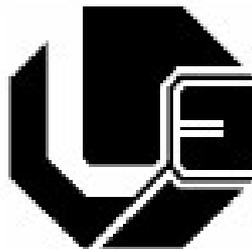


**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**



**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**APLICAÇÃO DO SOFTWARE SCICOSLAB/SCILAB NO CONTROLE  
AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA  
EXPLORANDO O PROBLEMA DE DESPACHO ECONÔMICO**

**DEOCLIDES ALVES DE ALMEIDA JUNIOR**

**SETEMBRO / 2012**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APLICAÇÃO DO SOFTWARE SCICOSLAB/SCILAB NO CONTROLE  
AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA  
EXPLORANDO O PROBLEMA DE DESPACHO ECONÔMICO**

**Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal de Uberlândia, por  
Deoclides Alves de Almeida Junior, como parte dos requisitos necessários para obtenção  
do Título de Mestre em Ciências.**

**Banca Examinadora**

**Geraldo Caixeta Guimarães, PhD (UFU) – Orientador  
Claudio Lemos de Souza, Dr (UFG)  
Adélio José de Moraes, Dr (UFU)**

**Uberlândia, 24 de setembro de 2012**

Dedico este trabalho aos meus pais, Deoclides (in memoriam) e Nair (in memoriam), a minha esposa Letícia, aos meus filhos Vinícius, Gabriel e Eduardo pela compreensão, apoio e carinho, essenciais para o desenvolvimento desta dissertação.

# APLICAÇÃO DO SOFTWARE SCICOSLAB/SCILAB NO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA EXPLORANDO O PROBLEMA DE DESPACHO ECONÔMICO

## RESUMO

A proposta deste trabalho é mostrar que o *software ScicosLab/Scilab* pode ser utilizado como uma ferramenta computacional, interessante e eficaz, para analisar o controle automático de geração de um sistema elétrico de potência tanto para a antiga estrutura verticalizada quanto para a versão atual desregulada onde a análise do despacho econômico é de fundamental importância.

Inicialmente é apresentado o software e, em seguida, os conceitos de movimentos rotativos que permitem desenvolver os modelos matemáticos para os geradores equipados com turbinas a vapor ou hidráulica e reguladores de velocidade, e para suas cargas elétricas.

Para possibilitar os estudos é utilizado um sistema constituído por duas áreas distintas interligadas, onde é simulado um aumento de carga em uma destas áreas, sem e com a linha de interligação, desconsiderando e, em seguida, considerando o controle primário e suplementar (CAG).

Os resultados computacionais mostram graficamente as variações das duas principais grandezas de interesse: a frequência de cada área do sistema e a potência da linha de interligação. Estas grandezas permitem avaliar o comportamento do sistema após uma perturbação que afeta o balanço geração-carga.

Considerando o exposto acima, constata-se que o pacote computacional *ScicosLab/Scilab* modela e simula eficazmente o controle carga-frequência de um sistema elétrico de potência, incluindo os aspectos econômicos, qualificando-se, portanto, como uma excelente alternativa para substituir qualquer programa similar que exija o pagamento de licença.

**Palavras-chave:** Controle Automático de Geração; Controle Carga-Frequência, Despacho Econômico, *ScicosLab*; *Scilab*; Sistema de Potência.

# APPLICATION OF SCICOSLAB/SCILAB SOFTWARE FOR AUTOMATIC GENERATION CONTROL OF POWER SYSTEMS EXPLORING THE ECONOMIC DISPATCH PROBLEM

## ABSTRACT

The purpose of this paper is to show that *ScicosLab/Scilab* software can be used as an interesting and effective computational tool to analyze the automatic generation control of an electric power system for the old vertical structure as well as for the current unregulated version where the economic dispatch analysis is of fundamental importance.

Firstly it is presented the software and, afterwards, the concepts and definitions of rotational movements in order to develop mathematical models for the generators equipped with steam turbines or hydraulic turbines and speed governors, and for their electrical loads.

For the studies it is used a system comprised by two distinct interconnected areas where a load increase in one area is simulated without/with the tieline, ignoring, and then considering the primary and supplementary controls.

Finally, it is analyzed a more realistic system with three distinct areas extracted from the Brazilian power system.

The computational results show graphically the variations of the two main quantities of interest: the frequency of each area of the system and the tieline power. These quantities allow the evaluation of the system behavior after a disturbance that affects the generation-load balance.

Within the above context, it is verified that the *ScicosLab/Scilab* computer package effectively models and simulates the load-frequency control of a power system, including the economic aspects, qualifying, therefore, as an excellent alternative to replace any similar program that requires license payment.

**Keywords:** Automatic Generation Control; Load-Frequency Control, Economic Dispatch; *ScicosLab/Scilab*; Electric Power System.

# SUMÁRIO

## Capítulo I – INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Contextualização .....	1
1.2 Justificativas .....	1
1.2.1 O software ScicosLab .....	2
1.2.2 Análise da dinâmica e controle da geração.....	3
1.3 Objetivo Geral .....	3
1.4 Estado da Arte .....	4
1.5 Estrutura da Dissertação .....	7

## Capítulo II – MODELAGEM DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E MÁQUINAS MOTRIZES

2.1 Introdução .....	10
2.2 Conceitos Básicos da Mecânica de Rotação .....	10
2.3 Modelagem do Gerador Elétrico Síncrono.....	12
2.4 Modelagem da Carga Elétrica .....	15
2.4.1 Cargas tipo impedância constante .....	15
2.4.2 Amortecimento da carga do sistema.....	18
2.5 Turbinas a Vapor .....	19
2.5.1 Turbina a vapor sem reaquecimento .....	19
2.5.2 Turbina a vapor com reaquecimento .....	20
2.6 Turbinas Hidráulicas .....	21
2.7 Considerações Finais .....	23

## Capítulo III – CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA –FREQUÊNCIA

3.1 Introdução.....	24
3.2 Regulador Isócrono.....	26
3.3 Regulador com Queda de Velocidade.....	27
3.4 Regulador de Velocidade com Compensação de Queda Transitória.....	28

<b>3.5 Comportamento do Controle Primário de Carga – Frequência .....</b>	<b>31</b>
<b>3.5.1 Regulação de Velocidade de Área Isolada.....</b>	<b>31</b>
<b>3.5.2 Regulação de Velocidade de Duas Áreas Interligadas.....</b>	<b>36</b>
<b>3.6 Considerações Finais .....</b>	<b>42</b>
 <b>Capítulo IV – CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO OU CONTROLE SUPLEMENTAR</b>	
<b>4.1 Introdução.....</b>	<b>43</b>
<b>4.2 Controle Suplementar em Sistemas de Potência Isolados.....</b>	<b>44</b>
<b>4.3 Controle Suplementar em Sistemas de Potência Interligados.....</b>	<b>47</b>
<b>4.3.1 Operação em Flat Tie Line.....</b>	<b>47</b>
<b>4.3.2 CAG entre Áreas de Controle Interligadas.....</b>	<b>48</b>
<b>4.3.3. Operação Tie Line Bias.....</b>	<b>48</b>
<b>4.4 Considerações Finais.....</b>	<b>55</b>
 <b>Capítulo V – CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO REESTRUTURADO</b>	
<b>5.1 Introdução.....</b>	<b>56</b>
<b>5.2 Formulação Matemática.....</b>	<b>60</b>
<b>5.3 Matriz de Participação das Companhias de Distribuição – MPD.....</b>	<b>62</b>
<b>5.4 Formulação do Novo Diagrama de Blocos .....</b>	<b>65</b>
<b>5.5 Simulações com Duas Áreas de Controle.....</b>	<b>70</b>
<b>5.5.1 Caso 1 – Base .....</b>	<b>71</b>
<b>5.5.2 Caso 2 – Contratos Livres .....</b>	<b>76</b>
<b>5.5.3 Caso3 – Violação de Contrato com CAG operando em TLB.....</b>	<b>83</b>
<b>5.5.4 Caso 4 – Violação de Contrato com CAG operando em FF.....</b>	<b>90</b>
<b>5.5.5 Caso 5 – Violação de Contrato com CAG desligado.....</b>	<b>96</b>
<b>5.6 Considerações Finais.....</b>	<b>105</b>
 <b>Capítulo VI – CONCLUSÃO.....</b>	 <b>106</b>
 <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	 <b>108</b>

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

## Capítulo I – INTRODUÇÃO GERAL

Figura 1 – Sistema com duas áreas desregulado ..... 5

## Capítulo II – MODELAGEM DE SISTEMA DE POTÊNCIA E MÁQUINAS MOTRIZES

Figura 2.1 – Gerador síncrono elementar de 2 polos ..... 12

Figura 2.2 – Diagrama de blocos do gerador..... 14

Figura 2.3 – Características das cargas de impedância constante em função da frequência..... 17

Figura 2.4 – Diagrama de blocos do conjunto Gerador – Carga (carga conectada com característica de amortecimento)..... 18

Figura 2.5 – Arranjo esquemático de uma turbina a vapor sem reaquecimento ..... 20

Figura 2.6 – Resposta da potência de uma turbina com reaquecimento para uma variação em degrau na posição da válvula de controle ..... 21

Figura 2.7 – Função de transferência da turbina a vapor com reaquecimento..... 21

Figura 2.8 – Resposta de uma turbina hidráulica típica a uma variação na posição das palhetas..... 22

## Capítulo III – CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA

Figura 3.1 – Esquema de regulador de velocidade do tipo “isócrono”..... 25

Figura 3.2 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade (tipo isócrono)..... 25

Figura 3.3 – Esquema de regulador de velocidade do tipo “queda de velocidade”..... 26

Figura 3.4 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade..... 27

Figura 4.5 – Diagrama de bloco da função transferência do regulador com queda de velocidade..... 27

Figura 3.6 – Resposta das válvulas controladas pelo regulador de velocidade..... 28

Figura 3.7 – Esquema de um regulador de velocidade com realimentação transitória..... 29

Figura 3.8 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com realimentação transitória..... 29

Figura 3.9 – Diagrama de blocos função transferência do compensador de velocidade com queda transitória..... 30

Figura 3.10 – Características dos três tipos de reguladores de velocidade..... 30

Figura 3.11 - Modelo de um Sistema de controle Carga-Frequência..... 31

Figura 3.12 - Modelo de um Sistema com turbina térmica sem reaquecimento.....	31
Figura 3.13 - Modelo de um Sistema com turbina térmica com reaquecimento.....	32
Figura 3.14 - Modelo de um Sistema com turbina hidráulica.....	32
Figura 3.15 – Representação no Scicos para todas as turbinas.....	33
Figura 3.16 – Desvio de frequência $p\delta$ para todas as turbinas.....	33
Figura 3.17 – Desvio de frequência $p\delta$ dos três tipos de Turbina com regulador bloqueado (defasados apenas para visualização).....	34
Figura 3.18 - Característica típica de regulação de velocidade de uma máquina.....	35
Figura 3.19 – Diagrama de blocos de um sistema interligado com duas áreas com uma única máquina motriz em cada área.....	36
Figura 3.20- Diagrama de blocos do ScicosLab de um sistema com duas áreas interligadas.....	39
Figura 3.21 – Desvios de frequências $p\delta_1$ e $p\delta_2$ .....	40
Figura 3.22 - Variação da Potência $\Delta P_{TL12}$ .....	41
Figura 3.23 - Variação da Potência do gerador da área 1 (preto) da área 2 (vermelho).....	41
<b>Capítulo IV – CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO OU CONTROLE SUPLEMENTAR</b>	
Figura 4.1 – Diagrama de blocos de um sistema de potência isolado identificando a ação de controle suplementar.....	44
Figura 4.2 – Comportamento da frequência em uma área isolada – sem CAG e com (CAG).....	45
Figura 4.3 – Comportamento da frequência em uma área isolada- com CAG e sem CAG.....	46
Figura 4.4 – Diagrama de blocos de 2 áreas (com controle suplementar em tracejado).....	51
Figura 4.5 - Diagrama de blocos de duas áreas com controle suplementar.....	52
Figura 4.6 – Variação da frequência $p\delta_1$ <u>com</u> CAG, <u>sem</u> CAG.....	53
Figura 4.7 – Variação da frequência $p\delta_2$ <u>com</u> CAG, <u>sem</u> CAG.....	53
Figura 4.8 – Variação da potência de interligação $\Delta P_{TL12}$ , <u>com</u> CAG e <u>sem</u> CAG .....	54
<b>Capítulo V – CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO REESTRUTURADO</b>	
Figura 5.1 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Verticalizado.....	60
Figura 5.2 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle .....	63
Figura 5.3 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB em um SEP desregulado ..	68

Figura 5.4 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	72
Figura 5.5 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	73
Figura 5.6 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	73
Figura 5.7 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	74
Figura 5.8 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em <i>p.u.</i> ).....	74
Figura 5.9 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	75
Figura 5.10 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	75
Figura 5.11 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	76
Figura 5.12 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	76
Figura 5.13 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	79
Figura 5.14 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	79
Figura 5.15 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	80
Figura 5.16 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	80
Figura 5.17 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em <i>p.u.</i> ).....	81
Figura 5.18 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	81
Figura 5.19 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	82
Figura 5.20 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	82
Figura 5.21 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	83
Figura 5.22 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	85
Figura 5.23 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	86
Figura 5.24 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	86
Figura 5.25 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	87
Figura 5.26 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em <i>p.u.</i> ).....	88
Figura 5.27 – Desvio de frequência para Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	88
Figura 5.28 – Desvio de frequência para Área 2 (valores em <i>p.u.</i> ).....	89
Figura 5.29 – Erro de Controle de Área para Área 1 (valores em <i>p.u.</i> ).....	89

<b>Figura 5.30 – Erro de Controle de Área para Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 5.31 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 5.32 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i>) ...</b>	<b>92</b>
<b>Figura 5.33 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 5.34 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 5.35 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 5.36 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 5.37 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 5.38 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 5.39 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>96</b>
<b>Figura 5.40 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>99</b>
<b>Figura 5.41 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>99</b>
<b>Figura 5.42 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador3 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i>) ....</b>	<b>100</b>
<b>Figura 5.43 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>100</b>
<b>Figura 5.44 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 5.45 – Desvio de frequências da Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 5.46 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>102</b>
<b>Figura 5.47 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>103</b>
<b>Figura 5.48 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em <i>p.u.</i>).....</b>	<b>104</b>

## **LISTA DE TABELAS**

### **Capítulo I – INTRODUÇÃO GERAL**

**Tabela I – Comparação dos Modelos do Setor Elétrico para CAG..... 7**

### **Capítulo III – CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA**

**Tabela II – Desvio de frequência e variação da potência nas linhas de interligação para uma alteração de carga..... 37**

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

B	fator de inclinação do controle suplementar
c	proporção de potência ativa produzida pela turbina de alta pressão
CAG	controle automático de geração
D	característica de amortecimento da carga
E	módulo da tensão gerada
$\dot{E}$	fasor do módulo da tensão gerada
ECA	erro de controle de área
$E_c$	energia cinética
f	frequência
FF	controle plano de frequência
$f_{mm}$	força magnetomotriz
$F_r$	força magnetomotriz criada pelo campo, está alinhada com o eixo do rotor
$F_s$	força magnetomotriz criada pela reação da armadura (efeito magnético das correntes do estator)
$F_{sr}$	força magnetomotriz resultante
g	aceleração da gravidade
G	fator proporcional à posição das palhetas
H	constante de inércia / pressão hidráulica nas palhetas
$h_i$	entalpia do vapor de entrada
$h_o$	entalpia do vapor de saída
I	corrente alternada
$\dot{I}$	fasor da corrente alternada
$\dot{I}^*$	conjugado fasorial da corrente alternada
J	momento de inércia total da massa rotativa
$k_f$	ganho da ação integral do controle suplementar
K	coeficiente de atrito
$K_V$	coeficiente proporcional à abertura da válvula
L	comprimento da tubulação
M	quantidade de movimento angular (momentum)
N	número de espiras por fase

P	potência ativa
$P_{12}$	potência elétrica transferida do eixo do estator ao rotor
$p\delta$	desvio de frequência
$P_D$	pressão da caldeira
$P_m$	potencia mecânica da máquina motriz
$P_T$	pressão da válvula de controle
Q	potência reativa
R	resistência elétrica / regulação do estado de equilíbrio
r	regulação transitória
$r_h$	regulação transitória do sistema hidráulico
$rT_r/R$	constante de tempo de escoamento
$R_h$	regulação do estado de equilíbrio do sistema hidráulico
$R_s$	regulação do vapor sem reaquecimento
$R_r$	regulação do vapor com reaquecimento
S	potência aparente
$\hat{S}$	fasor da potência aparente
$S_{maq}$	Potência base da máquina
s	escorregamento / transformada de Laplace – domínio frequência
T	conjugado no eixo
$T_a$	torque acelerante
$T_e$	torque elétrico
$T_G$	constante de tempo do regulador
$T_m$	conjugado ou torque mecânico
$T_r$	tempo de escoamento do regulador hidráulico
$T_s$	tempo de carregamento da turbina a vapor
$T_w$	tempo de partida da inércia da água
TLB	controle de linha de interligação
u	velocidade da água na turbina hidráulica
V	volume no reaquecedor em condutores de vapor
$\hat{V}$	fasor da tensão alternada
$V_t$	tensão nos terminais da máquina
X	reatância

$\dot{Z}$	fasor da impedância
$W_m$	trabalho mecânico
$\alpha_m$	aceleração angular mecânico
$\delta_m$	deslocamento angular do rotor em radiano mecânico
$\delta_r$	deslocamento angular do rotor
$\Delta f$	variação de frequência
$\Delta L$	variação de carga
$\Delta P_{TL}$	variação da potência na linha de interligação
$\Theta_m$	deslocamento angular mecânico
$\rho$	densidade de vapor no reaquecedor / densidade específica da água
$\omega$	velocidade do rotor no motor
$\omega_m$	velocidade angular mecânica
$\omega_s$	velocidade síncrona do campo girante
$\Phi_{sr}$	fluxo magnético resultante

# Capítulo I

## INTRODUÇÃO GERAL

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente com o aumento da demanda de energia elétrica, associado com a desregulamentação do mercado de fornecimento de energia, surge a necessidade de ferramentas de análise de sistemas elétricos mais complexos. Por ser um software livre e de manuseio relativamente fácil, este trabalho optou por empregar o *ScicosLab/Scilab*, para modelar e simular um sistema elétrico de potência no controle automático de geração, entre companhias de geração (fornecedores) e companhias de distribuição (consumidores) de uma mesma área ou de áreas diferentes, incluindo o despacho de energia para considerar os diferentes custos das fontes primárias envolvidas. As áreas focadas aqui serão compostas por turbinas hidráulicas e turbinas a vapor.

### 1.2 JUSTIFICATIVAS

O sistema elétrico de potência passou de uma estrutura verticalizada, onde todas as diversas áreas eram regidas por um controle único para uma versão dita horizontal onde as estas áreas possuem regulamentos e interesses econômicos próprios. Isto tornou a gestão do sistema elétrico mais complexo o que, por si só, já justifica a busca por ferramentas computacionais que permitem analisar o controle de potência e energia de tal sistema. Neste contexto, este trabalho visa realizar a análise da dinâmica e controle automático da geração em um sistema desregulado por meio do software *ScicosLab/Scilab*, um pacote computacional sem custo e de alto poder de processamento. Este software é pouco conhecido e quase não é utilizado no meio acadêmico, não obstante, como será mostrado, este cumpre plenamente o papel para o qual foi criado.

### 1.2.1 O software ScicosLab/Scilab

O *ScicosLab* é um pacote de programação que fornece um ambiente multi-plataforma para computação científica. O seu funcionamento baseia-se no *SciLab 4.x* (BUILD4) onde inclui a modelagem e ferramenta de simulação *Scicos* e inúmeras caixas de ferramentas.

O *SciLab* (*Scientific Laboratory*) é um ambiente gráfico para cálculo científico disponível gratuitamente desde 1994 e desenvolvido em 1990 por pesquisadores do “Institut Nationale de Recherche en Informatique et en Automatique – (INRIA)” e “École Nationale des Ponts et Chaussée – (ENPC)” na França [02].

Provavelmente Scilab/Scicos é atualmente a alternativa mais completa para pacotes comerciais para modelagem de sistemas dinâmicos e de pacotes de simulação como o MATLAB / Simulink e MATRIXx / SystemBuild. É amplamente utilizada em Universidades e Escolas de Engenharia Europeia e recentemente tem ganhado campo e ambientes industriais [02].

É possível modelar e simular sistemas dinâmicos utilizando equações diferenciais e outros recursos matemáticos, de modo que estes poderiam ser tratados pelo próprio *Scilab*. No entanto, a elaboração destes equacionamentos se torna uma tarefa muito complexa e que gasta muito tempo quando feita manualmente, motivo pela qual é mais eficiente a programação, modelagem e simulação por meio de diagramas de blocos, como feito no *Scicos*.

Esta ferramenta não só trata de sistemas dinâmicos contínuos no tempo, mas também de sistemas discretos. Além disso, permite também que, a partir de modelos de sistemas criados em sua interface, o código na linguagem C seja criado, visando melhorar o desempenho das simulações ou mesmo a criação de aplicações autônomas, isto é, aquelas que não necessitam do *ScicosLab* para processar [01].

A última versão é o *ScicosLab 4.4.1* que foi ao mercado em abril de 2011

De acordo com contexto supracitado, objetivando atender as evoluções indicadas, optou-se por adotar o nome composto *ScicosLab/Scilab* para referir ao pacote computacional empregado em todas simulações deste trabalho de pesquisa.

### **1.2.2 A análise da dinâmica e controle da geração com considerações econômicas**

A dinâmica do controle da geração é representada por equações diferenciais lineares que descrevem o comportamento do sistema interligado quando submetido a pequenas perturbações. As fontes geradoras são aproximadas por fontes de tensão alternada constante, enquanto que as velocidades ou frequências destas fontes são determinadas por equações de quantidade de movimento que ligam torques mecânicos (aceleradores) aos torques desaceleradores desenvolvidos tanto pelas inércias dos rotores das unidades de geração quanto pelos torques de amortecimento da carga alimentada.

Todas estas expressões são representadas na forma de diagrama de blocos para a turbina a vapor com reaquecimento e seu regulador (controle), e também para a turbina hidráulica e seu regulador (controle), utilizando-se de parâmetros típicos para cada caso.

Todas as análises da dinâmica e controle da geração são realizadas a partir de resultados gráficos que mostram as variações das duas principais grandezas de interesse: a frequência do sistema e a potência da linha de interligação. São também examinadas as influências dos ajustes realizados em outras grandezas importantes envolvidas no esquema do controle interligado, como por exemplo, o parâmetro de regulação e o fator de polarização da linha de interligação.

Nesta pesquisa, pode-se apontar um avanço em relação ao trabalho anterior [45] que consiste na implementação do despacho econômico das várias unidades de geração, visando com isto minimizar o custo de geração do sistema elétrico de potência.

### **1.3 OBJETIVO GERAL**

Este trabalho pretende demonstrar que a dinâmica da geração, o controle carga-frequência e o intercâmbio de energia entre geradores e consumidores de uma mesma área, assim como entre geradores e consumidores de áreas diferentes, além da influência da variação de carga na potência da linha de interligação, são eficientemente simulados pelo *software ScicosLab/Scilab*.

Os impactos de mudanças na demanda de carga numa determinada área do sistema são investigados tendo em vista as seguintes situações: a) sistema com regulação primária e suplementar, mas sem o intercâmbio de energia entre áreas; b) sistema com regulação primária e suplementar, porém com o intercâmbio de energia entre áreas.

### 1.4 ESTADO DA ARTE

Bekhouché (2002) trata de como ficam os Serviços Ancilares (SAs) antes e depois da reestruturação do setor elétrico.

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 (“tieline bias”) é amplamente utilizada no CAG, tanto no Brasil como em outros países. Esta modalidade de operação pretende manter os valores de frequência e de potência de intercâmbio nos valores programados. [21], [34], [42].

O problema se torna mais complexo e precisa de maiores reflexões quando estamos trabalhando em um sistema elétrico desregulado, onde existe a competição entre as companhias geradoras e distribuidoras de energia e logicamente essas companhias não estão na mesma área, isto é, elas estão em um cenário não verticalizado. Desta forma surgem questionamentos de como programar esses contratos associados ao CAG, e o que fazer quando ocorrerem violações de contratos [16], [19], [24], [39], [41].

Kothari (1999) faz simulações do CAG no novo cenário, usando um modelo simplificado sem qualquer bloco para monitorar o intercâmbio programado ou o que causaria sobre o sinal de controle enviado às unidades geradoras. Este modelo não possibilita fazer análises como a do fluxo programado na interligação.

Kumar (1997.1), Kumar (1997.2), Wang(2000) e Donde (2001) desenvolvem um modelo levando em consideração o sinal de controle para cada unidade geradora como função do erro de controle de área, estatismo das unidades e dados dos contratos entre companhias de geração e companhias de distribuição. Este novo modelo permite a análise dinâmica do sistema e também representa os intercâmbios entre as áreas.

Em um cenário competitivo logicamente existe as transações comerciais, mas como serão feitas essas transações? Como serão realizadas as ações de controle em um sistema elétrico de potência? Tudo isto ainda é motivo de muita discussão, mesmo em países onde a desregulamentação já ocorreu há mais tempo [22], [36], [37], [43].

Na figura 1 temos um sistema com duas áreas, mostrada de forma hierárquica no cenário reestruturado segundo [43].

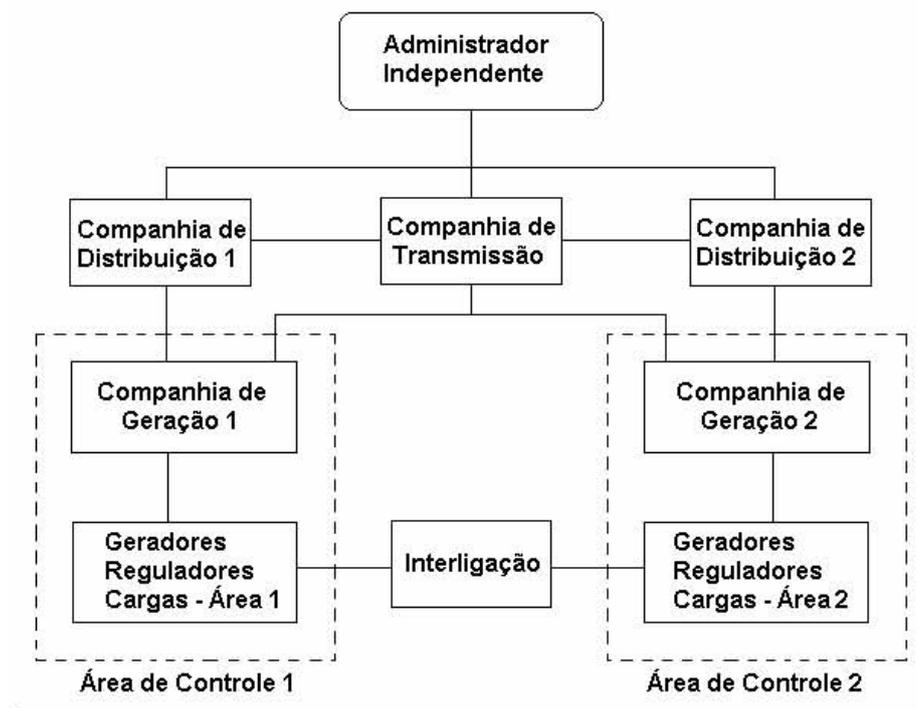


Figura 1 – Sistema com duas áreas desregulado

Para fazer o controle o administrador independente deve possuir as informações de toda carga contratada no sistema e o fator de distribuição entre as empresas e os consumidores. Portanto se torna necessário o monitoramento em tempo real dos consumidores. O administrador independente também regula as transações entre companhias de geração, transmissão e distribuição.

As companhias de distribuição e consumidores livres têm as suas cargas distribuídas por fatores de participação em relação às companhias geradoras.

As companhias de geração possuem as informações de quanto as suas unidades participam no CAG e dados de contrato.

