus* deveria ser utilizado para reforçar as interligações que o originaram, entretanto, a legislação atual não permite esta alocação do *surplus*.

No que se refere a contratos bilaterais, deve haver um administrador independente, para garantir que contratos serão efetuados dentro de determinadas normas. Nesse

novo cenário, um consumidor livre (CL) poderá efetuar contratos individuais com algum PIE, com a supervisão de um administrador independente.

## **5.2 – Estado da Arte**

Bekhouche (2002) trata de como ficam os SAs antes e depois da reestruturação do setor elétrico. Também traz questionamentos importantes, por exemplo, qual deve ser a forma mais apropriada de usar o *ECA*, e como devem ser remunerados os geradores que participam da regulação.

Feliachi (1996) utiliza técnicas de matrizes de estado para analisar o problema do CAG no cenário reestruturado, modelando um controlador robusto para a Malha Pf.

A modalidade de operação TLB é amplamente utilizada no CAG, tanto no Brasil como em sistemas de outras partes do mundo. Desta forma é possível manter os valores programados de frequência e de intercâmbio (Kirchmayer, 1959; Cohn, 1967; Vieira Filho, 1984).

No entanto, o CAG requer um estudo mais cauteloso quando tratado num cenário elétrico onde existe a competição, de forma que, determinados consumidores livres possam realizar contratos com PIEs pertencentes a outras áreas de controle, sendo que essas áreas podem ou não coincidir com os submercados. Assim aparecem certos questionamentos, por exemplo, de como implementar esses contratos associados ao CAG, e o que fazer quando ocorrerem violações de contratos (Christie, 1996; Feliachi, 1996; Aresi, 1999; Schulte, 2000; Wang, 2000).

Kothari (1999) realiza simulações do CAG no cenário reestruturado considerando um modelo simplificado sem qualquer implementação para monitorar o intercâmbio programado ou impacto no sinal de controle enviado às unidades geradoras, que não permite fazer análises mais profundas, como por exemplo, o fluxo programado na interligação, sendo este proporcional à demanda contratada entre as empresas de diferentes áreas.

Kumar (1997.1), Kumar (1997.2), Wang (2000) e Donde (2001) utilizam uma modelagem mais detalhada, considerando o sinal de controle para cada unidade geradora não apenas função do erro de controle de área e estatismo das unidades, mas também considerando os dados contratuais, para que seja possível analisar a influência no comportamento dinâmico do sistema. Também há um detalhamento na representação dos intercâmbios, levando em consideração a quantidade que uma área contrata de demanda da outra.

Algumas questões necessitam de maior atenção, por exemplo: como compensar financeiramente os geradores que participam do CAG; que equipamentos precisam ser instalados num COS, junto aos consumidores livres e PIEs para que se possa implementar o CAG no cenário reestruturado; analisar qual a melhor maneira de penalizar consumidores ou PIEs que violem contratos.

Sobre o que precisa ser instalado e implementado para operar o CAG no novo cenário, já se tem idéia das soluções e o que é necessário fazer. Com relação à parte financeira, principalmente no que diz respeito à violação de contratos, não há nada concreto decidido ainda.

A forma como serão feitas as transações comerciais e ações de controle no SEP num cenário competitivo, ainda é motivo de muita discussão, até em países onde o setor elétrico já foi reestruturado há mais tempo (Kumar, 1997.1; Kumar, 1997.2; Wang, 2000; Donde, 2001).

Na Figura 51 é mostrada de forma hierárquica, a estrutura de um sistema com duas áreas de controle no cenário reestruturado segundo Wang (2000).

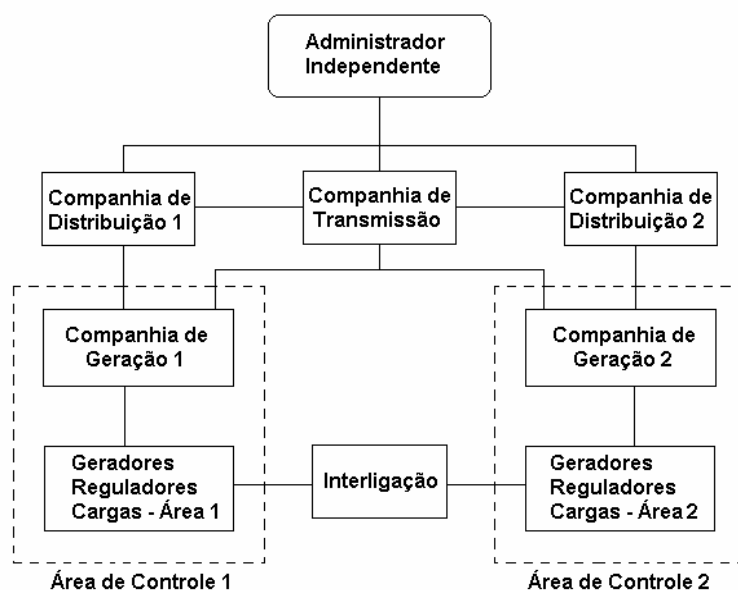


Figura 51 – Sistema com Duas Áreas Desregulamentado.

O administrador independente deve ter os dados de toda a carga contratada no sistema, e a proporção pertencente a cada empresa de distribuição e consumidores livres. Para isso são necessárias monitorações em tempo real junto a esses consumidores. O administrador independente também deve regular as transações comerciais entre os agentes, ou seja, as companhias de geração, transmissão e distribuição.

As companhias de distribuição e consumidores livres têm os dados de participação de suas cargas junto às companhias geradoras.

As companhias de geração têm os dados de participação de suas unidades no CAG e dados de contrato.

No COS, além do que já é normalmente monitorado, seria necessário haver monitoração em tempo real dos consumidores livres, dos PIEs, de forma a programar os intercâmbios e enviar sinais adequados aos geradores que participam do CAG e também dos contratos.

O modelo que será apresentado neste capítulo é bem genérico, capaz de abranger vários tipos de contratos, tanto os bilaterais como transações no mercado *spot* (Kumar, 1997.1; Kumar, 1997.2; Wang, 2000; Donde, 2001).

De acordo com Kumar (1997.1), nesse novo cenário é importante que o administrador independente aplique penalidades severas aos consumidores que violem contratos, porque mesmo que tenham contratos com outras áreas, ao violarem estes, quem irá regular o sistema numa violação de contrato, de acordo com o CAG, será a área onde esse consumidor está instalado, mesmo que o contrato dele seja com algum gerador de outra área de controle.

O administrador independente também deve se preocupar em como penalizar os geradores que violem os contratos de fornecimento ou que se tornem indisponíveis, e em como remunerar os geradores que eventualmente irão assumir o montante de geração de responsabilidade do gerador que se tornou indisponível.

Ainda segundo Kumar (1997.1), a nova metodologia de implementação do CAG requer um padrão para comunicação de dados, principalmente no que diz respeito aos dados referentes aos contratos, e monitoração em tempo real dos mesmos. Para isso, os COSs devem ter disponíveis todos os dados de contratos. A responsabilidade do administrador independente é a de coordenar e implementar as transações, e também verificar se o sistema é capaz de operar com todos os contratos efetivados.

Esse cenário consiste de três tipos de transações:

a) Tipo 1 – Contratos Bilaterais

As companhias de geração e de distribuição efetuam contratos entre si, e submetem os termos desses contratos ao administrador independente, que irá avaliá-los e assim permitir que sejam efetuados. Para que essas transações sejam possíveis, as companhias deverão dispor de medição da carga em tempo real; isso fica como



responsabilidade das companhias de distribuição. Deve haver monitoração se algum consumidor está violando contrato.

b) Tipo 2 – Mercado “Spot”

Os participantes efetuam compra e venda de energia e o excedente é submetido ao administrador independente. As sobras de energia são leiloadas pelo administrador, sendo assim criada uma bolsa de energia.

c) Tipo 3 – Contratos para Regulação de Área

O administrador independente deve realizar contrato com algumas companhias de geração de forma a garantir a regulação de cada área em casos extremos. Isso é necessário devido à imprevisibilidade da carga, a ocorrência de contingências no sistema e também violações de contratos por parte de consumidores ou cargas. São máquinas que participam do CAG.

Segundo Bekhouche (2002), a idéia da desregulamentação é inserir competitividade no setor elétrico. Na Tabela 1 está apresentada uma comparação entre o cenário antigo e o novo.

Tabela 1 – Comparação dos Modelos do Setor Elétrico para CAG.

Item	Cenário Antigo	Cenário Reestruturado
Serviços do setor	Verticalizado	Desverticalizado
Mercado	Monopólio	Competição
ECA (Erro de controle de área)	<i>Tie Line Bias</i> (TLB)	TLB + Contratos
Perdas	Responsabilidade da área de controle (companhias de geração, transmissão e distribuição)	Responsabilidade das companhias de geração (repassa aos demais agentes da área)
Reserva operativa	Realizado pela área de controle e compartilhado com a reserva de outras áreas	Realizado pelas companhias de geração mediante determinação do administrador independente

### 5.3 – Formulação Matemática

Convencionalmente, o CAG para duas áreas de controle tem a forma mostrada na Figura 52.

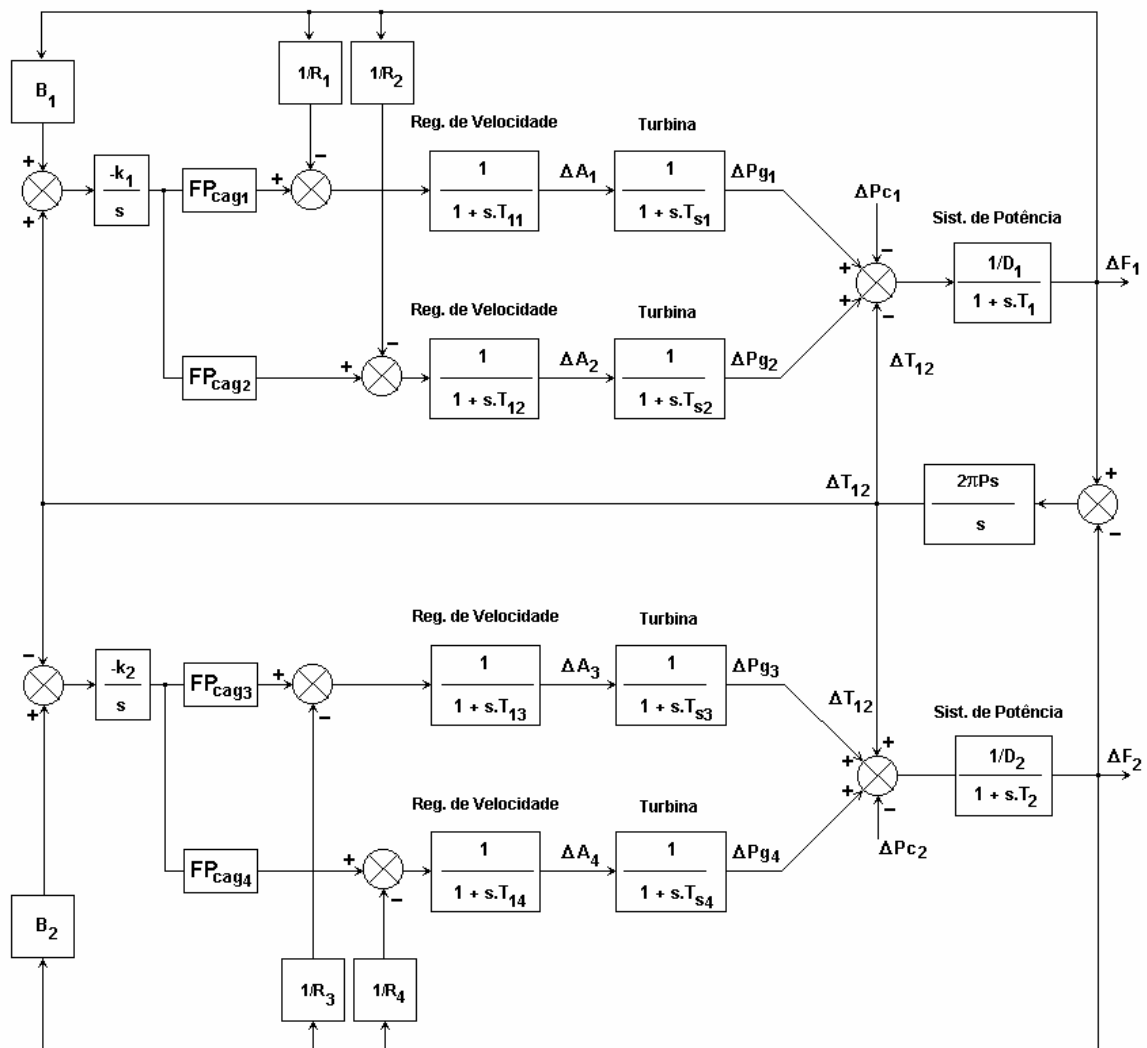


Figura 52 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Verticalizado.

O erro de controle para uma unidade que participa apenas da regulação primária é dado pela equação (245):

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} \quad (245)$$

Já para unidades que participam apenas da regulação secundária, o erro de controle é dado pela equação (246):

$$EC_i = -\frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i \cdot ECA \quad (246)$$

onde:

$FPcag_i$  = fator de participação do CAG para a unidade  $i$ .

O erro de controle para cada unidade que participa das regulações primária e secundária é dado pela equação (247), o que pode ser confirmado no diagrama de blocos da Figura 52.

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i \cdot ECA \quad (247)$$

Expandindo vem:

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i (B \cdot \Delta f + \Delta T) \quad (248)$$

O TLB convencional é um conceito correto para ser aplicado num cenário verticalizado, onde uma companhia de geração controla a área, tem contratos apenas com consumidores de sua área e aloca o  $ECA$ .

Seja agora o CAG considerando o novo cenário, reestruturado, onde pode haver várias companhias de geração e distribuição, realizando contratos além das fronteiras de suas respectivas áreas de controle. Neste caso, o erro de controle será composto por dados de contratos e medidas junto às companhias de geração e distribuição, além do convencional erro de controle de área (Kumar, 1997.1).

O erro de controle para uma unidade que participa da regulação primária e tem contratos realizados é dado pela equação (249):

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (249)$$

onde:

$\Delta P_{Lj}$  = variação da carga contratada pela companhia de distribuição j;

$ComDis$  = conjunto composto por todas as Companhias de Distribuição;

$fpc_{ij}$  = fator de participação de contrato do consumidor j com o gerador i.

Já para unidades que participam da regulação secundária e têm contratos realizados, o erro de controle é dado pela equação (250).

$$EC_i = -\frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i \cdot ECA + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (250)$$

O erro de controle para cada unidade que participa da regulação primária, regulação secundária e tem contratos realizados é dado pela equação (251).

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i \cdot ECA + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (251)$$

Expandindo vem:

$$EC_i = -\frac{\Delta f}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i (B \cdot \Delta f + \Delta T) + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (252)$$

#### 5.4 – Matriz de Participação das Companhias de Distribuição – MPD

No cenário reestruturado um determinado gerador pode vender energia para diferentes consumidores, de quaisquer áreas, a preços competitivos. Logo, os consumidores têm a liberdade para escolher de quem querem comprar energia,

podendo até mesmo não comprar energia de nenhum gerador de sua própria área. Isso cria uma grande quantidade possível de combinações de contratos entre diferentes geradores e consumidores. Assim será introduzido o conceito da “*Matriz de Participação das Companhias de Distribuição – MPD*”, o que torna mais simples visualizar os contratos (Donde, 2001).

*MPD* é uma matriz na qual o número de linhas corresponde ao número de companhias de geração e o número de colunas equivale ao número de companhias de distribuição do sistema. Ela representa matematicamente os contratos realizados entre os diversos geradores e consumidores.

Cada elemento da matriz corresponde a uma fração da energia contratada pelo consumidor (coluna) com relação a um gerador (linha). Logo, o elemento  $ij$  da matriz corresponde à fração total da energia contratada pelo consumidor  $j$  com relação ao gerador  $i$ . A soma de todos elementos de uma coluna dessa matriz é igual à unidade.

A seguir são consideradas como exemplo, duas áreas de controle interligadas, cada uma composta por duas companhias de geração e duas de distribuição, conforme mostrado na Figura 53.

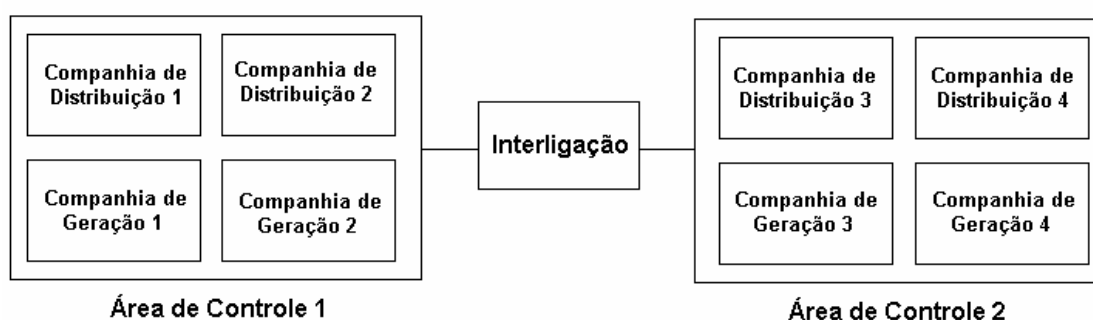


Figura 53 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle.

O equacionamento para o esquema da Figura 53 é feito da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \\ P_{g4} \end{bmatrix} = MPD \cdot \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (253)$$

onde:

$P_{gi}$  = montante de geração contratado pelo gerador  $i$ ;

$P_{Li}$  = carga contratada pela companhia de distribuição  $i$ .

Os elementos da matriz  $MPD$  correspondem aos fatores de participação dos contratos.

$$MPD = \begin{matrix} & \begin{matrix} C1 & C2 & C3 & C4 \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} fpc_{11} & fpc_{12} & fpc_{13} & fpc_{14} \\ fpc_{21} & fpc_{22} & fpc_{23} & fpc_{24} \\ fpc_{31} & fpc_{32} & fpc_{33} & fpc_{34} \\ fpc_{41} & fpc_{42} & fpc_{43} & fpc_{44} \end{bmatrix} & \begin{matrix} Ger1 \\ Ger2 \\ Ger3 \\ Ger4 \end{matrix} \end{matrix} \quad (254)$$

Os elementos de uma mesma coluna correspondem aos fatores de participação de um determinado consumidor com relação aos diferentes geradores, e a soma desses elementos é dada por:

$$\sum_i fpc_{ij} = 1 \quad (255)$$

onde:

$fpc_{ij}$  = fator de participação de contrato do consumidor  $j$  com o gerador  $i$ .

Substituindo (254) em (253) vem:

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \\ P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} fpc_{11} & fpc_{12} & fpc_{13} & fpc_{14} \\ fpc_{21} & fpc_{22} & fpc_{23} & fpc_{24} \\ fpc_{31} & fpc_{32} & fpc_{33} & fpc_{34} \\ fpc_{41} & fpc_{42} & fpc_{43} & fpc_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (256)$$

que fornece os valores de potência gerada contratada para cada gerador do sistema.

O aspecto da matriz MPD está mostrado a seguir:

$$MPD = \left[ \begin{array}{cc|cc} \text{Geradores} - \text{Área1} & & \text{Geradores} - \text{Área1} & \\ \text{Consumidores} - \text{Área1} & & \text{Consumidores} - \text{Área2} & \\ \hline \text{Geradores} - \text{Área2} & & \text{Geradores} - \text{Área2} & \\ \text{Consumidores} - \text{Área1} & & \text{Consumidores} - \text{Área2} & \end{array} \right] \quad (257)$$

Os elementos da diagonal representam os contratos realizados dentro de uma mesma área de controle, e os fora da diagonal representam os contratos realizados entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle, que necessitarão utilizar as interligações para efetuar essas transações.

### 5.5 – Formulação do Novo Diagrama de Blocos

Nesta parte será formulado o diagrama de blocos para um sistema constituído de duas áreas de controle interligadas num cenário reestruturado.

Para uma mesma área, a soma dos fatores de participação do CAG de cada unidade conduz a:

$$\sum_{j=1}^m FPcag_j = 1 \quad (258)$$

onde:

$m$  = número de companhias de geração de uma determinada área.

O fluxo programado na interligação, em regime permanente, da área 1 para a área 2, é dado pela diferença entre a demanda dos consumidores da área 2, que têm contratos com geradores da área 1, pela demanda dos consumidores da área 1, que têm contratos com geradores da área 2.

O erro desse fluxo é dado por:

$$\Delta T_{12-erro} = T_{12-atual} - T_{12-prog} \quad (259)$$

O objetivo é que a equação (259) se anule, sendo a mesma utilizada na composição do erro de controle de área.

Em regime permanente, o despacho de potência de uma determinada companhia de geração deve estar coerente com o valor de carga contratada com os consumidores livres e também o montante de geração para atender aos consumidores cativos. Estes últimos são os consumidores que só podem realizar contratos com companhias da área de concessão em que estão localizados.

A geração contratada de um determinado gerador, em p.u., pode ser expressa em termos dos fatores de participação dos contratos e da carga total das áreas. Da equação (256) vem:

$$P_{gi} = \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot P_{Lj} + FPcag_i \cdot P_{L-excedente} \quad (260)$$

onde:

$P_{L-excedente}$  = carga excedente aos contratos de quaisquer consumidores que se encontrem na mesma área de controle do gerador  $i$ .

Expandindo (260) para o sistema da Figura 52 vem:



$$P_{gi} = fpc_{i1} \cdot P_{L1} + fpc_{i2} \cdot P_{L2} + fpc_{i3} \cdot P_{L3} + fpc_{i4} \cdot P_{L4} + FPcag_i \cdot P_{L-excedente} \quad (261)$$

Como foi mencionado anteriormente, os elementos fora da diagonal da matriz MPD representam os contratos de consumidores de uma área com geradores de outra.

De (257) pode-se escrever que:

$$T_{12-prog} = (\text{demanda dos consumidores da área 2 com relação a geradores da área 1}) \\ - (\text{demanda dos consumidores da área 1 com relação a geradores da área 2})$$

que para o sistema da Figura 52 pode ser escrito como:

$$T_{12-prog} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=3}^4 fpc_{ij} \cdot P_{Lj} - \sum_{i=3}^4 \sum_{j=1}^2 fpc_{ij} \cdot P_{Lj} \quad (262)$$

O diagrama de blocos que representa o equacionamento mostrado nessa seção está apresentado na Figura 54. De posse do algoritmo apresentado no Anexo-1, da matriz de participação das companhias de distribuição e do diagrama de blocos, é possível efetuar simulações considerando o cenário reestruturado.

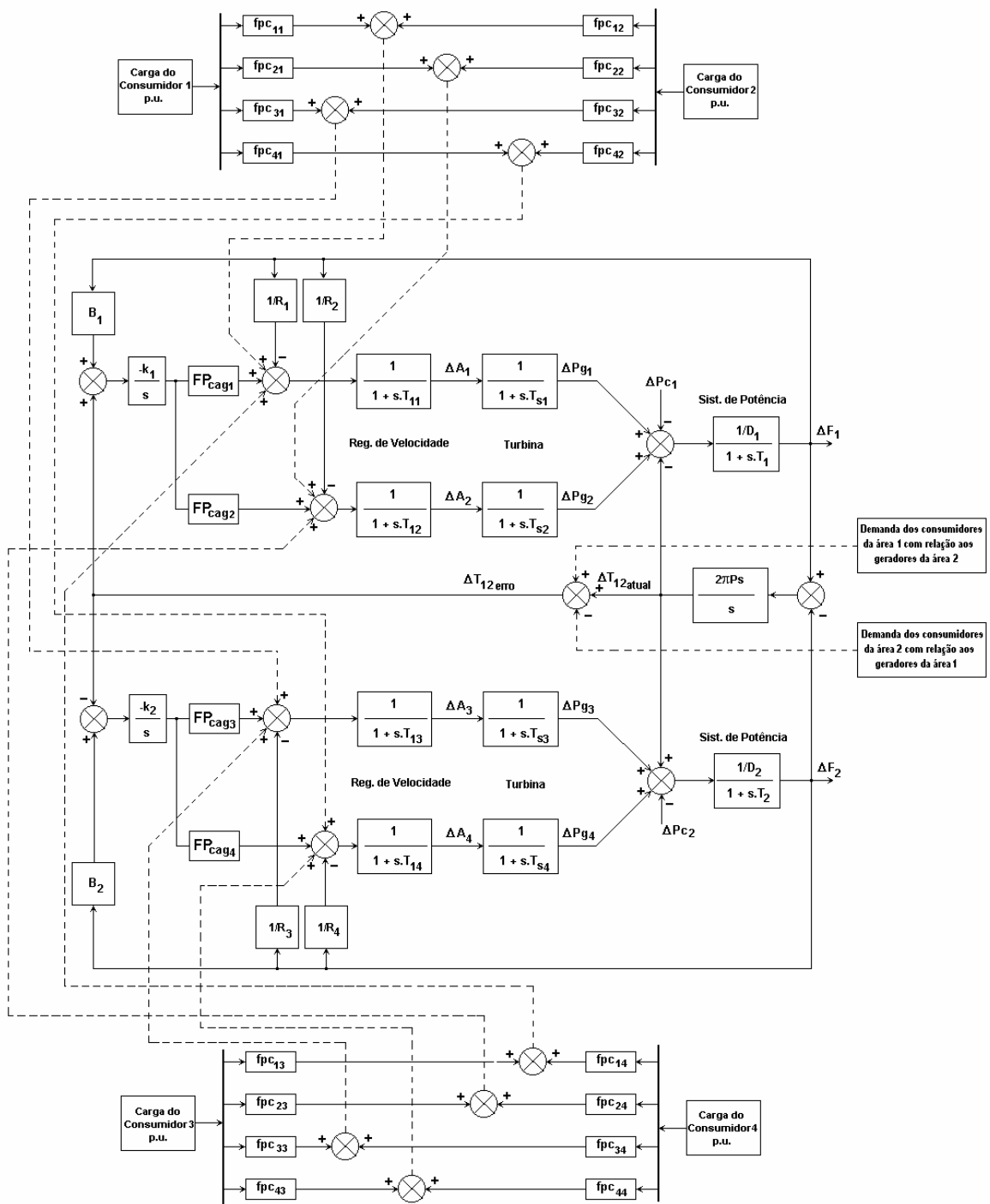


Figura 54 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Reestruturado.

Na Figura 54,  $\Delta P_{c1}$  e  $\Delta P_{c2}$  representam as variações dos montantes de carga das áreas 1 e 2, respectivamente. Caso se deseje simular uma violação do contrato deve-se inserir nesse campo os valores referentes a tais violações. Para que não haja violação de contrato deve-se ter:

$$\Delta P_{c-área1} = \sum_{j \in ComDis-Área1} \Delta P_{Lj} \quad (263)$$

Para representar a violação de contratos, no diagrama de blocos deve-se fazer:

$$\Delta P_{c-área1} > \sum_{j \in ComDis-Área1} \Delta P_{Lj} \quad (264)$$

que é uma decorrência da expressão abaixo:

$$\Delta P_{c-área1} = \sum_{j \in ComDis-Área1} \Delta P_{Lj} + P_{L-excedente-Área1} \quad (265)$$

Esse novo modelo proposto por Kumar (1997.1) é capaz de simular contratos bilaterais, vendas no mercado *spot*, além de ser muito eficaz para efetuar estudos e simulações matemáticas do CAG num cenário reestruturado. Essa proposta considera o erro de controle enviado para cada unidade geradora como sendo uma composição do *ECA* e dos dados contratuais, e segundo Kumar (1997.1) também satisfaz os critérios de desempenho de SEPs ditados pelo NERC (North American Electric Reliability Council). Esse modelo requer uma preparação do sistema de comunicação de dados do COS, de forma a monitorar gerações, cargas e contratos. O objetivo é analisar como fica a operação considerando contratos comerciais. A consideração de violação de contratos mostra o nível de análises necessárias para determinar que regras devem ser seguidas e são apropriadas.

O NERC é uma organização formada por algumas empresas de energia elétrica da América do Norte (EUA, Canadá e parte do México). É responsável por determinar e reforçar medidas para aumento da confiabilidade de SEPs.

## Capítulo 6 – Alternativas Operativas para o CAG no Cenário Reestruturado

### 6.1 – Simulações com Duas Áreas de Controle

Um sistema composto por duas áreas de controle idênticas é usado para ilustrar o comportamento do modelo proposto para simulação do CAG no cenário reestruturado. O *software* usado para as simulações foi o *Matlab (Simulink)*.

Na Figura 55 está apresentado um diagrama esquemático das áreas consideradas.

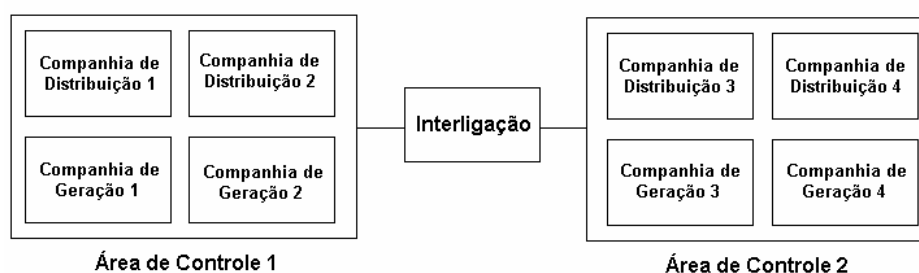


Figura 55 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle Interligadas.

Em cada área estão sendo considerados dois geradores, um com turbina hidráulica e outro com turbina térmica sem reaquecimento. Na área 1 tem-se os geradores G1 (térmico) e G2 (hidráulico) e na área 2 tem-se os geradores G3 (térmico) e G4 (hidráulico), como pode ser visto na Figura 56.

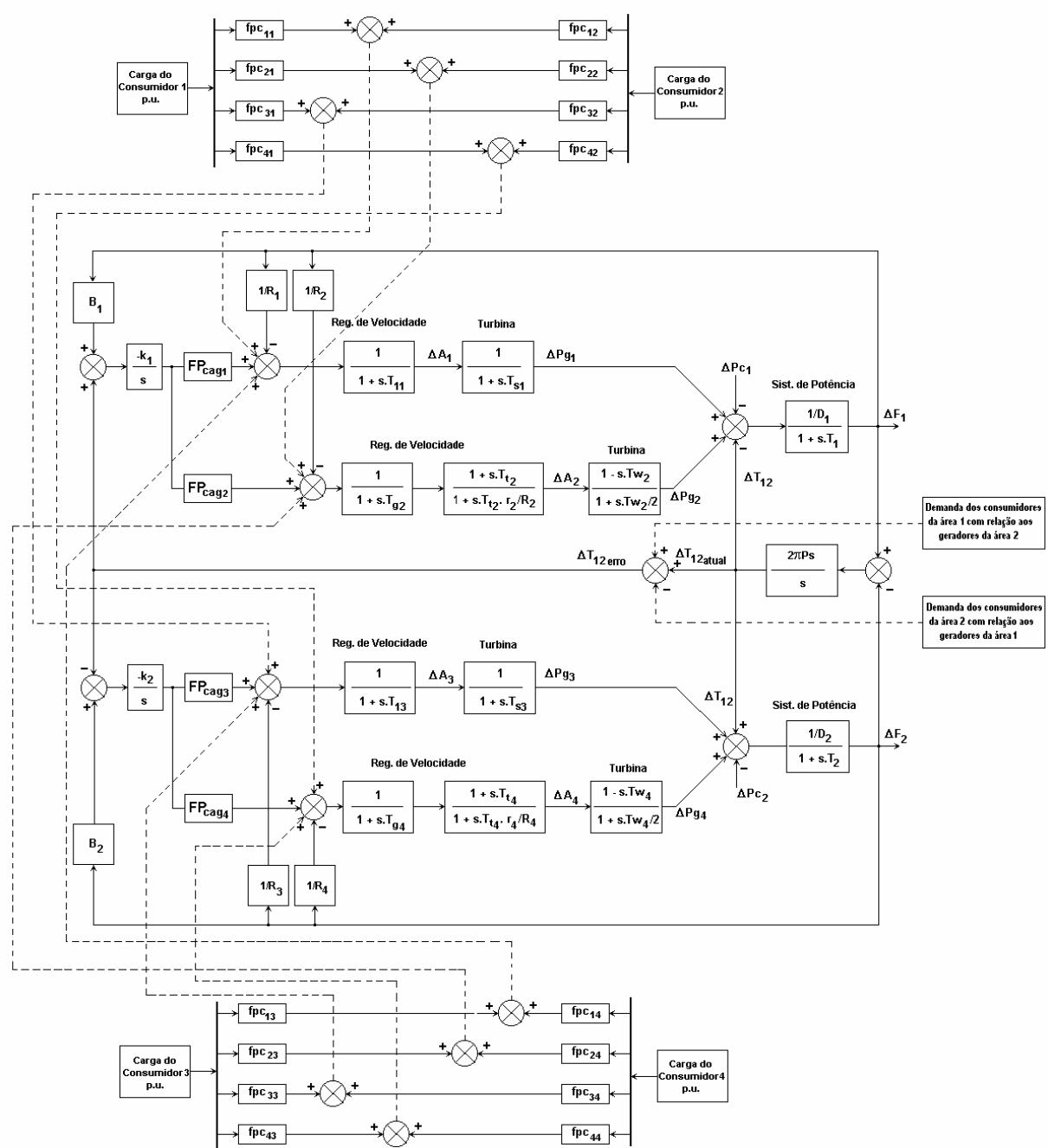


Figura 56 – Diagrama de Simulação para Duas Áreas de Controle Interligadas.

Os valores referentes aos parâmetros e constantes de tempo considerados estão indicados a seguir:

$T_1 = T_2 = 10 s$	→ constante de tempo do sistema de potência para áreas 1 e 2;
$D_1 = D_2 = 1 pu$	→ coeficiente de amortecimento da carga com a frequência para áreas 1 e 2;
$T_{11} = T_{13} = 0,1 s$	→ constante de tempo do regulador de velocidade com queda (geradores térmicos 1 e 3);
$T_{s1} = T_{s3} = 0,35 s$	→ constante de tempo da câmara de vapor da turbina térmica sem reaquecimento (geradores 1 e 3);
$R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = 0,05 pu$	→ estatismo permanente dos reguladores de velocidade de cada uma das 4 unidades geradoras;
$T_{w2} = T_{w4} = 1 s$	→ constante de tempo de inércia da água na tubulação da turbina (geradores 2 e 4);
$T_{g2} = T_{g4} = 0,2 s$	→ constante de tempo do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório (geradores 2 e 4);
$r_2 = r_4 = 0,38 pu$	→ regulação de velocidade transitória do regulador de velocidade (geradores 2 e 4);
$T_{i2} = T_{i4} = 5 s$	→ constante de tempo associada à regulação transitória do regulador de velocidade (geradores 2 e 4);
$P_s = 2 pu$	→ coeficiente de potência sincronizante para representar a interligação entre as áreas;
$k_1 = k_2 = 0,05$	→ ganho do CAG das áreas 1 e 2;
$B_1 = \beta_1 = 21 pu$	→ <i>bias</i> de frequência da área 1;
$B_2 = \beta_2 = 21 pu$	→ <i>bias</i> de frequência da área 2.

A seguir são apresentados 5 casos de simulações considerando duas áreas de controle.

O primeiro apresenta simulações com o CAG operando em TLB sem a existência de contratos entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle.

O segundo considera contratos livres entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle com o CAG operando em TLB.

No terceiro o CAG também opera em TLB, mas são consideradas violações de contratos por parte dos consumidores.

No quarto caso são consideradas violações de contratos, mas com o CAG de uma das áreas desligado e o da outra operando em FF.

No quinto e último caso são consideradas violações de contratos, mas com o CAG das duas áreas desligados.

### 6.1.1 – Caso 1 – Base

Inicialmente é considerado um caso em que todos os geradores participam igualmente no CAG de cada área, isto é, os fatores de participação dos CAGs são  $FPcag_1 = 0,5$ ,  $FPcag_2 = 0,5$ ,  $FPcag_3 = 0,5$  e  $FPcag_4 = 0,5$ . Os CAGs das duas áreas estão na modalidade TLB. São consideradas variações de carga contratada apenas na área 1, e os consumidores realizando contratos apenas com os geradores de sua própria área. Cada companhia de distribuição sofre uma variação de demanda de  $0,1 pu$  de carga, de forma que o montante total de variação de carga da área 1 é de  $0,2 pu$ , i.e.:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0 pu$$

e

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} = 0,2 pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0 pu$$

A matriz de participação das companhias de distribuição (MPD) é dada por:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Nota-se na matriz anterior que a demanda de potência de cada companhia da área 1 é idêntica para cada gerador de sua área, e ainda, os consumidores da área 2 não têm demanda contratada com nenhum dos geradores.

De posse da equação (256) e aplicando o princípio da linearidade, para variações da carga contratada pode-se escrever que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

A variação da geração contratada pelas companhias de geração pode ser expressa em termos dos coeficientes da matriz *MPD* e da variação da carga contratada das companhias de distribuição, como segue:

$$\Delta P_{g1} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,5.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,5.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

De onde se pode escrever que:

$$\Delta P_{g1} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{g2} = 0,1 pu$$



$$\Delta P_{g3} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0 \text{ pu}$$

Os resultados mostrados anteriormente são os valores de variação de geração em regime permanente. Isso pode ser confirmado nas Figuras 57 a 60. Vale lembrar que os geradores 2 e 4 são dotados de turbinas hidráulicas, o que caracteriza uma resposta mais lenta perante os distúrbios.

De posse da equação (262) e aplicando o princípio da linearidade, para variações da carga contratada tem-se que:

$$\Delta T_{12-prog} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=3}^4 fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} - \sum_{i=3}^4 \sum_{j=1}^2 fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj}$$

Expandindo vem:

$$\begin{aligned} \Delta T_{12-prog} = & fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} - \\ & - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \end{aligned}$$

Substituindo os fatores da matriz  $MPD$  e considerando as variações de carga obtém-se:

$$\Delta T_{12-prog} = 0 \text{ pu}$$

Esse resultado já era esperado, já que as companhias não fazem transações fora de suas áreas de controle, e pode ser confirmado na Figura 61.

O desvio de frequência para cada uma das áreas é nulo em regime permanente, como pode ser visto nas Figuras 62 e 63.

E finalmente, o  $ECA$  das duas áreas se anula, o que pode ser notado nas Figuras 64 e 65.

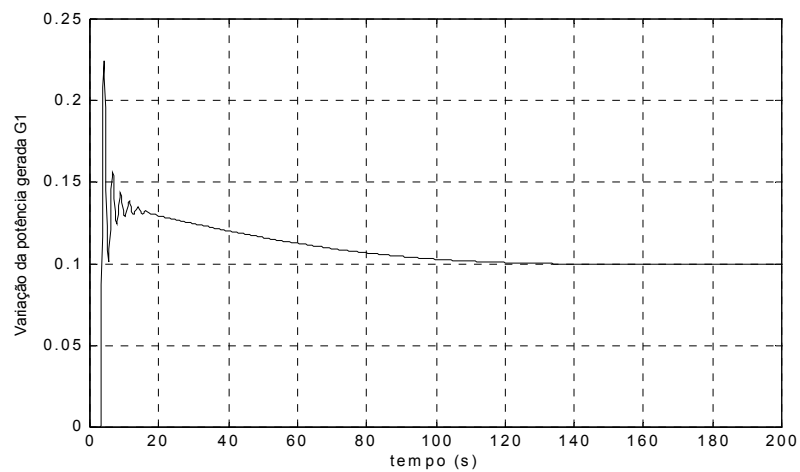


Figura 57 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

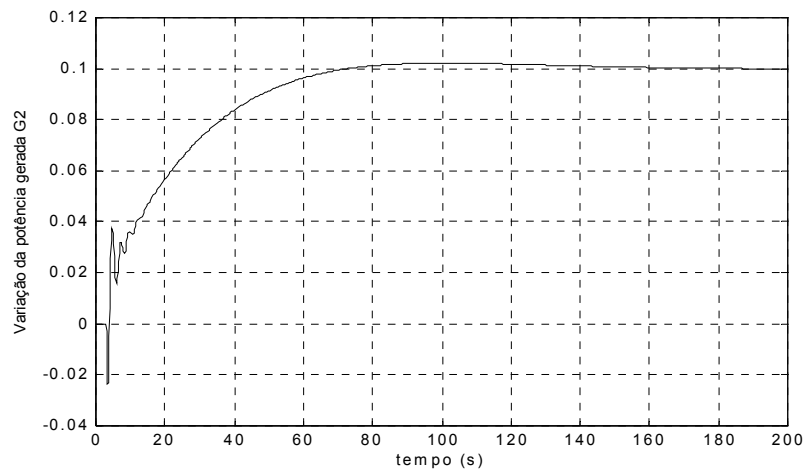


Figura 58 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).

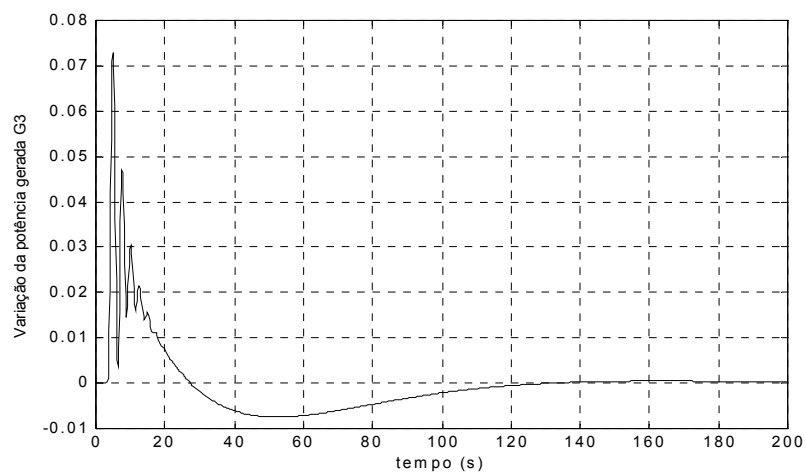


Figura 59 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).

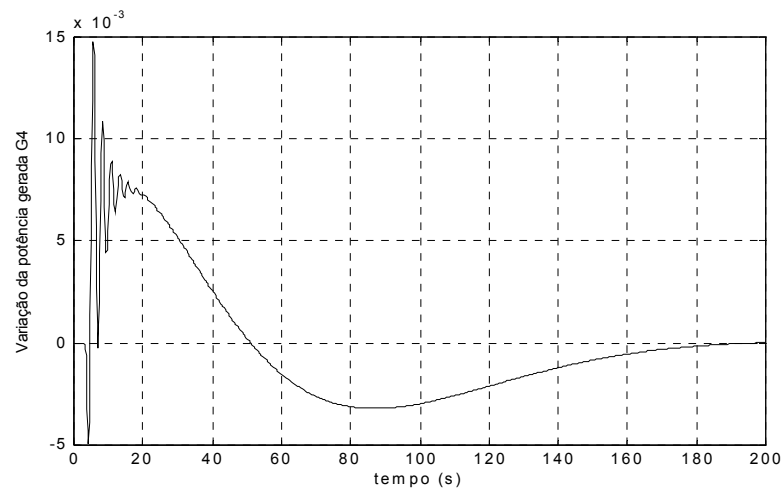


Figura 60 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).

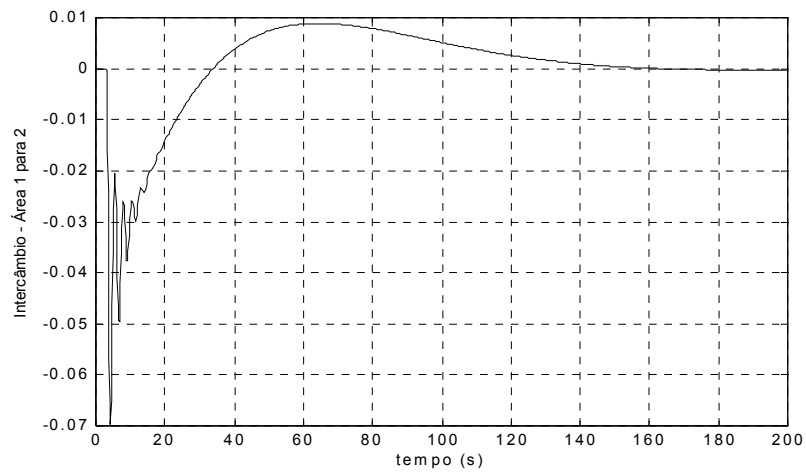


Figura 61 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).

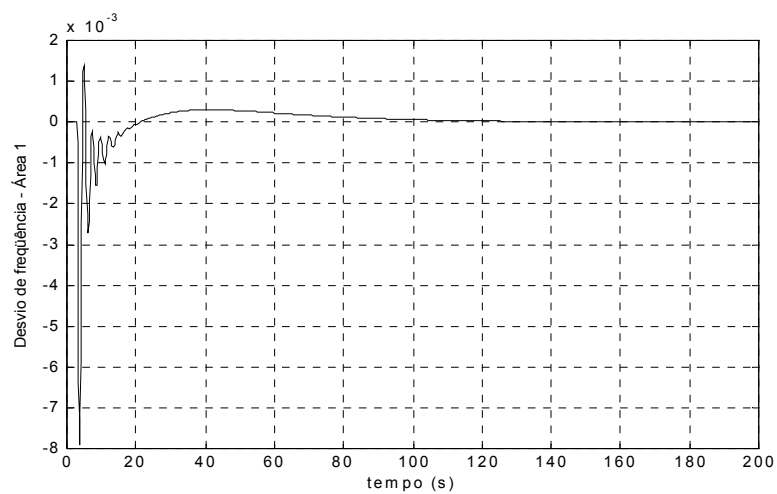


Figura 62 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

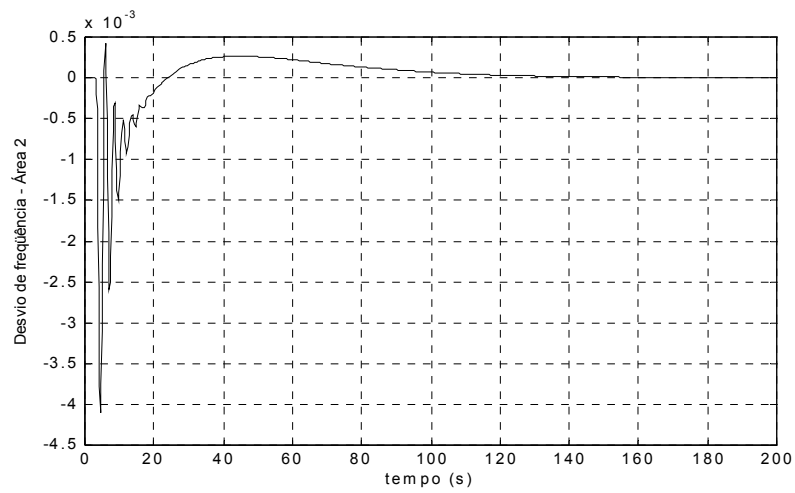


Figura 63 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

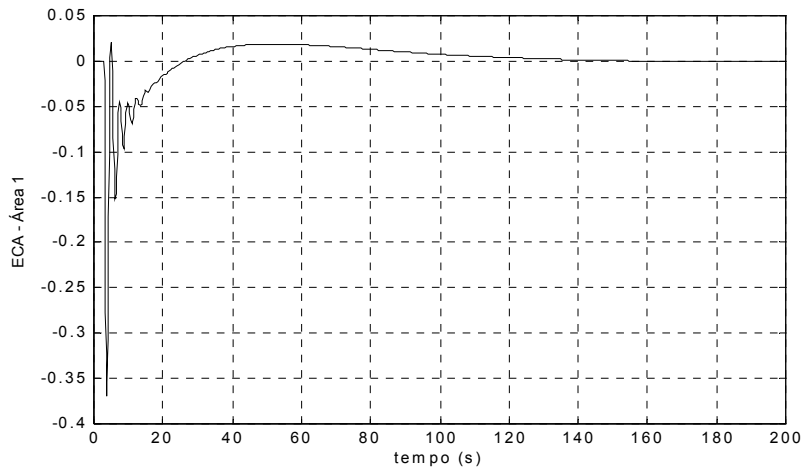


Figura 64 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

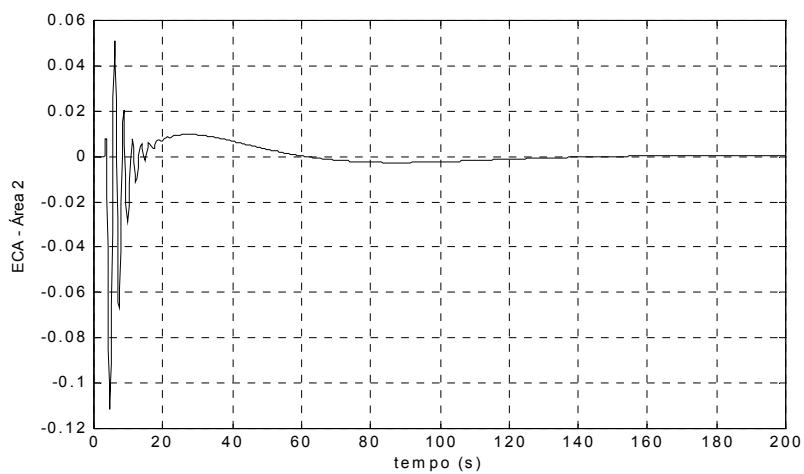


Figura 65 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

### 6.1.2 – Caso 2 – Contratos Livres

No presente caso de análise os fatores de participação dos CAGs continuam sendo:  $FPcag_1 = 0,5$ ,  $FPcag_2 = 0,5$ ,  $FPcag_3 = 0,5$  e  $FPcag_4 = 0,5$ . As duas áreas continuam operando em TLB. Foram simuladas variações de carga nas duas áreas, sendo que os consumidores realizaram contratos livremente na forma apresentada na matriz  $MPD$  a seguir. Cada companhia de distribuição tem uma variação de carga contratada de  $0,1 pu$ , de forma que o montante total de variação de carga para cada área é de  $0,2 pu$ , i.e.:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0,1 pu$$

e

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} = 0,2 pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0,2 pu$$

A matriz  $MPD$  está apresentada abaixo:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Nota-se na matriz anterior que os consumidores realizam transações com companhias de outra área de controle.