No Centro de Operação do Sistema (COS), é necessário monitorar os consumidores livres e os produtores independentes de energia (PIEs) (em tempo real) para fazer as programações de intercâmbio e enviar os sinais necessários aos geradores que participam do CAG e contratos.

O modelo de (Kumar, 1997.1; Kumar, 1997.2; Wang, 2000; Donde, 2001) é genérico e capaz de simular contratos bilaterais e mercado *spot*.

De acordo com Kumar (1997.1), o administrador independente deverá aplicar penalidades severas para o consumidor que violar os contratos, porque quem irá regular o CAG neste caso são os geradores da sua área mesmo que o contrato seja realizado com

geradores de outras áreas. Também deverão ser penalizados os geradores que violarem os contratos e como remunerar os geradores que assumirem a carga do gerador que violou o contrato.

Para Kumar (1997.1), o COSs deve possuir todos os dados dos contratos realizados além de possuir um sistema de comunicação padronizado e monitoração em tempo real. O administrador independente deve coordenar e implementar as transações, e verificar se o sistema é capaz de operar nesta situação.

Esse cenário consiste de três tipos de contratos:

a) Tipo 1 – Contratos Bilaterais

A geração e distribuição negociam um contrato que será submetido ao administrador independente, que dará ou não a sua permissão para sua efetivação. Para que esse contrato possa ser realizado a distribuição deve possuir medição de carga em tempo real e monitorar se algum consumidor está violando o 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

Como se sabe, a dificuldade para se prever a carga no sistema elétrico é muito grande, logo o administrador independente deve garantir a regulação de cada área nos casos necessários, como ocorrências de distúrbios no sistema e violações de contratos, o que é conseguido a custa de contratos com as companhias de geração que possuem máquinas que participam do CAG.

Segundo Bekhouche (2002), a ideia da desregulamentação é inserir competitividade no setor elétrico.

Na Tabela I está apresentada uma comparação entre o cenário antigo (verticalizado com regulamentação centralizada) e o novo (reestruturado e desverticalizado).

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

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

## 1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho apresenta-se estruturado da seguinte maneira:

### Capítulo II

Permite, através de definições e conceitos básicos de movimentos rotativos, desenvolver modelagens matemáticas para gerador de energia elétrica, reguladores de velocidade e as cargas elétricas. Descreve as turbinas a vapor e hidráulica, mostrando os tipos e os parâmetros empregados na representação matemática.

### Capítulo III

Conhecendo os conceitos básicos dos geradores, turbinas, cargas elétricas, este capítulo desenvolve o controle primário de carga-frequência ou regulador de velocidade.

A variação de cargas elétricas em áreas isoladas ou interligadas, possibilitam o desvio de frequência e variação de potência na linha de interligação, assim, o *software ScicosLab* simula os efeitos proporcionados pelo controle primário de carga-frequência. Simula através do *programa ScicosLab/Scilab* a atuação do controle suplementar em restabelecer a frequência para seu valor de referência, em regime permanente, quando ocorre uma alteração de carga em uma dada área.

Visualiza graficamente os resultados, de todas as combinações de Erro de Controle de Área, que contenham componentes de desvio de frequência e de variação de potência da linha de interligação, permitindo assim, a restauração final dos valores destes componentes a zero.

### **Capítulo IV**

Conhecendo os conceitos básicos dos geradores, turbinas, cargas elétricas, e o controle primário de carga-frequência ou regulador de velocidade, este capítulo desenvolve o estudo do controle suplementar ou CAG (Controle Automático de Geração).

Simula através do programa *ScicosLab/Scilab* a atuação do controle suplementar em restabelecer a frequência para seu valor de referência, em regime permanente, quando ocorre uma alteração de carga em uma dada área.

Visualiza graficamente os resultados, de todas as combinações de Erro de Controle de Área, que contenham componentes de desvio de frequência e de variação de potência da linha de interligação, permitindo assim, a restauração final dos valores destes componentes a zero.

### **Capítulo V**

Neste capítulo apresentamos o estudo sobre o comportamento do sistema elétrico de potência em um mercado competitivo, reestruturado para uma nova realidade. Nesta situação o sistema está operando em um mercado aberto, com transações comerciais entre produtores, distribuidores e consumidores de energia elétrica.

### **Capítulo VI**

Apresenta as conclusões deste trabalho, destacando os procedimentos utilizados para obter os resultados, os pontos positivos e os resultados almejados nesta pesquisa, com especial ênfase ao *software* adotado.

## Capítulo II

# MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E MÁQUINAS MOTRIZES

### 2.1 INTRODUÇÃO

O estudo do Controle Automático de Geração de um sistema elétrico de potência é convenientemente representado por equações diferenciais lineares que descrevem o comportamento das unidades geradoras, máquinas motrizes, cargas etc., do sistema interligado quando este é submetido a pequenas perturbações.

As unidades geradoras são aproximadas por fontes de tensão alternada constante, enquanto que as velocidades ou frequências destas unidades são determinadas por equações de quantidade de movimento que ligam os torques mecânicos (aceleradores) aos torques de inércia desenvolvidos pelos rotores das máquinas e aos torques desaceleradores produzidos pela carga alimentada.

Neste capítulo são abordados os principais tipos de máquinas motrizes empregadas em sistemas de geração de grande porte: as turbinas a vapor e as turbinas hidráulicas. Para cada máquina motriz será estudada a sua resposta dinâmica ou potência de saída a partir de uma variação na entrada a qual corresponde, respectivamente, a posição da válvula de vapor ou das palhetas diretoras (ou distribuidor) de água. Deve-se ressaltar que tais máquinas primárias serão representadas por meio de diagramas de blocos e funções de transferência que são válidos apenas para pequenas variações em torno do ponto de equilíbrio.

### 2.2 CONCEITOS BÁSICOS DA MECÂNICA DE ROTAÇÃO

As principais grandezas mecânicas serão relacionadas a seguir:

(a) - **Deslocamento angular mecânico** [ $\theta_m$ ]

É o ângulo percorrido pelo raio. Em radiano, é o arco (S) dividido pelo raio (r), conforme equação 2.1:

$$\theta_m = \frac{S}{r} [\text{rad}] \quad (2.1)$$

**(b) - Velocidade angular mecânica [ $\omega_m$ ]**

É a relação entre a variação do ângulo ( $d\theta_m$ ) com a variação do tempo (dt) conforme equação 2.2:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \left[ \frac{\text{rad}}{\text{s}} \right] \quad (2.2)$$

**(c) - Aceleração angular mecânica [ $\alpha_m$ ]**

É a relação entre a variação da velocidade ( $d\omega$ ) com a variação do tempo (dt) conforme equação 2.3:

$$\alpha_m = \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \left[ \frac{\text{rad}}{\text{s}^2} \right] \quad (2.3)$$

**(d) - Conjugado ou Torque mecânico [ $T_m$ ]**

A componente perpendicular ao vetor da força  $F_i$ , que atua sobre uma partícula de massa  $m_i$  de um corpo rotativo, produz o conjugado mecânico conforme equação 2.4:

$$T_m = \left( \sum m_i r_i^2 \right) \alpha_m = J \alpha_m \left[ \text{N m ou } \frac{\text{Joule}}{\text{rad}} \right] \quad (2.4)$$

**(e) - Momento de inércia [J]**

O somatório  $\sum m r^2$  é uma propriedade de um corpo rotativo denominada de momento de inércia (J) conforme equação 2.5:

$$J = \sum m r^2 \left[ \text{Kg m}^2 \text{ ou } \text{J} \frac{\text{s}^2}{\text{rad}^2} \right] \quad (2.5)$$

**(f) - Quantidade de movimento angular (Momentum) [M]**

Se o sistema for um corpo que gira em torno de um eixo de simetria que passa pelo centro de massa, definimos como momento angular (M) conforme equação 2.6:

$$M = J \omega_m \quad [\text{Js/rad}] \quad (2.6)$$

(g) - **Trabalho mecânico [ $W_m$ ]**

Quando a roda girante efetua um pequeno deslocamento angular  $\Delta\theta$ , a *i*-ésima partícula cobre a distância  $\Delta s_i = r_i \Delta\theta$  o trabalho da força é calculado pela equação 2.7:

$$W_m = \int T_m d\theta_m \text{ [Joules ou J]} \quad (2.7)$$

(h) - **Potência mecânica [ $P_m$ ]**

A taxa de realização do trabalho é a potência desenvolvida pelo torque conforme equação 2.8:

$$P_m = \frac{dW_m}{dt} = T_m \omega_m \text{ [watts ou W]} \quad (2.8)$$

(i) - **Energia cinética**

A energia cinética de um corpo em rotação é calculada pela equação 2.9:

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega^2 \text{ [J]} \quad (2.9)$$

Aplicando os conceitos acima para uma unidade geradora, a energia armazenada nas massas girantes, que compreenderá o rotor, a turbina, etc., será expressa em Mega Joule ou MJ, e os ângulos em graus elétricos.

A grandeza momento de inércia (J) varia enormemente com o porte do conjunto turbina-alternador. Definimos então H, uma grandeza quase invariável com a potência da máquina. H é definida como:

$$H = \frac{\text{Energia Cinética Armazenada na Condição Nominal}}{\text{Potência Aparente Nominal da Máquina}}$$

H pode ser calculado de acordo com a equação 2.10

$$H = \frac{E}{S} = \frac{(1/2) J \omega_m^2}{S} \left[ \frac{\text{MJ}}{\text{MVA}} \right] \text{ ou } \left[ \frac{\text{MWs}}{\text{MVA}} \right] \text{ ou [s]} \quad (2.10)$$

Se  $M$  for expresso em MJ x s / graus elétricos, então,  $\omega_m$  deverá ser também dado em graus elétricos/s, isto é:  $\omega_m = 360^\circ \cdot f$  [graus elétricos], conforme equação 2.11:

$$M = \frac{S \cdot H}{180^\circ f} [\text{MJ} \cdot \text{s/graus elétricos}] \quad (2.11)$$

### 2.3 MODELAGEM DO GERADOR ELÉTRICO SÍNCRONO

O modelo do gerador deve ser capaz de representar convenientemente o comportamento da máquina e também ser adequado para o projeto do regulador. Nele temos o torque mecânico  $T_m$ , que acelera a máquina, e o torque elétrico  $T_e$  que se opõe a esta aceleração. Em regime permanente esses torques se igualam.

A figura 2.1 permite visualizar o deslocamento angular mecânico  $\delta_m$  entre o eixo do rotor (que gira a  $\omega_m$ ) e um eixo que gira a velocidade síncrona  $\omega_s$ . Desta forma para a modelagem parte-se da equação de oscilação do gerador síncrono conforme equação (2.14) [10], [45].

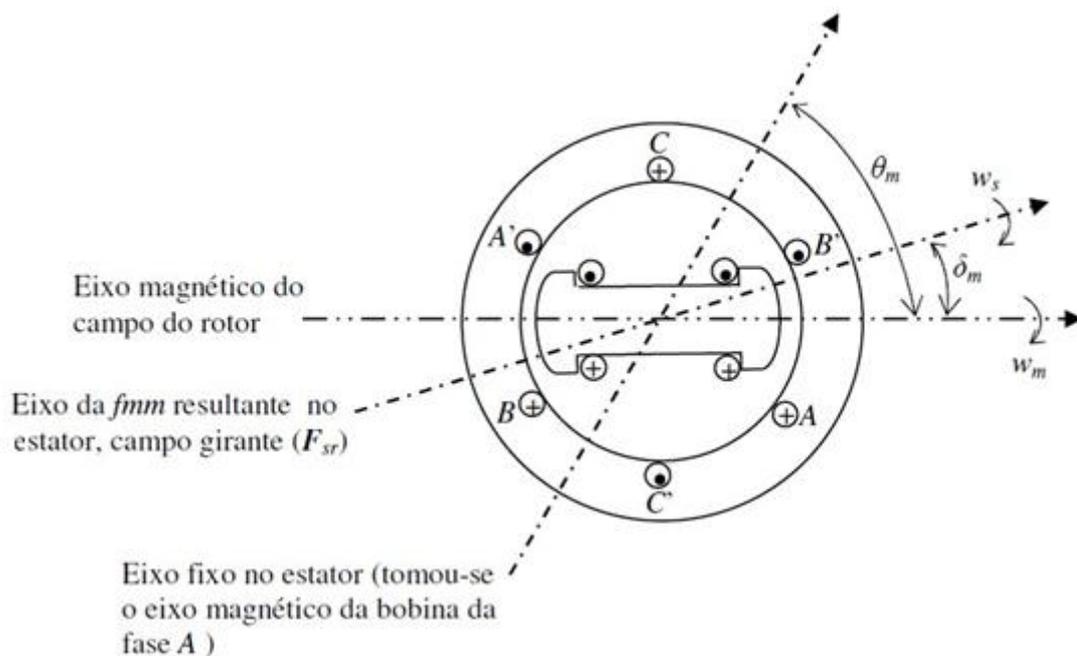


Figura 2.1 – Gerador síncrono elementar de 2 polos

Vale sempre lembrar que a existe uma relação entre o ângulo mecânico  $\delta_m$  e o ângulo elétrico  $\delta$  de acordo com (2.12).

$$[\text{graus elétricos}] = (P/2) \times [\text{graus mecânicos}]$$

$$\delta = (P/2) \cdot \delta_m \quad (2.12)$$

Seja a expressão do torque desenvolvido em um corpo em rotação dado por (2.13):

$$T = J\alpha_m \quad (2.13)$$

Para a máquina síncrona tem-se  $T_a$  de acordo com (2.14):

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.14)$$

onde:

$T_a$  = torque acelerante

$T_m$  = torque mecânico

$T_e$  = torque elétrico

Assim, de (2.13) e (2.14) obtêm-se (2.15):

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.15)$$

Multiplicando o primeiro membro e o segundo membro por  $\omega_m$ , temos a equação (2.16):

$$J \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m T_a = \omega_m T_m - \omega_m T_e \quad (2.16)$$

Na prática,  $\omega_m$  não difere significativamente de  $\omega_s$  quando a máquina é estável. Reescrevendo (2.16) em termos de M, tem-se a equação (2.17):

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (2.17)$$

De (2.6) e (2.10) temos a equação (2.18):

$$M = \frac{2H S}{\omega_m} \quad (2.18)$$

Substituindo em (2.17) e dividindo pela potência base da maquina,  $S_{maq}$ , temos a equação (2.19):

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{maq}} = \frac{P_m - P_e}{S_{maq}} \quad (2.19)$$

Que é a equação (2.20), em p.u. da máquina:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [\text{p. u.}] \quad (2.20)$$

A equação (2.20) pode ser reescrita de forma a obter a equação (2.21) e depois como a equação (2.22):

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d}{dt} \left( \frac{d\delta_m}{dt} \right) = P_a = P_m - P_e [\text{p. u.}] \quad (2.21)$$

$$2H \frac{d}{dt} \left( \frac{d\delta_m/dt}{\omega_s} \right) = P_a = P_m - P_e [\text{p. u.}] \quad (2.22)$$

Considerando  $\frac{d\delta_m/dt}{\omega_s} = p\delta$  como variação (desvio da velocidade em p.u. e substituindo, na equação (2.22) obtém-se a equação (2.23):

$$2H \frac{d}{dt} (p\delta) = \Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e [\text{p. u.}] \quad (2.23)$$

Definindo  $2H = M$ , sendo que  $M$  passa a ser expresso agora em segundos, então a equação (2.23) passa a ser a equação (2.24):

$$M \frac{d}{dt} (p\delta) = \Delta P_a = \Delta P_m - \Delta P_e [\text{p. u.}] \quad (2.24)$$

Aplicando a Transformada de Laplace, na equação (2.24), o que permite passar do domínio do tempo para o domínio da frequência, desta forma obtêm-se a equação (2.25), que possibilitará o desenvolvimento do diagrama de bloco do gerador da figura 2.2.

$$M(s) s p\delta = \Delta P_{m(s)} - P_{e(s)}$$

$$\frac{p\delta}{\Delta P_{m(s)} - P_{e(s)}} = \frac{1}{M(s)s} \quad (2.25)$$

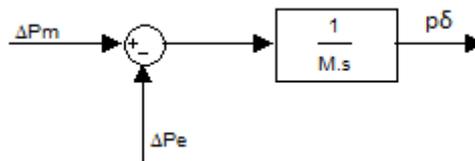


Figura 2.2 - Diagrama de bloco do gerador

## 2.4 MODELAGEM DA CARGA ELÉTRICA

A carga de um sistema elétrico influencia decisivamente nos resultados e conclusões de um estudo de Controle Carga-Frequência devido ao amortecimento que esta introduz nas oscilações de potência e frequência subsequentes a uma perturbação no sistema elétrico. A maioria das cargas recai em dois principais modelos: (a) Impedância constante, (b) Motores de indução. Estes são abordados separadamente a seguir [03].

Em geral a carga em um sistema elétrico varia com a frequência. Uma redução na frequência reduz também a carga. Assim o sistema alcança outro ponto de equilíbrio. Chamamos isto de “Regulação Própria do Sistema”. Temos desta forma o coeficiente de amortecimento [34], [38], [42].

Representamos então a equação (2.26):

$$D = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} \quad (2.26)$$

Onde:

$D$  = variação da carga com a frequência (p.u.) ou coeficiente de amortecimento;

$\Delta P_L$  = variação da carga (p.u.);

$\Delta f$  = variação da frequência (p.u.).

### 2.4.1 Cargas tipo impedância constante

Dentre as várias cargas que podem ser enquadradas como impedância constante, podem-se exemplificar as seguintes:

- Caldeiras elétricas,
- Sistemas de retificação CA/CC,
- Fornos a arco,
- Eletrólise,
- Tração elétrica,
- Iluminação por lâmpadas incandescentes,
- Iluminação por lâmpadas de descarga.

A potência ativa e reativa das cargas tipo impedância constante podem ser obtidas a partir das equações (2.27), (2.28) e (2.29), mostradas a seguir:

$$\dot{V} = \dot{Z}i \quad (2.27)$$

$$\dot{Z} = R + jX \quad (2.28)$$

$$\dot{S} = P + jQ = \dot{V}i^* \quad (2.29)$$

Substitui-se, inicialmente (2.27) e (2.28) em (2.29) e, logo após realizar as operações necessárias para isolar as partes ativa e reativa da potência aparente ( $\dot{S}$ ), obtém-se as equações (2.30) e (2.31):

$$P + jQ = \dot{V} \frac{V^*}{Z^*} = \frac{V^2}{Z^*} = \frac{V^2}{R - jX} \quad (2.30)$$

Multiplicando e dividindo a equação (2.30) pelo conjugado, obtém-se a equação (2.31):

$$P + jQ = \frac{V^2}{R - jX} \frac{(R + jX)}{(R + jX)}$$

$$P + jQ = \frac{R V^2}{R^2 + X^2} + j \frac{X V^2}{R^2 + X^2} \quad (2.31)$$

Separando a parte ativa e a reativa, têm-se as equações (2.32) e (2.33) respectivamente:

$$P = \frac{R V^2}{R^2 + X^2} = \frac{R V^2}{R^2 + (2 \pi f L)^2} = \frac{k_P}{f^2} = k_P f^{-2} \quad (2.32)$$

$$Q = \frac{X V^2}{R^2 + X^2} = \frac{(2 \pi f L) V^2}{R^2 + (2 \pi f L)^2} \cong \frac{k_Q}{f} = k_Q f^{-1} \quad (2.33)$$

Logo, em cargas do tipo impedância constante, a potência ativa varia inversamente proporcional ao quadrado da frequência, enquanto que a potência reativa varia inversamente proporcional à frequência. Portanto, para estas cargas, a potência ativa é mais sensível à variação de frequência do que a potência reativa. As expressões (2.32) e (2.33) obtidas originam as curvas características  $P - f$  e  $Q - f$  para as cargas de impedância constante mostrada nas figuras 2.3

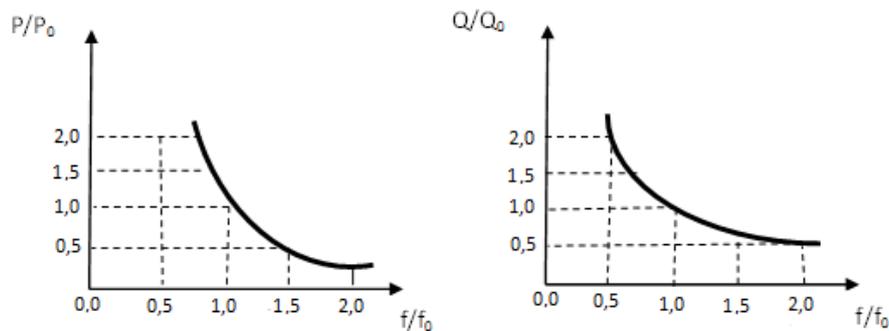


Figura 2.3– Características das cargas de impedância constante em função da frequência

No entorno da frequência nominal ( $f_0$ ), tem-se:

Para a Potência Ativa temos a equação (2.34):

$$\frac{dP}{df} = -2 k f^{-3} = \frac{-2 k f^{-2}}{f} = \frac{-2 P}{f}$$

$$\frac{dP}{df} = \frac{-2P}{f} \Rightarrow \frac{\Delta P/P}{\Delta f/f} = -2$$

$$\frac{\Delta P\%}{\Delta f\%} = -2 \quad (2.34)$$

Para a Potência Reativa temos a equação (2.35):

$$\frac{dQ}{df} = -1 k f^{-2} = \frac{-k f^{-1}}{f} = \frac{-Q}{f}$$

$$\frac{dQ}{df} = \frac{-Q}{f} \Rightarrow \frac{\Delta Q/Q}{\Delta f/f} = -1$$

$$\frac{\Delta Q\%}{\Delta f\%} = -1 \quad (2.35)$$

#### 2.4.2 Amortecimento da carga do Sistema

Em geral as cargas de um sistema de potência são uma composição de cargas com varias características de velocidade-torque, cargas de iluminação e de aquecimento. Alterações de frequência afetam a carga devido a mudanças nas velocidades dos motores, bem como mudanças na tensão, nos pontos de utilização, consequências causadas pela frequência [13].

A figura 2.4 mostra o diagrama de blocos do sistema de potência contendo uma máquina isolada equivalente e uma carga  $\Delta L$  conectada com uma característica de amortecimento D. A função de transferência é dada na equação (2.36).

Em geral, pode-se supor (para simplificar a modelagem) que a carga varia linearmente com a frequência (D constante) para cargas industriais, para carga resistiva  $D = 0$ .

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

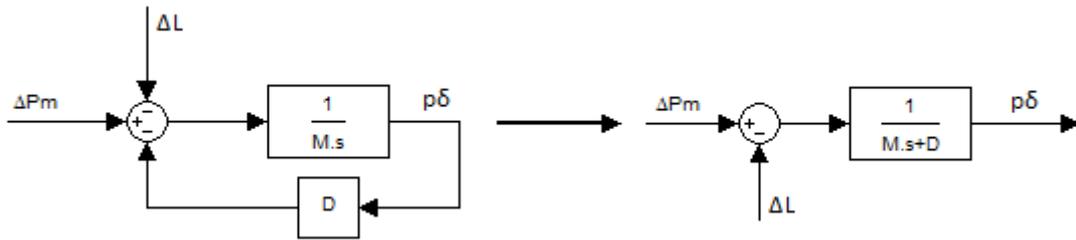


Figura 2.4 – Diagrama de blocos do conjunto Gerador – Carga (carga conectada com característica de amortecimento D)

$$\frac{p\delta}{\Delta P_m - \Delta L} = \frac{1}{M s + D} \quad (2.36)$$

Por meio da equação (2.36) é possível verificar a variação da velocidade da máquina (frequência) em função de uma variação em degrau da carga conectada ao gerador.

## 2.5 TURBINAS A VAPOR

Uma turbina a vapor consiste basicamente de palhetas montadas sobre eixo, com uma aerodinâmica projetada para converter a energia térmica e de pressão do vapor superaquecido, originário da caldeira, em energia mecânica.

### 2.5.1 Turbina a vapor sem reaquecimento

Supondo que a pressão do vapor de suprimento permaneça essencialmente constante, nestas condições, a resposta da potência da turbina a uma alteração da posição da válvula pode ser descrita pela função de transferência dada pela equação (2.37) e pelo diagrama de blocos da figura 2.5.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1}{1 + s T_s} \quad (2.37)$$

Onde:

$\Delta P_m$  = variação de potência gerada;

$\Delta P_v$  = variação de abertura da válvula de admissão da turbina

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

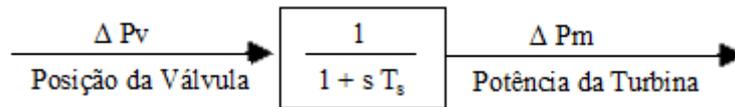


Figura 2.5 – Função de transferência para turbina a vapor sem reaquecimento  
(Nota:  $T_s = 0,2$  a  $0,3$  s = constante de tempo do gerador de vapor)

### 2.5.2 Turbina a vapor com reaquecimento

A função de transferência global da máquina motriz para uma turbina de reaquecimento é obtida somando-se as potências desenvolvidas pelos estágios da turbina a montante e a jusante do reaquecedor. Se  $c$  é a proporção da potência desenvolvida pela turbina de alta pressão (cerca de 0,3 próximo de plena carga), então a função de transferência para a potência total é dada pela equação (2.38) [45]:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1 + c T_R s}{(1 + T_s s)(1 + T_R s)} \quad (2.38)$$

onde:

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

$T_R$  = constante de tempo de reaquecedor;

$c$  = proporção da potência desenvolvida pela turbina de alta pressão

A figura 2.6 mostra a resposta da potência de uma turbina com reaquecimento para uma variação em degrau na posição da válvula de controle.

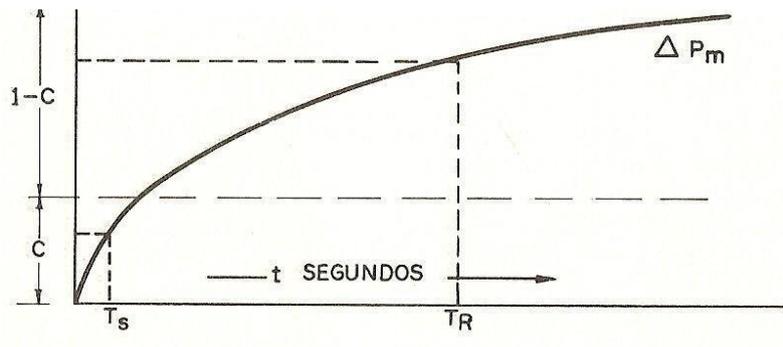


Figura 2.6 – Resposta da potência de uma turbina com reaquecimento para uma variação em degrau na posição da válvula de controle

A função de transferência para a turbina a vapor com reaquecimento fica de acordo com a figura 2.7:

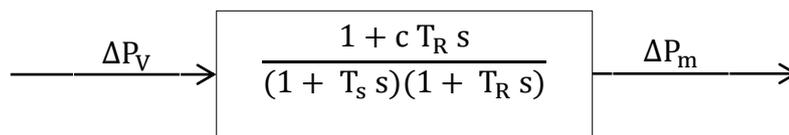


Figura 2.7 – Função de transferência para turbina a vapor com reaquecimento

## 2.6 TURBINAS HIDRÁULICAS

O desempenho de uma turbina hidráulica é influenciado pelas características da coluna de água que alimenta a turbina, isto é, a inércia da água, a compressibilidade da água, a elasticidade da parede tubular do conduto forçado.

A inércia da água que flui através da tubulação forçada dá origem a um curioso fenômeno nas turbinas hidráulicas. Após a abertura das palhetas, o efeito inicial é uma queda de pressão na turbina e uma variação negativa na sua potência, pois a pressão está sendo usada para acelerar a coluna de água. Como um resultado disso, a variação inicial da potência da turbina é oposta à variação final e duas vezes maior.