A variação de geração contratada pelas companhias de geração é dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

de onde pode-se escrever que:

$$\Delta P_{g1} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0,3.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,2.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 1.\Delta P_{L3} + 0,7.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,3.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

Substituindo os valores de variação da carga contratada vem:

$$\Delta P_{g1} = 0,105 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,045 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055 \text{ pu}$$

Os resultados mostrados anteriormente são as variações de geração em regime permanente, como pode ser observado nas Figuras 66 a 69.

Para a variação do intercâmbio programado tem-se:

$$\Delta T_{12-prog} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=3}^4 fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} - \sum_{i=3}^4 \sum_{j=1}^2 fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj}$$

Expandindo vem:

$$\begin{aligned} \Delta T_{12-prog} = & fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} - \\ & - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \end{aligned}$$

Substituindo os fatores da matriz *MPD* e considerando as variações de carga tem-se:

$$\Delta T_{12-prog} = -0,05 \text{ pu}$$

Esse resultado já era esperado, já que as companhias realizam transações com geradores de outras áreas, o que pode ser confirmado pelos elementos fora da diagonal principal da matriz. O valor de variação de potência de intercâmbio em regime permanente pode ser conferido na Figura 70.

O desvio de frequência para cada uma das áreas é nulo em regime permanente, como pode ser visto nas Figuras 71 e 72.

O *ECA* das duas áreas também se anula, o que pode ser notado nas Figuras 73 e 74.

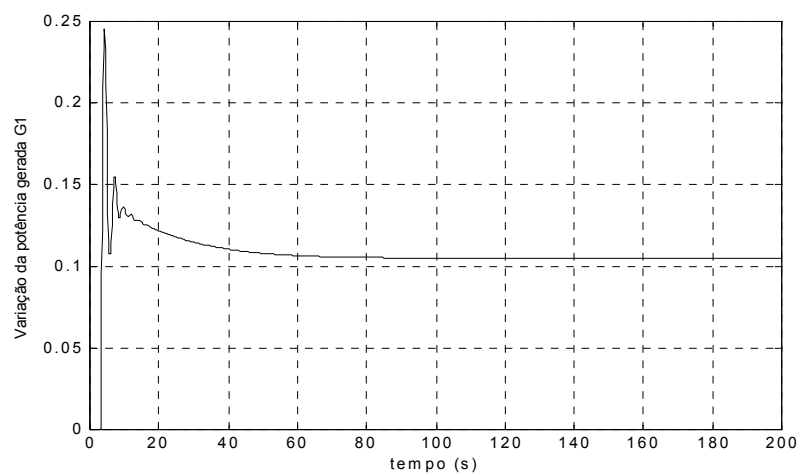


Figura 66 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

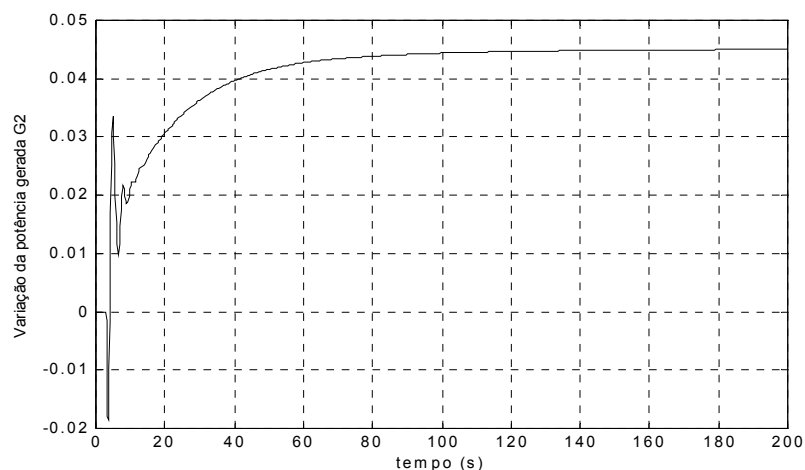


Figura 67 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).

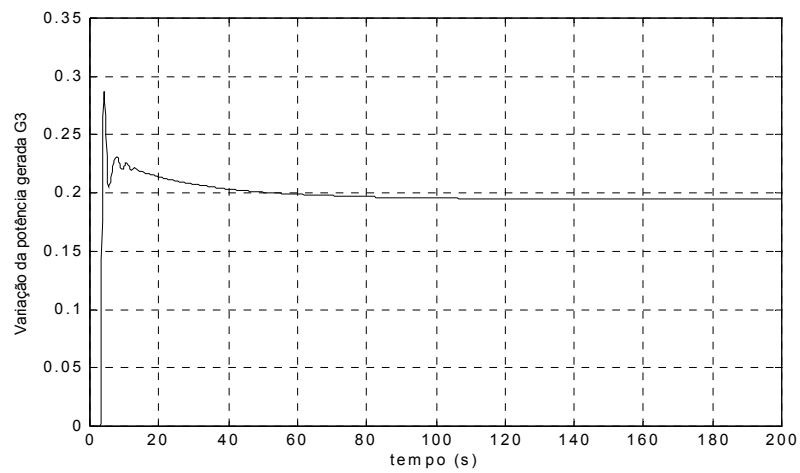


Figura 68 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).

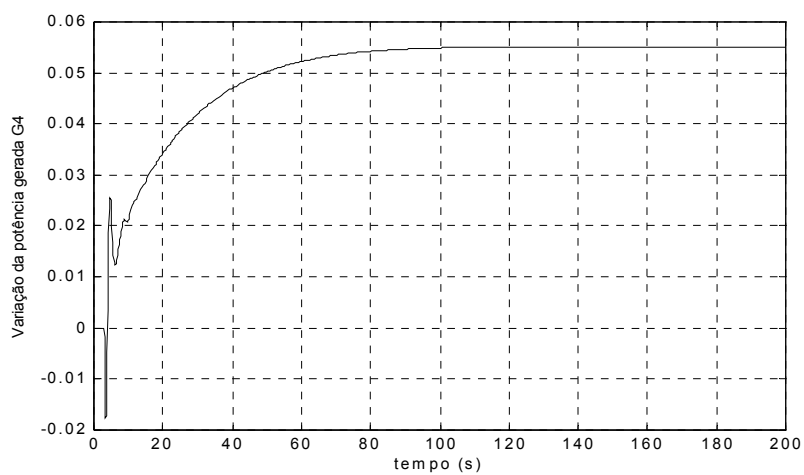


Figura 69 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).

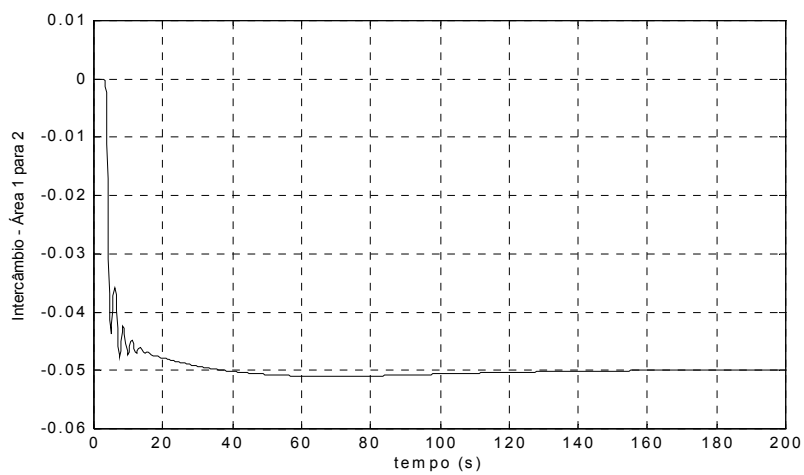


Figura 70 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).



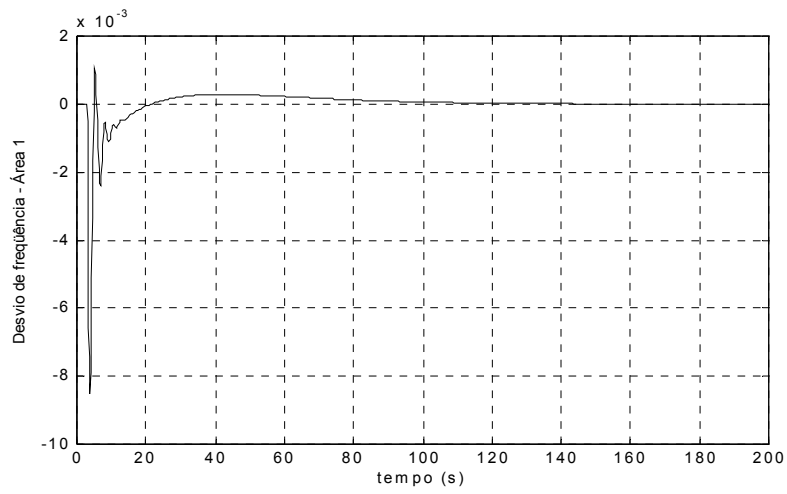


Figura 71 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

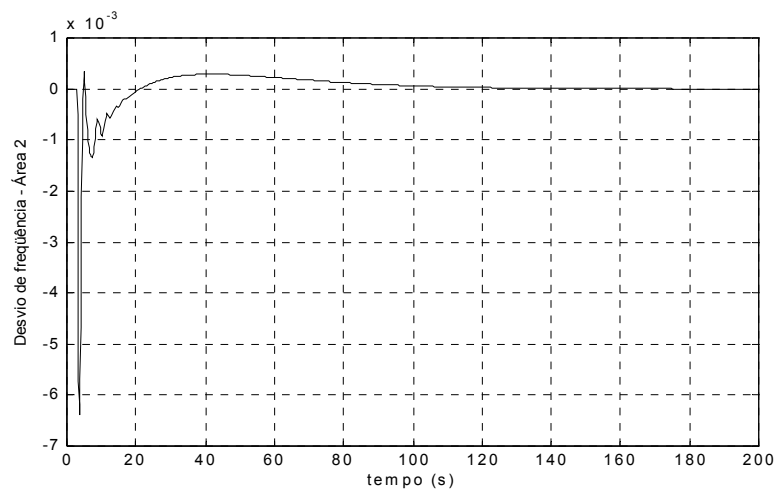


Figura 72 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

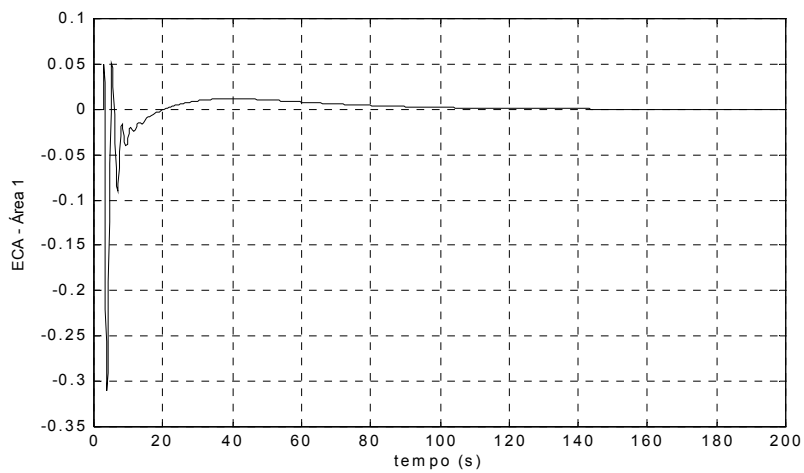


Figura 73 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

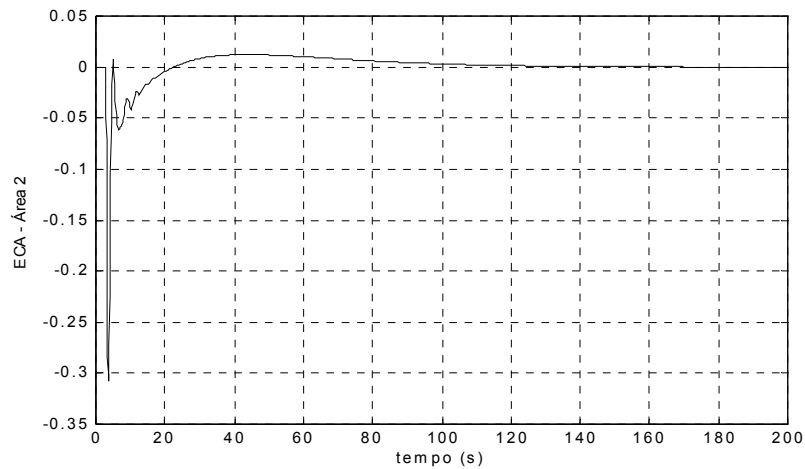


Figura 74 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

Nesse caso vale lembrar que, se nenhum consumidor violar contrato, tanto faz operar com CAG ligado ou desligado, porque os sinais de controle referente aos contratos são enviados aos geradores específicos, fazendo com que o intercâmbio e a geração obedeçam aos valores de contrato, balanceando sempre a geração e a carga.

### 6.1.3 – Caso 3 – Violação de Contrato com CAG Operando em TLB

Uma violação de contrato ocorre quando um determinado consumidor demanda mais potência do que está especificado no contrato com a companhia geradora. Essa carga excedente terá que ser atendida pelos geradores que estão na mesma área de controle que o consumidor. Isso será encarado pelo CAG como um aumento da carga da área de controle, e não como uma demanda contratada. O CAG irá monitorar o desvio da frequência e da potência ativa de intercâmbio, por estar operando em TLB.

Os fatores de participação dos CAGs são  $FP_{cag_1} = 0,75$ ,  $FP_{cag_2} = 0,25$ ,  $FP_{cag_3} = 0,5$  e  $FP_{cag_4} = 0,5$ . São consideradas variações de carga nas duas áreas, e a matriz  $MPD$  é a mesma do caso 2:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

A diferença nesse caso é que a companhia de distribuição 1 está com uma demanda adicional não contratada de  $0,1 pu$ .

A variação de carga contratada para cada companhia de distribuição é dada por:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0,1 pu$$

Sendo que o consumidor 1 tem uma demanda adicional:

$$P_{L1-excedente} = 0,1 pu$$

De onde vem:

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + P_{L1-excedente} + \Delta P_{L2} = 0,3 pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0,2 pu$$

A variação de geração contratada para cada companhia de geração é dada por:

$$\Delta P_{g1} = fpc_{11} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{12} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + FPcag_1 \cdot P_{L1-excedente}$$

$$\Delta P_{g2} = fpc_{21} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{22} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} + FPcag_2 \cdot P_{L1-excedente}$$

$$\Delta P_{g3} = fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{33} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{34} \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{43} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{44} \cdot \Delta P_{L4}$$

Para os geradores 1 e 2 da área 1, além da variação de potência contratada há uma parcela referente à violação de contrato do consumidor que se encontra na área 1.

Substituindo valores vem:

$$\Delta P_{g1} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0,3.\Delta P_{L4} + 0,75.P_{L1-excedente}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,2.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4} + 0,25.P_{L1-excedente}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 1.\Delta P_{L3} + 0,7.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,3.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

como resultado:

$$\Delta P_{g1} = 0,18 pu$$

$$\Delta P_{g2} = 0,07 pu$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195 pu$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055 pu$$

Os resultados mostrados anteriormente são as variações de geração em regime permanente, conforme mostram as Figuras 75 a 78. Os valores de variação da potência gerada para os geradores da área 2 são os mesmos que no caso 2. A carga adicional referente à violação de contrato teve que ser atendida pelos geradores da área 1, e esse excedente foi distribuído entre os geradores 1 e 2 baseados nos fatores de participação do CAG de cada um deles.

Para a variação do intercâmbio programado tem-se:

$$\begin{aligned} \Delta T_{12-prog} = & fpc_{13}.\Delta P_{L3} + fpc_{14}.\Delta P_{L4} + fpc_{23}.\Delta P_{L3} + fpc_{24}.\Delta P_{L4} - \\ & - fpc_{31}.\Delta P_{L1} - fpc_{32}.\Delta P_{L2} - fpc_{41}.\Delta P_{L1} - fpc_{42}.\Delta P_{L2} \end{aligned}$$

Substituindo os fatores da matriz *MPD* e considerando as variações de carga contratada tem-se:

$$\Delta T_{12-prog} = -0,05 pu$$

O valor da variação da potência de intercâmbio está de acordo com o esperado. Como se está operando em TLB, o intercâmbio programado será preservado, mesmo com violação de contrato pelo consumidor da área 1, como ilustrado na Figura 79.

O desvio de frequência e o *ECA* para cada uma das áreas são nulos em regime permanente mesmo com violações de contrato. Isso ocorre porque os CAGs das duas áreas estão operando em TLB. Tal fato pode ser visto nas Figuras 80 a 83.

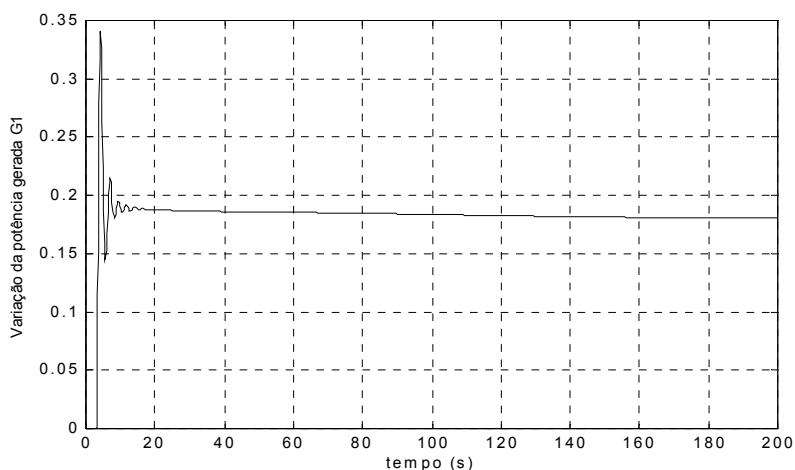


Figura 75 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

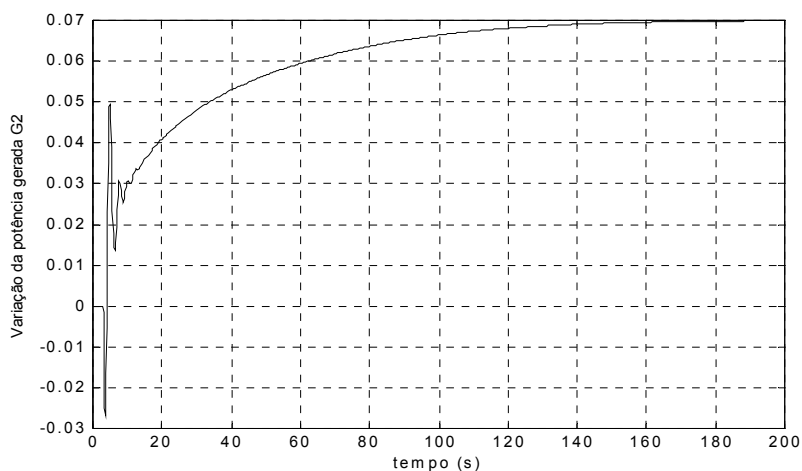


Figura 76 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).

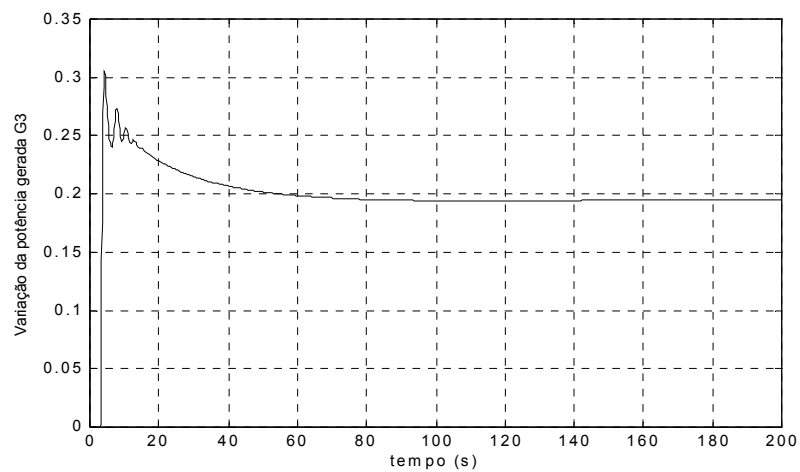


Figura 77 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).

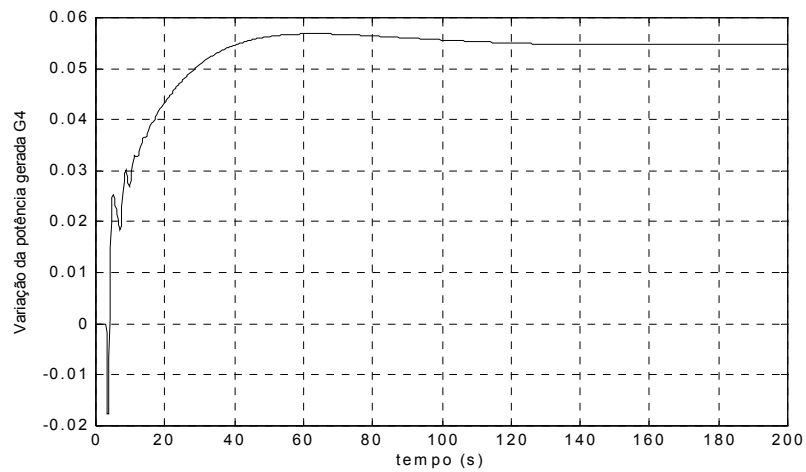


Figura 78 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).

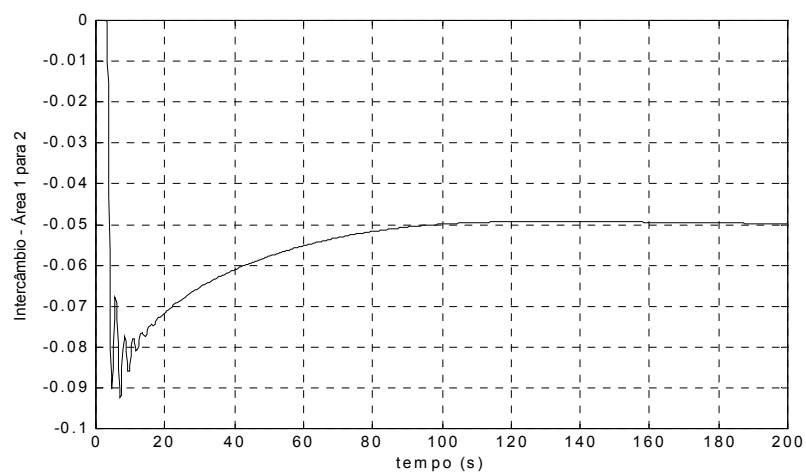


Figura 79 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).

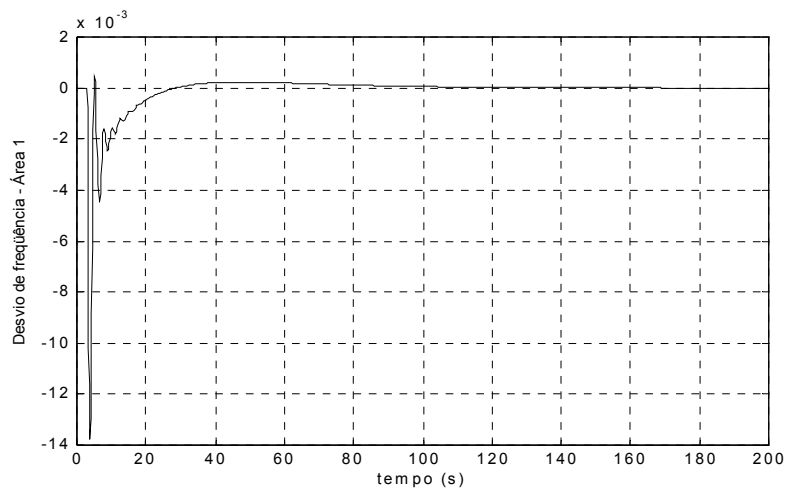


Figura 80 – Desvio de Frequência para Área 1 (valores em pu).