A função de transferência pode ser aproximada pela equação (2.39):

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1 - T_W s}{1 + \left(\frac{T_W}{2}\right) s} \quad (2.39)$$

onde:

$P_m$  = potência mecânica da turbina;

$P_v$  = posição da palheta da turbina;

$T_w$  = tempo de partida da água (varia com o ponto de carga);

A constante  $T_w$  pode ser definida como o tempo requerido para acelerar a água na tubulação até a velocidade  $u_0$  sob a ação da pressão  $H_0$  e pode ser calculado pela equação (2.40). A figura 2.8 mostra a resposta de uma turbina hidráulica típica a uma variação na posição das palhetas.

O tempo de partida da água é dado por:

$$T_w = \frac{L u_0}{g H_0} = \text{tempo de partida nominal} \quad (2.40)$$

Onde:

$L$  = comprimento da tubulação (m);

$u_0$  = velocidade da água (m);

$H_0$  = altura da coluna d'água (m);

$g$  = aceleração da gravidade ( $m/s^2$ )

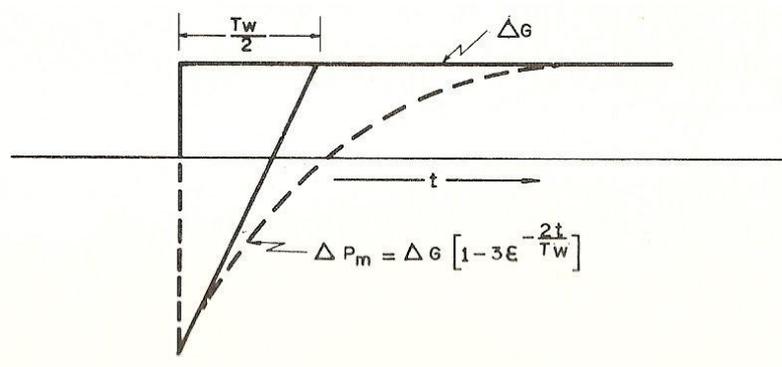


Figura 2.8 – Resposta de uma turbina hidráulica típica a uma variação na posição das palhetas

## 2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os conceitos e definições representados por equações matemáticas foram utilizados para descrever o comportamento das unidades geradoras bem como da carga do sistema elétrico de potência.

A modelagem do gerador é apresentada de forma adequada, possibilitando mostrar a interferência do regulador tanto no gerador com turbina à vapor como naquele com a turbina hidráulica.

A formatação da modelagem do gerador síncrono é obtida com a aplicação do Teorema de Laplace conforme a equação (2.25).

Quanto à modelagem de carga, esta possibilita o estudo do Controle de Carga-Frequência, subsequentes a uma perturbação no sistema elétrico, obtida através do estudo do amortecimento da carga, conforme equação (2.36).

Os diagramas de blocos representando o Gerador acrescido do amortecimento de forma simplificada permitirá a simulação utilizando o programa *ScicosLab/Scilab*.

Os conceitos e definições para os movimentos rotativos permitiram a abordagem dos tópicos referentes às principais máquinas motrizes, isto é, as turbinas a vapor e as turbinas hidráulicas. Nesse capítulo deduziram-se as equações:

(2.37) (turbina a vapor sem reaquecimento)

(2.38) (turbina a vapor com reaquecimento) e

(2.39) (turbina hidráulica).

Estas equações estarão associadas de um lado aos reguladores de velocidades e ao outro lado aos geradores, os quais permitirão o desenvolvimento deste trabalho.

Os modelos foram apresentados através de diagramas de blocos que representam as características dinâmicas das máquinas motrizes no acionamento dos geradores para o fornecimento de energia elétrica.

A associação da turbina ao gerador permitirá as primeiras simulações utilizando o *software ScicosLab/Scilab*.

Os reguladores de velocidade (controle primário) serão temas do próximo capítulo.

## Capítulo III

# CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA

### 3.1 INTRODUÇÃO

Tendo descrito as características dinâmicas de algumas máquinas motrizes e sistemas de fornecimento de energia, prossegue agora descrevendo o próximo elo da cadeia, identificado pelo “controle primário de carga-frequência”.

Como o nosso objetivo é mostrar a potencialidade do software *ScicosLab/Scilab*, não vamos nos alongar em demonstrações que podem ser encontradas com maiores detalhes em [45].

Utiliza-se o *software ScicosLab/Scilab* para representar graficamente as variações de frequência, potência na linha de interligação e potência gerada devido ao controle primário de carga-frequência.

### 3.2 REGULADOR ISÓCRONO

O regulador isócrono mantém a frequência constante independente da carga e está mostrado na figura 3.1. Este apresenta algumas limitações, como por exemplo, instabilidade e, além disso, não propicia uma divisão adequada da potência entre as máquinas em sistemas interligados. O movimento de abertura da válvula da turbina para regulação de velocidade é dado pela equação (3.1):

$$\Delta y = \int k_1 k_2 \Delta f dt \quad (3.1)$$

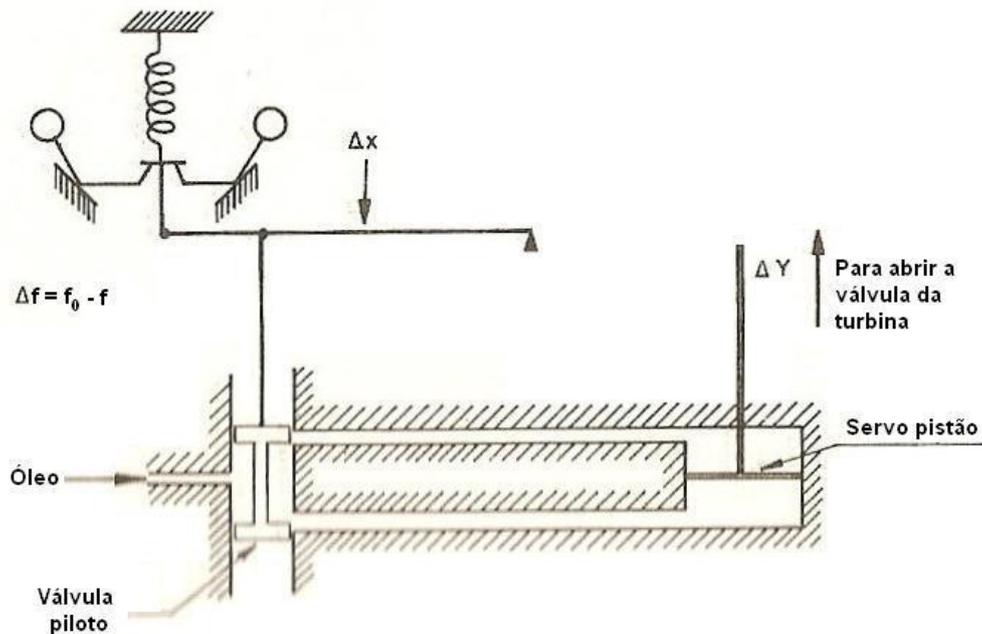


Figura 3.1 – Esquema de regulador de velocidade do tipo “isócrona”

O diagrama de blocos para o regulador de velocidade do tipo isócrona está ilustrado na figura 3.2.

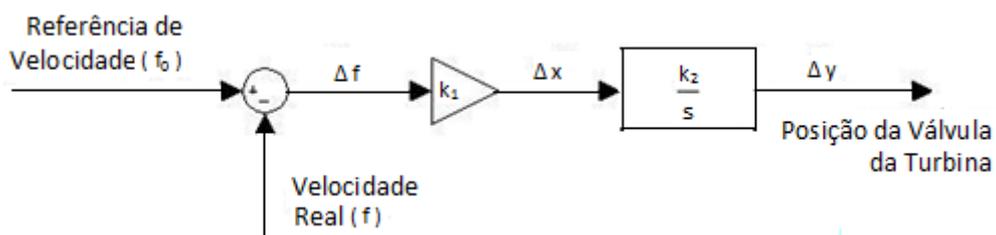


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade (tipo isócrona).

Onde:

$\Delta f$  = Erro de velocidade

$\Delta x$  = Deslocamento para abertura e fechamento da válvula

$\Delta y$  = Deslocamento para abrir a válvula da turbina.

Reguladores isócronos não são usados em sistemas de múltiplas máquinas, por causa da necessidade da divisão adequada de carga entre as máquinas. A divisão própria é assegurada prevendo uma regulação ou queda de velocidade na ação do regulador ou controle de velocidade. Isto é mostrado na próxima seção.

### 3.3 REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE

Para corrigir as características indesejáveis do regulador isócrona, introduz-se a conexão entre o servo-motor principal e a válvula piloto, formando-se assim o regulador com queda de velocidade, conforme figura 3.3

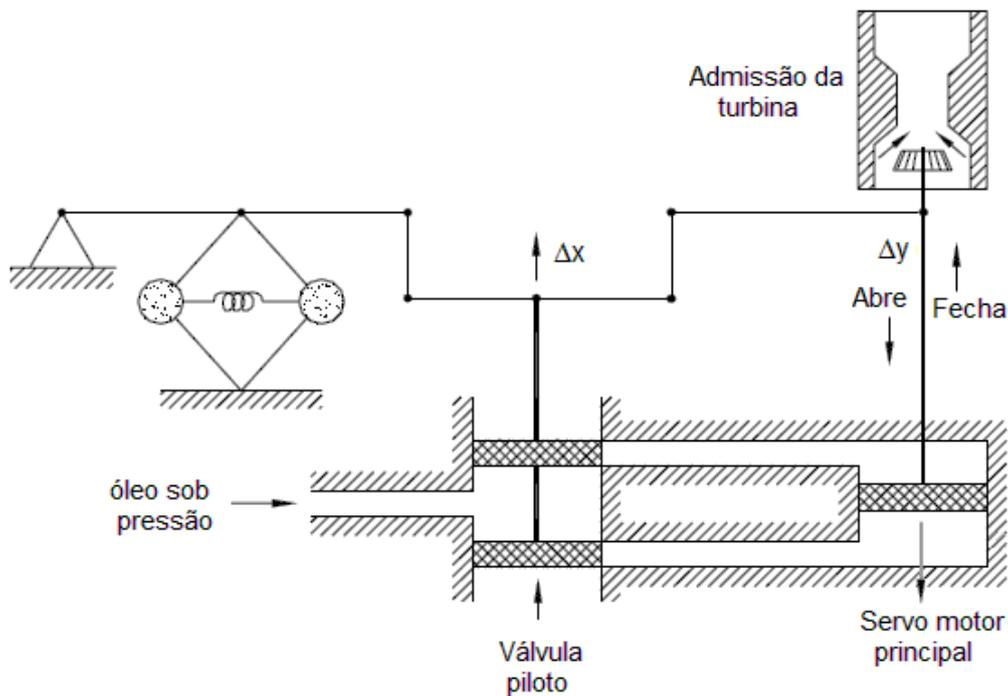


Figura 3.3 – Esquema de regulador de velocidade do tipo “queda de velocidade”.

Com referência ao diagrama de blocos do regulador isócrona da figura 3.2, o efeito da conexão de realimentação, na figura 3.3, é representado por um ganho  $k_3$ , na figura 3.4, obtendo o diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade.

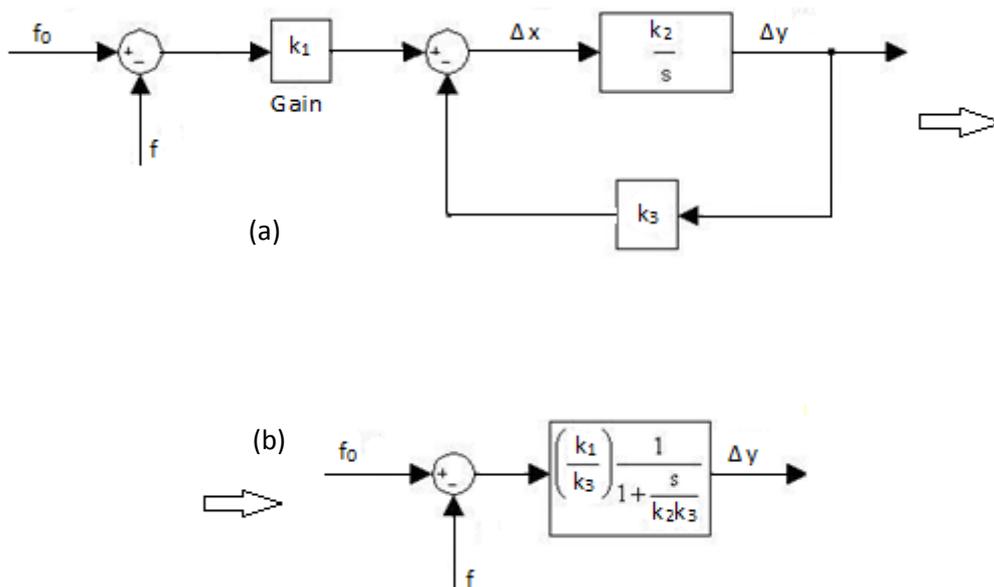


Figura 3.4 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade.

Função de transferência final fica conforme figura 3.5:

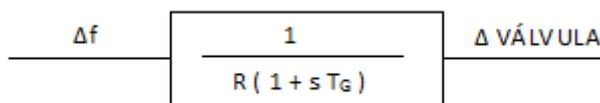


Figura 3.5 – Diagrama de bloco da função transferência do regulador com queda de velocidade

A equação final do regulador com queda de velocidade é dada pela equação (3.2):

$$\frac{\Delta \text{válvula (p. u.)}}{\Delta \text{frequência (p. u.)}} = \frac{1}{R (1 + s T_G)} \quad (3.2)$$

onde:

$T_G$  = constante de tempo do regulador, geralmente da ordem de segundo (0,5 s).

$R$  = parâmetro conhecido como “regulação de velocidade”

Da resposta da válvula controlada pelo regulador de velocidade a uma variação em degrau no desvio de frequência, indicada na figura 3.4, pode-se notar que o valor de estado de

equilíbrio do desvio de frequência  $\Delta f$  exigido para produzir uma variação de 1 p.u. na posição da válvula da turbina  $\Delta V$  é a constante R.

Assim, uma regulação de 5% significa que um desvio de frequência de 5% causa 100% de variação na potência ou na saída da válvula. A figura 3.6 mostra a resposta das válvulas controladas pelo regulador de velocidade da figura 3.3 a uma variação em degrau no desvio de frequência.

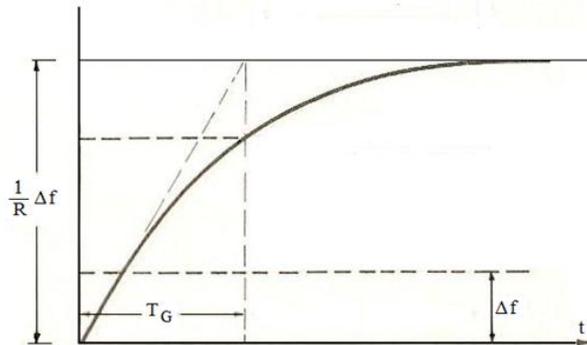


Figura 3.6 – Resposta das válvulas controladas pelo regulador de velocidade da figura 3.3 a uma variação em degrau no desvio de frequência

O parâmetro R pode ser também expresso em porcentagem como na equação (3.3).

$$R\% = \frac{|N_0 - N|}{N_R} \times 100\% \quad (3.3)$$

onde:

$N_0$  = velocidade do estado de equilíbrio a vazio (válvulas fechadas);

$N$  = velocidade do estado de equilíbrio a plena carga (válvulas totalmente abertas);

$N_R$  = velocidade nominal.

### 3.4 REGULADOR DE VELOCIDADE COM COMPENSAÇÃO DE QUEDA TRANSITÓRIA

O termo “queda transitória” implica em que, para desvios rápidos na frequência, o regulador demonstra uma alta regulação (baixo ganho), enquanto que, para variações lentas e no estado de equilíbrio, o regulador tem uma baixa regulação (alto ganho).

O esquema da figura 3.7 mostra a adição de uma realimentação transitória através de uma câmara de óleo com um orifício, em relação ao esquema do compensador com queda de velocidade [07].

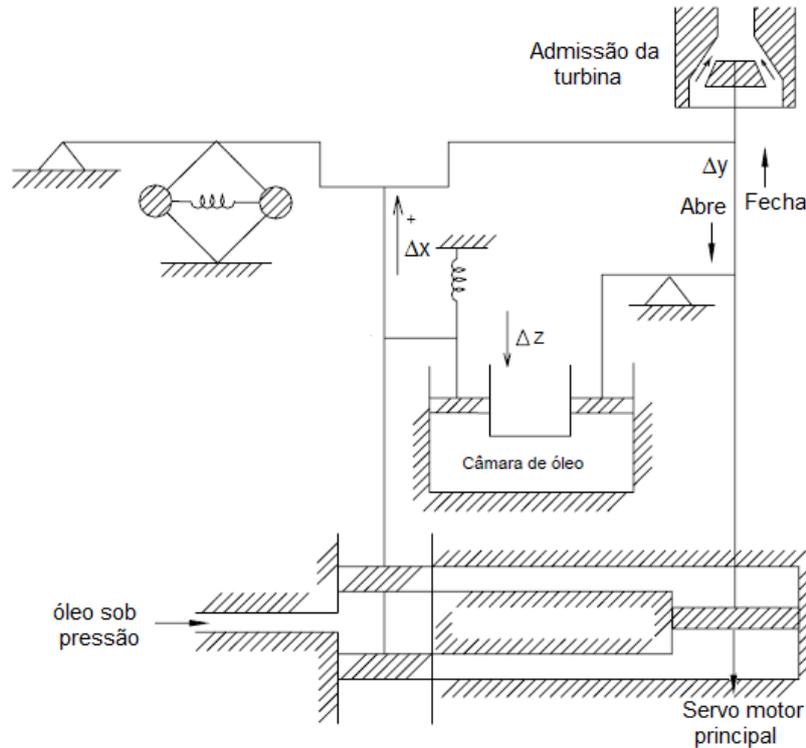


Figura 3.7 – Esquema de um regulador de velocidade com realimentação transitória

Essa nova realimentação acrescenta um novo bloco de realimentação na figura 3.4 (a) o que resulta na figura 3.8

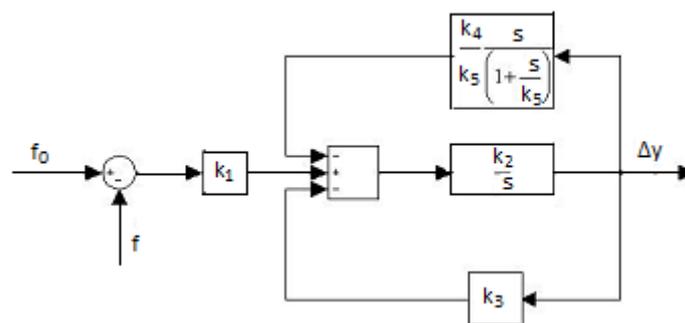


Figura 3.8 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com realimentação transitória

A função de transferência global dada na equação (3.4) pode ser obtida através do diagrama de blocos da figura 3.8. Onde temos a variação da abertura da válvula pela variação de frequência.

$$\frac{\Delta \text{v\u00e1lvula(p. u.)}}{\Delta \text{Frequ\u00eancia(p. u.)}} = \frac{1 + s T_r}{R \left( 1 + s \frac{r T_r}{R} \right) (1 + s T_G)} \quad (3.4)$$

onde

R = regula\u00e7\u00e3o do estado de equil\u00edbrio;

r = regula\u00e7\u00e3o transit\u00f3ria

$rT_r/R$  = constante de tempo de escoamento;

$T_G$  = constante de tempo do regulador.

O diagrama de blocos do regulador de velocidade com compensa\u00e7\u00e3o transit\u00f3ria \u00e9 mostrado, na figura 3.9

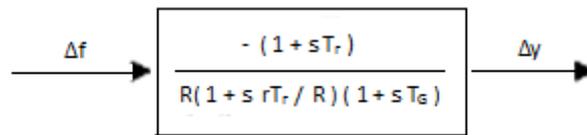


Figura 3.9 – Diagrama de blocos fun\u00e7\u00e3o transfer\u00eancia do compensador de velocidade com queda transit\u00f3ria

A figura 3.10 descreve as caracter\u00edsticas dos tr\u00eas tipos de reguladores ou dispositivos de controle de velocidade apresentados anteriormente para uma excita\u00e7\u00e3o em degrau.

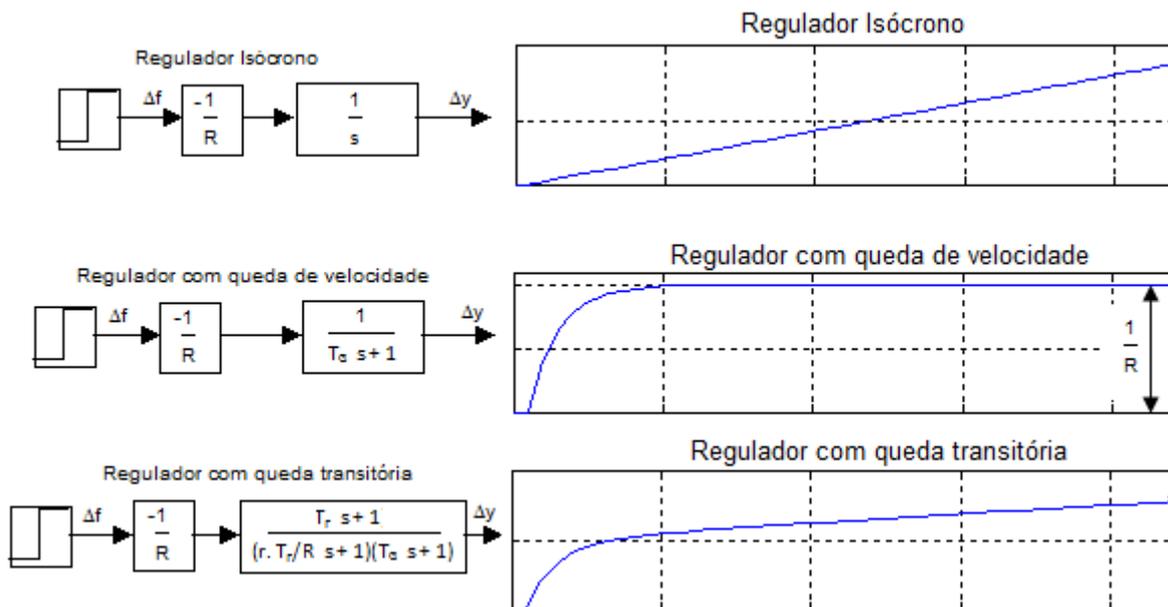


Figura 3.10 – Caracter\u00edsticas dos tr\u00eas tipos de reguladores de velocidade

O comportamento do sistema sob esses controles primários de carga-frequência é também conhecido como “sub-regulação [03].

### 3.5 COMPORTAMENTO DO CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA

Na Dinâmica da Geração, englobando os controles de Carga-Frequência e da Regulação de Velocidade, diz respeito ao comportamento de todos os sistemas de potência em relação à frequência e potência nas linhas de interligação.

#### 3.5.1 Regulação de Velocidade de Área Isolada

Será examinado agora o comportamento transitório de um sistema de potência isolado sujeito a uma variação de carga ( $\Delta L$ ), levando-se em conta o regulador ou o controle de velocidade, através do *software ScicosLab/Scilab* [02].

Será apresentado um modelo para controlar a malha P-f para o modelo das três turbinas estudada representado o modelo geral na figura 3.11, o modelo para turbina térmica sem reaquecimento na figura 3.12, o modelo para a turbina térmica com reaquecimento na figura 3.13 e finalmente o modelo para a turbina hidráulica na figura 3.14.

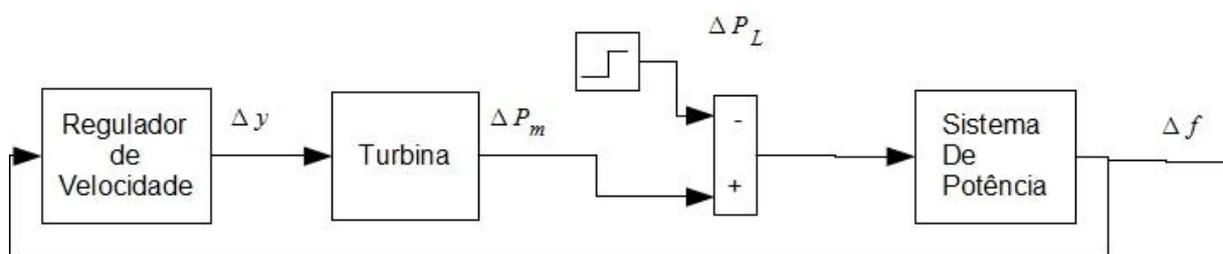


Figura 3.11 - Modelo de um Sistema de Controle de Carga-Frequência

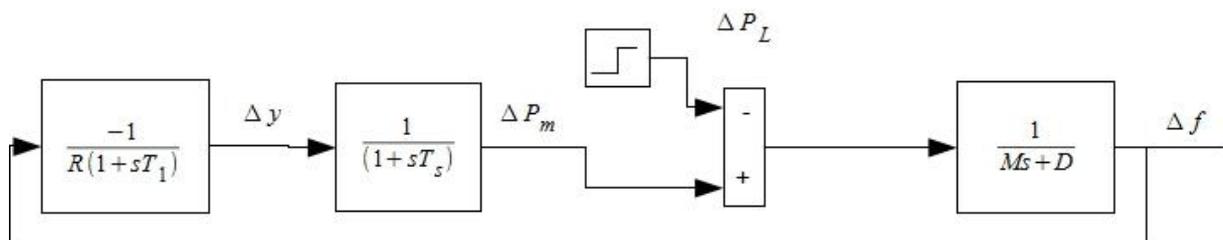


Figura 3.12 - Modelo de um Sistema com Turbina Térmica sem Reaquecimento

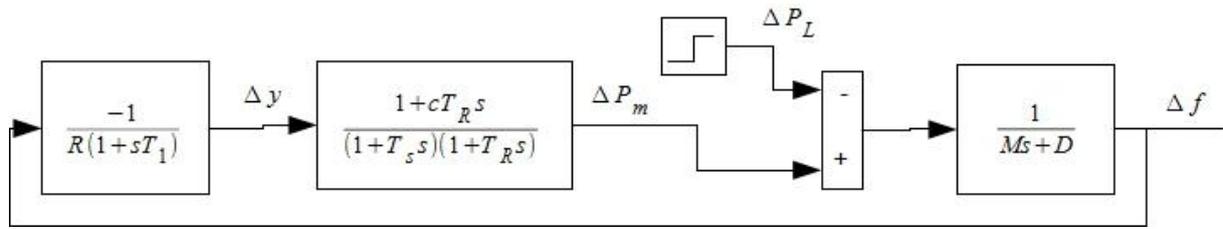


Figura 3.13 - Modelo de um Sistema com Turbina Térmica com Reaquecimento

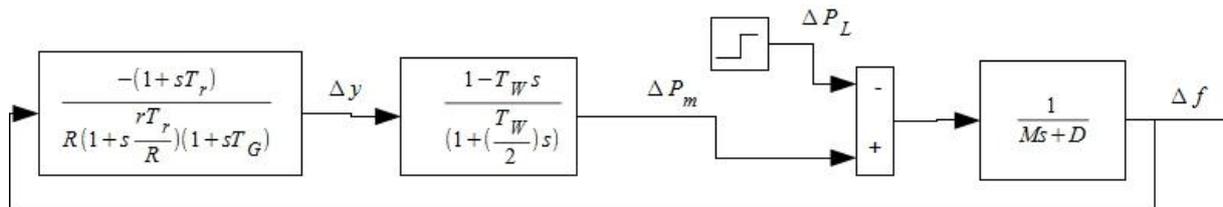


Figura 3.14 - Modelo de um Sistema com Turbina Hidráulica

Como sabemos pelo “teorema do valor final”, o desvio da frequência pode ser obtido fazendo  $s = 0$  na função de transferência do sistema. Podemos calcular o desvio de frequência de acordo com a equação (3.5):

$$p\delta = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R} + D} \quad (3.5)$$

Para o mesmo valor de R e D, o desvio final será o mesmo para os três tipos de sistema de potência, conforme apresentado neste capítulo, porém existem diferenças marcantes no comportamento do regime transitório entre esses sistemas (valores de pico e de tempo de recuperação), como veremos no gráfico da figura 3.16. Para a simulação dos três tipos de turbina será usado o diagrama de blocos da figura 3.15.

Valores para o gerador e turbina a vapor sem reaquecimento e regulador:

$M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $T_G = 0,25$  s;  $T_S = 0,5$  s;  $R = 0,1$  p.u.;  $\Delta L = 0,05$  p.u.

Valores para o gerador e turbina a vapor com reaquecimento e regulador:

$M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $T_R = 0,25$  s;  $T_G = 0,25$  s;  $T_S = 0,5$  s;  $c = 0,25$  p.u.;  $R = 0,1$  p.u.;

$\Delta L = 0,05$  p.u.

Valores para o gerador e turbina hidráulica e regulador:

$M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $T_R = 8$  s;  $T_G = 0,6$  s;  $r = 0,25$  p.u.;  $T_W = 4$  s;  $R = 0,1$  p.u.;

$$\Delta L = 0,05 \text{ p.u.}$$

O valor do desvio de frequência deve ser de:

$$p\delta = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R} + D} = \frac{-0,05}{\frac{1}{0,1} + 1} = -0,00455 \text{ p. u.}$$

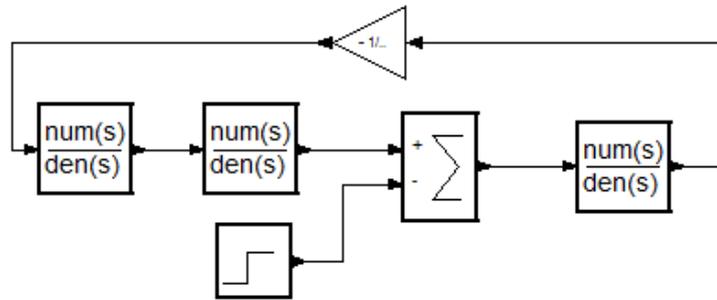


Figura 3.15 – Representação no Scicos para todas as turbinas

A figura 3.16 mostra o resultado da simulação realizada com o *software ScicosLab*, para todas as turbinas. A tendência final é a mesma, porém a variação inicial é diferente.

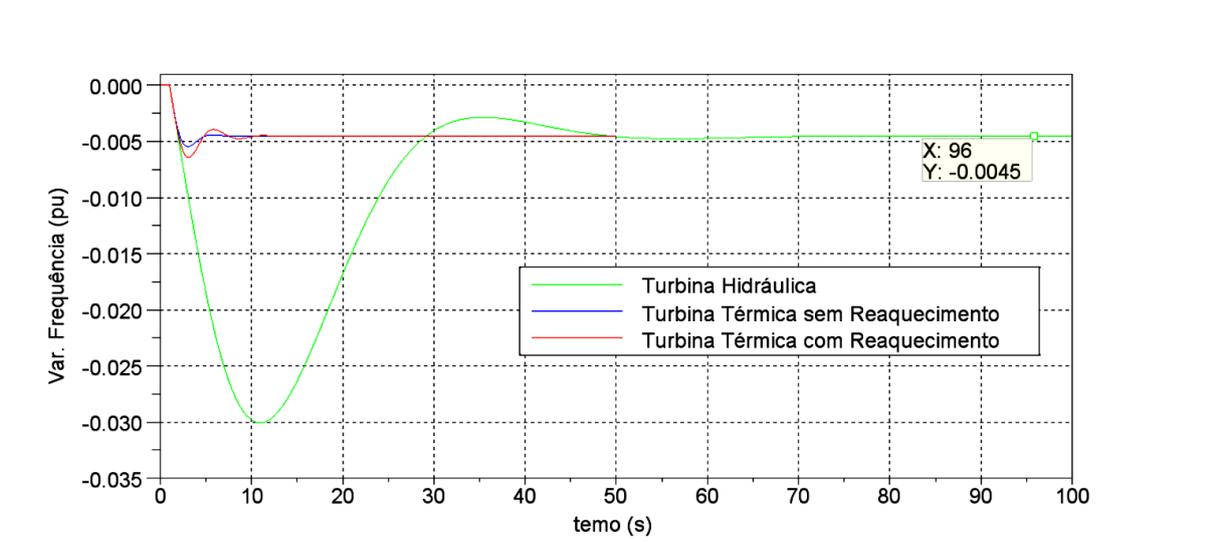


Figura 3.16 – Desvio de frequência  $p\delta$  para todas as turbinas

Para um sistema composto de várias máquinas motrizes com reguladores individuais, o desvio final de frequência, que se segue a uma variação de carga, será dado pelas equações (3.6) e (3.7):

$$p\delta = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \dots \dots \dots + D} \tag{3.6}$$

ou

$$p\delta = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (3.7)$$

onde  $R_{eq}$  é a regulação do regulador equivalente da área, expresso pela equação (3.8):

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n}} \quad (3.8)$$

A quantidade  $[(1/R_{eq}) + D]^{-1}$  é denominada “**característica de regulação composta da área**”.

No caso geral de sistemas interconectados, o sistema de potência se apresenta como um sistema infinito para a unidade individual, de maneira que, uma vez sincronizado, o efeito dos ajustes da referência de carga-frequência é basicamente um efeito de modificação da carga naquela unidade.

Para ilustrar este efeito temos a simulação na figura 3.17. Para variação de carga  $\Delta L = 0,05$  p.u.  $1/R = 0$  e  $D = 1$  p.u. a equação (3.7) será reduzida a:

$$p\delta = \frac{-\Delta L}{D} = -\frac{0,05}{1} = -0,05 \text{ p. u.}$$

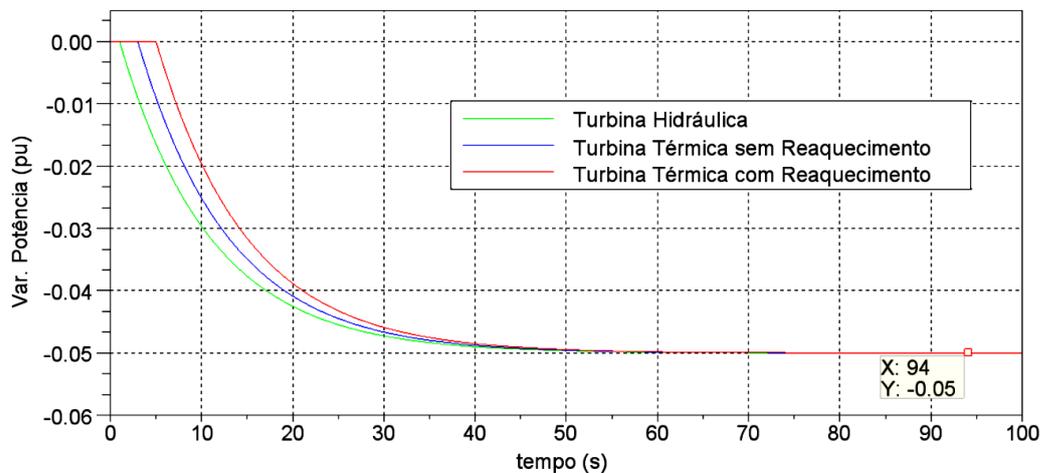


Figura 3.17 – Desvio de frequência  $p\delta$ ) dos três tipos de Turbina com regulador bloqueado (defasados apenas para visualização)

A característica típica de carga-frequência do estado de equilíbrio de uma unidade é mostrada na figura 3.18. Quando a unidade não está em paralelo, o ajuste do variador de velocidade apenas muda a velocidade da unidade. Uma vez que esta seja sincronizada ao sistema, o ajuste da referência de velocidade produz variações de cargas e somente efeitos mínimos na frequência do sistema, na proporção do tamanho da unidade em questão relativa ao sistema de potência.

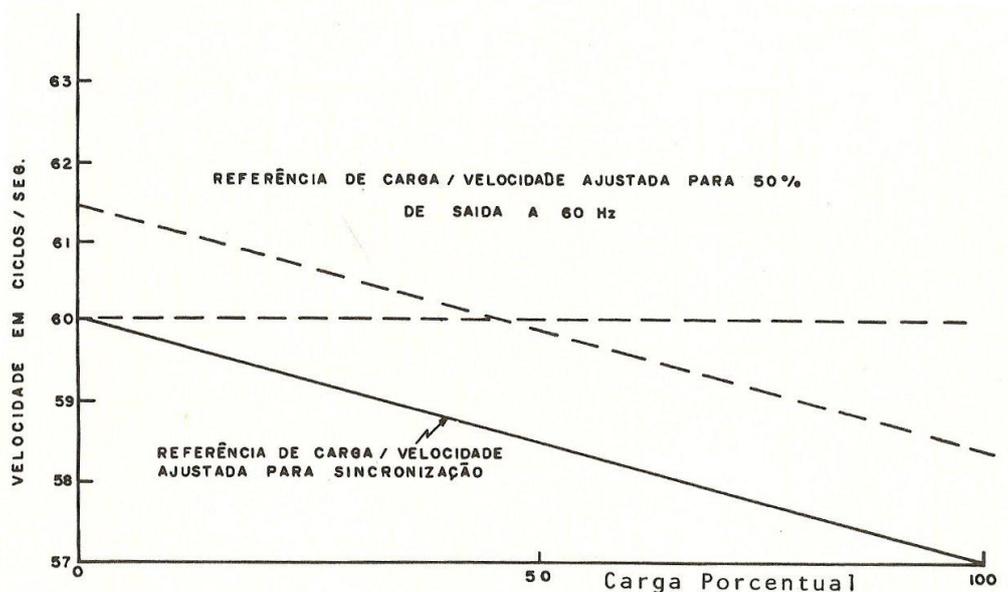


Figura 3.18 - Característica típica de regulação de velocidade de uma máquina

Embora a característica de carga-frequência seja mostrada na figura 3.18 como uma linha reta com inclinação uniforme, na realidade, esta característica é irregular. Esta tem como média a linha reta, mas mostra curvaturas incrementais que vão de 2% a 12%, dependendo da posição da válvula de controle, na faixa de controle. Próximo ao final do deslocamento da válvula, a regulação incremental é alta, enquanto que no início, ou ponto de bloqueio da válvula, a regulação incremental é baixa.

Os modernos sistemas eletro-hidráulicos de controle carga-frequência tentam minimizar estas variações na regulação incremental pela caracterização das válvulas com geradores de função eletrônicos, ou pelo uso da realimentação da pressão do primeiro estágio da turbina.

### 3.5.2 Regulação de Velocidade de Duas Áreas Interligadas

A figura 3.19 mostra duas áreas com uma única máquina motriz em cada área.

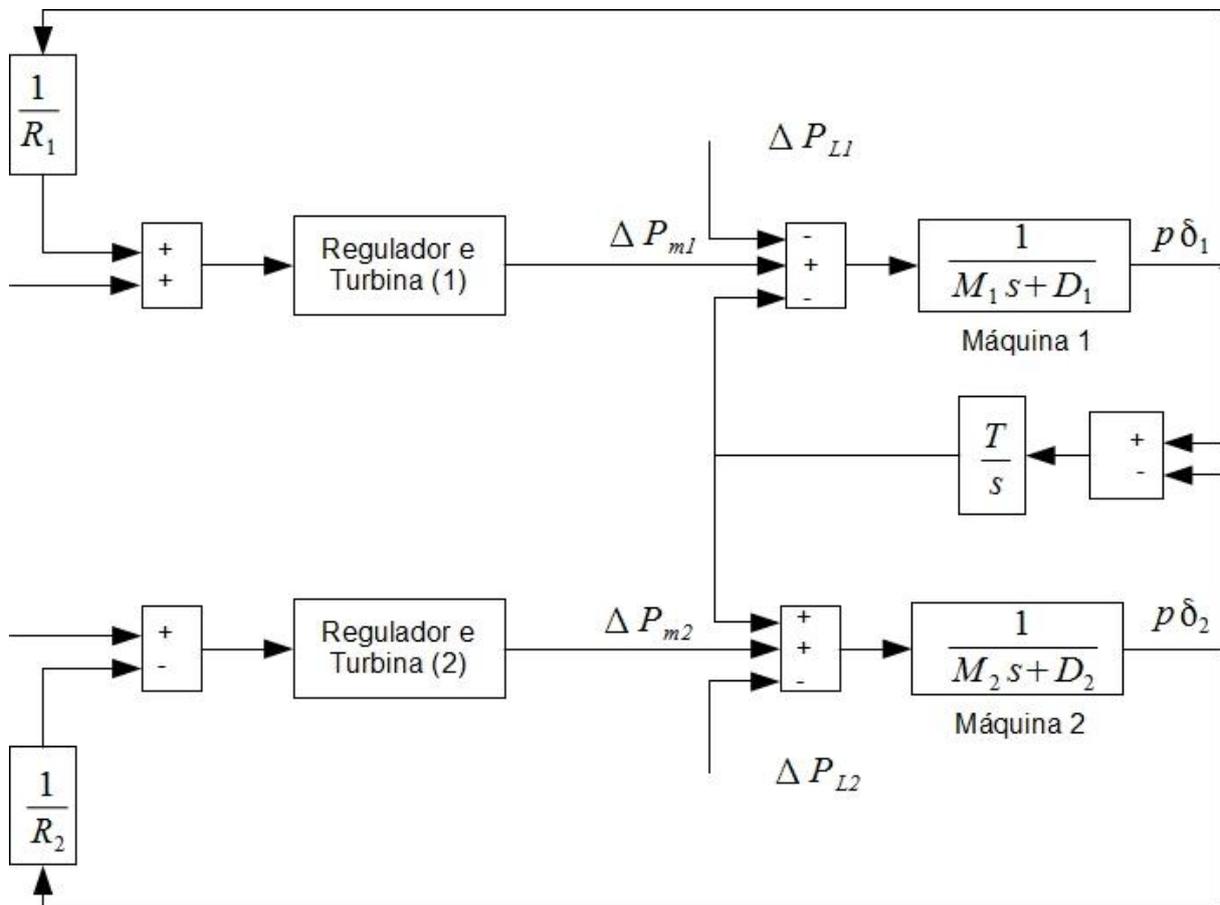


Figura 3.19 – Diagrama de blocos de um sistema interligado com duas áreas com uma única máquina motriz em cada área

A representação da figura 3.19 considera elasticidade entre as áreas (isto é, suas frequências individuais podem diferir transitoriamente, embora elas tenham que manter o mesmo valor médio se os sistemas permanecerem sincronizados).

Sempre considerando o sistema em regime permanente e trabalhando sobre o diagrama de blocos da figura 3.19, obtém-se a equação (3.9) que fornece o desvio de frequência, para um dado desvio de carga na área 1. Este desvio é o mesmo para as duas áreas. A mesma equação é obtida para a área 2., substituindo  $\Delta L_1$  por  $\Delta L_2$ .

$$p\delta = \frac{-\Delta L_1}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (3.9)$$

Também se obtém a expressão para a variação do fluxo de potência da linha de interligação, a equação (3.10):

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta L_1 \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \quad (3.10)$$

A variação da potência da linha de interligação reflete a ação dos reguladores e a contribuição de regulação de uma área para outra.

Estas relações estão listadas na tabela II e formam a base para a operação e filosofia de controles de carga-frequência de sistemas interconectados.

Observa-se, em particular, o sinal da variação de potência da linha de interligação, relativo ao desvio de frequência, como uma informação a partir da qual a localização da variação de carga  $\Delta L$  (seja na área 1 ou na área 2) pode ser deduzida.

Tabela II – Desvio de frequência e variação da potência nas linhas de interligação para uma alteração de carga

área onde ocorre a variação de carga	Desvio de frequência ( $p\delta$ )	Desvio nas linhas de interligação	
		Da área 1 para área 2 ( $\Delta P_{TL12}$ )	Da área 2 para área 1 ( $\Delta P_{TL21}$ )
Área 1	$\frac{-\Delta L_1}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$	$\frac{-\Delta L_1 \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$	$\frac{+\Delta L_1 \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$
Área 2	$\frac{-\Delta L_2}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$	$\frac{+\Delta L_2 \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$	$\frac{-\Delta L_2 \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$

Verifica-se aí que uma variação de carga  $\Delta L$  é suprida através dos efeitos de uma variação de frequência agindo sobre os reguladores das máquinas conectadas e agindo sobre a característica de frequência da carga.

Da figura 3.19 e tabela II, pode-se escrever as equações (3.11) e (3.12):

$$p\delta = p\delta_1 = p\delta_2 = \frac{-\Delta L_1}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (3.11)$$

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta L_1 \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (3.12)$$

$$\Delta P_{G1} = \frac{\Delta L_1}{R_1 \left[\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)\right]} \quad (3.13)$$

$$\Delta P_{G2} = \frac{\Delta L_1}{R_2 \left[\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)\right]} \quad (3.14)$$

Considerando variações simultâneas de carga nas duas áreas ( $\Delta L_1$  e  $\Delta L_2$ ), obtém-se a equação (3.15), que fornece o desvio de frequência final em regime permanente do sistema:

$$p\delta = \frac{-\Delta L_1 - \Delta L_2}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (3.15)$$

Também se obtém a expressão para a variação final do fluxo de potência da linha de interligação, a equação (3.16):

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta L_1 \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right) + \Delta L_2 \left(\frac{1}{R_1} + D_1\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (3.16)$$

Além disso, podem-se encontrar as equações que mostram a variação da potência gerada por cada área em função da variação total da carga. Sabendo-se que em regime permanente ( $\Delta P_m = \Delta P_G$ ), obtêm-se, respectivamente, as equações (3.17) e (3.18):

$$\Delta P_{G1} = \frac{\Delta L_1 + \Delta L_2}{R_1 \left[ \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \right]} \quad (3.17)$$

$$\Delta P_{G2} = \frac{\Delta L_1 + \Delta L_2}{R_2 \left[ \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \right]} \quad (3.18)$$

Apresenta-se o caso de dois sistemas interligados na figura 3.20 e, a figura 3.21 e figura 3.22 mostra as variações na frequência e na potência de interligação, que ocorrem após a aplicação de uma variação de carga na área 1.

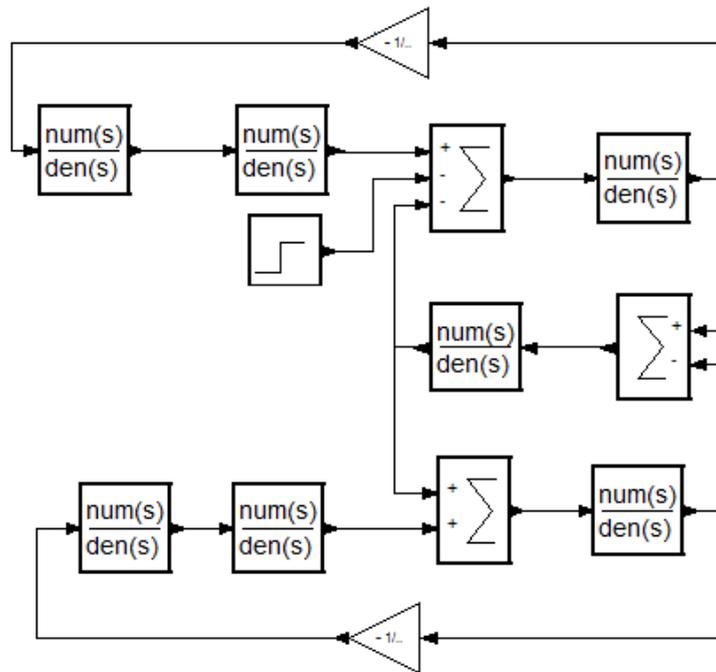


Figura 3.20- Diagrama de blocos do ScicosLab de um sistema com duas áreas interligadas

Os dados utilizados nas simulações a seguir são:

Área 1:-

$M = 10 \text{ s}$ ;  $D = 1 \text{ p.u.}$ ;  $T_R = 0,25 \text{ s}$ ;  $T_G = 0,25 \text{ s}$ ;  $T_S = 0,5 \text{ s}$ ;  $c = 0,25 \text{ p.u.}$ ;  $R = 0,1 \text{ p.u.}$ ;

$\Delta L = 0,05 \text{ p.u.}$ ;

Área 2:-

$$M = 10 \text{ s}; D = 1 \text{ p.u.}; T_r = 8 \text{ s}; T_G = 0,6 \text{ s}; r = 2 \text{ p.u.}; T_w = 4 \text{ s}; R = 0,1 \text{ p.u.}$$

Para um acréscimo em degrau de carga na área 1 de  $\Delta L_1 = 5\%$ , temos as respostas dos desvios de frequências e da variação de potência na linha de interligação são ilustradas nas figuras 3.21 e 3.22, com os seguintes valores finais em regime permanente:

$$p\delta = p\delta_1 = p\delta_2 = \frac{-\Delta L}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-0,05}{11 + 11} = -0,00227 \text{ p.u.}$$

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta L_1 \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-0,05 (11)}{11 + 11} = -0,025 \text{ p.u.}$$

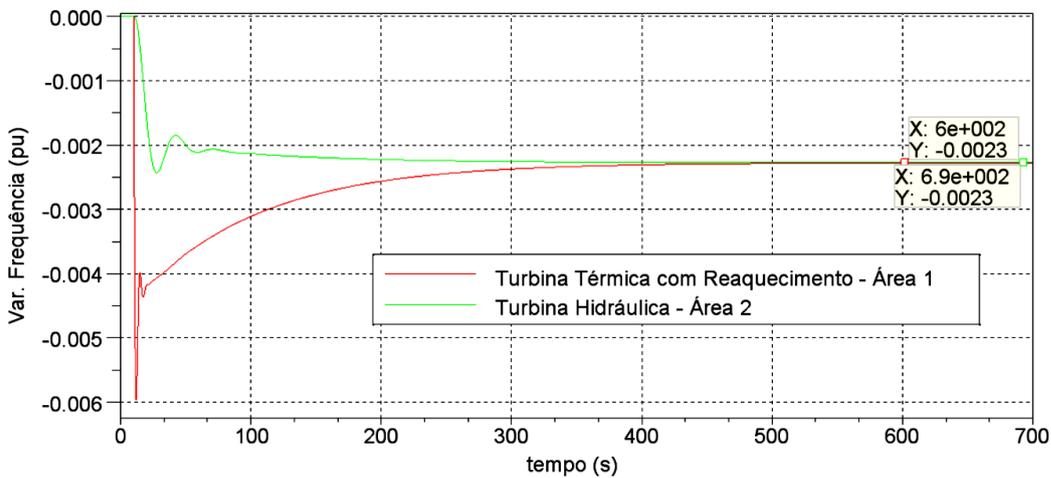


Figura 3.21 – Desvios de frequências  $p\delta_1$  e  $p\delta_2$

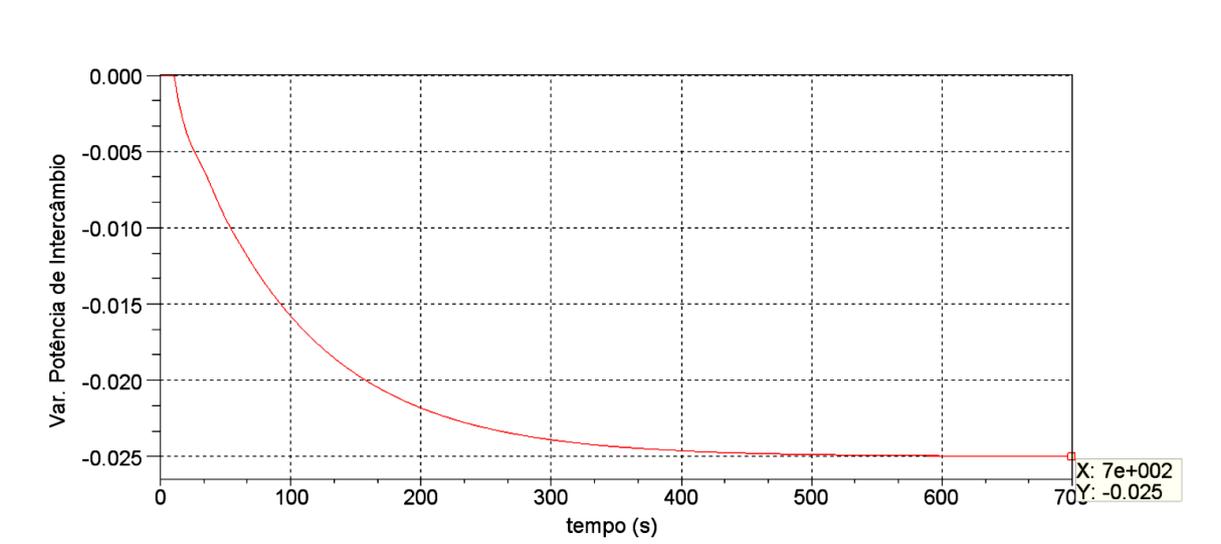


Figura 3.22 - Variação da Potência  $\Delta P_{TL12}$

As respostas nos desvios de geração, lembrando que os parâmetros do sistema são iguais, são ilustradas na figura 3.23, sendo que os valores finais em regime permanente são calculados pela equação:

$$\Delta P_{g1} = \Delta P_{g2} = \frac{\Delta L_1}{R_1 \left[ \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \right]} = \frac{0,05}{0,1[11 + 11]} = + 0,02272 \text{ p. u.}$$

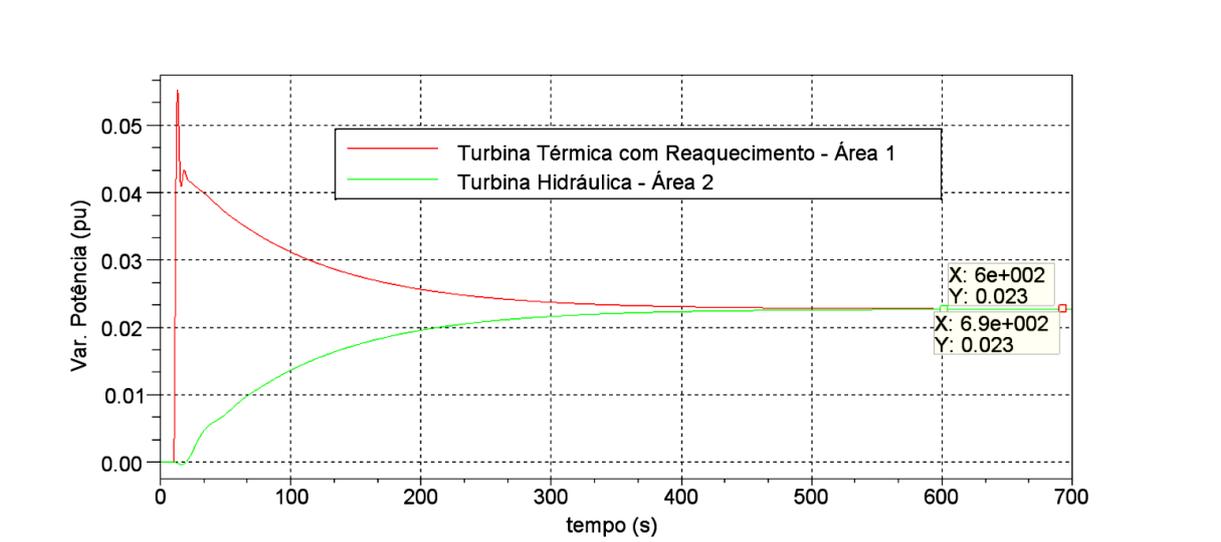


Figura 3.23 - Variação da Potência do gerador da área 1 (preto) da área 2(vermelho)

Como podemos ver os resultados dos gráficos são iguais aos valores teóricos calculados.

### 3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi mostrada a eficiência do Software ScicosLab para avaliação do comportamento do controle primário de carga-frequência em regime transitório ou permanente de um sistema de potência isolado e/ou interligado, levando em conta a atuação do regulador de velocidade (ou controle primário).

As equações matemáticas que representam as variações de frequência, potência de linha de interligação e potência gerada puderam ser comprovadas através dos diversos resultados gráficos no decorrer deste capítulo que resultaram da inserção de uma alteração da carga em determinada área.

As figuras obtidas através da simulação no *ScicosLab/SciLab* coincide com os valores calculados, mostrando a eficiência do *software*.