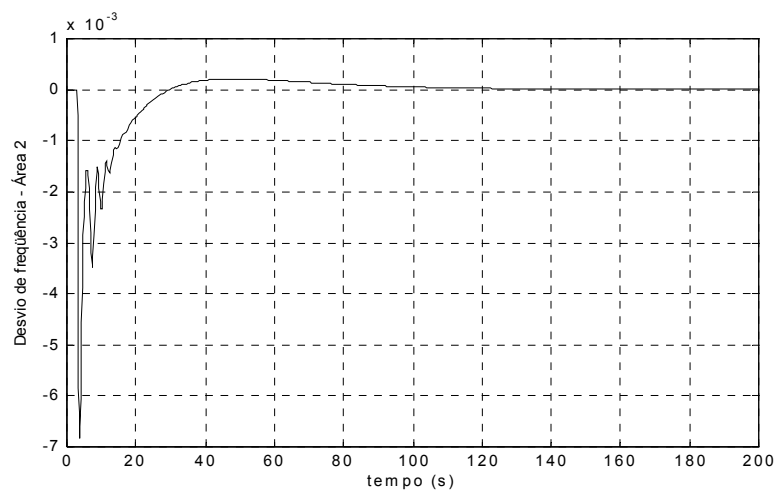


Figura 81 – Desvio de Frequência para Área 2 (valores em pu).

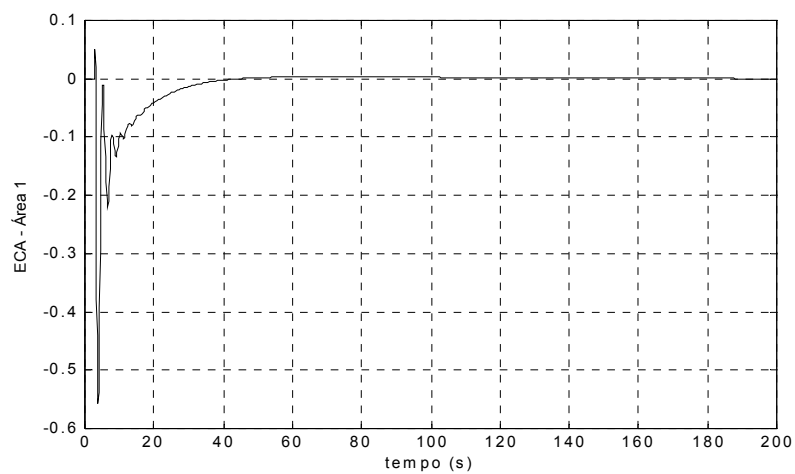


Figura 82 – Erro de Controle de Área para Área 1 (valores em pu).

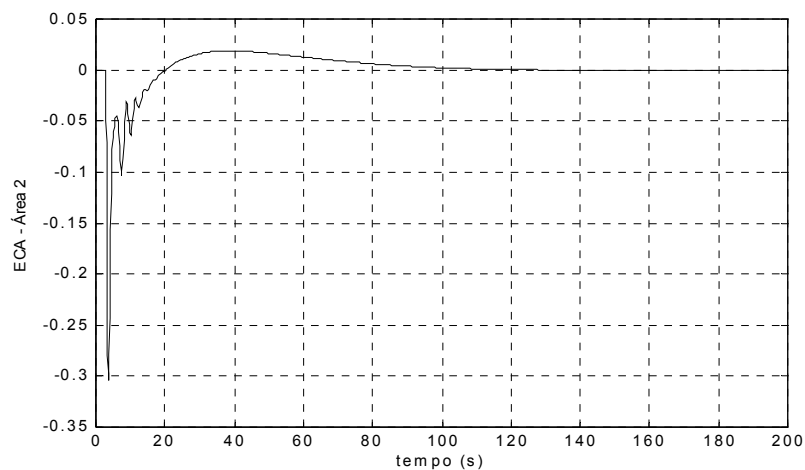


Figura 83 – Erro de Controle de Área para Área 2 (valores em pu).

Além de existir a possibilidade de um determinado consumidor violar contrato, também pode acontecer de um gerador que tem contrato com consumidores de outras áreas ficar indisponível por algum motivo. Assim, os geradores da área onde se localiza esta carga terão que suprir o déficit de geração causado pela indisponibilidade de um gerador de outra área.

#### **6.1.4 – Caso 4 – Violação de Contrato com CAG Operando em FF**

Esse caso é o mesmo que o anterior em termos de violação de contrato, mas o CAG da área 2 está operando na modalidade FF, enquanto que o CAG da área 1 está desligado. Não há monitoração da variação do intercâmbio. Não há sentido de se operar mais de uma área de controle em FF, que seria equivalente a ter mais de uma área operando com regulador isócrona, só que interligada com outras áreas, o que pode causar problemas de estabilidade dinâmica.

O fator de participação do CAG é o mesmo do caso anterior. São consideradas variações de carga contratada nas duas áreas, ainda com uma demanda adicional do consumidor 1 referente à violação de contrato, e a matriz  $MPD$  é a mesma do caso 3.



Caso o CAG estivesse operando em TLB, os valores de variação de geração contratados seriam os mostrados abaixo, lembrando que os geradores 1 e 2 têm que atender à violação de contrato do consumidor 1:

$$\Delta P_{g1} = 0,18 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,07 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055 \text{ pu}$$

Mas como o CAG da área 1 está desligado e o da área 2 está operando em FF, os valores de geração são diferentes dos mostrados anteriormente. Isso pode ser visto nas Figuras 84 a 87.

Para a variação do intercâmbio programado entre as áreas, tem-se o mesmo valor do caso anterior se os CAGs estivessem operando em TLB:

$$\Delta T_{12-prog} = -0,05 \text{ pu}$$

Mas como a área 2 está contribuindo para atender a violação de contrato na área 1, o intercâmbio entre as áreas apresenta um valor diferente, como pode ser visto na Figura 88.

Os desvios de frequência das duas áreas são nulos, o que pode ser confirmado nas Figuras 89 e 90, já que o CAG de uma das áreas está operando em FF, para controlar a frequência do sistema.

E para finalizar esse caso, ainda é possível notar que o *ECA* da área 2 não se anula, conforme mostrado na Figura 92. Este apresenta um valor de  $0,1 \text{ pu}$  em regime permanente, o que caracteriza uma situação de excesso de geração para a área.

O *ECA* da área 1 apresenta valor de  $-0,1 pu$ , que representa justamente a violação de contrato de um consumidor desta área e o déficit de geração da mesma, como pode ser visto na Figura 91, também caracterizando intercâmbio involuntário.

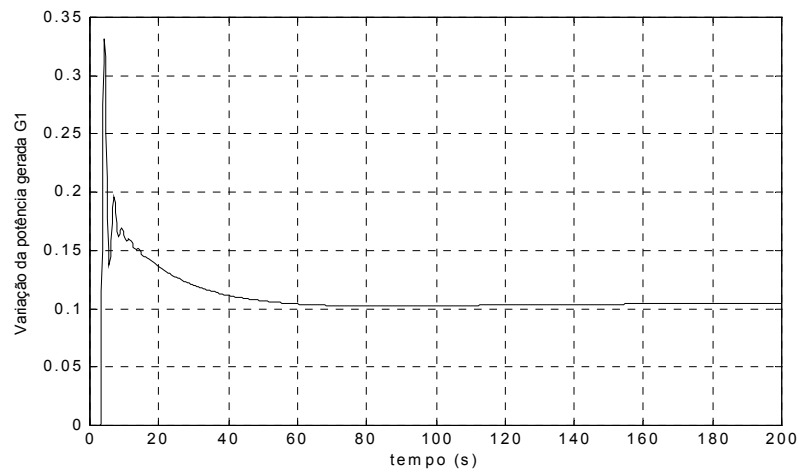


Figura 84 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

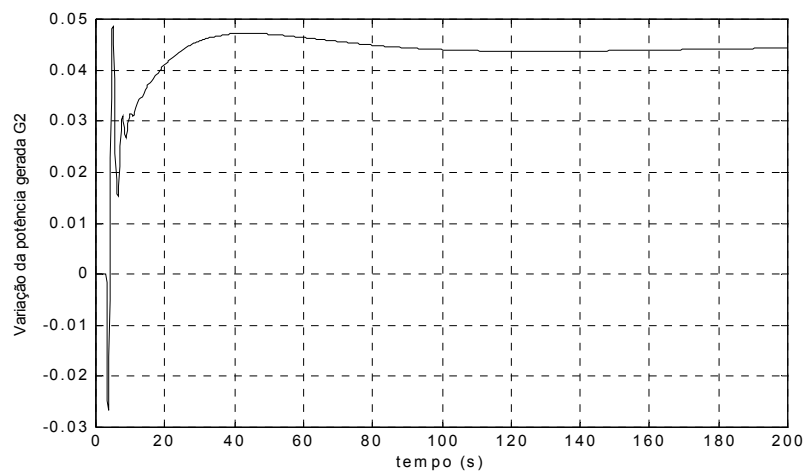


Figura 85 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).

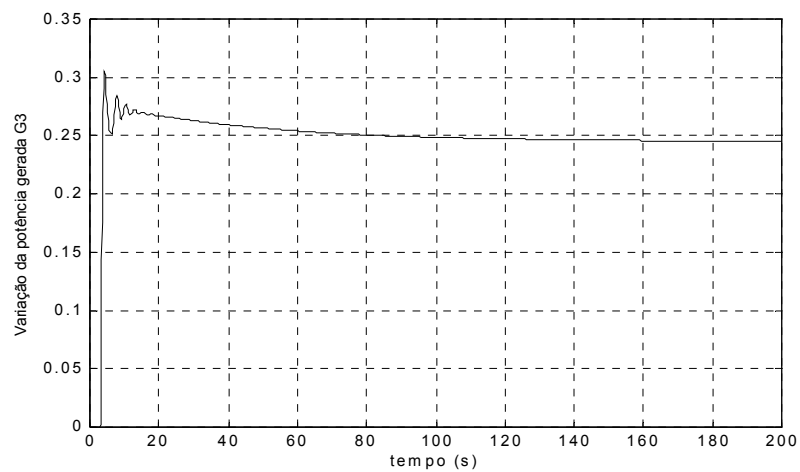


Figura 86 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).

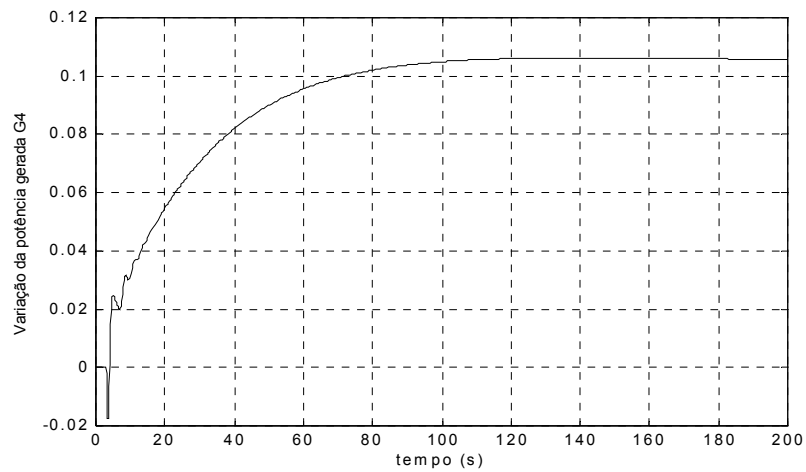


Figura 87 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).

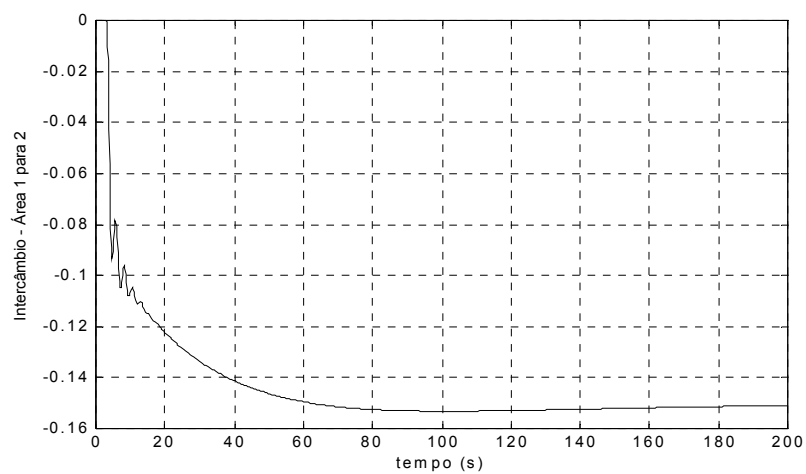


Figura 88 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).

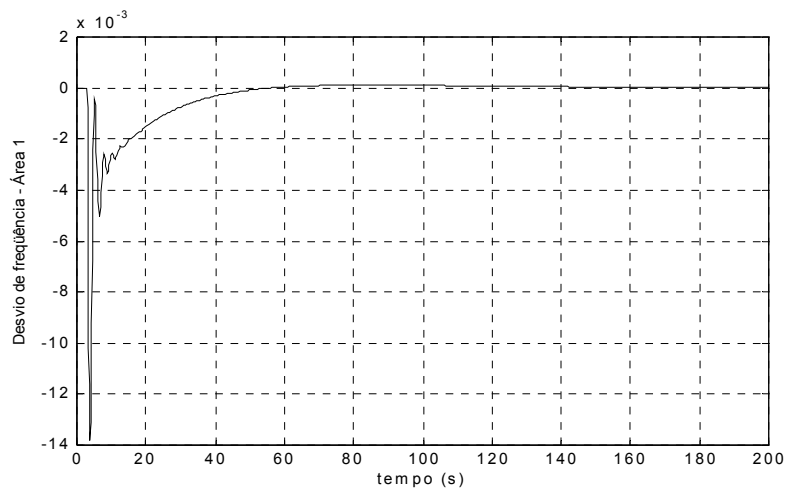


Figura 89 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

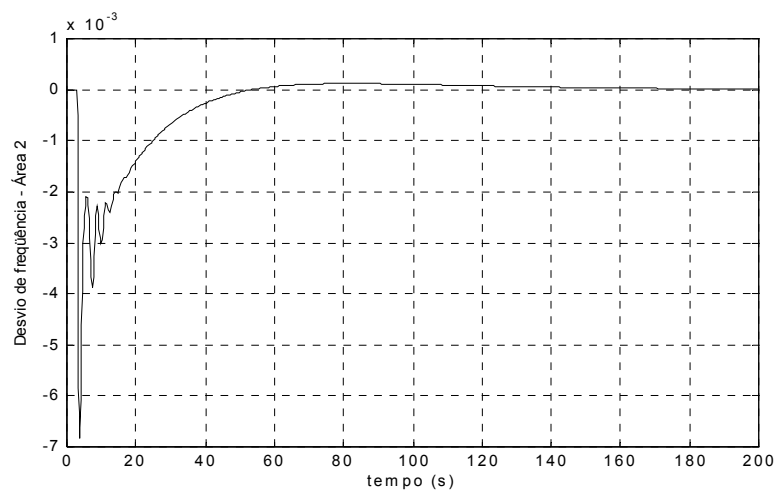


Figura 90 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

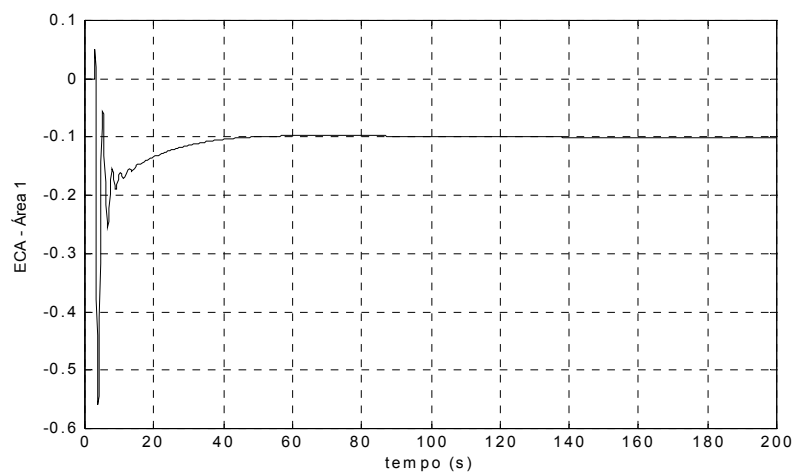


Figura 91 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

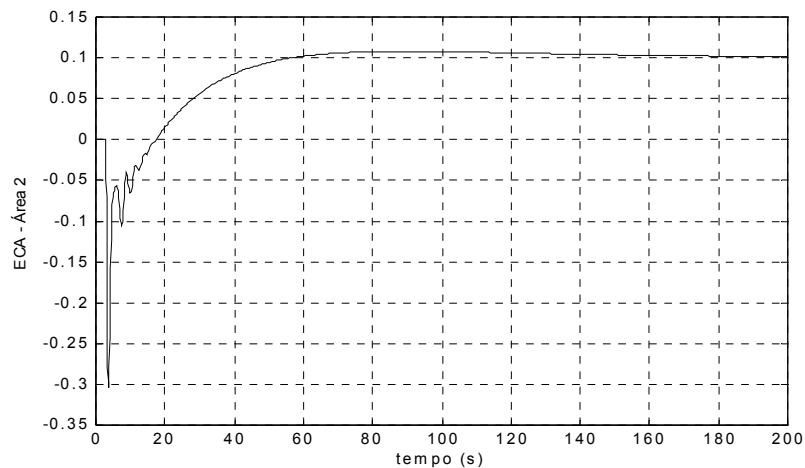


Figura 92 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

### 6.1.5 – Caso 5 – Violação de Contrato com CAG Desligado

Esse caso é idêntico aos casos 3 e 4, tanto em termos de violação de contrato como na matriz *MPD*. No entanto nesta situação as duas áreas só contam com o recurso da regulação própria e primária, já que o CAG das mesmas está desligado. Assim, não há monitoração da frequência e nem do intercâmbio entre as áreas.

Caso o CAG estivesse operando em TLB, os valores de variação de geração contratados e variação de intercâmbio programado seriam:

$$\Delta P_{g1} = 0,18 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,07 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{12-prog} = -0,05 \text{ pu}$$

Mas como os CAGs estão desligados só estão sendo enviados aos geradores sinais referentes aos contratos e regulação primária. Os resultados para variação da potência gerada contratada e variação da potência de intercâmbio estão mostrados nas Figuras 93 a 97.

Os desvios de frequência das duas áreas não são nulos, o que pode ser confirmado nas Figuras 98 e 99, já que as áreas só contam com o recurso da regulação primária.

Para o *ECA* da área 1, tem-se que o valor em regime permanente é  $-0,1 pu$ , que representa justamente o déficit de geração desta área para atender sua variação de carga, como pode ser visto na Figura 100. É uma situação de intercâmbio involuntário não-intencional, pois há interesse da área em atender a variação de demanda que lhe é própria, só não o fazendo por inadimplência de suas unidades geradoras.

Já o *ECA* da área 2 é nulo, mesmo com desvios de frequência e da potência ativa de intercâmbio, o que caracteriza uma situação de intercâmbio involuntário intencional da área 2, pois há interesse em socorrer a área 1, como mostra a Figura 101.

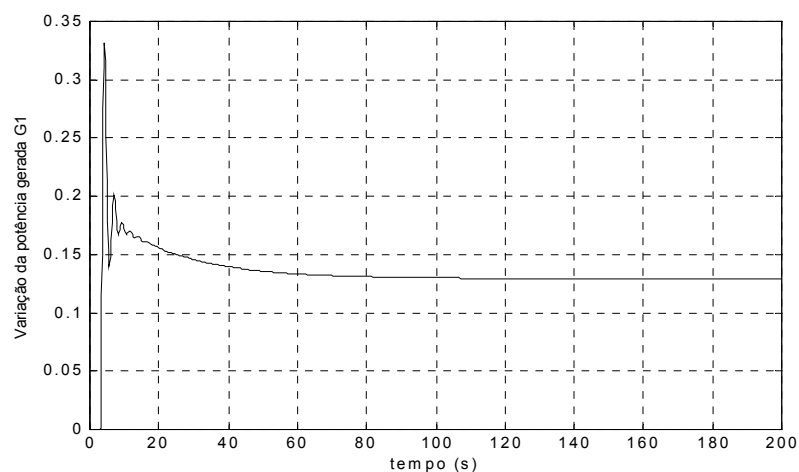


Figura 93 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

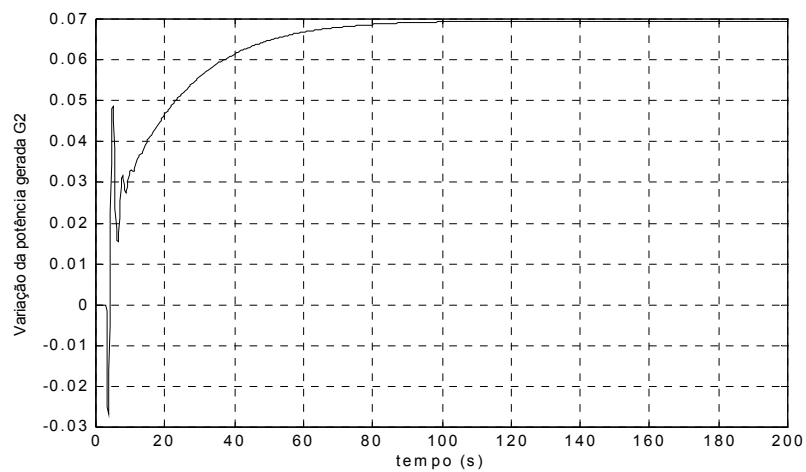


Figura 94 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em pu).

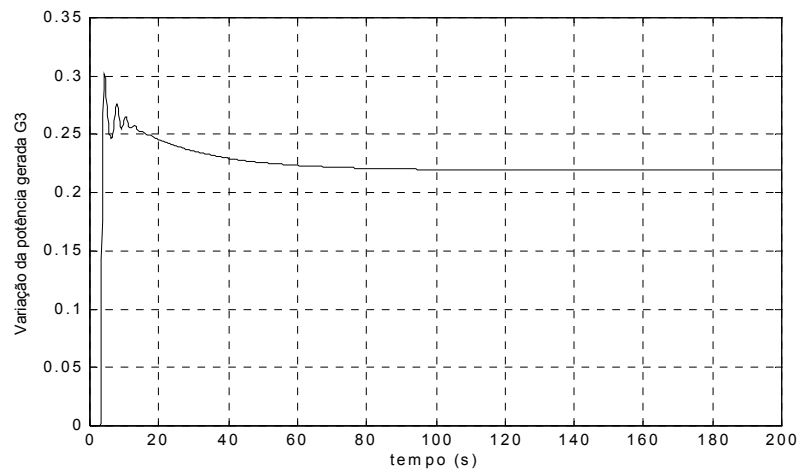


Figura 95 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em pu).

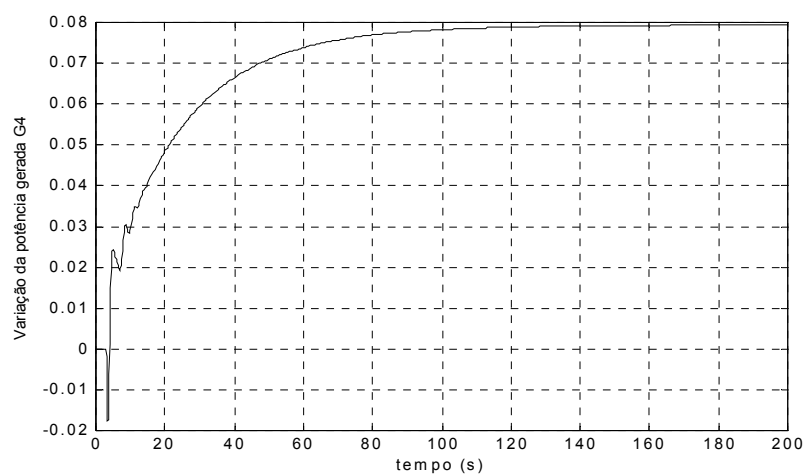


Figura 96 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em pu).

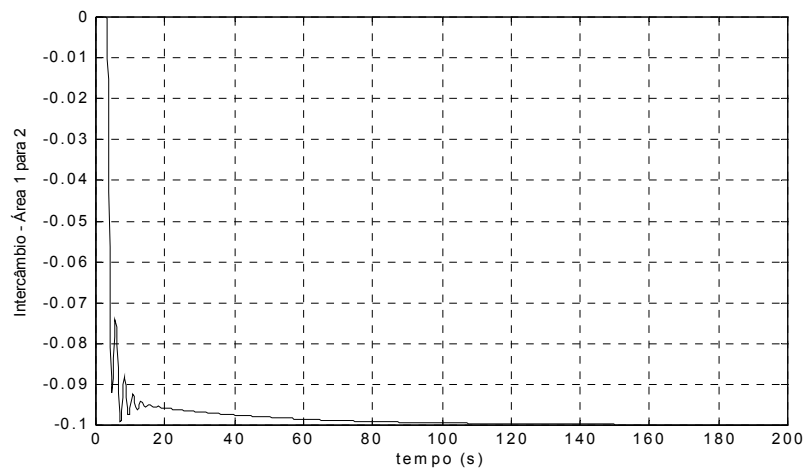


Figura 97 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em pu).

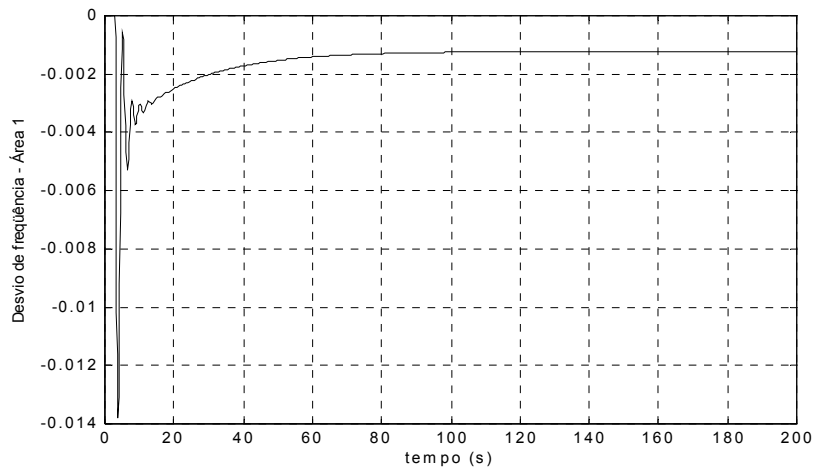


Figura 98 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

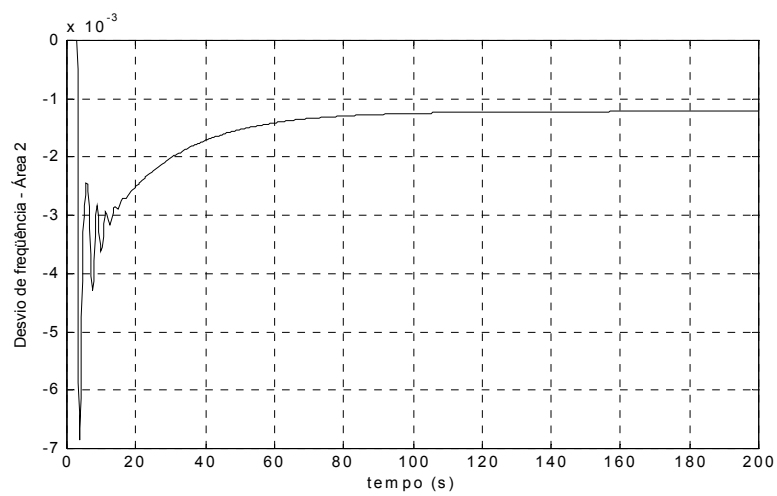


Figura 99 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).



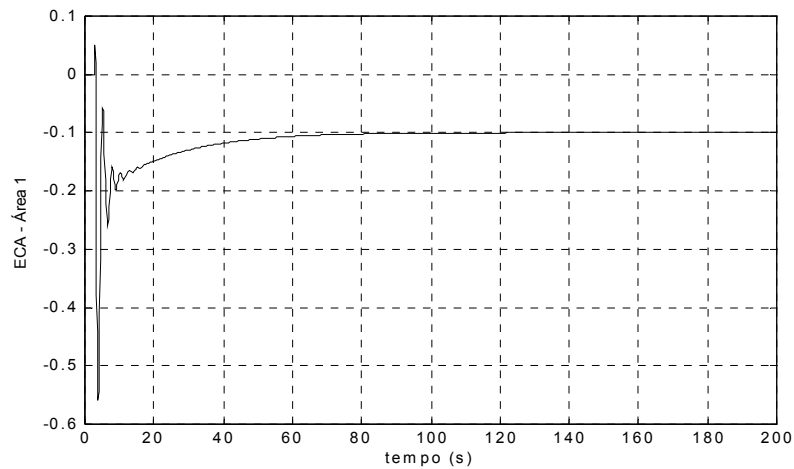


Figura 100 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

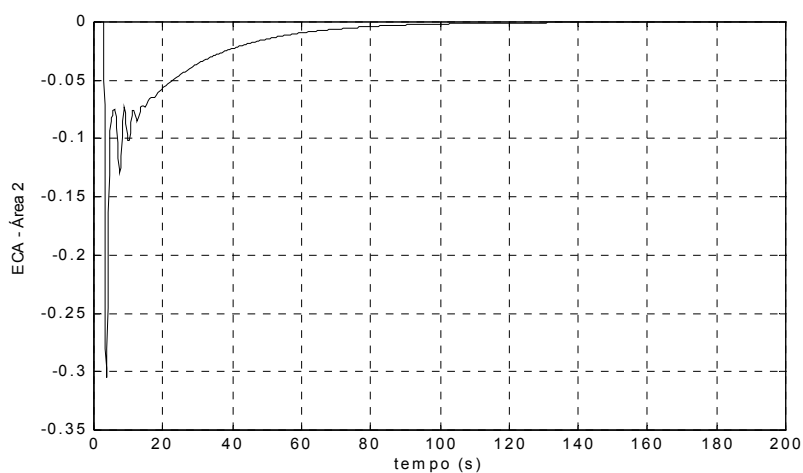


Figura 101 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

A carga real afeta o comportamento dinâmico do sistema através das entradas  $\Delta P_{c1}$  e  $\Delta P_{c2}$  nos blocos do sistema de potência. Qualquer erro entre a carga real e a carga contratada resultará num desvio de frequência que fará com que o CAG atue de forma a alterar os despachos dos geradores da área de acordo com seus fatores de participação.

O papel que o CAG desempenha num SEP continua sendo importante mesmo com a reestruturação do setor, mas com algumas modificações. Após a apresentação desses resultados, conclui-se que a matriz de participação de contratos, *MPD*, ajuda

na visualização e simulação de contratos bilaterais entre consumidores e geradores de diferentes áreas.

## 6.2 – Simulações com Quatro Áreas de Controle

Nesta seção, são apresentadas simulações considerando quatro áreas de controle interligadas, com o objetivo de validar o modelo matemático apresentado para um caso que não seja trivial como o de duas áreas de controle.

Os dados de 4 áreas reais do sistema elétrico brasileiro são considerados. A forma como foram interligadas não corresponde à realidade, já que o objetivo não é representar o sistema elétrico brasileiro e sim validar o modelo matemático para quatro áreas de controle.

As áreas consideradas são:

- 1-FURNAS;
- 2-CTEEP;
- 3-COPEL;
- 4-ONSR-S (que compreende ao COS da Região Sul).

De posse das equações do item 3.1.4. e através do banco de dados do ONS utilizado nos programas Anarede e Anatem, para o cenário de carga pesada de dezembro de 2002, considerando o número de unidades sincronizadas nesta situação, foi possível calcular as constantes  $H_{total}$ ,  $1/R_{eq}$ ,  $D$ ,  $T$  e  $\beta$ . A base de potência considerada foi de 1000 MVA.

Vale lembrar que para a constante  $H_{total}$  são considerados compensadores síncronos, devido a sua inércia, e para  $1/R_{eq}$  os mesmos não são levados em conta, por não apresentarem geração de potência ativa.

A Figura 102 apresenta o diagrama esquemático das quatro áreas consideradas nas simulações.

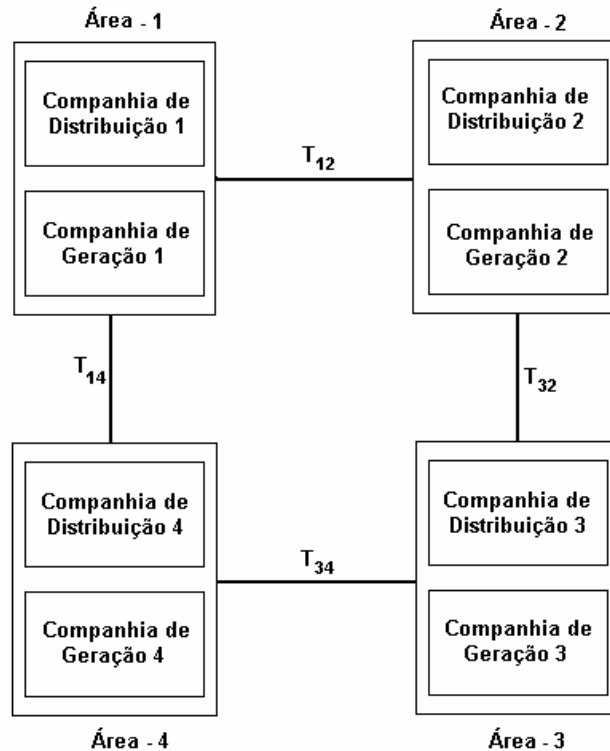


Figura 102 – Diagrama Esquemático de Quatro Áreas de Controle.

Em cada área está sendo considerado apenas 1 gerador dotado de turbinas térmicas sem reaquecimento para simplificar as implementações e reguladores com queda de velocidade.

Os valores referentes aos parâmetros e constantes de tempo considerados estão indicados a seguir:

$T_{11} = T_{12} = T_{13} = T_{14} = 0,1 s$  → constante de tempo do regulador de velocidade com queda;

$T_{s1} = T_{s2} = T_{s3} = T_{s4} = 0,35 s$  → constante de tempo da câmara de vapor da turbina térmica sem reaquecimento;

$P_s = 2 pu$  → coeficiente de potência sincronizante para representar a interligação entre as áreas;

$k_1 = k_2 = k_3 = k_4 = 0,075$  → ganho do CAG para cada uma das áreas.

Na Tabela 2 estão apresentados os dados calculados para cada uma das quatro áreas, a partir do banco de dados do ONS.

Tabela 2 – Dados das Áreas de Controle Consideradas nas Simulações.

Valores	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
<i>Carga Própria (MW)</i>	305	590	3027	2813
$D(pu)$	0,305	0,5095	3,027	2,813
$H_{total}(s)$	39,04	30,27	18,014	24,93
$1/R_{eq}(pu)$	180,524	140,162	96,516	120,88
$T = \frac{2.H_{total}}{D}(s)$	256,02	102,51	11,902	17,72
$\beta = D + \frac{1}{R}(pu)$	180,829	140,752	99,543	123,693
<i>bias (pu)</i>	180,829	140,752	99,543	123,693

As simulações desta seção foram divididas em 5 partes.

Primeiro são apresentados em forma de tabela, alguns resultados de simulações que consideram diferentes modalidades de operação dos CAGs das quatro áreas. Não são considerados contratos entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle.

Segundo é considerada uma variação de carga apenas na área 3 e o CAG de todas as áreas operando em TLB. São mostrados resultados detalhados da simulação.

Na terceira parte são considerados contratos entre consumidores e geradores de diferentes áreas de controle, com o CAG de todas as áreas operando em TLB.

Na quarta parte é considerada violação de contrato por parte do consumidor da área 3, e o CAG de todas as áreas operando em TLB.

Por último são apresentados em forma de tabela, alguns resultados de simulações que consideram diferentes modalidades de operação dos CAGs das quatro áreas, e ainda, violação de contrato por parte do consumidor da área 3.

Na Figura 103 está apresentado o diagrama de blocos utilizado para simulação considerando as 4 áreas de controle.

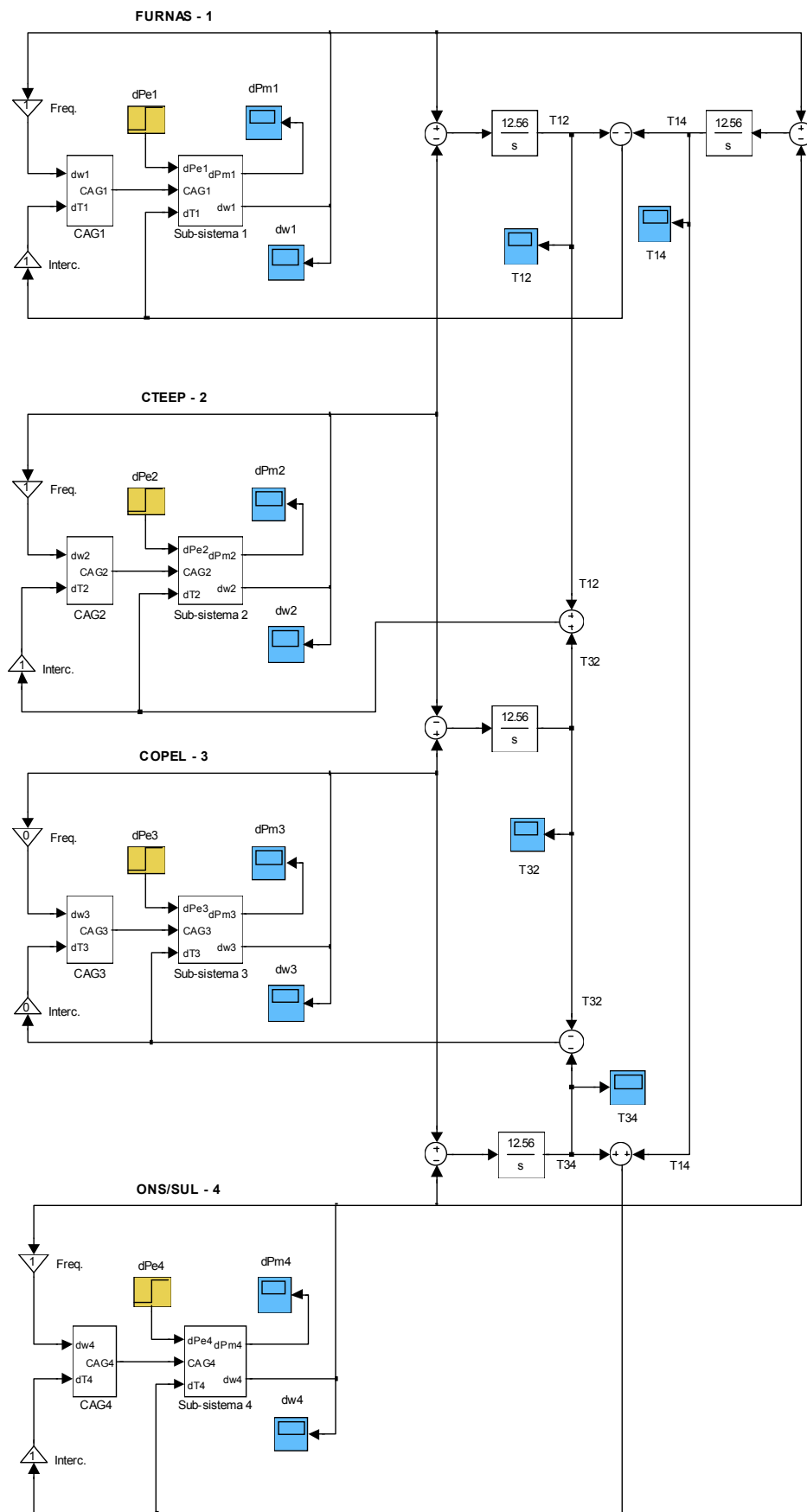


Figura 103 – Diagrama de Simulação para Quatro Áreas de Controle Interligadas.

### 6.2.1 – Caso 1 – Base

Inicialmente foram consideradas simulações nas quais não há contratos. Cada área de controle é representada com um gerador, sendo que cada área pode operar com CAG em qualquer modalidade, inclusive desligado. Essas simulações estão mais detalhadas qualitativamente na Tabela 3, onde estão apresentadas várias situações, com impactos de carga em diferentes áreas, de forma a permitir uma melhor conclusão com respeito a maneira de se operar o CAG com várias áreas de controle interligadas.

Tabela 3 – Resultados dos Impactos para Diferentes Modalidades de Operação do CAG.

Caso	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Variação de Carga	Resultados
1	TLB	TLB	TLB	TLB	Qualquer área	Controla Freqüência Controla Intercâmbio
2	TLB	TLB	Sem controle	TLB	Área 3	Não controla Freqüência Não controla Intercâmbio
3	TLB	FF	Sem controle	TLB	Área 3	Controla Freqüência Não controla Intercâmbio
4	TLB	FF	Sem controle	TLB	Outra área (exceto Área 3)	Controla Freqüência Controla Intercâmbio
5	TLB	TLB	Sem controle	TLB	Outra área (exceto Área 3)	Controla Freqüência Controla Intercâmbio
6	Sem controle	Sem controle	Sem controle	Sem controle	Qualquer área	Não Controla Freqüência Não controla Intercâmbio

Com a área 3 sem controle, as áreas 1 e 4 operando em TLB e a 2 operando em FF, há controle de freqüência, mas não há controle de intercâmbio quando ocorre variação de carga na área sem controle. Nesse caso, ocorre que todas as áreas apresentam  $ECA = 0$ , exceto a área 3, o que caracteriza uma situação de intercâmbio involuntário das áreas que querem atender a demanda da área sem controle. Se ocorrer variação de carga em qualquer outra área (exceto na área 3), é possível o controle de freqüência e de intercâmbio.

Agora, para a área 3 sem controle e todas as outras áreas operando em TLB, se as variações de carga ocorrerem na área sem controle, não é possível controlar nem

freqüência e nem intercâmbio. Nesse caso, os resultados são semelhantes ao caso que nenhuma das áreas apresenta controle.

### 6.2.2 – Caso 2 – Contratos Realizados Numa Mesma Área

Nesse caso é considerada uma variação de carga na área 3 de 400 MW. Como a base de potência utilizada é de 1000 MVA, isso implica numa variação de carga de  $0,4 pu$ .

Nesse caso admite-se que o contrato seja realizado somente entre consumidor e gerador da mesma área de controle. As quatro áreas operam com o CAG em TLB.

Para essa simulação tem-se que:

$$\Delta P_{L3} = 0,4 pu$$

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = \Delta P_{L4} = 0 pu$$

e

$$\Delta P_{c3} = 0,4 pu$$

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{c2} = \Delta P_{c4} = 0 pu$$

A matriz de participação das companhias de distribuição  $MPD$  é dada por:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

De posse da equação (256) e aplicando o princípio da linearidade, para variações da carga contratada pode-se escrever que:



$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

A variação da geração contratada pelas companhias de geração pode ser expressa em termos dos coeficientes da matriz  $MPD$  e da variação da carga contratada das companhias de distribuição, como segue:

$$\Delta P_{g1} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g2} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 1.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = 0.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

de onde pode-se escrever que:

$$\Delta P_{g1} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,4 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0 \text{ pu}$$

Os resultados mostrados anteriormente são os valores de variação de geração em regime permanente, o que pode ser confirmado nas Figuras 104 a 107.

De posse da equação (262) e aplicando variações da carga contratada, tem-se para a variação do intercâmbio líquido global programado:

$$\Delta T_{1LG-prog} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{2LG-prog} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{3LG-prog} = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{4LG-prog} = 0 \text{ pu}$$

Esse resultado já era esperado, já que não há contratos realizados fora das áreas de controle. Esses resultados estão apresentados nas Figuras 108 a 111.

O desvio de frequência para cada uma das áreas se anula em regime permanente, como pode ser visto nas Figuras 112 a 115. Isso ocorre porque não há nenhum consumidor violando contrato, e mesmo que isso ocorra, os CAGs de todas as áreas estão operando em TLB.

Nas Figuras 116 a 119 é possível notar que os *ECA<sub>s</sub>* das áreas também se anulam.

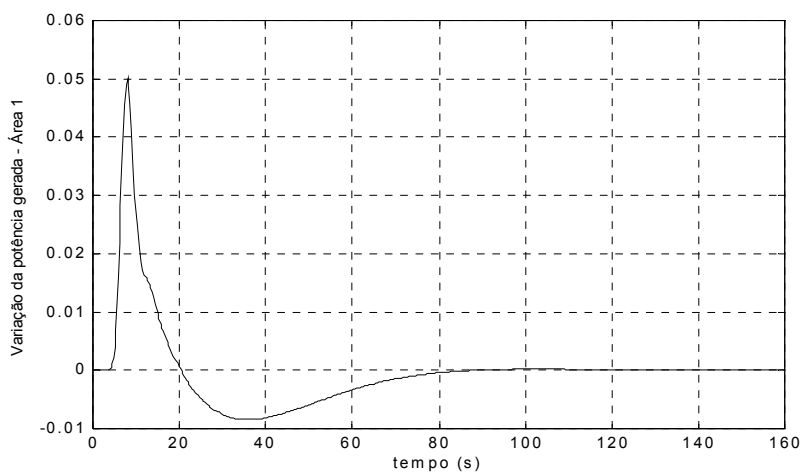


Figura 104 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

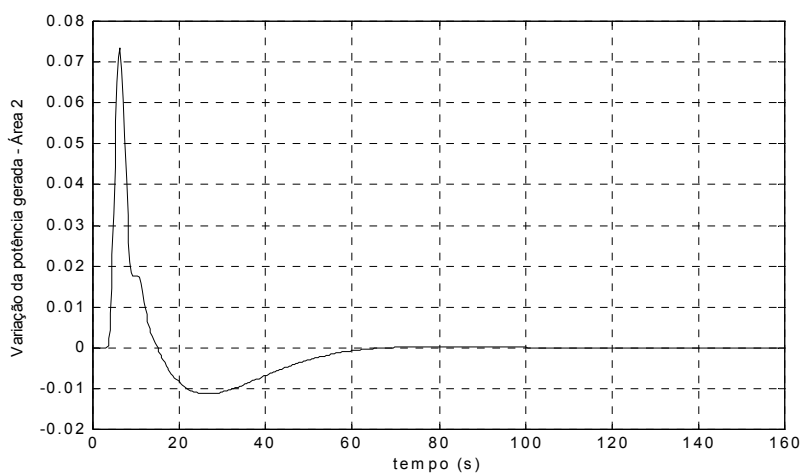


Figura 105 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).

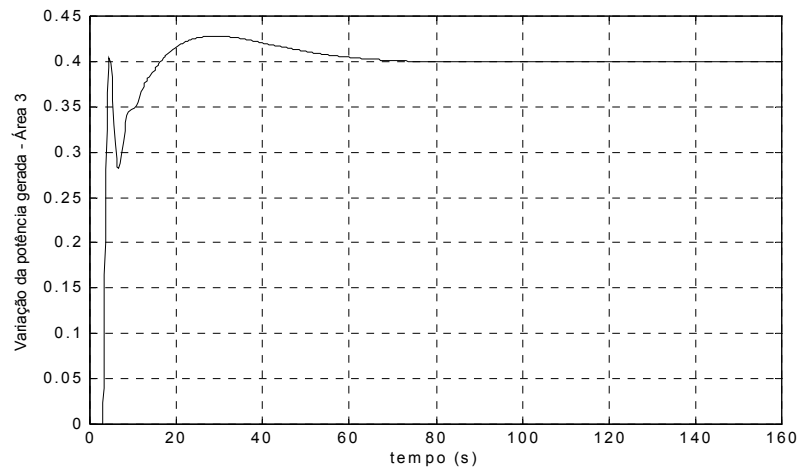


Figura 106 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).

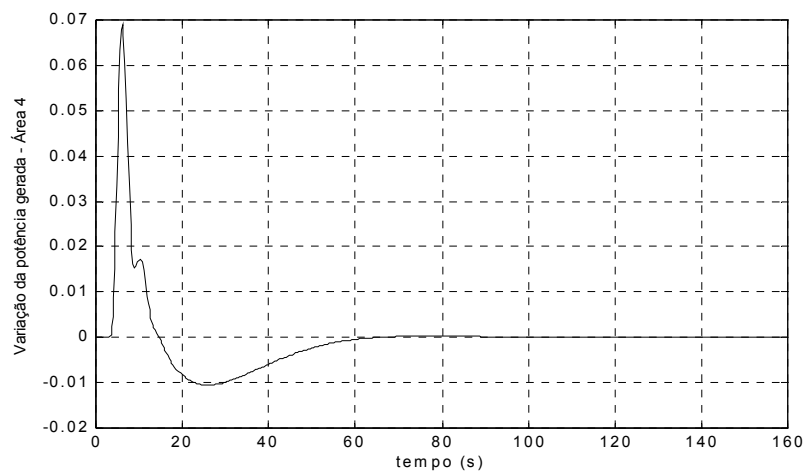


Figura 107 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).

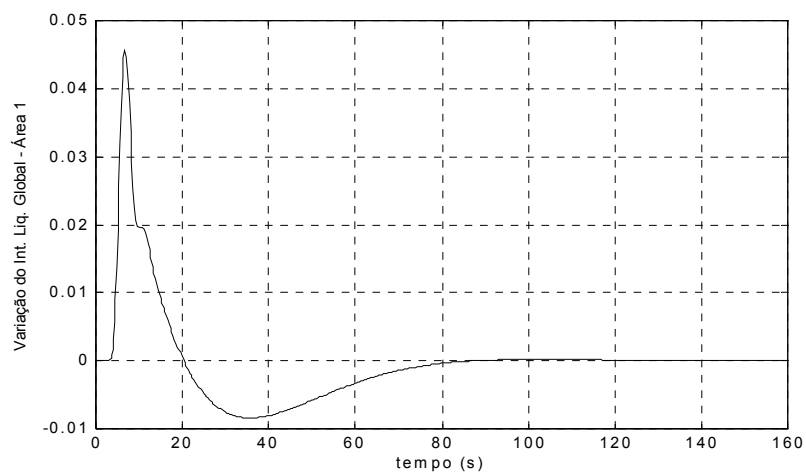


Figura 108 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).