No sentido de recuperar os valores originais de regime permanente deverá ser utilizado um controle adicional mais conhecido como controle secundário, controle suplementar ou controle automático de geração. Isto é objeto do próximo capítulo.

## Capítulo IV

# CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO OU CONTROLE SUPLEMENTAR

### 4.1 INTRODUÇÃO

Até o momento foi possível ajustar nosso sistema elétrico para fornecer a potência solicitada pela carga, porém ficou claro que ainda permanece um erro na frequência de operação em regime permanente final. O ajuste da potência fornecida foi feito pelo controle primário. Torna-se necessário então adicionar mais algum tipo de controle que possa restabelecer a frequência para o valor estabelecido anteriormente. Este ajuste é feito pelo controle secundário ou controle suplementar ou controle automático da geração (CAG).

Uma unidade de pequeno porte conectada ao sistema de potência, como o caso de uma usina de açúcar e álcool atuando como autoprodutor, acompanha a frequência do barramento infinito ao qual está sincronizado, não tendo praticamente nenhum efeito no seu valor final.

Para um sistema sujeito a pequenas variações de carga (condição normalmente esperada), o efeito na frequência é pequeno, mas já para grandes variações, o impacto poderá ser desastroso já que o ângulo de potência  $\delta$  do rotor das máquinas oscila muito podendo acarretar um problema de estabilidade do sistema de potência.

O estudo desenvolvido até aqui por meio de diagramas de blocos e suas relações, tanto dinâmicas quando de estado permanente, mostrou que há dois métodos de controle para variar a potência da máquina motriz. Um deles é por meio do regulador ou controle primário de velocidade. O outro é por meio das variações na referência de carga ou mecanismo de regulação.

Em operação normal, os desvios de frequência são mínimos e o mecanismo básico para controlar a potência da máquina motriz, devido à variação da carga em uma determinada

área, se faz ajustando o mecanismo de referência da carga, sendo esta ação denominada de “controle primário” [06].

Do ponto de vista de uma dada unidade individual de geração sincronizada ao grande sistema de potência interligado, as alterações na referência de carga têm pouco efeito na frequência do sistema, mas resultam em variações da potência mecânica e, portanto, da potência elétrica fornecida pela unidade. Estas variações da potência elétrica, por outro lado, refletem em alterações no fluxo de carga através do sistema de transmissão.

O controle secundário ou CAG deve ter então a capacidade de fazer o sistema operar na frequência pré-estabelecida, com uma característica similar ao do regulador isócrona [10].

O controle de geração, em uma dada área, tem os seguintes objetivos [03]:

- a) Adaptar as modificações da geração na área com as alterações de carga da área;
- b) Distribuir estas alterações entre os geradores, de modo a minimizar os custos operacionais (operação com distribuição econômica).

## 4.2 CONTROLE SUPLEMENTAR EM SISTEMAS DE POTÊNCIA ISOLADOS

A figura 4.1 mostra um sistema isolado com controle suplementar contendo uma turbina a vapor com reaquecimento e seu regulador. Para outros tipos de turbina e reguladores, é necessário substituir as equações dos blocos correspondentes por modelos apropriados.

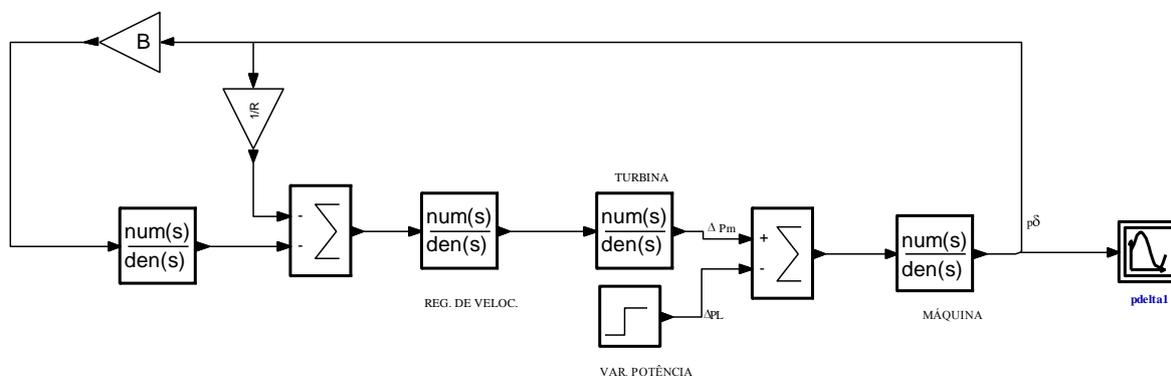


Figura 4.1 – Diagrama de blocos de um sistema de potência isolado identificando a ação de controle suplementar

A ação integral do controle suplementar, garante erro de frequência zero no estado de equilíbrio. Ressalta-se que o ganho da ação integral no controle suplementar é limitado por considerações de estabilidade. Algumas vezes acrescenta-se uma ação proporcional para aumentar a sua estabilidade ou para permitir uma ação mais rápida na recuperação do sistema.

Para simular o sistema apresentado na figura 4.1 para os vários tipos de turbinas mencionados, com seus respectivos controladores, cada bloco é ajustado ao modelo representativo já descrito neste trabalho e utilizando os dados específicos para cada tipo de equipamento. Foram simulados os sistemas com turbinas térmica e hidráulica com seus respectivos parâmetros e mostrados nas figuras 4.2 e 4.3.

Dados utilizados:

Figura 4.2 - turbina a vapor com reaquecimento, com os seguintes dados:  $M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $R = 0,1$  p.u.;  $\Delta L = 0,05$  p.u.;  $B = 11$  p.u.;  $K = 0,1$  p.u.;  $T_G = 0,25$  s;  $T_R = 0,25$  s;  $T_S = 0,25$  s;  $c = 0,25$  p.u.

Figura 4.3 - turbina hidráulica, com os seguintes dados:  $M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $R = 0,1$  p.u.;  $\Delta L = 0,05$  p.u.;  $B = 11$  p.u.;  $K = 0,1$  s/rad;  $T_G = 0,6$  s;  $T_R = 8$  s;  $T_W = 2$  s;  $r = 1$  p.u.

Na figura 4.2 podemos ver que o valor final atingido para o desvio de frequência no caso das duas turbinas com controle primário foi  $p\delta = -0,0045$  p.u., como calculado anteriormente. Já para o sistema com CAG, o valor final foi  $p\delta = 0$  para as duas turbinas, resultado que foi obtido graças a. ação integral do controle suplementar.

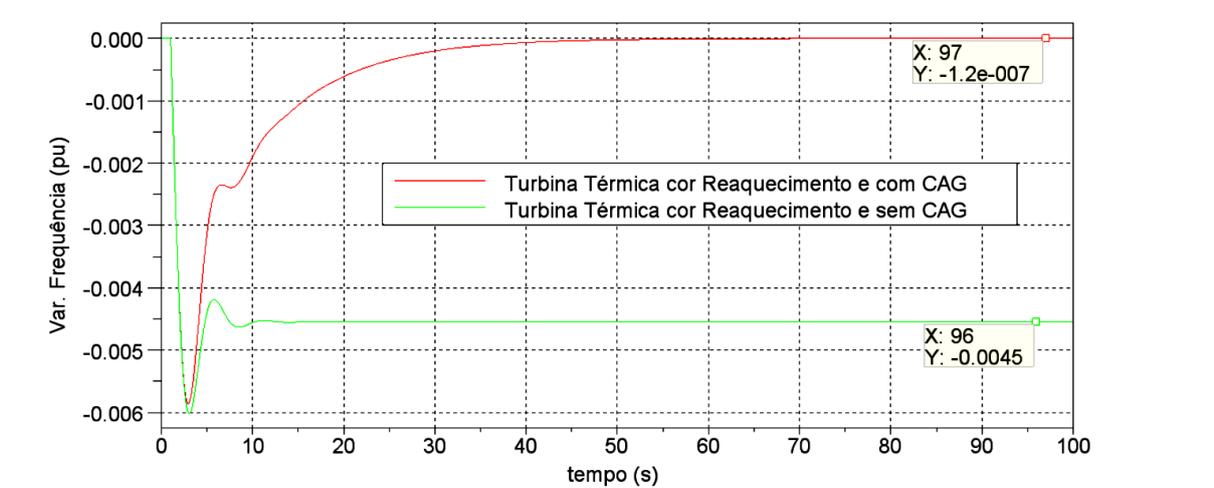


Figura 4.2 – Comportamento da frequência em uma área isolada – sem CAG e com (CAG)

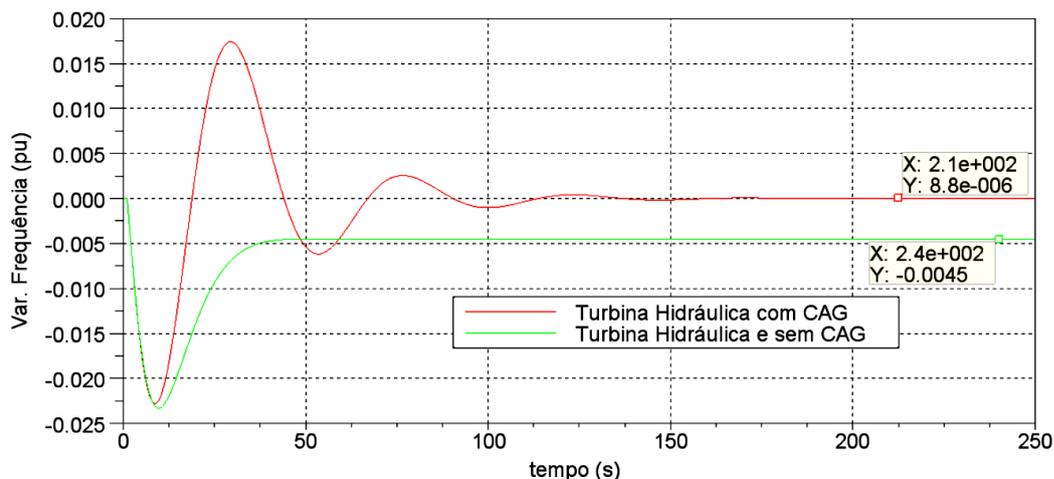


Figura 4.3 – Comportamento da frequência em uma área isolada– com CAG e sem CAG

Da teoria de controle sabemos que quanto mais lenta for a resposta da frequência de todo o sistema a uma variação na carga, mais lenta deve ser a ação do controle suplementar para haver estabilidade. Isto pode ser constatado nas figuras 4.2 e 4.3, respectivamente, para as unidades a vapor com reaquecimento e a hidráulica, onde foram utilizados valores adequados de ganho proporcional e tempo integral.

Em um sistema de potência isolado, um desequilíbrio entre a potência da máquina motriz e as cargas conectadas resulta em desvio de frequência de intensidade suficiente para levar a um novo ponto de equilíbrio entre a potência gerada e a carga. A recondução do desvio de frequência para zero, é obtido através do controle suplementar, preenchendo o objetivo da adaptação da geração à carga.

Desta forma, um controle com a finalidade de atender a estratégia de erro nulo de frequência, em regime permanente, deve ser do tipo integral, devendo ter como sinal de entrada o erro ou desvio de frequência, e, como saída, o sinal adicional na referência do regulador de velocidade.

### 4.3 CONTROLE SUPLEMENTAR EM SISTEMAS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS

Conforme discutido nas seções anteriores, um desequilíbrio entre carga e geração em sistemas interconectados resulta em variação nos fluxos de potência nas linhas de interligação e na frequência.

O efeito básico de uma variação de carga em uma área é sentido como uma variação no fluxo de potência da linha de interligação entre a área e os sistemas vizinhos.

O objetivo do controle suplementar é levar o desvio de frequência e o desvio da potência da linha de interligação a zero. O sinal de erro que entra no integrador é chamado de “Erro de Controle de Área”, sendo referido abreviadamente por ECA, grandeza que é bastante conhecida e utilizada nos estudos que envolvem o CAG.

Quando uma área está operando isoladamente, o ECA é o próprio desvio de frequência  $p\delta$ , sendo este o sinal de entrada de um integrador, que só vai parar de atuar quando o desvio de frequência for igual a zero.

Os principais modos ou modalidades de operação de um sistema de potência são:

- Flat-Frequency (FF): com o objetivo de garantir desvios nulos de frequência;
- Flat-Tie-Line (FTL): com o objetivo de garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio;
- Tie-Line-Bias (TLB): com o objetivo de garantir desvios nulos de frequência e potência ativa de intercâmbio.

Estes serão vistos com mais detalhes a seguir.

#### 4.3.1 – Operação em Flat Tie Line

Esta modalidade de operação está preocupada exclusivamente com o desvio da frequência. Não existe preocupação com o intercâmbio de potência ativa entre as áreas. Desta forma, neste tipo de operação, o ECA é o próprio desvio de frequência. Assim, uma área é responsável para controlar os desvios de interligação, enquanto que a outra área é responsável por controlar a frequência do sistema.

Uma área operando isoladamente ou que perdeu a interligação pode operar em FF, já que não existe potência de intercâmbio.

#### 4.3.2 – CAG entre Áreas de Controle Interligadas

O “**Erro de Controle de Área**” ou **ECA**, citado acima, em um sistema interligado, para maior precisão tem que levar em consideração o desvio de potência na interligação que possibilitará um desvio nulo de potência ativa em regime permanente.

Para que o CAG opere adequadamente ele precisa cumprir com os seguintes objetivos;

- a) O sistema de controle deve manter o sistema estável dinamicamente,
- b) Desvio nulo de potência ativa de intercâmbio,
- c) Desvio nulo de frequência em regime permanente,
- d) Deve ser de fácil operação e também deve ser fácil de programar,
- e) Diminuir os erros de tempo,
- f) Dividir as cargas para cada unidade geradora,
- g) Suprir, desde que possível, as necessidades de potência de outras áreas.

#### 4.3.3 - Operação em Tie Line Bias

Através do CAG, em um sistema interligado, o objetivo é fazer com que cada área mantenha um montante mínimo de reserva de potência de operação, que se tenha o controle de frequência nas áreas e também que seja possível controlar o intercâmbio de potência ativa entre as mesmas [20], [21], [31], [38], [42].

Em uma área isolada, o ECA era constituído apenas pelo desvio na frequência, em um sistema interligado, onde se deseja manter o desvio de potência na interligação igual a zero, é intuitivo que deve-se considerar o sinal do desvio de potência de interligação para ajudar na correção do desvio. De maneira geral pode-se escrever que:

$$\text{Erro} = \Delta P_{TL} + B p\delta$$

Onde B é o coeficiente que conduz a coerência da equação fazendo que todos os membros tenham a mesma dimensão, pois potência e frequência possuem unidades diferentes. O coeficiente B foi definido como Bias de frequência e tem a dimensão de MW/Hz.

Para entender melhor o que significa o Bias, seja um desvio de carga na área 1, isto é,  $\Delta L_1 = \Delta L$  e  $\Delta L_2 = 0$ , produzindo um desvio de frequência dada pela equação (4.1):

:

$$p\delta = - \frac{\Delta L}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \quad (4.1)$$

A variação de carga da área 1 resulta em uma variação de potência na linha de interligação das áreas 1 e 2, dada pela equação (3.12):

$$\Delta P_{TL12} = - \frac{\Delta L}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right) \quad (4.2)$$

Comparando (4.1) e (4.2), obtemos a equação (4.3):

$$\Delta P_{TL12} = - p\delta \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right) \quad (4.3)$$

A variação na potência da linha de interligação é oposta à variação vista da área 1, isto é dada pela equação (4.4):

$$\Delta P_{TL21} = \frac{\Delta L}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right) \quad (4.4)$$

Fazendo raciocínio similar para a área 2, considerando o mesmo desvio na área 1, isto é,  $\Delta L_1 = 0$  e  $\Delta L_2 = \Delta L$ , obtém a mesma expressão (4.1) para o desvio de frequência.

Dessas equações, pode-se concluir que, com o uso de um peso ou fator de inclinação  $(1/R_2 + D_2)$  no desvio da frequência para a área 2, pode-se formar um sinal de controle

suplementar, já definido como Erro de Controle de Área (ECA), somando a variação da potência da linha de interligação ao produto do fator de inclinação pelo desvio da frequência.

Assim, para a área 2, o ECA será dado pela equação (4.5):

$$ECA = -\Delta P_{TL12} + B_2 p\delta \quad (4.5)$$

Com  $B_2$  dado pela equação (4.6):

$$B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2 \quad (ECA = 0, \text{variação de carga na área 1}) \quad (4.6)$$

Para a área 1, o ECA será dado pela equação (4.7):

$$ECA = \Delta P_{TL12} + B_1 p\delta \quad (4.7)$$

Com  $B_1$  dado pela equação (4.8):

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1 \quad (\text{Isto resultaria } ECA = -\Delta L) \quad (4.8)$$

Portanto, o ECA contém a informação exata sobre qual área deveria exercer o esforço de controle suplementar.

Embora este conceito seja baseado nas relações de estados de equilíbrio do comportamento do sistema sob ação dos reguladores, vários estudos dinâmicos realizados confirmaram que o uso de um fator de inclinação próximo à característica de regulação de estado de equilíbrio da área fornece um controle próximo ao ótimo, sob o ponto de vista da não interação dinâmica entre as áreas.

A figura 4.4 mostra o diagrama de blocos de duas áreas com controle suplementar. Deve-se notar que as considerações de regime permanente mostram que não é crítico o fato de se ter os fatores de inclinação ajustados iguais à característica de regulação.

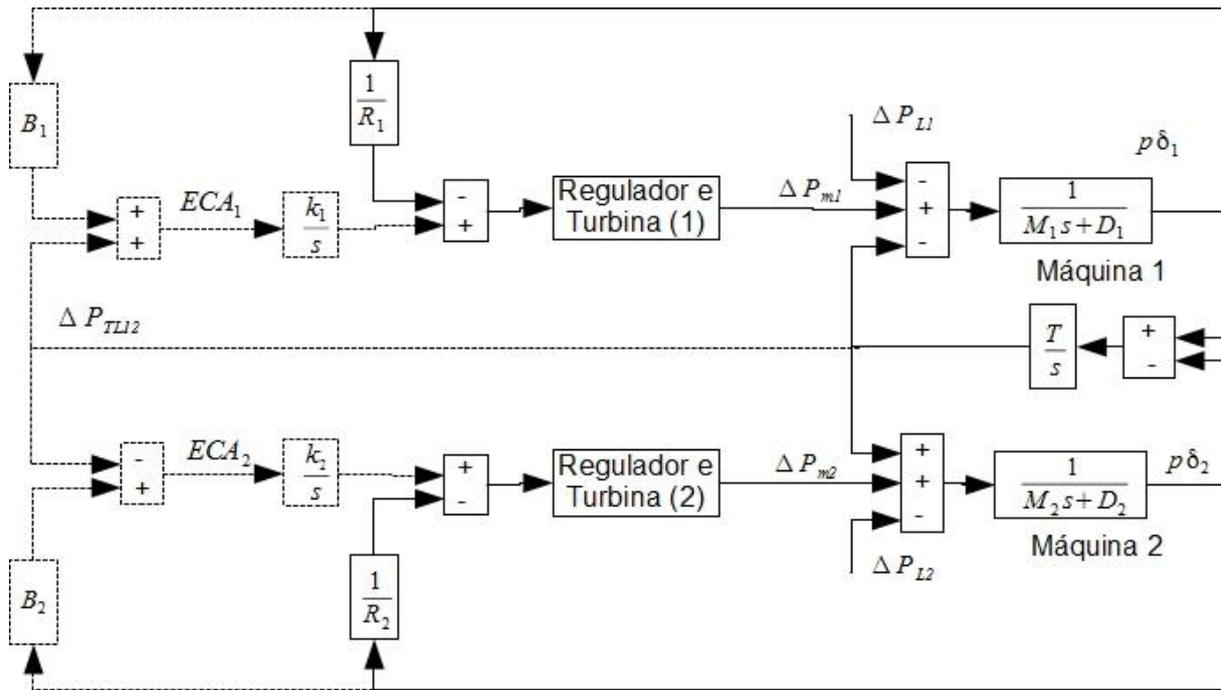


Figura 4.4 – Diagrama de blocos de 2 áreas (com controle suplementar em tracejado)

De fato, para obter o resultado final  $\Delta P_{TL} = 0$  e  $p\delta = 0$ , quase todas as combinações de Erro de Controle de Área, que contenham componentes de desvio de frequência e de variação da potência da linha de interligação, assegurarão a restauração final dos valores destes componentes a zero. Isto é evidente a partir do fato de que a ação integral garante a redução do ECA a zero, conforme equações (4.9) e (4.10).

$$ECA_1 = k_1 \int (\Delta P_{TL12} + B_1 p\delta) \cdot dt = 0 \quad (4.9)$$

$$ECA_2 = k_2 \int (\Delta P_{TL21} + B_2 p\delta) \cdot dt = 0 \quad (4.10)$$

Assim, para valores não nulos de  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $B_1$  e  $B_2$ , com  $k_1 B_2 \neq k_2 B_1$ , as equações (4.9) e (4.10) conduzirão a  $\Delta P_{TL} = 0$  e  $p\delta = 0$ , independentemente dos valores destas constantes.

Voltando ao controle FF do inglês “Flat Frequency” [03] ter-se-á as equações (4.11) e (4.12):

$$ECA_1 = B_1 p\delta = 0 \quad (4.11)$$

$$ECA_2 = B_2 p\delta = 0 \quad (4.12)$$

Em geral, este modelo de controle, dado pelas equações (4.1) e (4.2), resulta num comportamento dinâmico menos eficiente do que no modo misto com fator de inclinação no desvio de frequência.

Para examinar o resultado prático destes conceitos, seja agora um sistema com duas áreas com Controle Suplementar, conforme figura 4.5, e os seguintes dados:

Área 1 – turbina a vapor com reaquecimento e seu regulador com:  $\Delta L = 0,05$  p.u. e  $M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $T_R = 0,25$  s;  $T_G = 0,25$  s;  $T_S = 0,5$  s;  $c = 0,25$  p.u.;  $R = 0,1$  p.u.;  $B_1 = 11$  p.u.

Área 2 – turbina hidráulica e seu regulador com:  $\Delta L = 0$  e  $M = 10$  s;  $D = 1$  p.u.;  $T_r = 8$  s;  $T_G = 0,6$  s;  $r = 1$  p.u.;  $T_W = 2$  s;  $R = 0,1$  p.u. e  $B_2 = 11$  p.u.

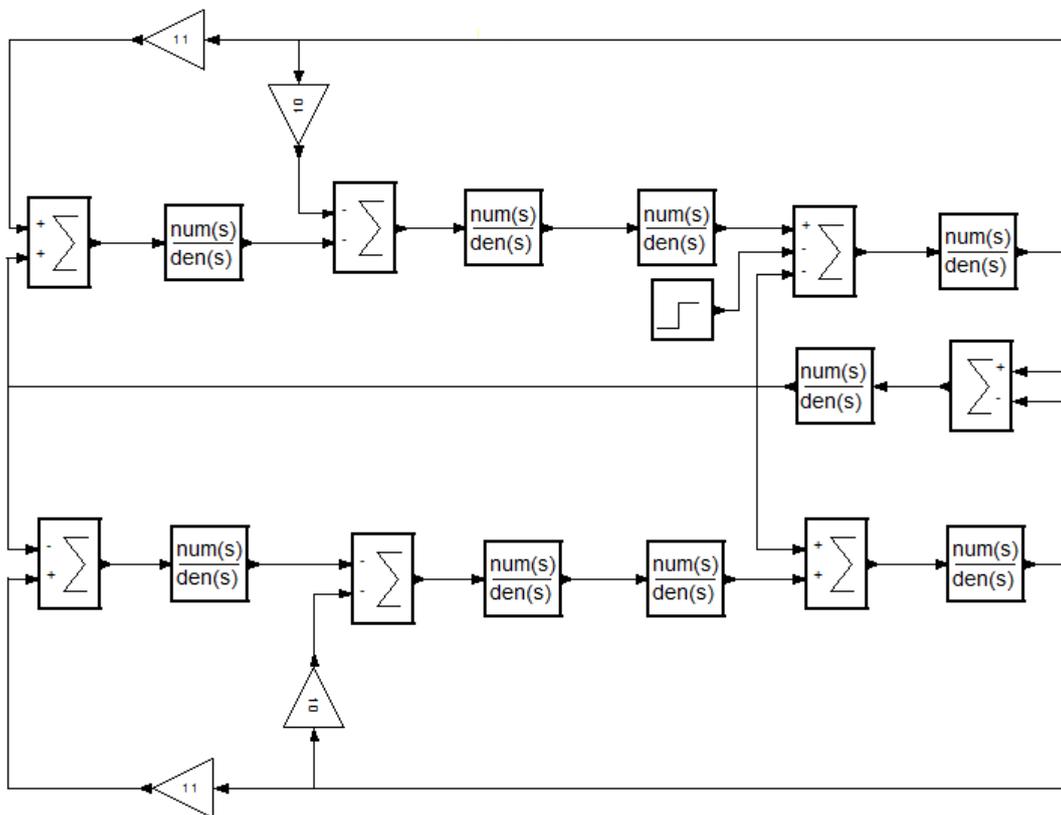


Figura 4.5 - Diagrama de blocos de duas áreas com controle suplementar.

Este é o caso mais completo, uma vez que são analisados os efeitos da perturbação inicialmente ocorrida na área 1 ( $\Delta L = 0,05$  p.u.), representada por uma turbina a vapor com reaquecimento, a qual está interligada com a área 2, que é constituída por uma turbina hidráulica, numa situação em que ambas áreas possuem o controle suplementar. As figuras

4.6 e 4.7 apresentam os resultados gráficos da simulação através do ScicosLab/Scilab dos desvios de frequências da área 1 e da área 2, respectivamente.

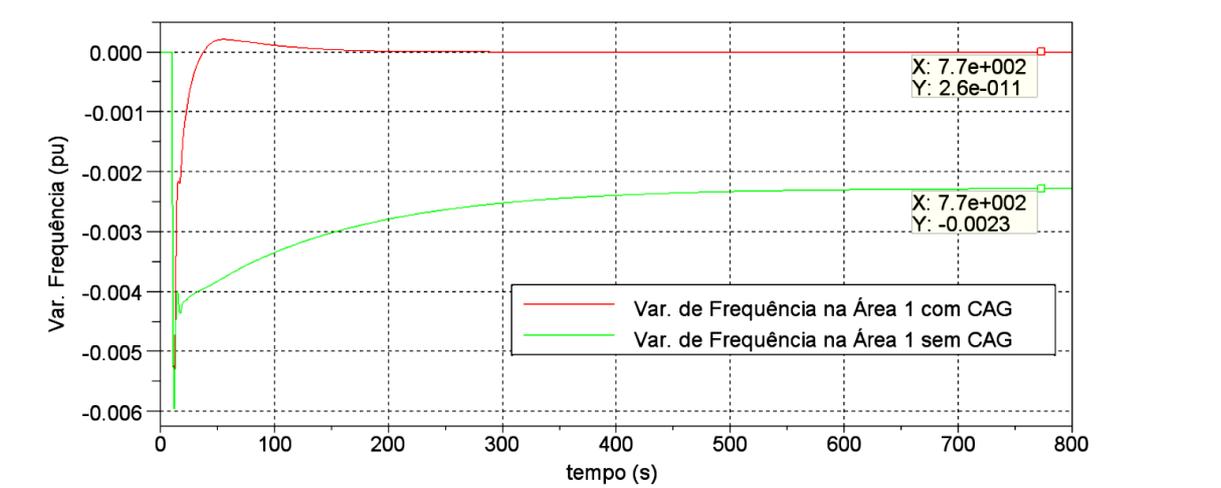


Figura 4.6 – Variação da frequência  $p\delta_1$  com CAG, sem CAG

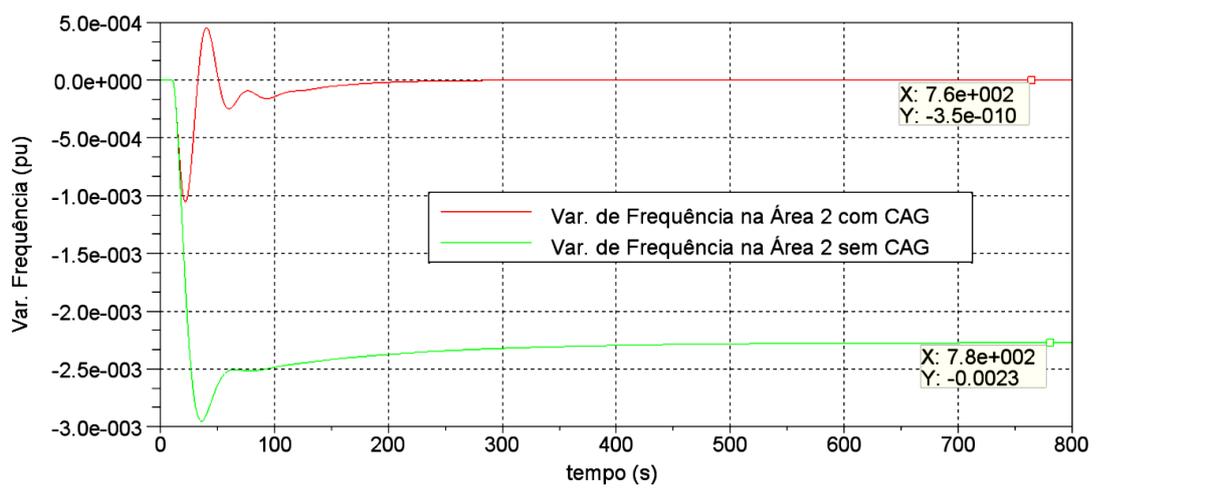


Figura 4.7 – Variação da frequência  $p\delta_2$  com CAG, sem CAG

Assim, pode-se comprovar a ação do controle suplementar (vermelho) nas figuras 4.6 e 4.7, levando os desvios de frequências a zero. Podemos ver que o sistema com CAG os desvios de potência e frequência são levados a zero depois de um tempo. Sem o CAG temos apenas a regulação primária e a regulação própria do sistema, que não consegue trazer o desvio para zero.

A figura 4.8 apresentam os resultados gráficos da simulação através do ScicosLab da variação da potência na linha de interligação da área 1 e área 2. Logo, ao adicionar o Controle Suplementar ao sistema observa-se que a variação da Potência  $\Delta P_{TL12}$  (vermelho), tende a zero, e sem o Controle Suplementar  $\Delta P_{TL12}=0,025$  p.u. (verde)

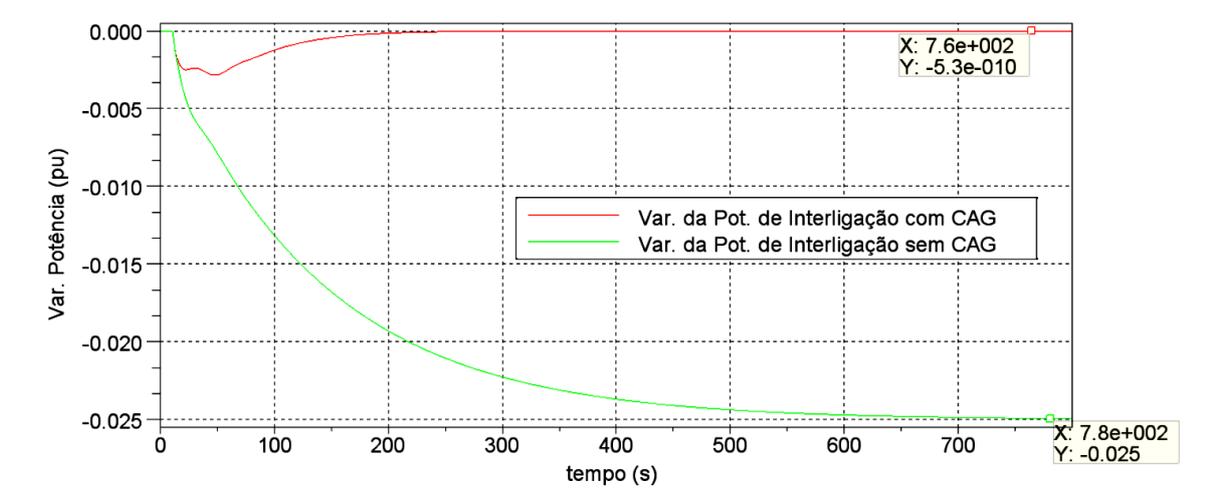


Figura 4.8 – Variação da potência de interligação  $\Delta P_{TL12}$ , com CAG e sem CAG

O resultado final  $\Delta P_{TL12} = 0$  e  $p\delta = 0$  e todas as combinações de Erro de Controle de Área (ECA), em que contenham componentes de desvios de frequência e de variação de potência na linha de interligação, assegurará a restauração final dos valores destes componentes a zero. Isto é evidente a partir do fato de que a ação integral garante a redução do ECA a zero.

O resultado final  $\Delta P_{TL12} = 0$  e  $p\delta = 0$  e todas as combinações de Erro de Controle de Área (ECA), em que contenham componentes de desvios de frequência e de variação de potência na linha de interligação, assegurará a restauração final dos valores destes componentes a zero. Isto é evidente a partir do fato de que a ação integral garante a redução do ECA a zero.

Assim, para valores não nulos de  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $B_1$  e  $B_2$  as equações (4.5) e (4.5) conduzirão a  $p\delta = 0$  e  $\Delta P_{TL12} = 0$ , independentemente dos valores destas constantes, conforme os resultados gráficos aqui mostrados.

#### 4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atendendo um dos objetivos em adaptar as modificações da geração devido as variações de cargas em uma determinada área, adicionou-se ao sistema até então somente com regulador primário, o “controle suplementar”.

A finalidade do controle suplementar ou CAG no sistema é conduzir para zero o valor em regime permanente, caso ocorra variação de carga em uma dada área, de modo que somente a geração desta área seja afetada, fazendo com que não ocorra, portanto, variação no fluxo de potência nas linhas de interligação e, além disso, o controle suplementar deve ser capaz de restabelecer a frequência para seu valor de referência.

Os cálculos efetuados com as equações matemáticas para os controles Primário e Suplementar puderam ser confirmados com os resultados gráficos mostrados nas figuras 4.6; 4.7 e 4.8, obtidos utilizando o programa *ScicosLab/Scilab*.

Assim, vê-se que o *software ScicosLab/Scilab* atende totalmente a proposta de obter fielmente o resultado final descrito por  $\Delta P_{TL} = 0$  e  $p\delta = 0$ , em todas as combinações de Erro de Controle de Área, que contenham componentes de desvio de frequência e de variação da potência da linha de interligação, permitindo a restauração final dos valores destes componentes a zero.

## CAPÍTULO V

# CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO REESTRUTURADO

### 5.1 INTRODUÇÃO

Até bem pouco tempo o setor elétrico brasileiro era verticalizado, isto é, uma companhia monopolizava a geração a transmissão e a distribuição. O sistema era interligado apenas para melhorar a confiabilidade e o desempenho do sistema elétrico. As tarifas são controladas, os consumidores não tinham como escolher o seu fornecedor de energia. [16], [18], [19], [24], [40], [41], [43].

Com o aumento do consumo e a necessidade de competitividade e de novos investimentos surgiu a necessidade de reestruturação do setor elétrico o que possibilitou o surgimento de novos fornecedores atuando na geração, transmissão e distribuição. Surgiram também os produtores independentes de energia (PIEs) e mais recentemente a possibilidade de consumidores residenciais fornecerem energia.

No Brasil antes da desregulamentação em 2002 os custos dos serviços associados ao fornecimento de energia estavam embutidos na tarifa paga pelo consumidor. A estes serviços está associada a qualidade de energia elétrica fornecida. Assim no sistema verticalizado o preço da energia e dos serviços estão embutidos no preço final. [28].

Seria uma boa prática que em um mercado competitivo o produto energia seja separado dos serviços inerentes a esse fornecimento. De maneira que os preços possam ser estabelecidos em separado. A determinação correta desses preços é necessária para a remuneração correta dos serviços.

Os serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica são denominados Serviços Ancilares (SAs). Na realidade não existe possibilidade de fornecimento de energia de qualidade se estes serviços não forem executados com qualidade. Estes serviços são necessários e de importância fundamental para o fornecimento de energia elétrica [28]. Nestes serviços podemos citar alguns como: manutenção de tensão, frequência, restabelecimento de fornecimento de potência após algum problema indesejado no sistema, entre outros.

Em verdade existe uma diversidade maior desses serviços ancilares e que também podem variar em função das características de operação do sistema e suas dimensões. Alguns desses serviços merecem um estudo mais aprofundado em função da necessidade de remuneração adequada e necessidades técnicas e acordos comerciais, como, por exemplo, o fornecimento de energia reativa.

No modelo desregulado, o Estado entra como regulador através de duas entidades, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e o Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE), que é responsável pelo planejamento da expansão do sistema.

Para operar e controlar o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A ONS é uma empresa privada sem fins lucrativos responsável pela operação eletro-energética. Tem a função de coordenação e supervisão da operação; simulações energéticas; avaliações de riscos de déficit e de condições de armazenamento de água. A ONS é responsável pela operação da rede elétrica principal e também pela administração dos SAs. Extraído de:

(<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/ANEELMercadoFiesp.pdf>)

Da mesma forma que o ONS, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Ambiente de negócios (compra e venda de energia); só não participam os agentes de transmissão; acordo de mercado; registro dos contratos bilaterais; compra no mercado spot e regras básicas homologadas pela Aneel. Extraído de:

(<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/ANEELMercadoFiesp.pdf>)

Foram considerados serviços ancilares aqueles que estão relacionados com a segurança e operacionalidade do sistema. Foram selecionados os seguintes serviços [28]:

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

As características que deve ter os serviços ancilares para a devida operação do SIN são:

### **Controle Primário de Frequência**

Após perturbações no SEP os reguladores de velocidades atuam de forma a restabelecer a frequência do sistema. Para distúrbios maiores temos ainda os esquemas regionais de alívio de carga (ERACs) e ainda os esquemas automáticos de corte de geração.

### **Controle Secundário de Frequência**

A atuação no CAG, presente em alguns centros de operação do sistema (COSs), age de forma a restabelecer os valores de frequência e potência de interligação programada quando houver necessidade. Em um COS é o único controle que funciona em malha fechada e 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. Esta reserva é conhecida como reserva de potência operativa (RPO).

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

No caso de aumento de carga em relação ao previsto e ainda quando for acima da potência de operação do sistema de as reservas para recompor o sistema devem estar disponíveis em até 30 minutos contados a partir do momento de sua de sua solicitação, e ser

mantida por pelo menos 4 horas consecutivas. Dois tipos de provedores do SAs 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 feito por todos os recursos no SEP que de alguma forma consegue contribuir para o restabelecimento desta grandeza. Serão considerados SAs de controle de tensão aqueles fornecidos 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.[28].

## 5.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Até o momento estudamos um sistema convencional onde uma companhia de geração (GENCO) vende energia para companhia de distribuição (DISCO) de sua própria área. No sistema desregulado um novo modelo deve ser estabelecido para atender as novas necessidades. Agora teremos contratos de venda entre GENCOs e DISCOs de diferentes áreas. Contratos entre diferentes áreas são chamados contratos bilaterais.

Redesenhando o diagrama de blocos com controle suplementar para um cenário verticalizado temos a figura 5.1.

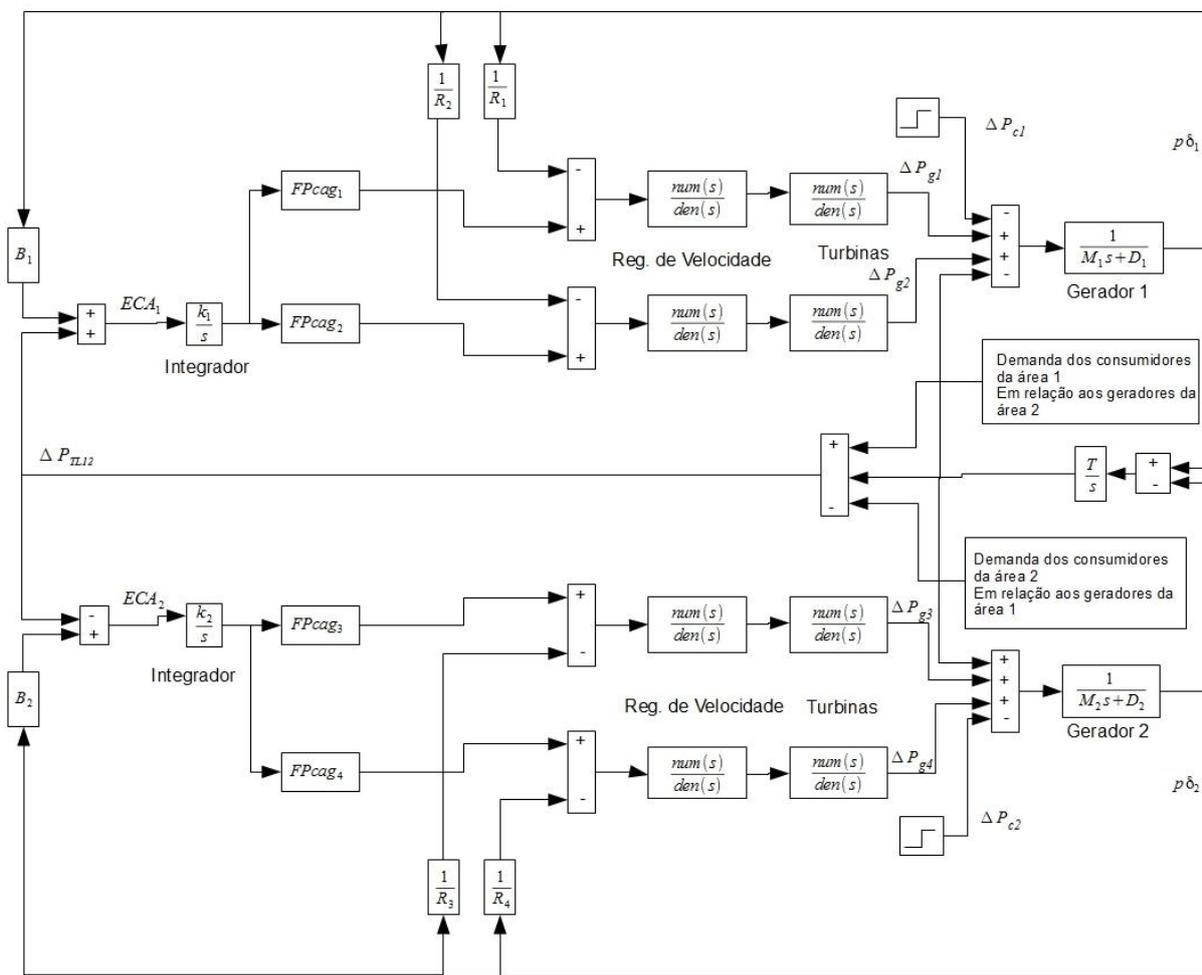


Figura 5.1 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB num Cenário Verticalizado.

Olhando o diagrama de blocos da figura 5.1 temos que erro de controle para uma unidade que participa apenas da regulação primária é dado pela equação (5.1).

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} \quad (5.1)$$

Para unidades que participam apenas da regulação secundária, o erro de controle é dado pela equação (5.2).

$$EC_i = -\frac{k_i}{s} \cdot FP_{cagi} \cdot ECA \quad (5.2)$$

Onde

$FP_{cagi}$  = fator de participação do CAG para a unidade  $i$ .

Para a unidade que participa das duas regulações o erro de controle será dado pela equação (5.3) e pode ser confirmado no diagrama de blocos da figura 5.1.

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FP_{cagi} \cdot ECA \quad (5.3)$$

Substituindo o ECA temos a equação (5.4).

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} - \frac{k_i}{s} \cdot FP_{cagi} \cdot (B \cdot p\delta + \Delta P_{TL}) \quad (5.4)$$

Seja agora o CAG em um SEP desregulado, como já foi dito, pode haver várias companhias de geração e distribuição, realizando contratos além das suas 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 ECA [36].

O erro de controle para uma unidade que participa da regulação primária e tem contratos realizados é dado pela equação (5.5):

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (5.5)$$

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 (5.6).

$$EC_i = \frac{k_i}{s} \cdot FPcag_i \cdot ECA + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (5.6)$$

O erro de controle para cada unidade que participa da regulação primária, regulação secundária e tem contratos realizados é dado pela equação (5.7).

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} - \frac{k_i}{s} FPcag_i \cdot ECA + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (5.7)$$

Substituindo o ECA obtemos a equação (5.8).

$$EC_i = \frac{p\delta}{R_i} - \frac{k_i}{s} FPcag_i \cdot (B \cdot p\delta + \Delta P_{TL}) + \sum_{j \in ComDis} fpc_{ij} \cdot \Delta P_{Lj} \quad (5.8)$$

### 5.3 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 [22].

Na matriz MPD temos:

Linhas = número de GENCOs (geradores)

Colunas = número de DISCOs (consumidores)

Ela representa matematicamente os contratos realizados entre os diversos geradores e consumidores. Assim cada elemento corresponde a uma parcela da energia contratada pelo consumidor com relação a um gerador. Portanto a soma dos elementos de uma determinada coluna tem que ser igual a 1. Podemos representa o que foi dito pela equação (5.9).

$$\sum_i^n fpc_{ij} = 1 \quad (5.9)$$

onde:

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

$n$  = DISCOs (companhia de distribuição)

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 5.2. [22].

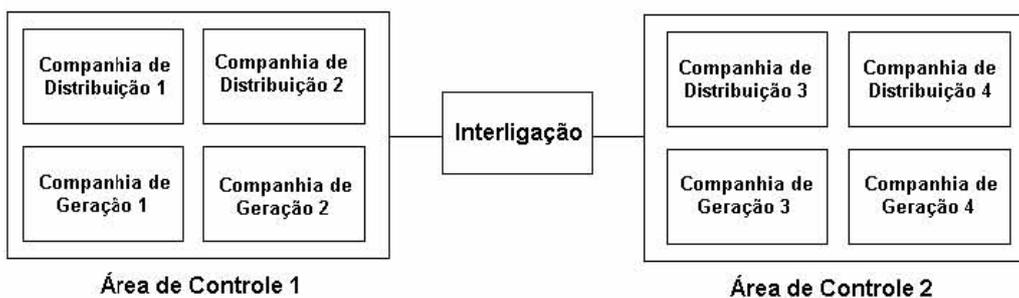


Figura 5.2 – Diagrama Esquemático de Duas Áreas de Controle.

O equacionamento para o esquema da Figura 5.2 é descrito na equação (5.10).

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \\ P_{g4} \end{bmatrix} = MPD \cdot \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

onde:

$P_{gi}$  = montante de geração contratado pelo gerador  $i$ ;

$P_{Li}$  = carga contratada pela companhia de distribuição  $i$ .

A matriz MPD pode ser vista na equação (5.11)

$$MPD = \begin{bmatrix} fpc_{11} & fpc_{12} & fpc_{13} & fpc_{14} \\ fpc_{21} & fpc_{22} & fpc_{23} & fpc_{24} \\ fpc_{31} & fpc_{32} & fpc_{33} & fpc_{34} \\ fpc_{41} & fpc_{42} & fpc_{43} & fpc_{44} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Substituindo (5.11) em (5.10) obtemos a equação (5.12).

$$\begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \\ P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} fpc_{11} & fpc_{12} & fpc_{13} & fpc_{14} \\ fpc_{21} & fpc_{22} & fpc_{23} & fpc_{24} \\ fpc_{31} & fpc_{32} & fpc_{33} & fpc_{34} \\ fpc_{41} & fpc_{42} & fpc_{43} & fpc_{44} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

que fornece os valores de potência gerada contratada para cada gerador do sistema.

Se particionarmos a matriz MPD por geradores e consumidores temos a equação (5.13).

$$MPD = \left[ \begin{array}{cc|cc} \textit{Geradores} - \textit{Área 1} & & \textit{Geradores} - \textit{Área 1} & \\ \textit{Consumidores} - \textit{Área 1} & & \textit{Consumidores} - \textit{Área 2} & \\ \hline \textit{Geradores} - \textit{Área 2} & & \textit{Geradores} - \textit{Área 2} & \\ \textit{Conumidores} - \textit{Área 1} & & \textit{Conumidores} - \textit{Área 2} & \end{array} \right] \quad (5.13)$$

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.

Formularemos o diagrama de blocos para duas áreas com CAG no SEP desregulado. Sempre que uma carga é exigida por alterações na DISCO, ela é refletida como uma carga local na área à qual pertence esta DISCO. Isto corresponde a as cargas locais  $\Delta L_1$  e  $\Delta L_2$  e deve ser refletida no CAG do diagrama de bloco do sistema desregulado no ponto de entrada do sistema de energia. Como existem muitas GENCOs em cada área, o sinal do ECA tem que ser distribuído entre eles na proporção de sua participação na CAG através dos fatores de participação no CAG. Ao contrário do sistema tradicional de CAG, no sistema desregulado uma DISCO solicita uma determinada demanda de uma GENCO particular ou GENCOs. Essas demandas devem ser refletidas na dinâmica do sistema. Turbinas e governadores devem responder a esta demanda de energia. Assim, como um conjunto particular de GENCOs deve acompanhar a carga demandada por uma DISCO, sinais com informações devem fluir de uma DISCO para uma determinada GENCO especificando as demandas correspondentes. Aqui, introduzimos os sinais com informações, sinais que estavam ausentes no em um sistema verticalizado. A demanda solicitada por uma DISCO é especificada por (elementos da matriz MPD) e pela carga em MW dada em p.u.. Estes sinais enviam informações de qual GENCO deve fornecer a demanda solicitada e qual DISCO solicita esta demanda. [22].

#### 5.4 Formulação do Novo Diagrama de Blocos

Agora formularemos o novo diagrama de blocos para um sistema desregulado.

Para uma mesma área, a soma dos fatores de participação do CAG de cada unidade conduz a equação (5.14).

$$\sum_{j=1}^m FPcag_j = 1 \quad (5.14)$$

onde:

$m$  = número de companhias de geração de uma determinada área.

Antes em um sistema verticalizado o objetivo era que o intercambio de potência ativa fosse igual a zero na linha de interligação. Agora existirá um fluxo de potência programado, em regime permanente, da área 1 para a área 2, e 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 pela equação (5.15).

$$\Delta P_{TL12(erro)} = \Delta P_{TL12(atual)} - \Delta P_{TL12(prog)} \quad (5.15)$$

O objetivo é que a equação (5.15) se anule, este erro é utilizado para compor o ECA.

Em regime permanente um gerador deve estar gerando o que foi contratado por consumidores da sua área e consumidores de outras áreas.

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 (5.12) obtemos a equação (5.16).

$$P_{gi} = \sum_{j \in ConDis} fpc_{ij} \cdot P_{Lj} + FPcag_i \cdot P_{L(excedente)} \quad (5.16)$$

onde:

$P_{L(excedente)}$  = carga excedente aos contratos de quaisquer consumidores que se encontrem na mesma área de controle do gerador  $i$ .

Expandindo (5.16) para o sistema da figura 5.1 obtemos a equação (5.17).

$$P_{gi} = fpc_{i1} \cdot P_{L1} + fpc_{i2} \cdot P_{L2} + fpc_{i3} \cdot P_{L3} + fpc_{i4} \cdot P_{L4} + FPcag_i \cdot P_{L(excedente)} \quad (5.17)$$

Observando a equação (5.13) definimos  $\Delta P_{TL12(prog)}$  como sendo:

$$\Delta P_{TL12(prog)} = \text{demanda das DISCOs da área 2 com relação a GENCOs da área 1} \\ - \text{demanda das DISCOs da área 1 com relação a GENCOs da área 2}$$

Da equação (5.15) e para o sistema da figura 5.1 podemos escrever a equação (5.18).

$$\Delta P_{TL12(prog)} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=3}^4 fpc_{ij} \cdot P_{Lj} - \sum_{i=3}^4 \sum_{j=1}^2 fpc_{ij} \cdot P_{Lj} \quad (5.18)$$

Expandindo a equação (5.18) teremos o  $\Delta P_{TL12(prog)}$  em função dos fatores de participação de contrato dos consumidores com os geradores.

Assim obtemos a equação (5.19).

$$\Delta P_{TL12(prog)} = fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} \\ - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \quad (5.19)$$

O diagrama de blocos que representa o equacionamento mostrado nessa seção está apresentado na figura 5.3.

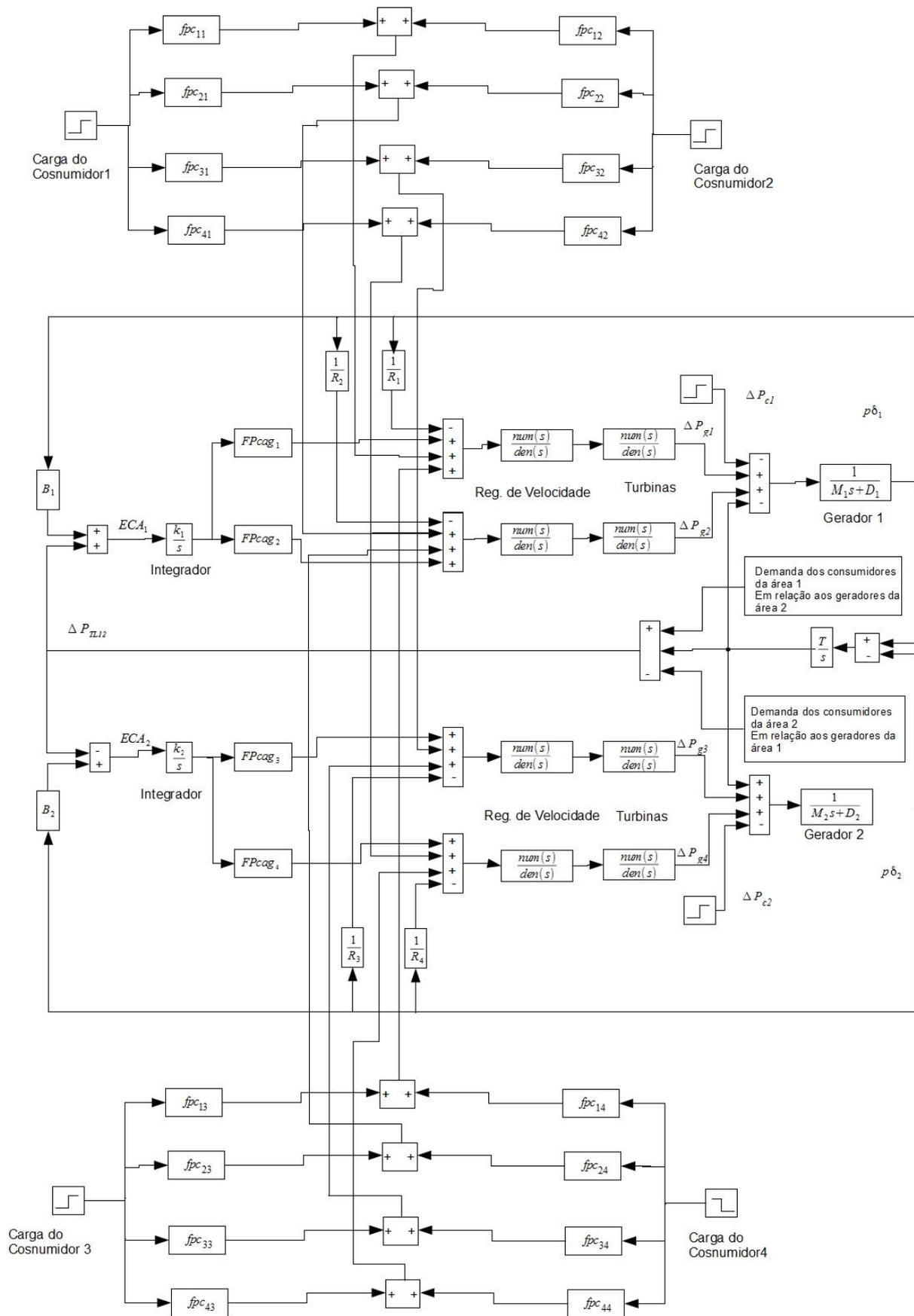


Figura 5.3 – Duas Áreas de Controle com CAG em TLB em um SEP desregulado

Na figura 5.3,  $\Delta P_{L1}$  e  $\Delta P_{L2}$  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 usamos a equação (5.20).

$$\Delta P_{c(\acute{a}rea1)} = \sum_{j \in ConDis-\acute{A}rea1} \Delta P_{Lj} \quad (5.20)$$

Para representar a violação de contratos, no diagrama de blocos deve-se reescrever a equação (5.20) conforme a equação (5.21).

$$\Delta P_{c(\acute{a}rea1)} > \sum_{j \in ConDis-\acute{A}rea1} \Delta P_{Lj} \quad (5.21)$$

que é uma decorrência da equação (5.22).

$$\Delta P_{c(\acute{a}rea1)} = \sum_{j \in ConDis-\acute{A}rea1} \Delta P_{Lj} + P_{L(excedente-\acute{A}rea1)} \quad (5.22)$$

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). Observando o modelo não é difícil perceber que ele requer um sistema de comunicação com o COS, para que seja monitoradas as cargas e os contratos. Esse modelo requer uma preparação do sistema de comunicação de dados do COS, de forma a monitorar gerações, cargas e contratos. Simulando a violação de contratos é possível determinar regras que devem ser seguidas e se são apropriadas.