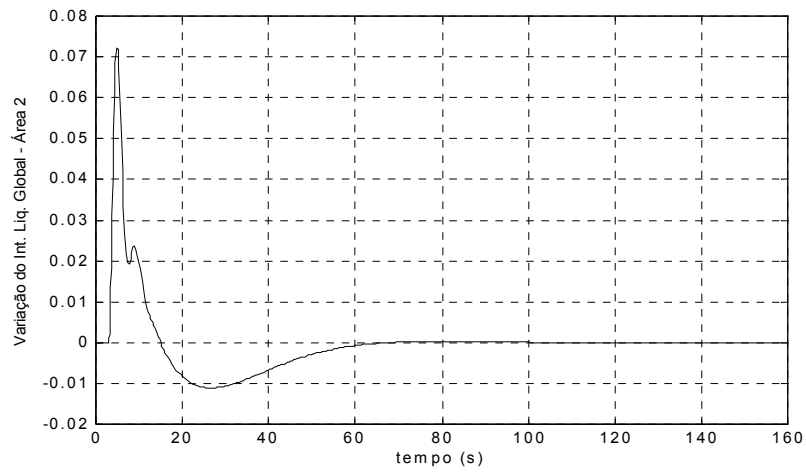


Figura 109 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).

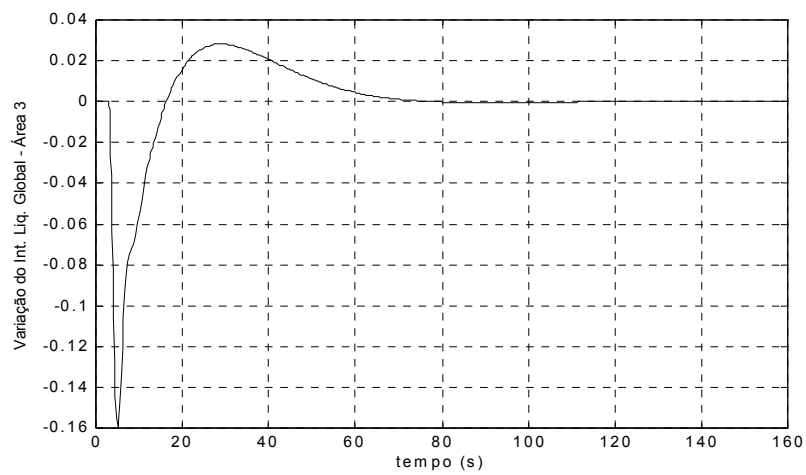


Figura 110 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).

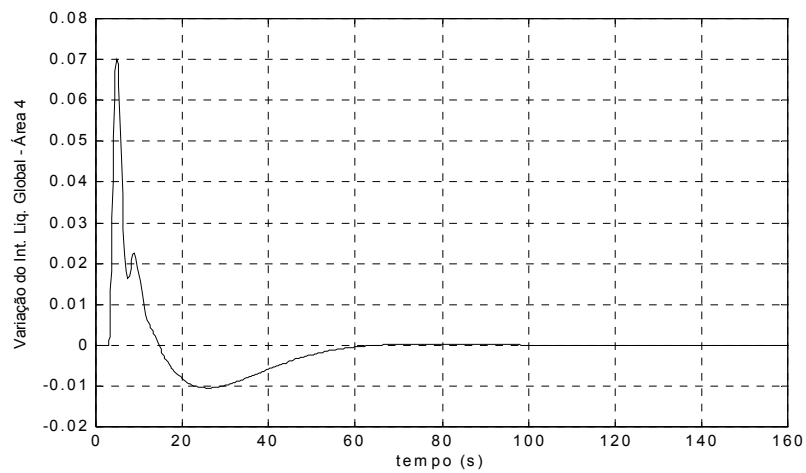


Figura 111 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).

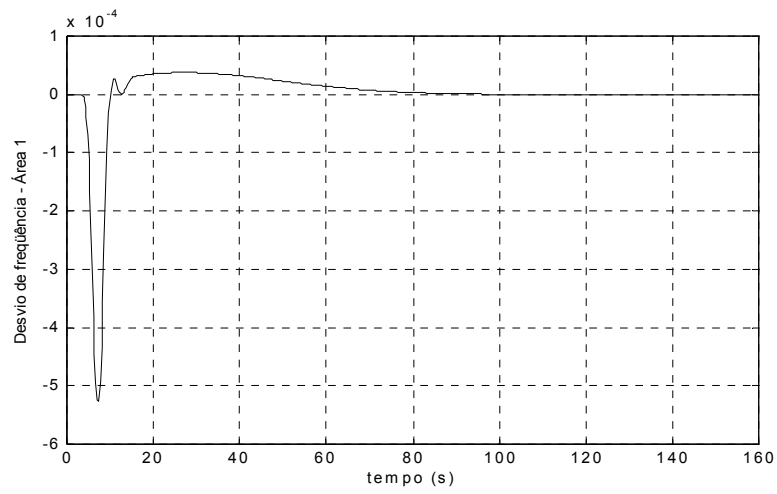


Figura 112 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

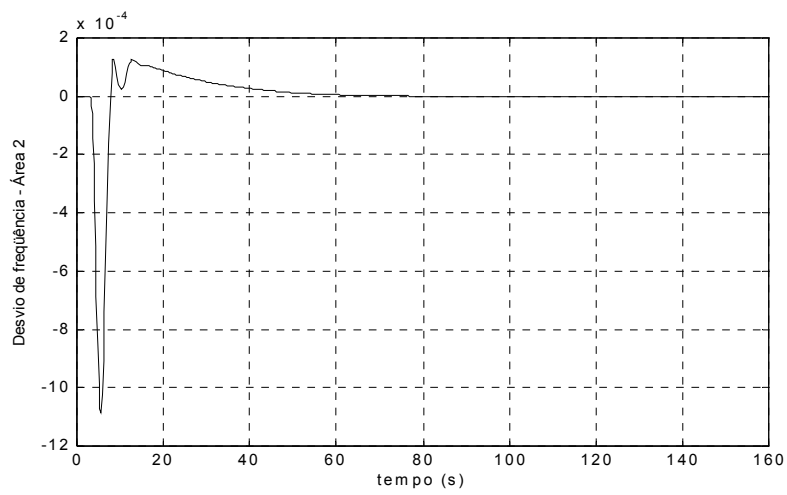


Figura 113 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

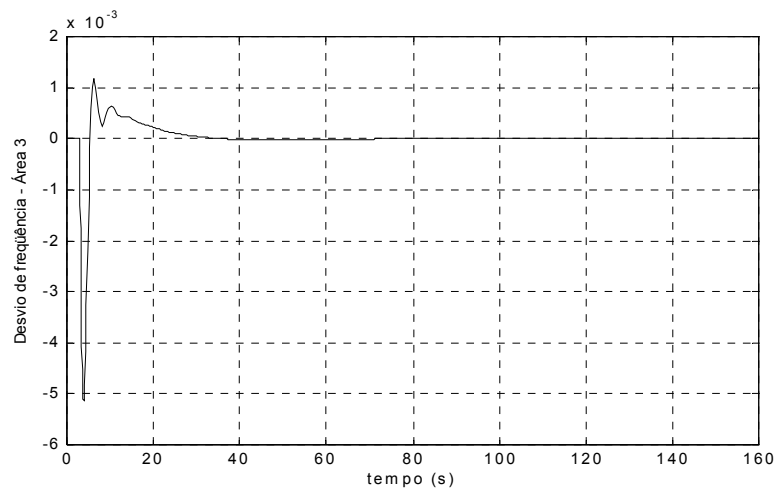


Figura 114 – Desvio de Frequência da Área 3 (valores em pu).

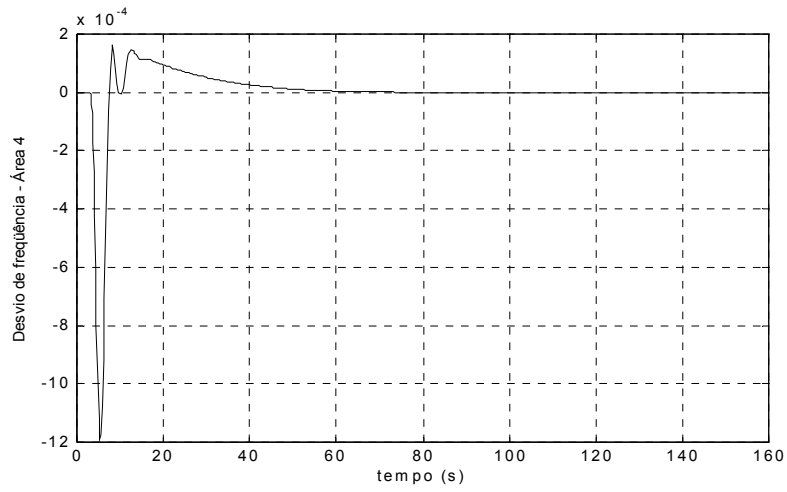


Figura 115 – Desvio de Frequência da Área 4 (valores em pu).

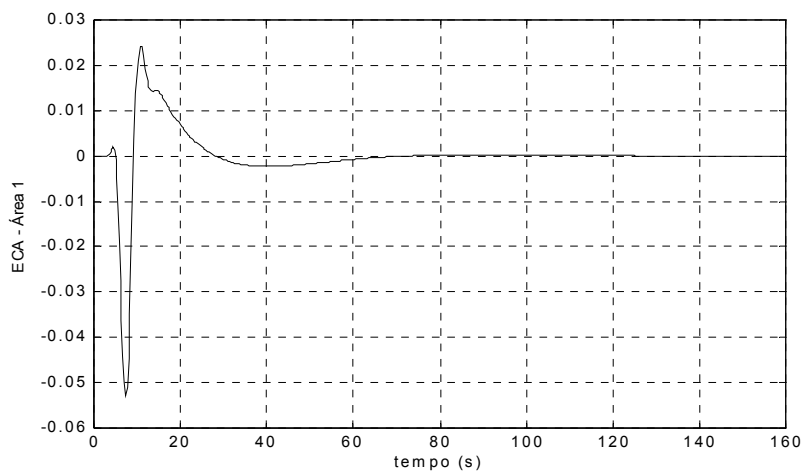


Figura 116 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

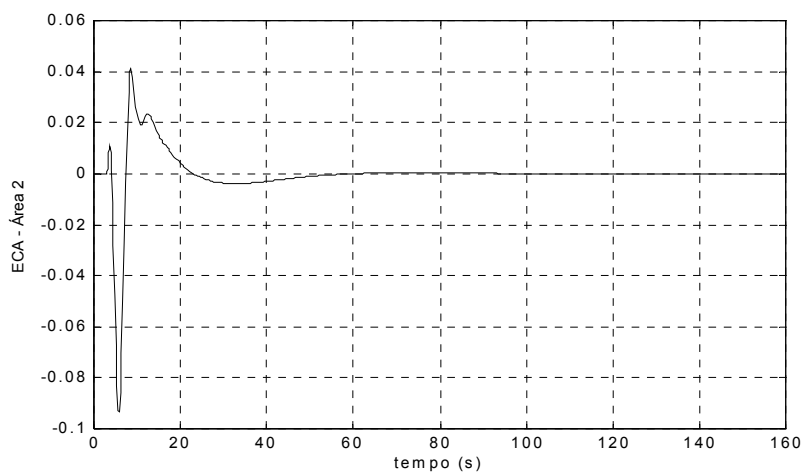


Figura 117 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

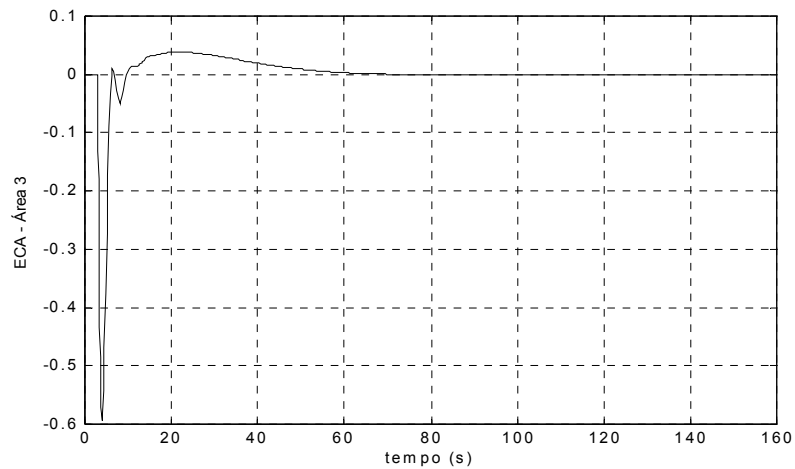


Figura 118 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).

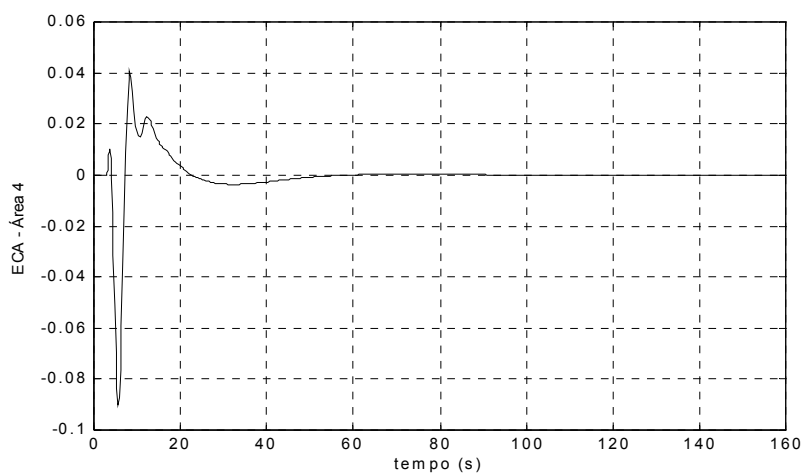


Figura 119 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).

Nesse caso vale lembrar que, se nenhum consumidor violar contrato, tanto faz operar com CAG ligado ou desligado, porque os sinais de controle referente aos contratos estarão sendo enviados aos geradores específicos, fazendo com que o intercâmbio e a geração obedeçam aos valores de contrato, balanceando sempre a geração e a carga.

### 6.2.3 – Caso 3 – Contratos Livres

Nesse caso são consideradas variações de carga contratada em todas as áreas, e essas cargas são atendidas mediante a realização de contratos além das fronteiras das áreas de controle. Todas as áreas operam em TLB.

Para essa simulação tem-se que:

$$\Delta P_{L1} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L3} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L4} = 0,1 pu$$

e

$$\Delta P_{c1} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{c2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{c3} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{c4} = 0,1 pu$$

A matriz de participação das companhias de distribuição é dada por:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,1 \\ 0,2 & 0,25 & 0,2 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0,4 & 0,7 \\ 0,3 & 0 & 0,4 & 0,2 \end{bmatrix}$$

Nota-se na matriz anterior que os consumidores têm transações com companhias de outra área de controle.

A variação de geração contratada pelas companhias de geração é dada por:



$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,1 \\ 0,2 & 0,25 & 0,2 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0,4 & 0,7 \\ 0,3 & 0 & 0,4 & 0,2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

de onde pode-se escrever que:

$$\Delta P_{g1} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0,1.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,2.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0,2.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0,5.\Delta P_{L2} + 0,4.\Delta P_{L3} + 0,7.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,3.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0,4.\Delta P_{L3} + 0,2.\Delta P_{L4}$$

Substituindo os valores de variação da carga contratada vem:

$$\Delta P_{g1} = 0,085 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,065 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,16 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,09 \text{ pu}$$

Os resultados mostrados anteriormente são as variações de geração em regime permanente, como pode ser confirmado nas Figuras 120 a 123.

De posse dos fatores da matriz  $MPD$  e das variações de carga contratada, tem-se para as variações dos intercâmbios líquidos globais programados que:

$$\Delta T_{1LG-prog} = -0,015 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{2LG-prog} = -0,035 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{3LG-prog} = 0,06 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{4LG-prog} = -0,01 \text{ pu}$$

Esses resultados podem ser confirmados nas Figuras 124 a 127.

O desvio de frequência para cada uma das áreas deverá ir a zero em regime permanente, pois nenhum consumidor está violando contrato e todas as áreas estão operando em TLB, como mostram as Figuras 128 a 131.

Nas Figuras 132 a 135 é possível notar que os  $ECA_s$  das áreas também se anulam.

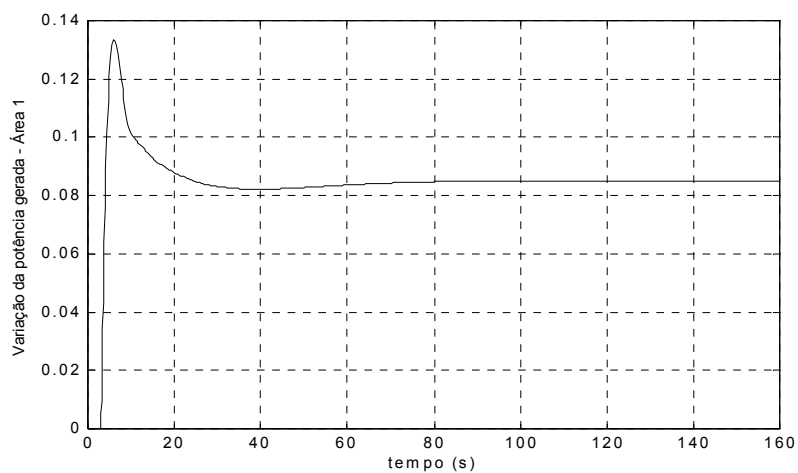


Figura 120 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

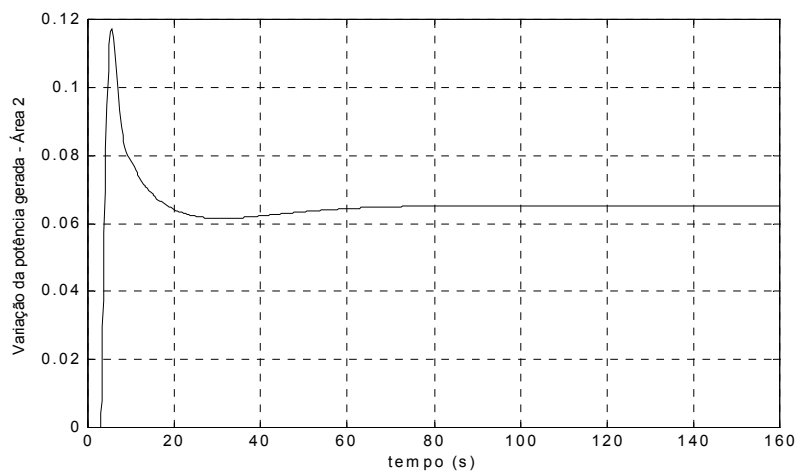


Figura 121 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).

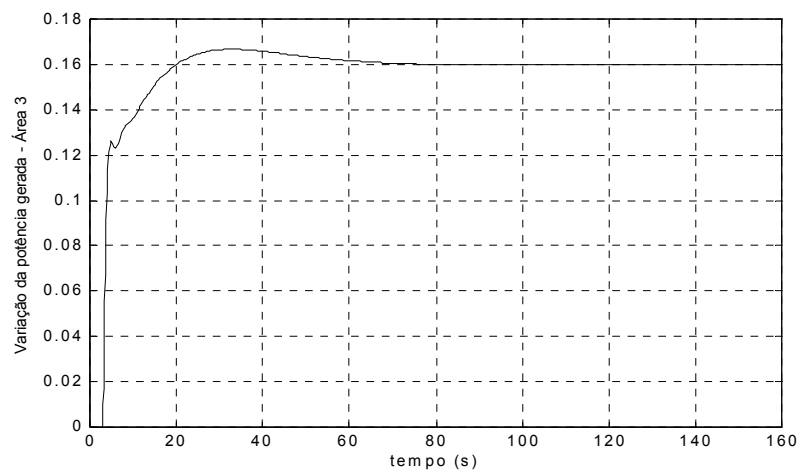


Figura 122 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).

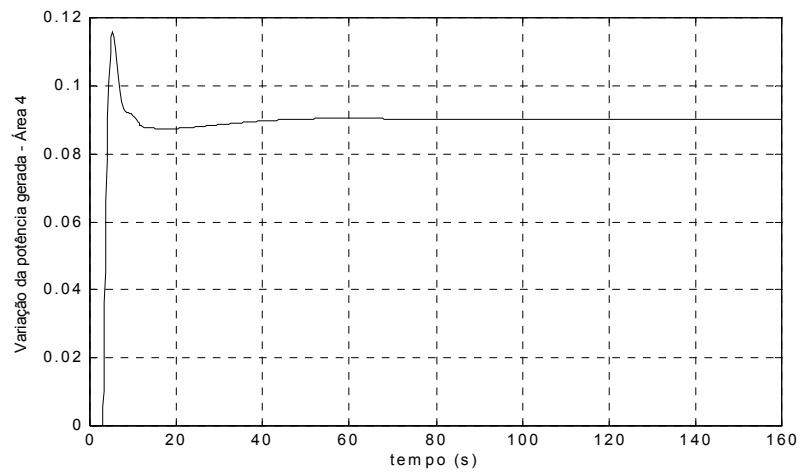


Figura 123 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).

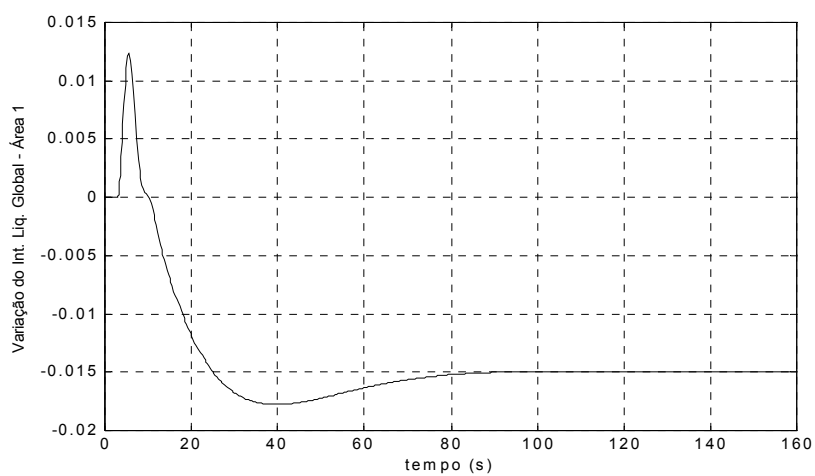


Figura 124 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).

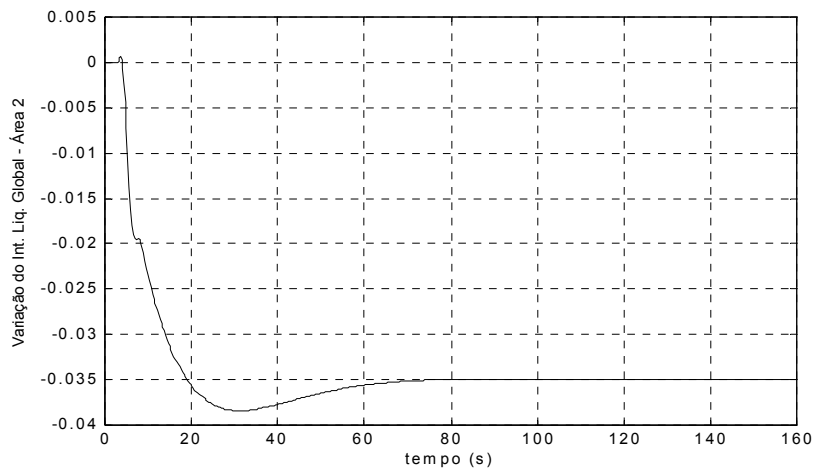


Figura 125 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).

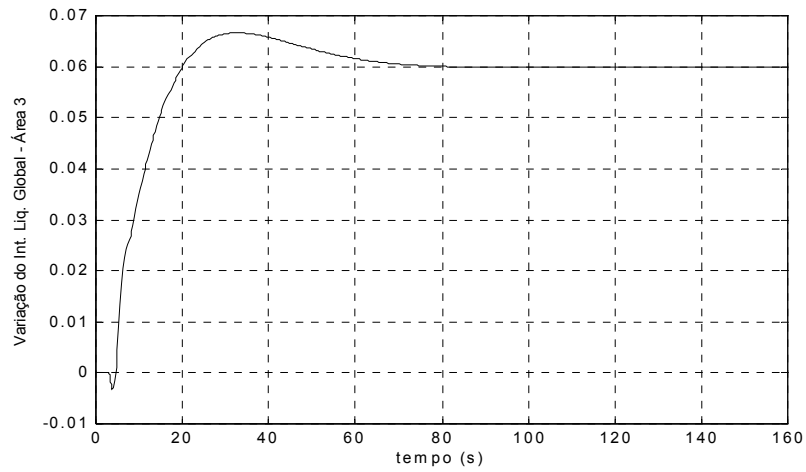


Figura 126 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).