### 5.5 Simulações com Duas Áreas de Controle

A potencialidade do modelo será simulado agora com o *ScicosLab/Scilab* com um sistema constituído por duas áreas iguais, onde cada área é composta por uma turbina térmica sem reaquecimento e outra hidráulica conforme figura 5.3.

Os valores referentes aos parâmetros e constantes de tempo considerados nas simulações para o sistema composto por duas turbinas a vapor sem reaquecimento (1 e 3) e seus reguladores e por duas turbinas hidráulicas e seu reguladores (2 e 4) estão indicados a seguir:

Dados das turbinas e reguladores:

$$T_{11}=T_{12} = 0,1s; T_{S1} = T_{S3} = 0,35s; T_{W2} = T_{W4} = 1s; T_{G2} = T_{G4} = 0,2s;$$

$$r_1 = r_2 = 0,38p.u.; Tr2 = Tr4 = 5s$$

Dados do estatismo:

$$R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = 0,05p.u.$$

Dados do CAG:

$$k_1 = k_2 = 0,05$$

$$B_1 = B_2 = 21$$

Torque sincronizante:

$$T_s = 12,57$$

Dados dos geradores:

$$M1 = M2 = 10s$$

$$D1 = D2 = 1p.u.$$

A seguir são apresentados 5 casos de simulações considerando duas áreas de controle.

**OBS: ALGUMAS VEZES PODERÁ EXISTIR UMA DIFERENÇA ENTRE O PONTO COLOCADO NA CURVA, E O VALOR CALCULADO. ESTA DIFERENÇA**

**SE DEVE AO FATO DE QUE TRABALHAMOS COM ARREDONDAMENTO DE 3 CASAS, E O SOFTWARE CALCULA COM UMA QUANTIDADE ENORME DE CASAS APÓS A VÍRGULA. NO GRÁFICO, QUANDO OBTEMOS O PONTO, ESTE É ARREDONDANDO PARA 3 CASAS, DESTA FORMA QUASE SEMPRE TEMOS UMA PEQUENA DIFERENÇA ENTRE OS VALORES.**

### 5.5.1 Caso 1 – Base

Simulações com o CAG operando em TLB sem a existência de contratos entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle.

Dados considerados [22]:

$FP_{cag1}$	=	0,5
$FP_{cag2}$	=	0,5
$FP_{cag3}$	=	0,5
$FP_{cag4}$	=	0,5
Modalidade Operação Área 1	=	TLB
Modalidade Operação Área 2	=	TLB
Variação de carga DISCO 1 (Área 1) - $\Delta P_{L1}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 2 (Área 1) - $\Delta P_{L2}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 3 (Área 2) - $\Delta P_{L3}$	=	0,0 p.u.
Variação de carga DISCO 4 (Área 2) - $\Delta P_{L4}$	=	0,0 p.u.
Montante total de variação na área 1 - $\Delta P_{c1}$	=	0,2 p.u.
Montante total de variação na área 2 - $\Delta P_{c2}$	=	0,0 p.u.

Portanto a variação de carga para as áreas 1, 2, 3 e 4 fica:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0pu$$

e, o montante de variação de carga nas áreas 1 e 2 fica:

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} = 0,2pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0,0pu$$

A matriz de participação das companhias de distribuição (MPD) é dada por:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Como se pode ver pela matriz MPD só existe demanda na área 1. Da equação (5.12) e aplicando o princípio da linearidade, para variações da carga contratada pode-se escrever que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

Expandindo a matriz acima temos as variações  $\Delta P_{gi}$  dos geradores contratadas pelas DISCO.

Estes resultados são os valores de variação de geração em regime permanente os quais podem ser verificados nos resultados das simulações mostradas nas figuras 5.4 a 5.7.

$$\Delta P_{g1} = 0,5 \cdot \Delta P_{L1} + 0,5 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0 \cdot \Delta P_{L4} = 0,1pu$$

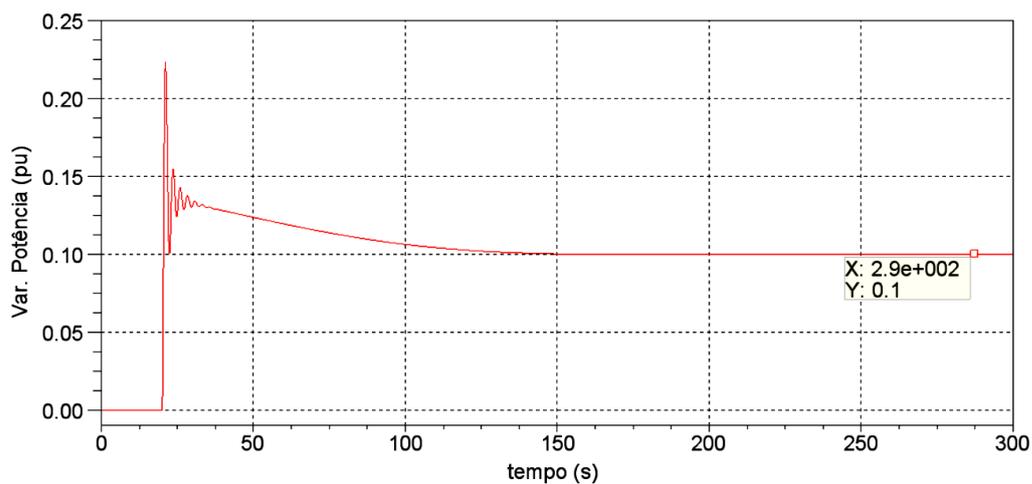


Figura 5.4 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{g2} = 0,5 \cdot \Delta P_{L1} + 0,5 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0 \cdot \Delta P_{L4} = 0,1 pu$$

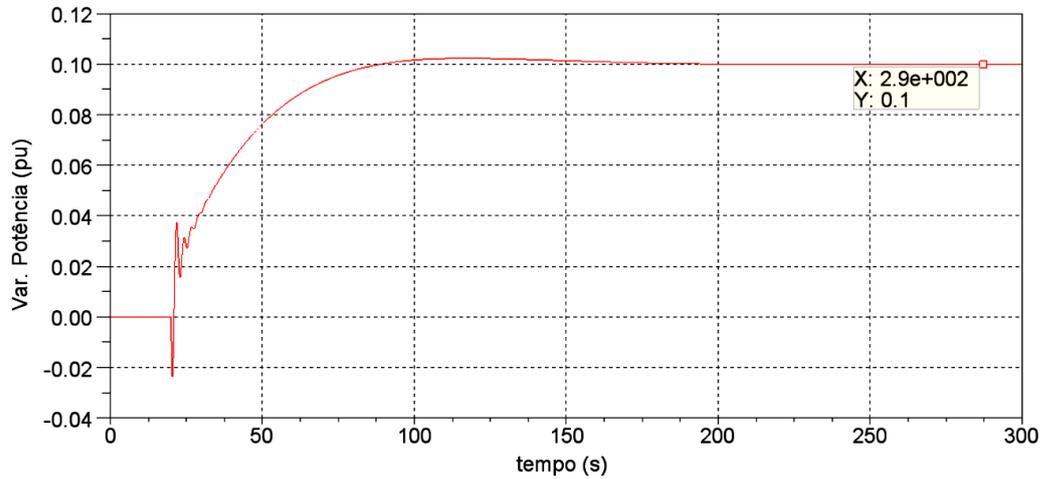


Figura 5.5 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g3} = 0 \cdot \Delta P_{L1} + 0 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0 \cdot \Delta P_{L4} = 0,0 pu$$

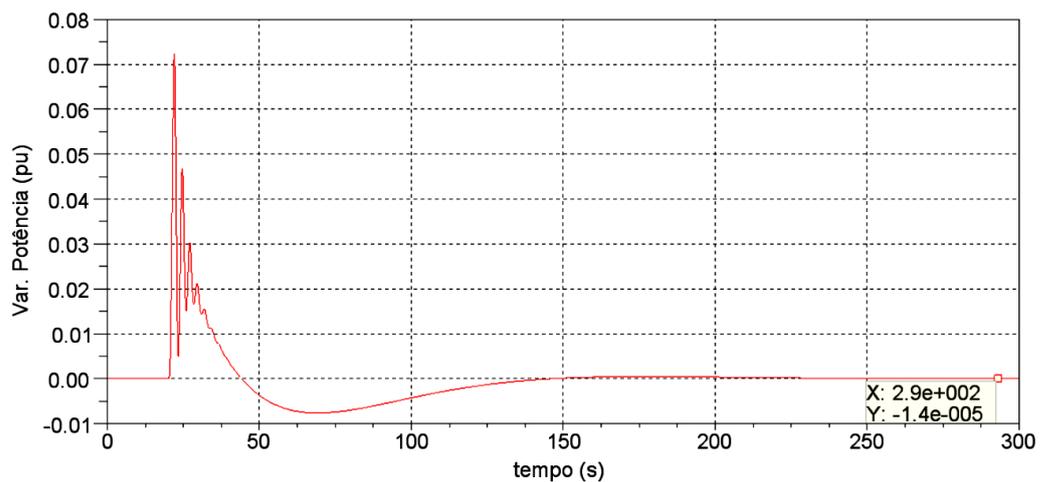


Figura 5.6 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g4} = 0. \Delta P_{L1} + 0. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0. \Delta P_{L4} = 0,0pu$$

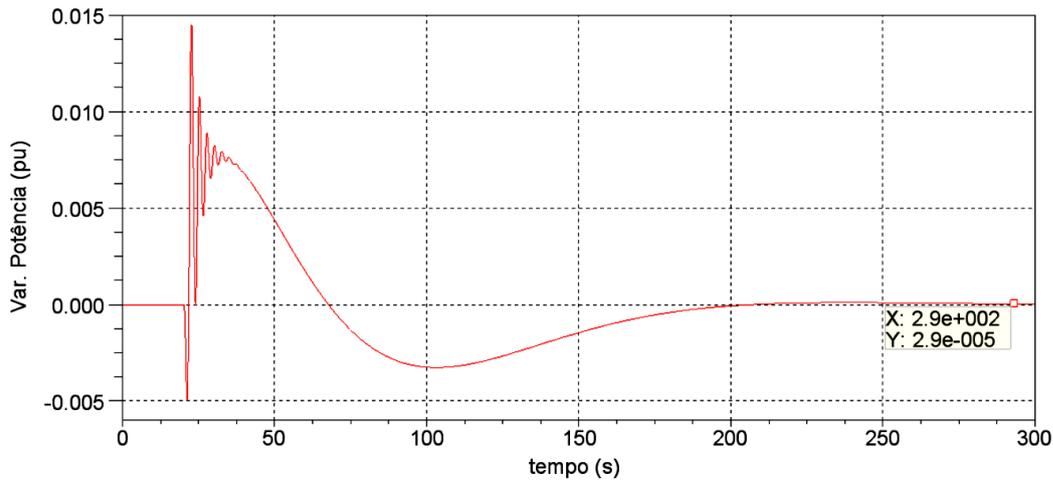


Figura 5.7 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em *p.u.*).

Substituindo os fatores da matriz MPD na equação (5.19) e considerando as variações de carga obtém-se:

$$\Delta P_{TL12(prog)} = 0,0pu$$

Esse resultado já era esperado, já que as companhias não fazem transações fora de suas áreas de controle, e pode ser confirmado na figura 5.8.

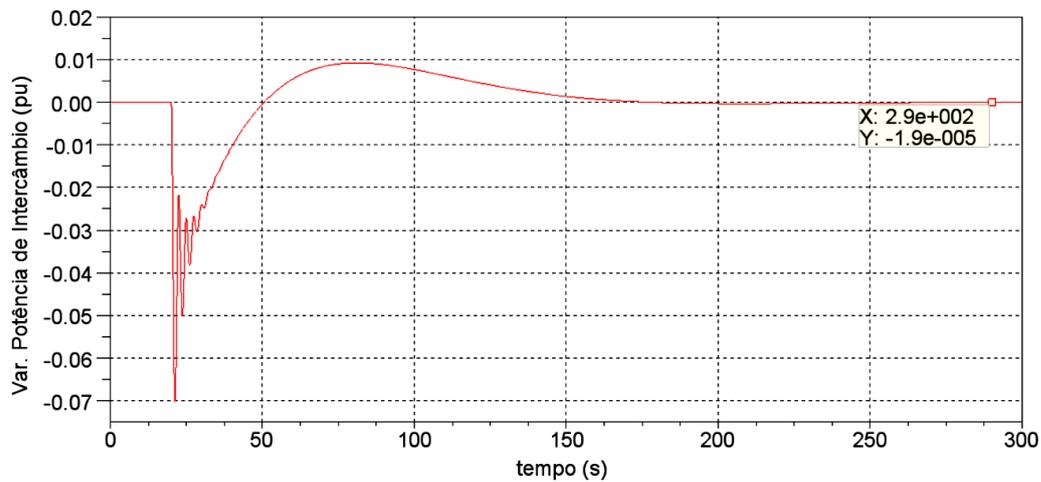


Figura 5.8 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em *p.u.*).

O desvio de frequência para cada uma das áreas é nulo em regime permanente, como pode ser visto nas figuras 5.9 e 5.10.

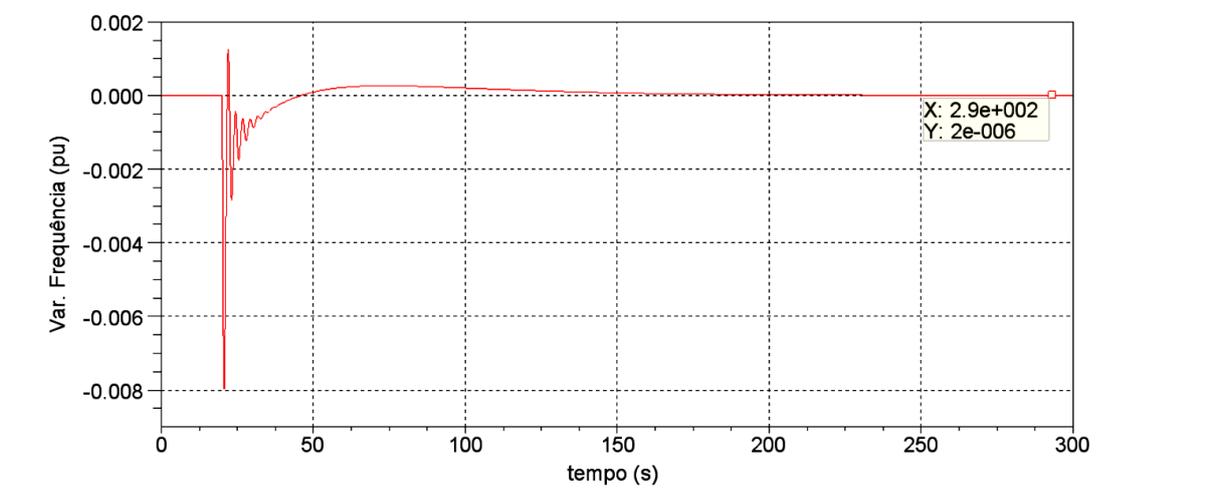


Figura 5.9 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em *p.u.*).

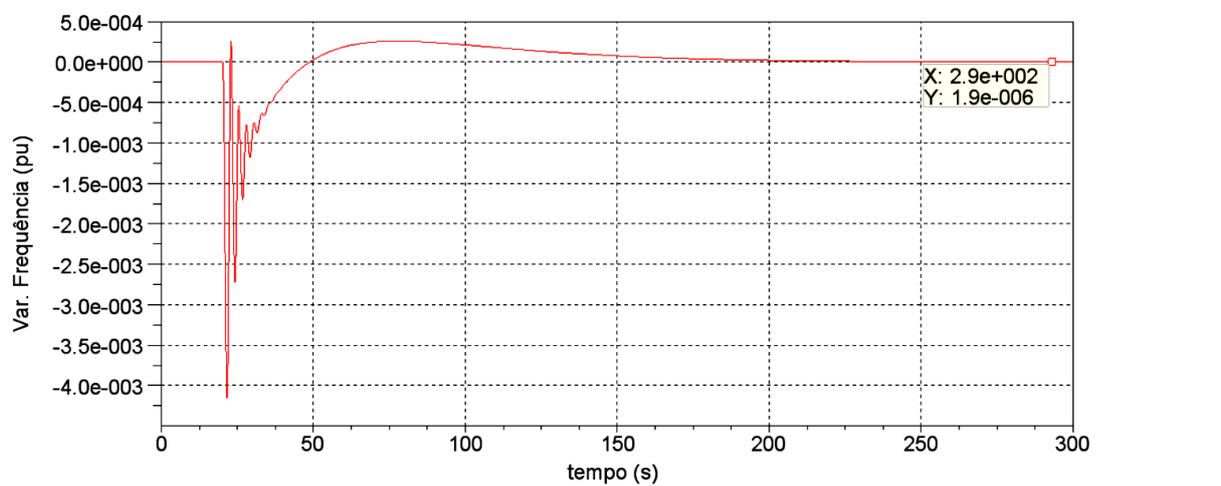


Figura 5.10 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em *p.u.*).

E finalmente, o ECA das duas áreas se anula, o que pode ser notado nas figuras 5.11 e 5.12.

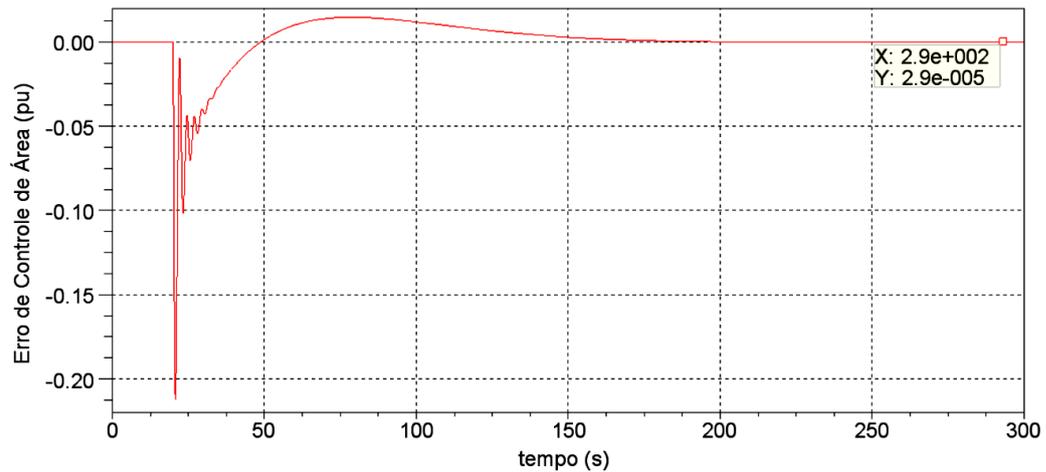


Figura 5.11 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em *p.u.*).

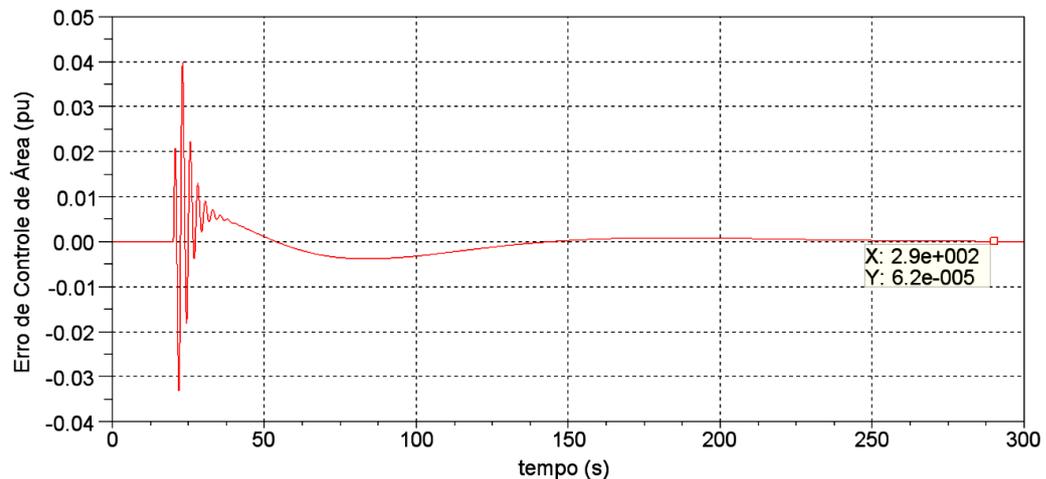


Figura 5.12 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em *p.u.*).

O segundo caso considera contratos livres entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle com o CAG operando em TLB.

### 5.5.2 Caso 2 – Contratos Livres

O segundo caso considera contratos livres entre geradores e consumidores de diferentes áreas de controle com o CAG operando em TLB.

$FP_{cag1}$	=	0,5
$FP_{cag2}$	=	0,5
$FP_{cag3}$	=	0,5
$FP_{cag4}$	=	0,5
Modalidade Operação Área 1	=	TLB
Modalidade Operação Área 2	=	TLB
Variação de carga DISCO 1 (Área 1) - $\Delta P_{L1}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 2 (Área 1) - $\Delta P_{L2}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 3 (Área 2) - $\Delta P_{L3}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 4 (Área 2) - $\Delta P_{L4}$	=	0,1 p.u.
Montante total de variação na área 1 - $\Delta P_{c1}$	=	0,2 p.u.
Montante total de variação na área 2 - $\Delta P_{c2}$	=	0,2 p.u.

Portanto a variação de carga para as áreas 1, 2, 3 e 4 fica:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0,1pu$$

e, o montante de variação de carga nas áreas 1 e 2 fica:

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} = 0,2pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0,2pu$$

A matriz MPD está apresentada abaixo:

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Podemos ver na matriz MPD que existe contratos entre as duas áreas. A variação de geração contratada pelas companhias de geração é dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g3} \\ \Delta P_{g4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix}$$

Expandindo a matriz acima temos as variações  $\Delta P_{gi}$  dos geradores contratadas pelas DISCO.

Estes resultados são os valores de variação de geração em regime permanente os quais podem ser verificados nos resultados das simulações mostradas nas figuras 5.13 a 5.16.

de onde se pode escrever que:

Estes resultados são os valores de variação de geração em regime permanente. Podemos ver estes resultados nas simulações mostradas nas figuras 5.13 a 5.16.

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:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TL12(prog)} = & fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} \\ & - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \end{aligned}$$

$$\Delta P_{g1} = 0,5. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} = 0,105pu$$

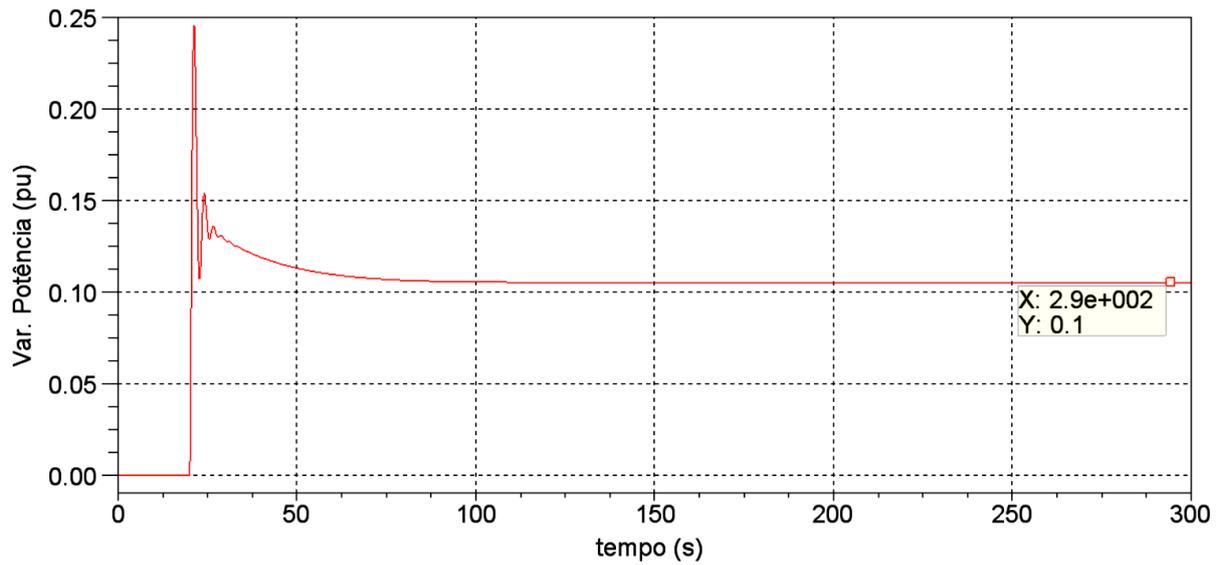


Figura 5.13 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g2} = 0,2. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} = 0,045pu$$

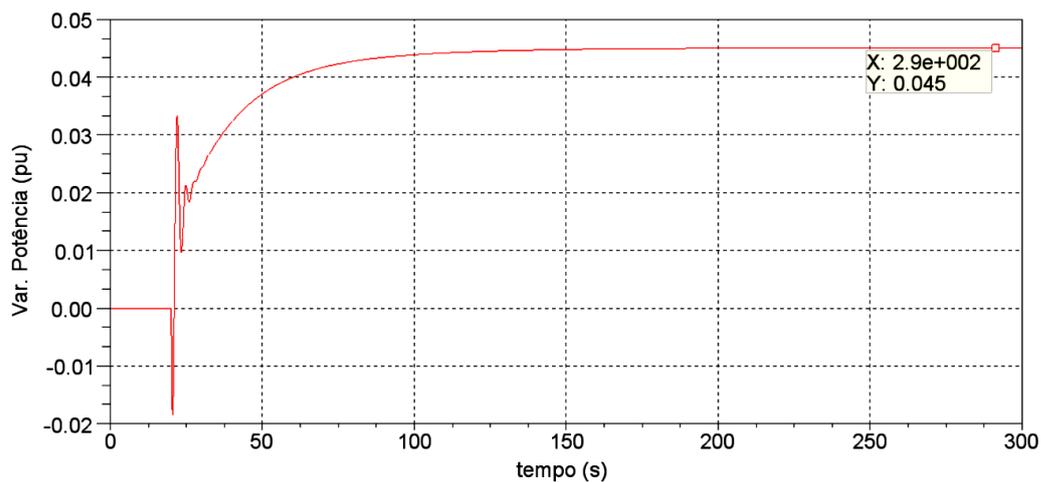


Figura 5.14 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g3} = 0. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 1. \Delta P_{L3} + 0,7. \Delta P_{L4} = 0,195pu$$

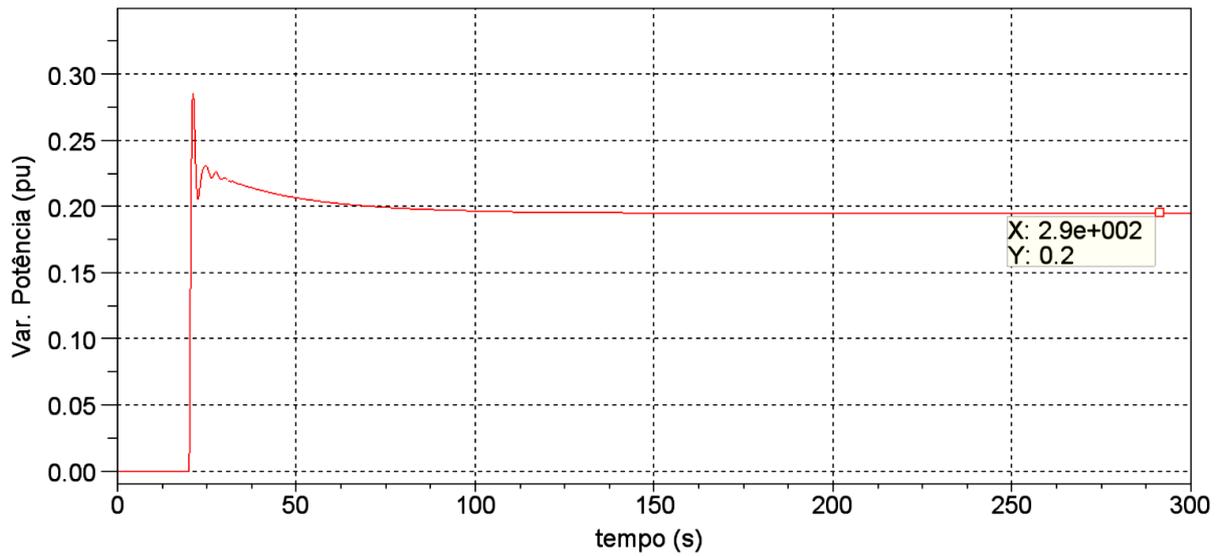


Figura 5.15 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g4} = 0,3. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} = 0,055pu$$

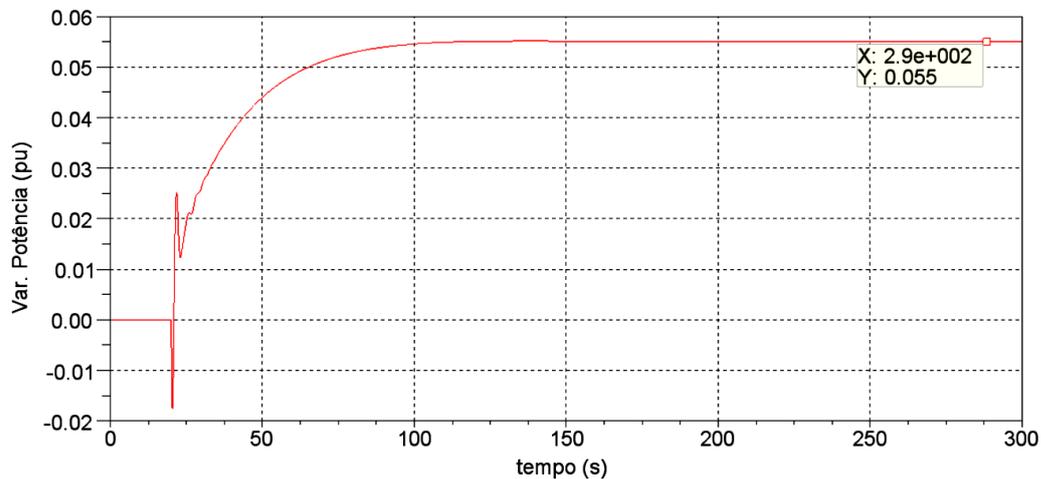


Figura 5.16 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em p.u.).