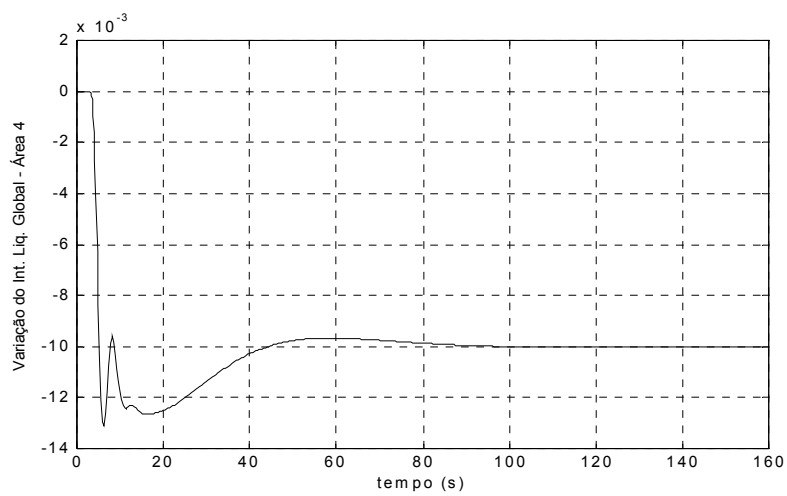


Figura 127 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).

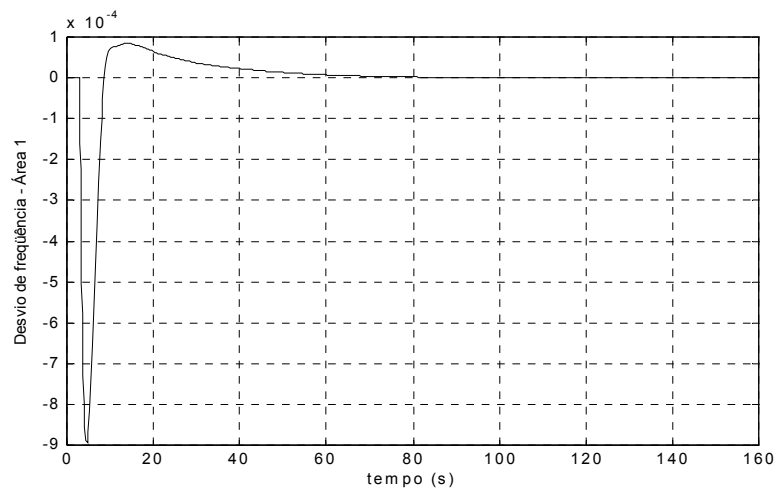


Figura 128 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

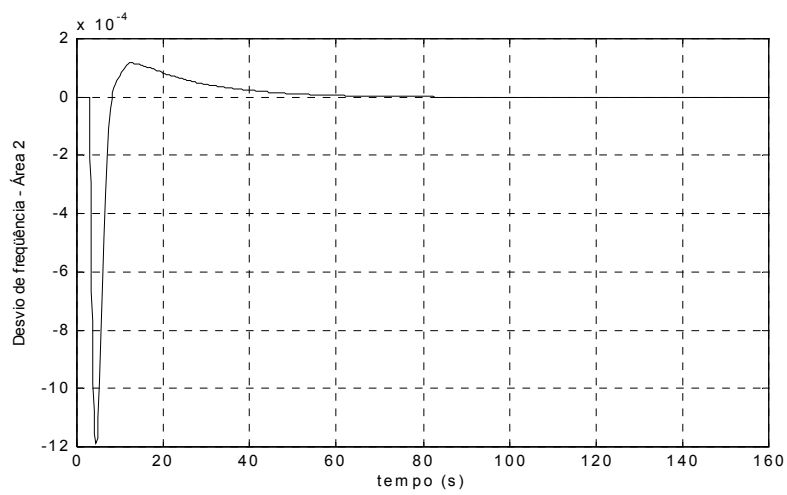


Figura 129 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

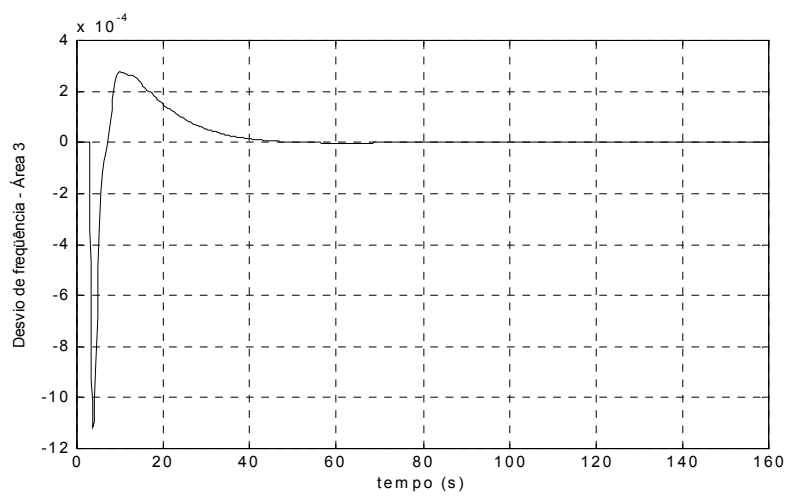


Figura 130 – Desvio de Frequência da Área 3 (valores em pu).

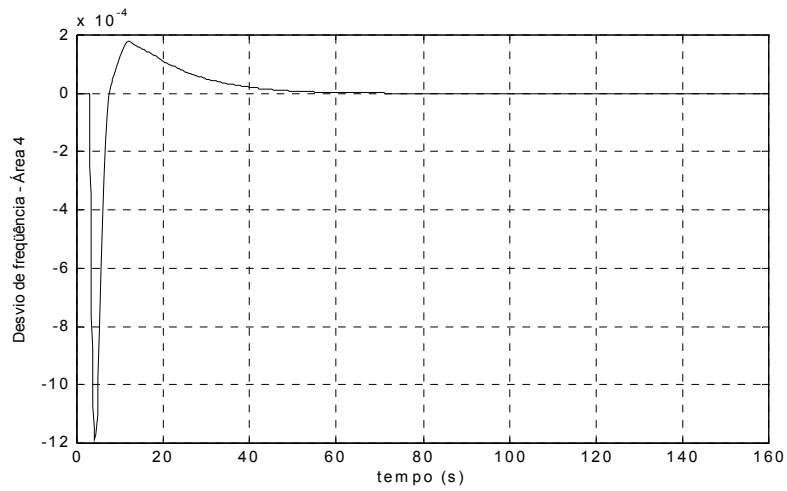


Figura 131 – Desvio de Frequência da Área 4 (valores em pu).

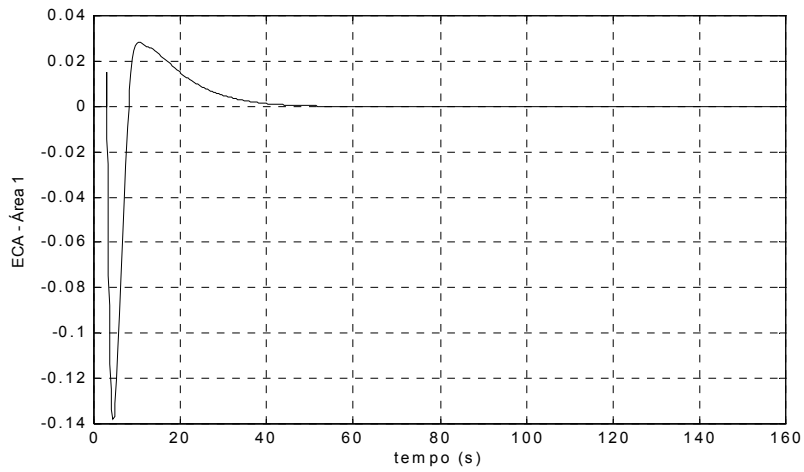


Figura 132 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

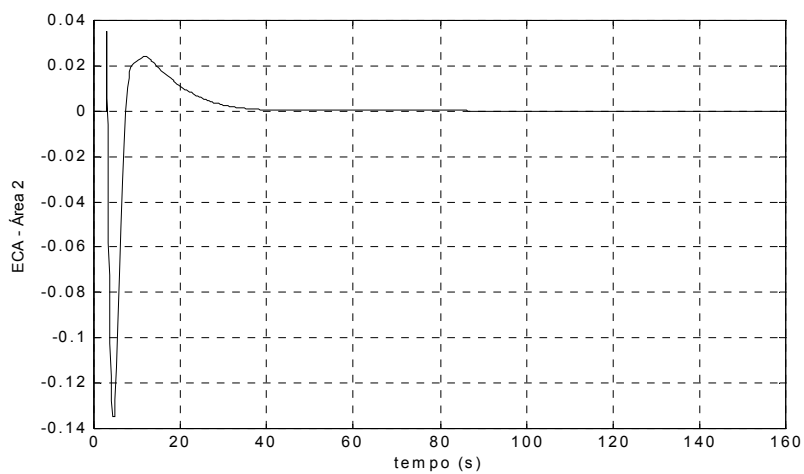


Figura 133 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

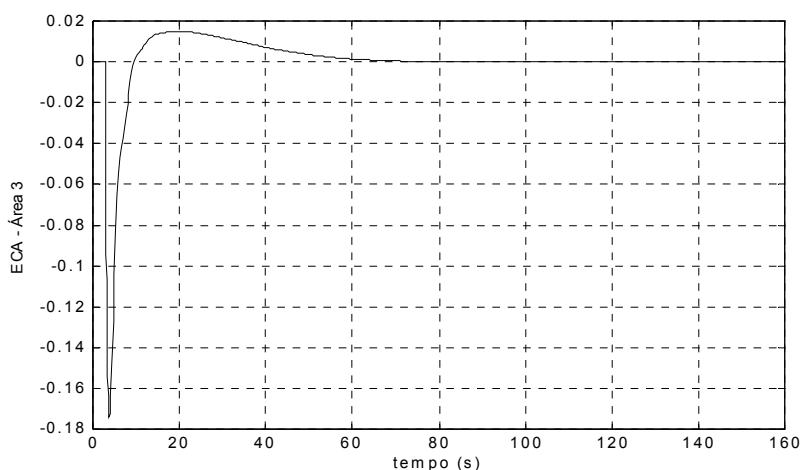


Figura 134 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).

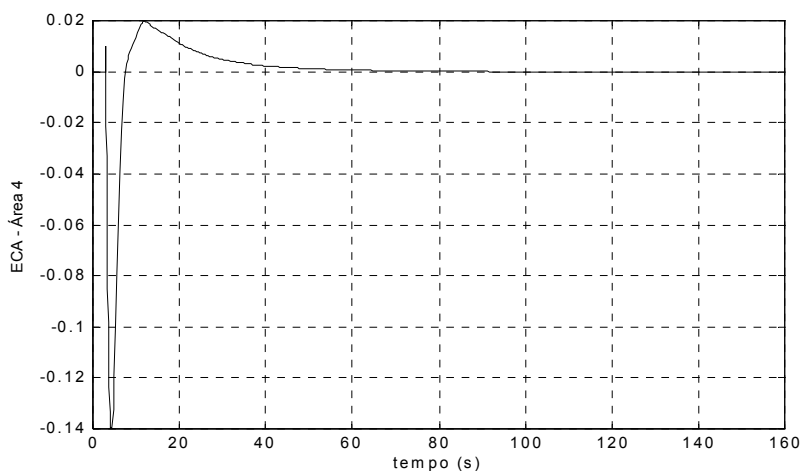


Figura 135 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).

Também neste caso, se nenhum consumidor violar contrato, tanto faz operar com CAG ligado ou desligado, porque os sinais de controle referente aos contratos estarão sendo enviados aos geradores específicos, fazendo com que o intercâmbio e a geração obedeçam aos valores de contrato.

#### 6.2.4 – Caso 4 – Violação de Contrato com CAG Operando em TLB

Nesse caso será considerada uma violação de contrato por parte do consumidor localizado na área 3.

Para essa simulação tem-se que:

$$\Delta P_{L1} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L3} = 0,1 pu$$

$$P_{L3-excedente} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{L4} = 0,1 pu$$

e

$$\Delta P_{c1} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{c2} = 0,1 pu$$

$$\Delta P_{c3} = \Delta P_{L3} + P_{L3-excedente} = 0,2 pu$$

$$\Delta P_{c4} = 0,1 pu$$

A matriz de participação das companhias de distribuição ainda é a mesma do caso anterior:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,1 \\ 0,2 & 0,25 & 0,2 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0,4 & 0,7 \\ 0,3 & 0 & 0,4 & 0,2 \end{bmatrix}$$

A geração contratada de cada companhia de geração pode ser expressa por:

$$\Delta P_{g1} = 0,5.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0.\Delta P_{L3} + 0,1.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,2.\Delta P_{L1} + 0,25.\Delta P_{L2} + 0,2.\Delta P_{L3} + 0.\Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g3} = 0.\Delta P_{L1} + 0,5.\Delta P_{L2} + 0,4.\Delta P_{L3} + 0,7.\Delta P_{L4} + P_{L3-excedente}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,3.\Delta P_{L1} + 0.\Delta P_{L2} + 0,4.\Delta P_{L3} + 0,2.\Delta P_{L4}$$

Assim pode-se escrever que:



$$\Delta P_{g1} = 0,085 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g2} = 0,065 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g3} = 0,26 \text{ pu}$$

$$\Delta P_{g4} = 0,09 \text{ pu}$$

O gerador da área 3 tem que atender a todos os contratos, e ainda suprir a demanda adicional referente à violação de contrato do consumidor localizado em sua área. Os resultados para a variação da potência gerada podem ser confirmados nos gráficos de simulação apresentados nas Figuras 136 a 139.

É assumido que cada área de controle contenha pelo menos um gerador que participe do CAG, de forma que, caso haja um desequilíbrio entre a demanda contratada e a atual, o CAG possa atuar de forma a redespachar essa unidade.

Quando ocorre uma violação de contrato, há um desequilíbrio entre a demanda contratada e a real, o que causa um desvio de frequência que sensibiliza o CAG. Os sinais de contrato são enviados aos geradores, sendo que estes podem participar do CAG ou não.

Para a variação do intercâmbio líquido global programado, têm-se os mesmos valores que no caso anterior, já que a modalidade TLB controla as variações de intercâmbio e de frequência:

$$\Delta T_{1LG-prog} = -0,015 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{2LG-prog} = -0,035 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{3LG-prog} = 0,06 \text{ pu}$$

$$\Delta T_{4LG-prog} = -0,01 \text{ pu}$$

Nas Figuras 140 a 143 estão apresentados os resultados para as variações dos intercâmbios líquidos globais.

O desvio de frequência e o *ECA* para cada uma das áreas de controle se anulam em regime permanente, pois os CAGs estão operando em TLB, como pode ser visto nas Figuras 144 a 151.

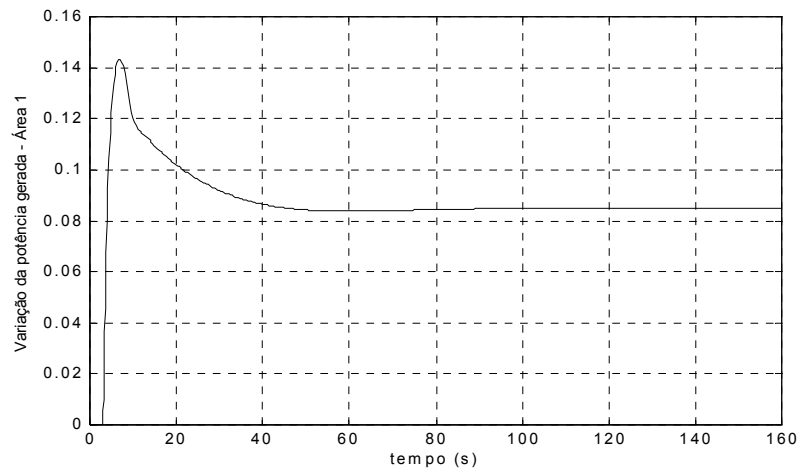


Figura 136 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em pu).

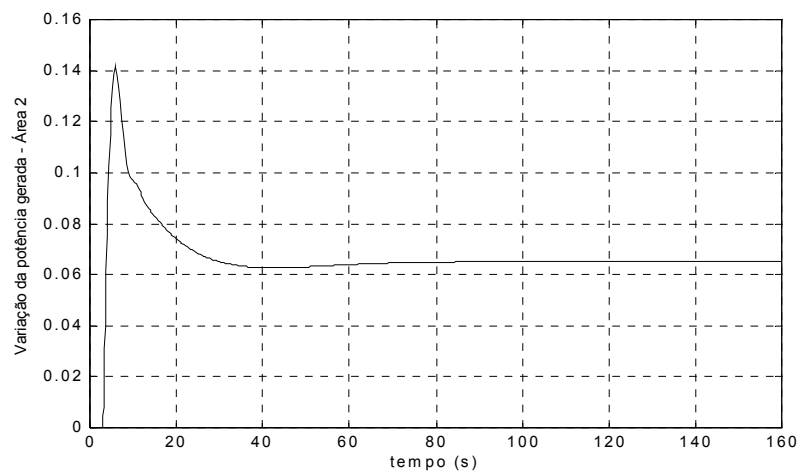


Figura 137 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 2 (valores em pu).

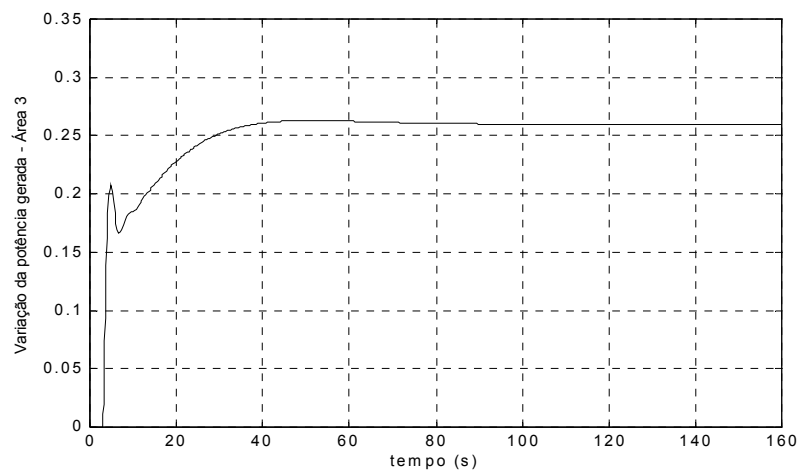


Figura 138 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 3 (valores em pu).

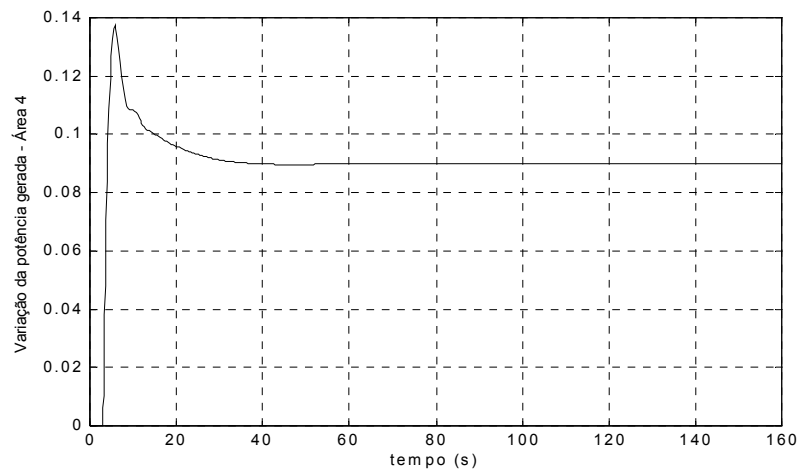


Figura 139 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 4 (valores em pu).

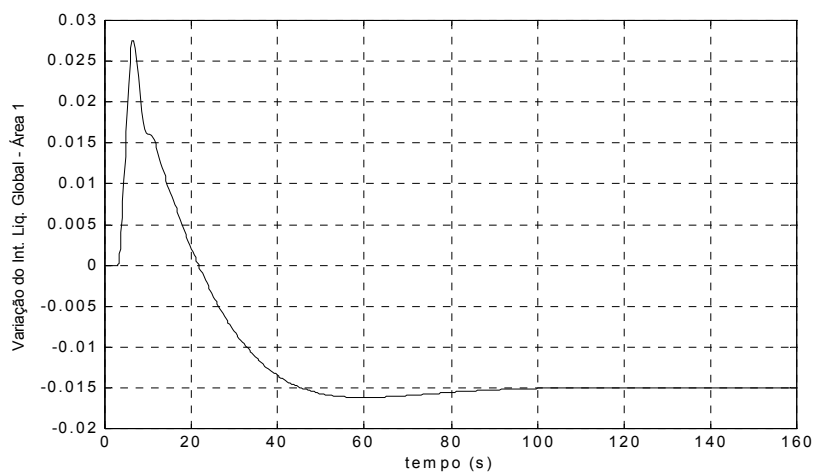


Figura 140 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 1 (valores em pu).

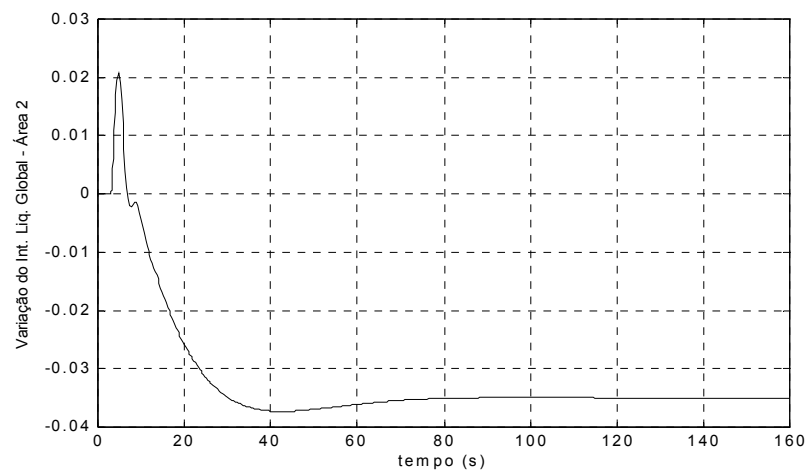


Figura 141 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 2 (valores em pu).

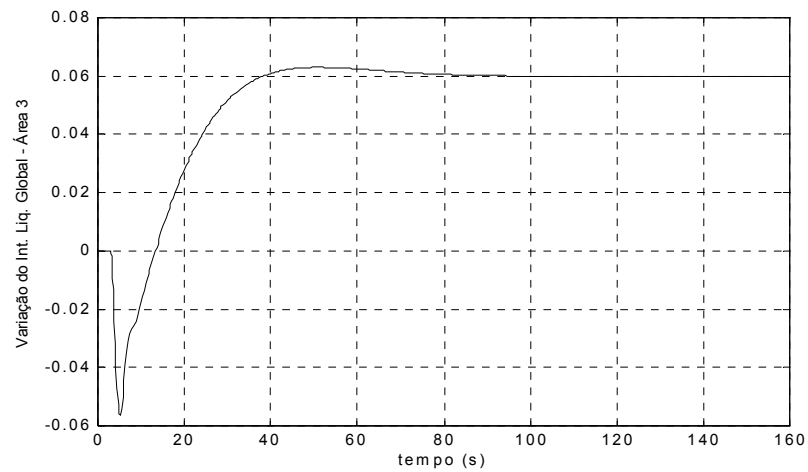


Figura 142 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 3 (valores em pu).

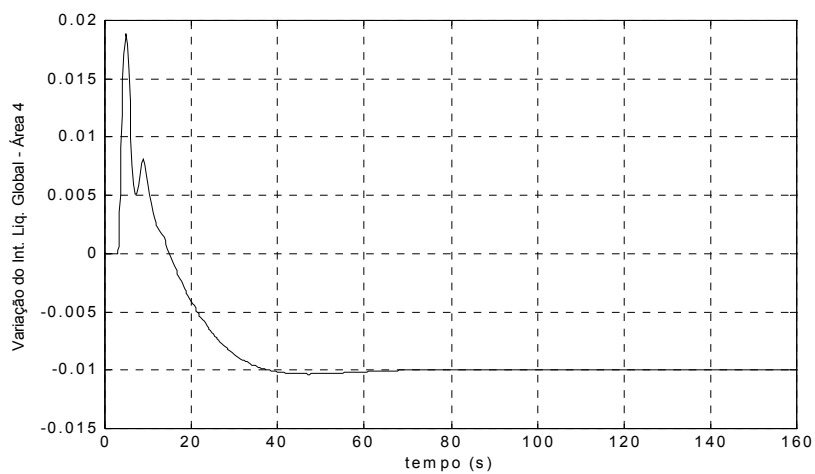


Figura 143 – Variação do Intercâmbio Líquido Global da Área 4 (valores em pu).

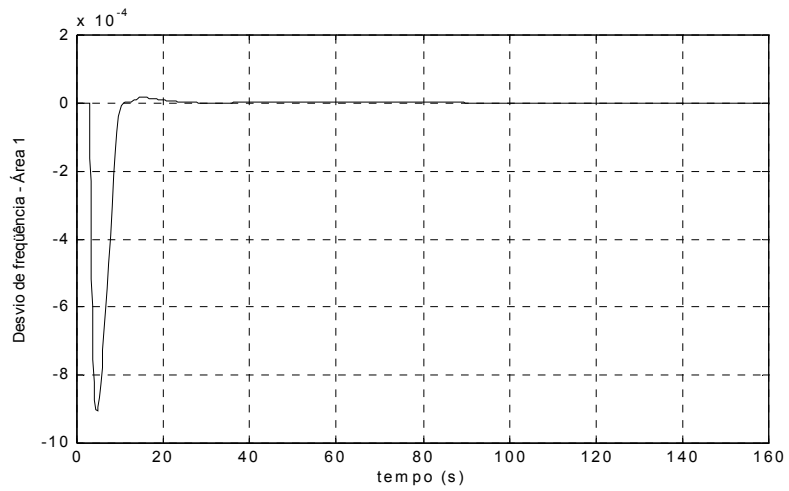


Figura 144 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em pu).

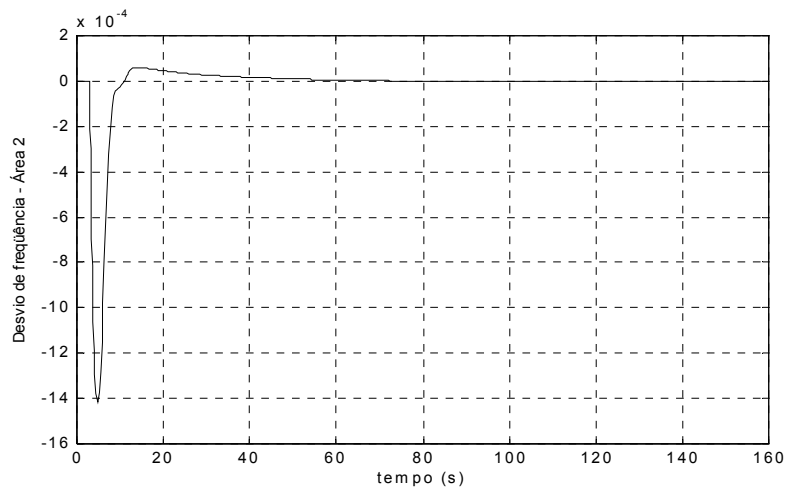


Figura 145 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em pu).

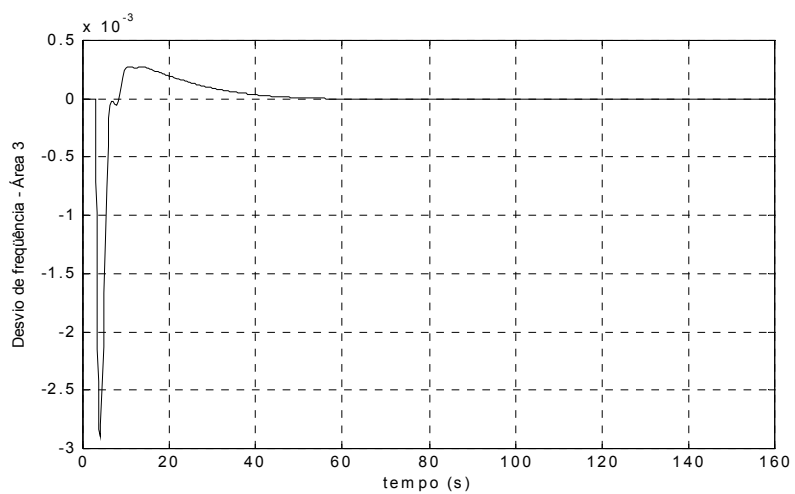


Figura 146 – Desvio de Frequência da Área 3 (valores em pu).

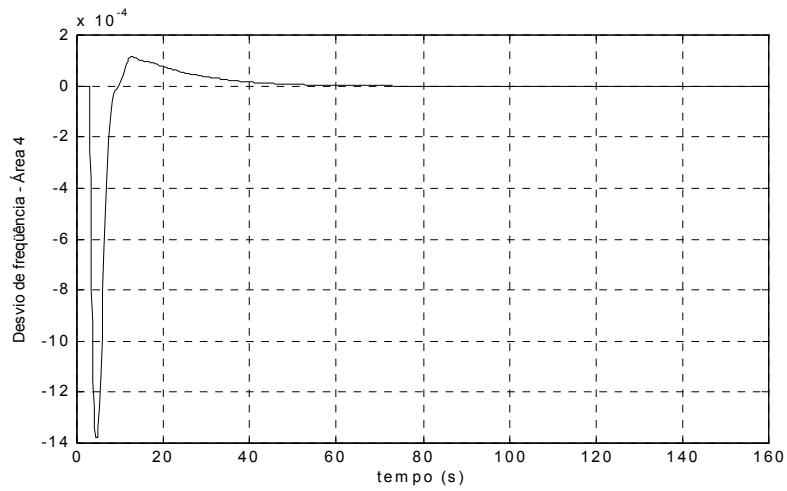


Figura 147 – Desvio de Frequência da Área 4 (valores em pu).

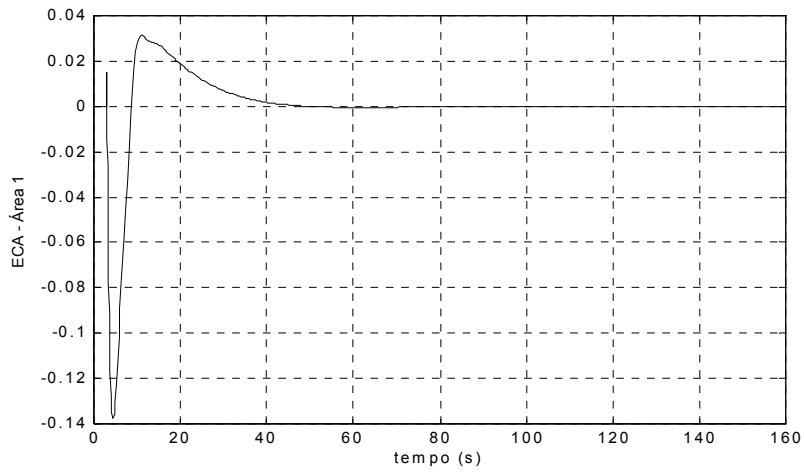


Figura 148 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em pu).

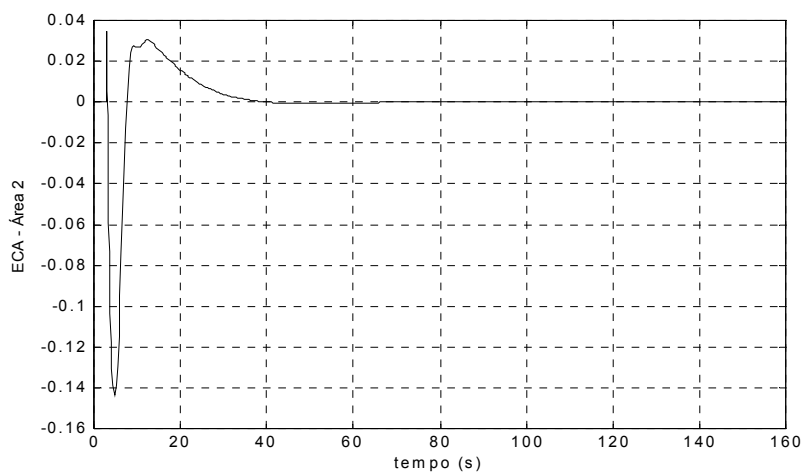


Figura 149 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em pu).

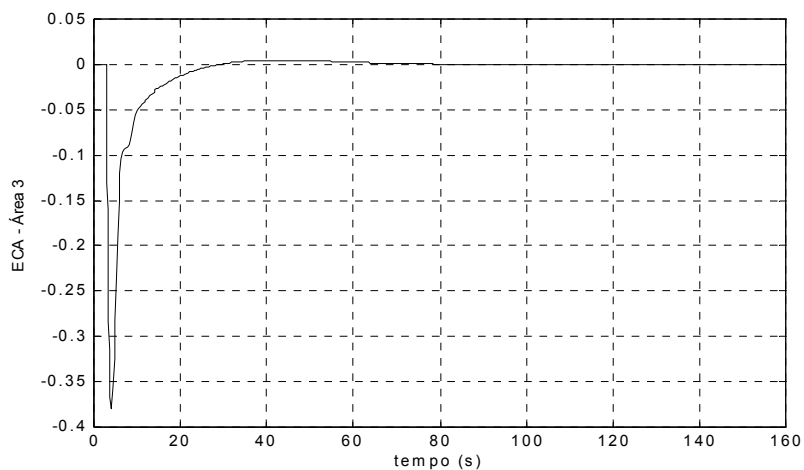


Figura 150 – Erro de Controle de Área da Área 3 (valores em pu).

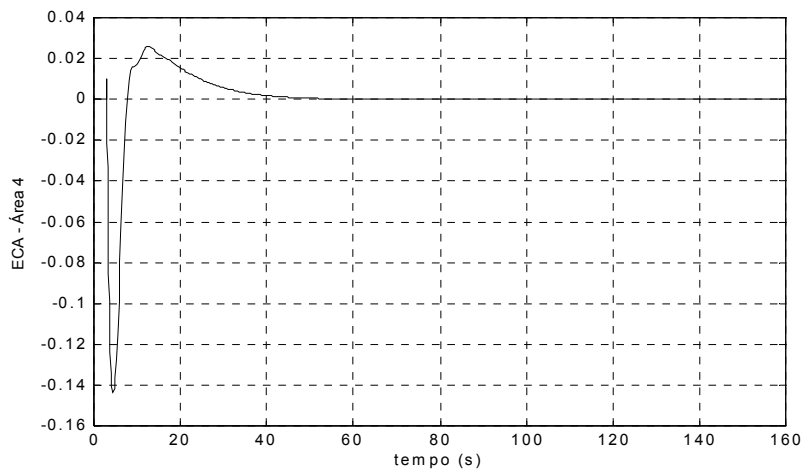


Figura 151 – Erro de Controle de Área da Área 4 (valores em pu).

### 6.2.5 – Caso 5 – Violação de Contrato com CAG em Diferentes Modalidades

Nessa seção é considerada também uma demanda excedente na área 3, mas com variações nas modalidades de operação dos CAGs. Esses resultados estão mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados dos Impactos para Diferentes Modalidades de Operação do CAG.

Caso	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Resultados
1	TLB	TLB	TLB	TLB	Controla Frequência Controla Intercâmbio
2	TLB	Sem Controle	TLB	TLB	Controla Frequência Controla Intercâmbio
3	TLB	Sem Controle	FF	TLB	Controla Frequência Controla Intercâmbio
4	TLB	TLB	Sem controle	TLB	Não controla Frequência Não controla Intercâmbio
5	TLB	FF	Sem controle	TLB	Controla Frequência Não controla Intercâmbio
6	Sem controle	Sem controle	Sem controle	Sem controle	Não Controla Frequência Não controla Intercâmbio

Com a área 3 sem controle, as áreas 1 e 4 operando em TLB e a 2 operando em FF, mesmo com violação de contrato, há controle de frequência. No entanto não há controle de intercâmbio, pois a área na qual ocorreu violação de contrato não tem controle.

Se ocorrer violação de contrato na área 3 e esta estiver operando em TLB ou FF, é possível o controle de frequência e de intercâmbio do sistema.

Agora, para a área 3 sem controle e todas as outras áreas operando em TLB, com violações de contrato na área em questão, não é possível controlar nem frequência e nem intercâmbio. Nesse caso, os resultados são semelhantes ao caso de nenhuma das áreas apresentar controle.



---

## Capítulo 7 – Conclusões

---

Com a realização deste trabalho, foi possível compreender a importância do Controle Automático de Geração em Sistemas Elétricos de Potência e como estes podem, mediante implementação e ajustes adequados, promover uma operação satisfatória do sistema.

O CAG é uma ferramenta muito importante para garantir a operação adequada de SEPs, mantendo a frequência e/ou as potências ativas de intercâmbio entre áreas em seus valores programados, além de garantir continuamente o equilíbrio entre carga e geração.

O papel que o CAG desempenha num SEP continua sendo importante mesmo com a reestruturação do setor, mas com algumas modificações. Após a apresentação dos resultados das simulações nesta dissertação, conclui-se que a matriz de participação das companhias de distribuição, *MPD*, auxilia na simulação e visualização de contratos bilaterais entre consumidores e geradores de diferentes áreas.

No entanto, para se garantir o funcionamento satisfatório do CAG considerando esses contratos, é necessário que os Centros de Operação do Sistema (COS) tenham disponíveis os dados de contratos, monitoração de todos os produtores independentes de energia e consumidores livres. Para isso, são necessárias telemedições localizadas nos locais onde existem essas transações comerciais.

Com o modelo apresentado no capítulo 5, podem realizar contratos bilaterais tanto as máquinas que participam do CAG como as que não participam. No entanto, quando ocorre alguma violação de contrato por parte de um consumidor ou carga, apenas as máquinas com participação no CAG é que vão atender o controle de frequência e/ou de intercâmbio.

No caso de uma violação de contrato com o consumidor livre e o produtor independente de energia localizados na mesma área de controle, caso não haja limitações internas de transmissão, é possível através das telemedições da carga, enviar sinal para que o gerador contratado atenda a esta variação de demanda através da alteração dos coeficientes da matriz MPD. Caso não seja possível esse gerador atender a variação de demanda do consumidor com o qual tem contrato, entra em ação a regulação primária e em seguida a secundária, de forma a garantir o equilíbrio entre carga e geração, corrigindo os desvios de frequência e intercâmbio da área de controle.

Podem também existir casos em que um consumidor livre viole contrato, mas está localizado em uma área de controle e o produtor independente, com o qual tem contrato, está em outra. Nesta situação são necessárias algumas ações. Se a interligação entre as áreas estiver com folga e for permitido, pode-se reprogramar o intercâmbio entre as áreas em função da variação da demanda, sabendo que no COS já estariam disponíveis essas medições. Caso o gerador contratado não possa suprir esta variação ou não seja possível alterar o intercâmbio entre as áreas de controle, a área de controle onde está localizada a carga deverá atuar de forma a regular estas variações.

Nesses casos de violação de contratos torna-se evidente que, dependendo da situação, outros geradores terão que atender as violações de contratos que não são de responsabilidade deles. Um outro exemplo deste fato é que além de existir a possibilidade de um determinado consumidor violar contrato, também pode acontecer de um gerador que tem contrato com consumidores de outras áreas ficar indisponível por algum motivo. Assim, os geradores da área associada a essa carga

terão que suprir o déficit de geração causado pela indisponibilidade de um gerador de outra área. Nessa situação quem deverá ser penalizado, o gerador que ficou indisponível? E como deverão ser remunerados os geradores que atenderam a uma carga que não é de responsabilidade deles?

Assim sendo, a partir destes problemas levantados, em trabalhos futuros serão necessárias discussões para decidir qual a melhor maneira de penalizar tais consumidores e/ou geradores, pois pode acontecer do consumidor variar sua carga, ou o gerador se tornar indisponível por algum motivo. A questão principal é decidir qual a legislação ideal para resolver estes problemas.

Um ponto interessante que deve ser ressaltado é que deve haver contratos para regulação da área em casos de violação de contratos, i.e., o administrador independente deve realizar contratos com algumas companhias de geração de forma a garantir a regulação de cada área em casos extremos. Isso é necessário devido à imprevisibilidade da carga, à ocorrência de contingências no sistema e também violações de contratos por parte de consumidores ou geradores. Neste caso, tais máquinas seriam as que participam do CAG.

Com relação às modalidades de operação do CAG para sistemas com diversas áreas de controle, observou-se que é interessante sempre haver uma área operando em FF, de forma que seja sempre possível controlar a frequência do sistema no caso de uma área qualquer perder o controle de seu CAG. Uma alternativa nesse caso é fazer com que a área que perdeu o controle seja controlada por outra. O problema de não haver controle de frequência do sistema é que podem ocorrer variações sucessivas de carga, ocasionando variações sucessivas de frequência, podendo provocar a atuação de esquemas de alívio de carga e atuação de proteções.

Cabe lembrar que nas simulações não foi considerado nenhum caso com operação em FTL, por não ser uma prática usual na operação do CAG.

---

## Capítulo 8 – Referências Bibliográficas

---

- **Aresi, R., Delfino, B., Fornari, F., Massuco, S., Morini, A., 1999.** “Power System Automatic Generation Control Revised from the Open Trading Perspective”, Paper BPT99-125-13, IEEE Power Tech '99 Conference, August.
- **Bekhouche, N., 2002.** “Automatic Generation Control Before and After Deregulation”, IEEE Trans. on Power Systems - Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on, 18-19 March 2002 Pages:321 – 323.
- **Christie, R.D., Bose, A., 1995.** “Load Frequency Control Issues in Power System Operation After Deregulation”, Proceedings of the IEEE PICA Conference, pp. 18-23.
- **Christie, R.D., Bose, A., 1996.** “Load Frequency Control in Hybrid Electric Power Markets”, Proceedings of the IEEE International Conference on Control Applications, September.
- **Cohn, N., 1961.** “Control of Generation and Power Flow on Interconnected Systems”, Wiley, New York.
- **Cohn, N., 1967.** “Considerations in the Regulation of Interconnected Areas”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 12, pp. 1527-1533, December.

- **Donde**, V., Pai, M.A., Hisknes, I.A., **2001**. “Simulation and Optimization in an AGC System After Deregulation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August.
- **Esmeraldo**, P.C.V., Silveira, M.A., Mello, J.C., **2002**. “Critérios de Ampliação das Interligações entre Submercados”, VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – Brasília (DF) – Maio.
- **Feliachi**, A., **1996**. “On Load Frequency Control in a Deregulated Environment”, IEEE International Conference on Control Applications, Proceedings of the 1996 IEEE International Conference on 15-18 Sept. – Pages: 437 – 441.
- **Ferreira**, L.E.S., Ellis, M.F., **1999**. “Estudos Pré-Operacionais de Controle Carga Freqüência para a Interligação Norte-Sul”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu – Paraná - Outubro.
- **Fosha**, C.E., Elgerd, O.I., **1970**. “The Megawatt-Frequency Control Problem: A New Approach Via Optimal Control Theory”, IEEE Trans. on Power Systems, PAS-89, pp. 563-567, April.
- **Gomes**, P., Sardinha, S.L.A., (ONS) **2002.1**. “A Influência dos Novos Produtores Independentes de Energia na Dinâmica e Controle dos Sistemas de Potência”, VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – Brasília (DF) – Maio.
- **Gomes**, P., Sardinha, S.L.A., Queiroz, R., Morand, S.R., Sobral, S.C., Soares, N.H.M., (ONS) **2002.2**. “Proposta de Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional”, VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – Brasília (DF) – Maio.

- **IEEE** Power Apparatus and Systems, **1970**. “Standard Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems”, IEEE Trans. on, Vol. PAS-78, pp1358-1362, July/Aug.
- **IEEE** Power Apparatus and Systems, **1991**. “IEEE Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems”, IEEE Std. 94.
- **Jaleeli**, N., VanSlyck, L.S., Ewart, D.N., Fink, L.H., Hoffman, A.G., **1992**. “Understanding Automatic Generation Control”, Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 3, pp. 1106-1111, August.
- **Jardim**, J.L.A., Brandi, E.M., **1999**. “Proposta de uma Nova Metodologia de Ajuste de Controles Automáticos de Geração”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu – Paraná - Outubro.
- **King**, R.L., Ngo, M.D., Luck, R., **1989**. “Implications of Frequency Bias Settings on AGC”, IEEE, pp. 712-723, May.
- **Kirchmayer**, L.K., **1959**. “Economic Control of Interconnected Systems”, John Wiley & Sons, Inc., New York – Chapman & Hall, LTD., London.
- **Kothari**, M.L., Sinha, N., Rafi, M., **1999**. “Automatic Generation Control of an Interconnected Power System Under Deregulated Environment”, IEEE Trans. on Power Systems - Power Quality 1998 - Pages:95 – 102.
- **Kumar**, J., Ng, K.H., Sheble, G., **1997.1**. “AGC Simulator for Price-Based Operation Part I: A Model”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May.

- **Kumar, J., Ng, K.H., Sheble, G., 1997.2.** “AGC Simulator for Price-Based Operation Part II: Case Study Results”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May.
- **Mendes, P.P.C., 1989.** “Otimização do Controle Automático de Geração em Sistemas de Características Diversas” – Dissertação de Mestrado – Engenharia Elétrica – EFEI.
- **Ribeiro, L.P.G., Komatsu, T., Freitas, L.T.L., Oura, J.M., 2003.** “Automação Digital na Cesp com a Implantação de Sistemas de Supervisão, Controle, Monitoramento e Diagnóstico”, Seminário Internacional de Manutenção e Serviços Associados em Sistemas Elétricos – SIMSE CIER – Colômbia - Agosto.
- **Schulte, R.P., 1995.** “An Automatic Generation Control Modification for Present Demands on Interconnected Power Systems”, Power Systems, IEEE Transactions on Volume: 11, Issue: 3, Pages:1286 – 1294.
- **Schulte, R.P., 2000.** “Generation Control for Deregulated Electric Power Systems”, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume: 2, Pages:707 – 711.
- **Vieira Filho, X., 1984.** “Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração”, Rio de Janeiro – Campus – Eletrobrás.
- **Wang, L., Bengiamin, N. 2000.** “Assessment of Automatic Generation Control in a Deregulated Environment”, IEEE Trans. on Power Systems – Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, Volume: 2 , 23-27 Jan. 2000 Pages:1331 – 1336.
- **Wood, A.J., Wollenberg, B.F., 1984.** “Power Generation, Operation & Control”, John Wiley & Sons.

## Anexo 1

Nesta seção está apresentado o algoritmo implementado para ser utilizado juntamente com o diagrama de blocos da Figura 54. Este algoritmo está implementado no *software Matlab*.

```
clear all

% MPD - Matriz de participação das companhias de distribuição
% fpc - fator de participação dos contratos

MPD=[0.5  0.25  0  0.3
      0.2  0.25  0  0
      0  0.25  1  0.7
      0.3  0.25  0  0 ];

% Fator de participação do CAG para cada unidade (Função do ECA)
% Área 1
apf1=.50;
apf2=.50;

% Área 2
apf3=.50;
apf4=.50;

% Variações de Carga em cada area

% Para não violar contratos, load1=disco1+disco2 e load2=disco3+disco4

% Para violar os contratos, é só colocar valores de load1 e load2
% (impactos de carga) maiores que a soma dos "discos"

load1=.20;
load2=.20;

% Os valores abaixo são para calculos da distribuição dos contratos

% Area1
disco(1)=.1;
disco(2)=.1;

% Area2
disco(3)=.1;
disco(4)=.1;

% Ponderação da matriz MPD em função das cargas de cada distribuidora
MPD(:,1)=MPD(:,1)*disco(1);
MPD(:,2)=MPD(:,2)*disco(2);
MPD(:,3)=MPD(:,3)*disco(3);
MPD(:,4)=MPD(:,4)*disco(4);

% Ponteiro para leitura da matriz MPD
% Elemento (1) : onde começa a área 1
% Elemento (2)-1 : onde termina a área 1
% Elemento (2) : onde começa a área 2
% Elemento (3)-1 : onde termina a área 2

ng=[1 3 5];
```



```
nc=[1 3 5];

% Número de áreas
nareas=2;

% Número de interligações
numtie=1;

% Interligações existentes
tie=[1 2];

% Iniciação da matriz com valores de intercâmbio programados
deltat(nareas,nareas)=0;

% Cálculos dos intercâmbios programados

for i=1:numtie
    a=tie(i,1);
    b=tie(i,2);

    % Demanda da Area 2 a ser atendida pelos geradores da area 1

    for j=ng(a):ng(a+1)-1
        for k=nc(b):nc(b+1)-1
            deltat(b,a)=deltat(b,a)+MPD(j,k);
        end
    end

    % Demanda da Area 1 a ser atendida pelos geradores da area 2

    for j=ng(b):ng(b+1)-1
        for k=nc(a):nc(a+1)-1
            deltat(a,b)=deltat(a,b)+MPD(j,k);
        end
    end

    % Demanda da área 1 atendida pelos geradores da área 2
    deltat(1,2)

    % Demanda da área 2 atendida pelos geradores da área 1
    deltat(2,1)
```