Substituindo os fatores da matriz MPD na equação (5.19) e considerando as variações de carga obtém-se:

$$\Delta P_{TL12(prog)} = -0,05pu$$

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 5.17.

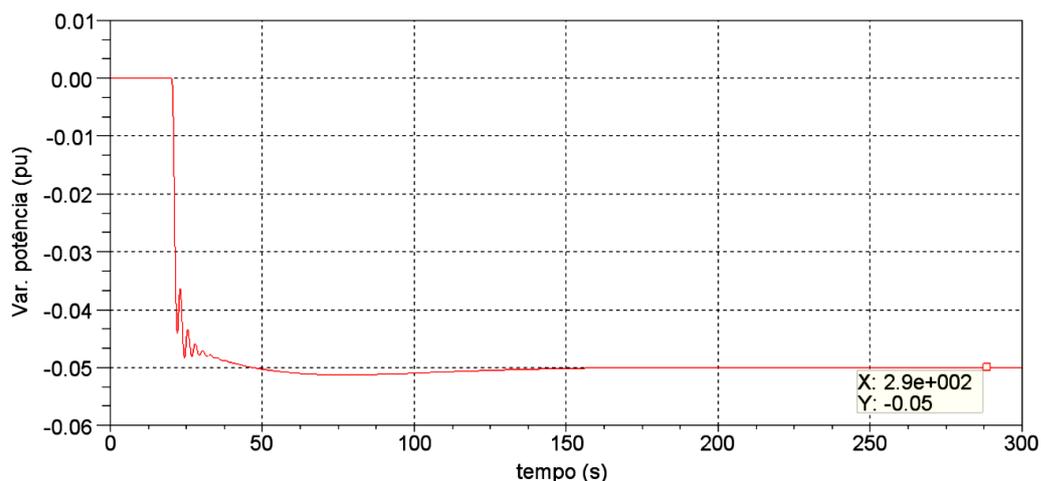


Figura 5.17 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em p.u.).

O desvio de frequência para cada uma das áreas é nulo em regime permanente, como pode ser visto nas figuras 5.18 e 5.19.

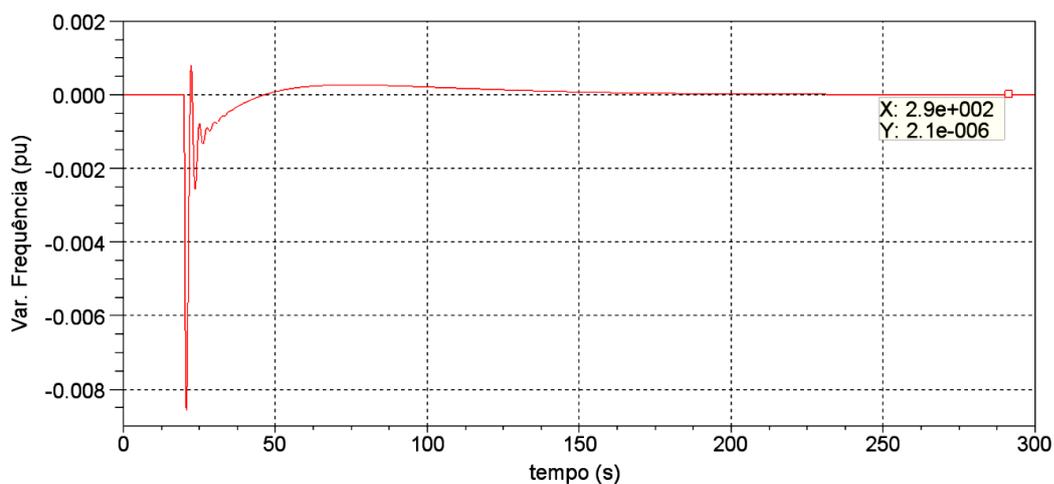


Figura 5.18 – Desvio de Frequência da Área 1 (valores em p.u.).

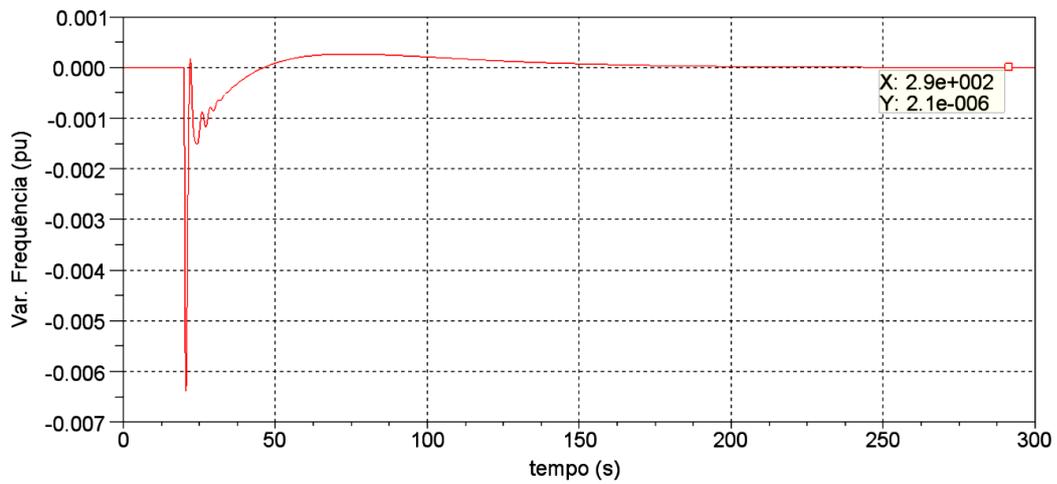


Figura 5.19 – Desvio de Frequência da Área 2 (valores em p.u.).

O ECA das duas áreas também se anula, o que pode ser comprovado nas figuras 5.20 e 5.21.

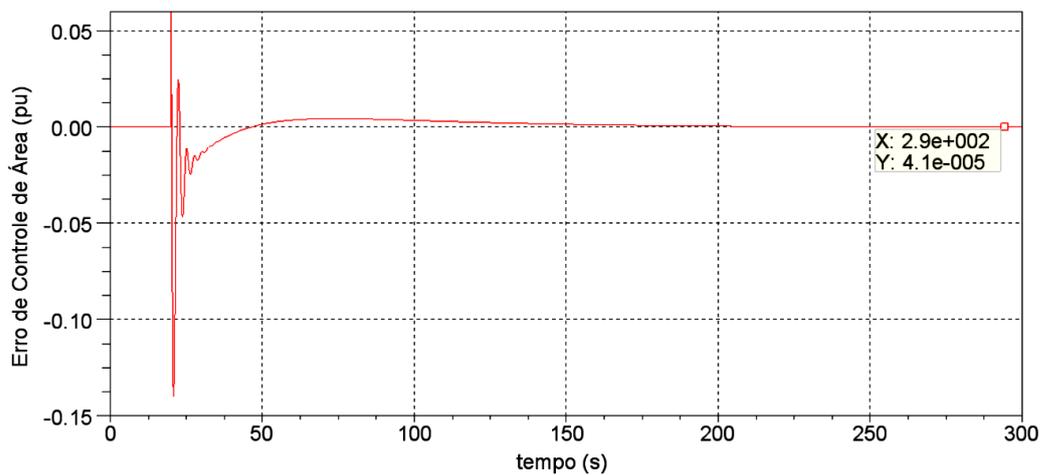


Figura 5.20 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em p.u.).

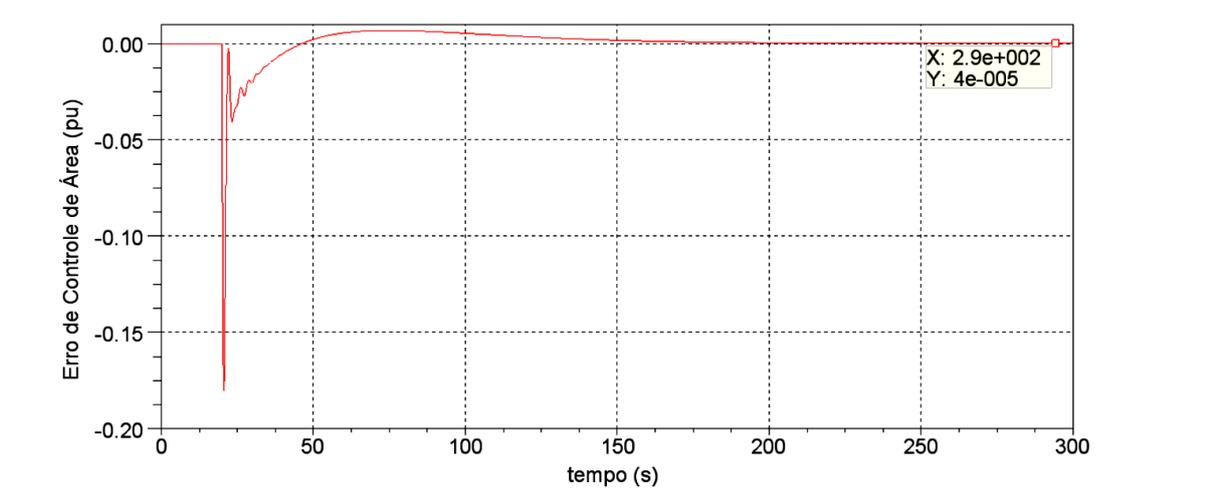


Figura 5.21 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em *p.u.*).

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.

No terceiro caso o CAG também opera em TLB, mas são consideradas violações de contratos por parte dos consumidores.

### 5.5.3 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.

$FP_{cag1}$	=	0,75
$FP_{cag2}$	=	0,25
$FP_{cag3}$	=	0,5
$FP_{cag4}$	=	0,5
Modalidade Operação Área 1	=	TLB
Modalidade Operação Área 2	=	TLB
Variação de carga DISCO 1 (Área 1) - $\Delta P_{L1}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 2 (Área 1) - $\Delta P_{L2}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 3 (Área 2) - $\Delta P_{L3}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO4 (Área 2) - $\Delta P_{L4}$	=	0,1 p.u.
Montante total de variação na área 1 - $\Delta P_{c1}$	=	0,2 p.u.
Montante total de variação na área 2 - $\Delta P_{c2}$	=	0,2 p.u.
Demanda excedente - $P_{L1(excedente)}$	=	0,1 p.u.

A matriz MPD é a mesma do caso 2.

$$MPD = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0 & 0,3 \\ 0,2 & 0,25 & 0 & 0 \\ 0 & 0,25 & 1 & 0,7 \\ 0,3 & 0,25 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Portanto a variação de carga para as áreas 1, 2, 3 e 4 fica:

$$\Delta P_{L1} = \Delta P_{L2} = 0,1pu$$

$$\Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0,1pu$$

Sendo que o consumidor 1 tem uma demanda adicional:

$$P_{L1(excedente)} = 0,1pu$$

O montante de variação de carga nas áreas 1 e 2 fica:

$$\Delta P_{c1} = \Delta P_{L1} + P_{L1(excedente)} + \Delta P_{L2} = 0,3pu$$

$$\Delta P_{c2} = \Delta P_{L3} + \Delta P_{L4} = 0,2pu$$

A variação de geração contratada para cada companhia de geração é dada pela equação (5.16), colada abaixo para todos os geradores:

$$\Delta P_{g1} = fpc_{11} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{12} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + FPcag_1 \cdot P_{L1(excedente)}$$

$$\Delta P_{g2} = fpc_{21} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{22} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} + FPcag_2 \cdot P_{L1(excedente)}$$

$$\Delta P_{g3} = fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{33} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{34} \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{g4} = fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} + fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} + fpc_{43} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{44} \cdot \Delta P_{L4}$$

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, temos os resultados das variações de geração em regime permanente, conforme mostram as figuras 5.22 a 5.25.:

$$\Delta P_{g1} = 0,5 \cdot \Delta P_{L1} + 0,25 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0,3 \cdot \Delta P_{L4} + 0,75 \cdot P_{L1(excedente)} = 0,18 pu$$

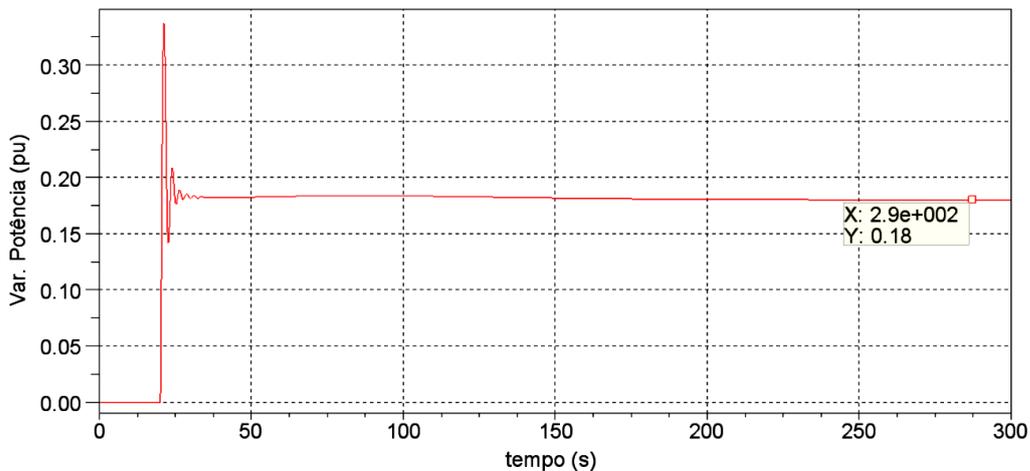


Figura 5.22 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em p.u.).

$$\Delta P_{g2} = 0,2. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0. \Delta P_{L4} + 0,25. P_{L1(excedente)} = 0,07 pu$$

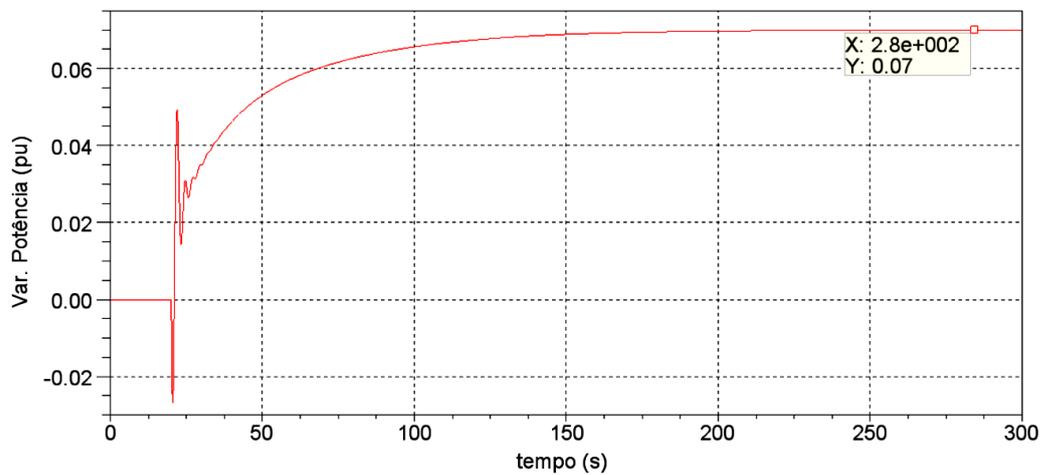


Figura 5.23 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{g3} = 0. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 1. \Delta P_{L3} + 0,7. \Delta P_{L4} = 0,195pu$$

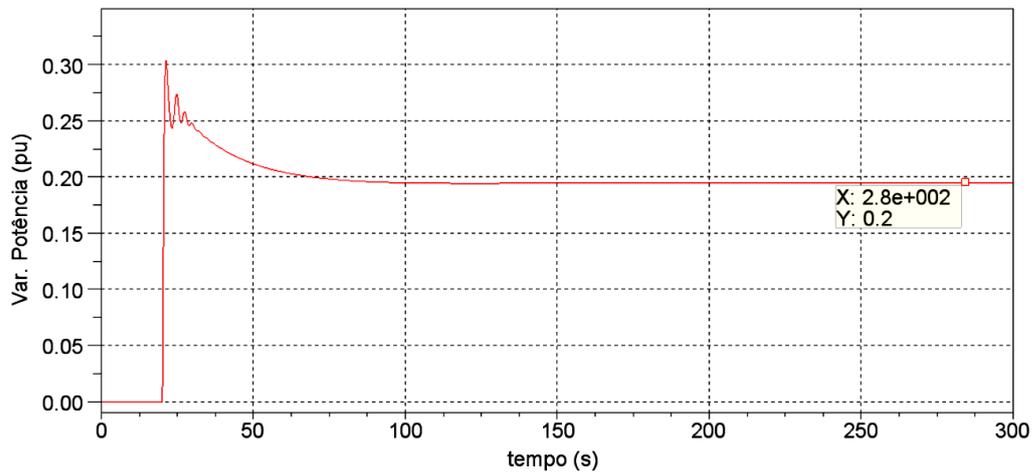


Figura 5.24 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em *p.u.*).

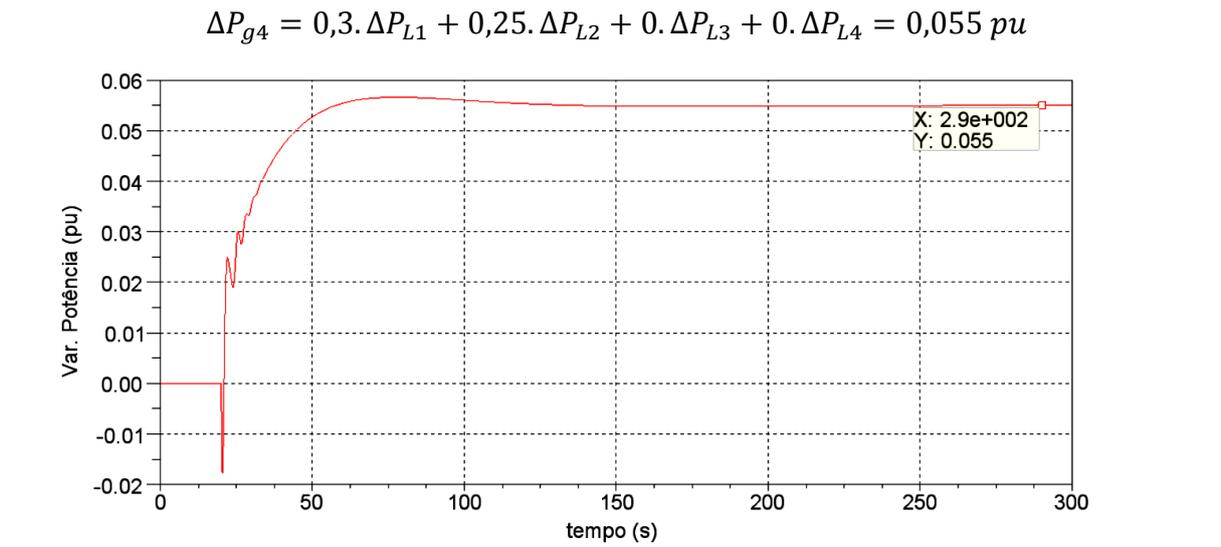


Figura 5.25 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em *p.u.*).

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:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TL12(prog)} = & fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} \\ & - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \end{aligned}$$

Substituindo os fatores da matriz MPD e considerando as variações de carga contratada tem-se:

$$\Delta T_{TL12(prog)} = -0,05 \text{ pu}$$

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 5.26.

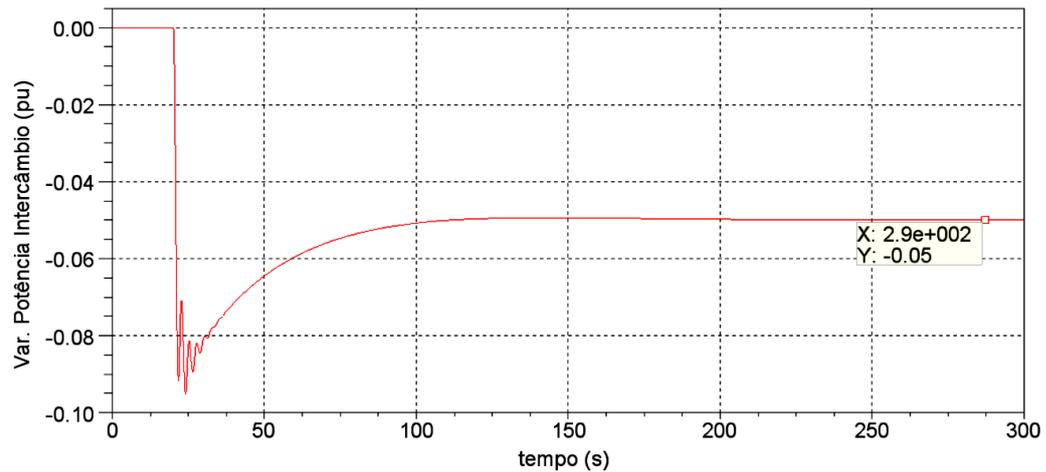


Figura 5.26 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em *p.u.*).

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. Podemos comprovar isto nas figuras 5.27 a 5.30.

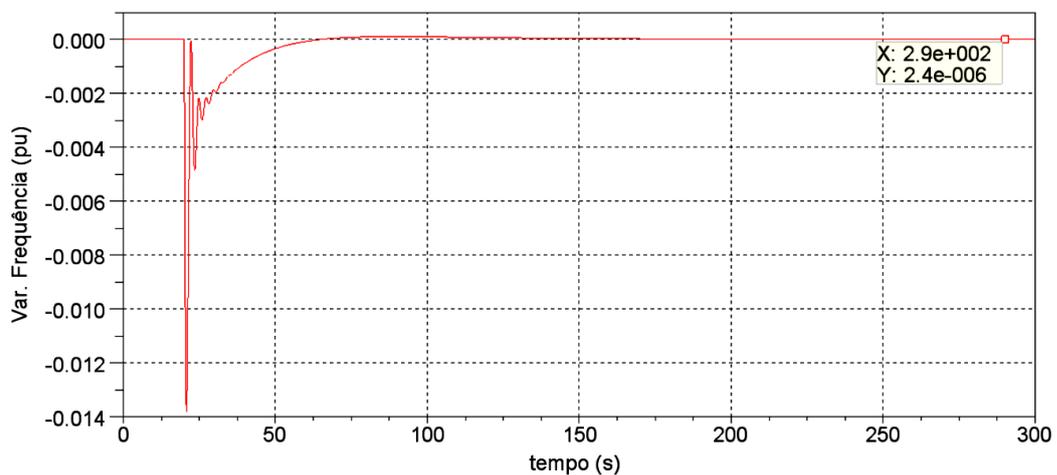


Figura 5.27 – Desvio de frequência para Área 1 (valores em *p.u.*).

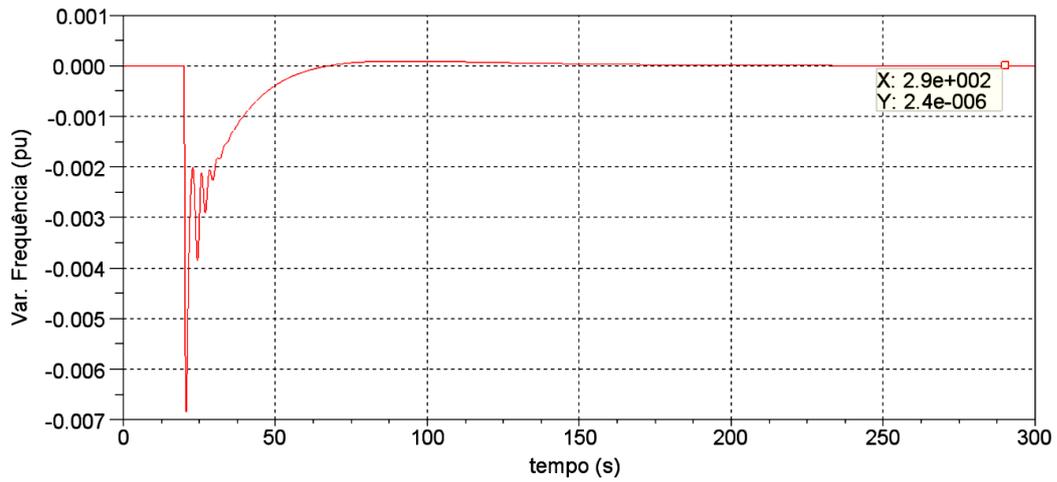


Figura 5.28 – Desvio de frequência para Área 2 (valores em *p.u.*).

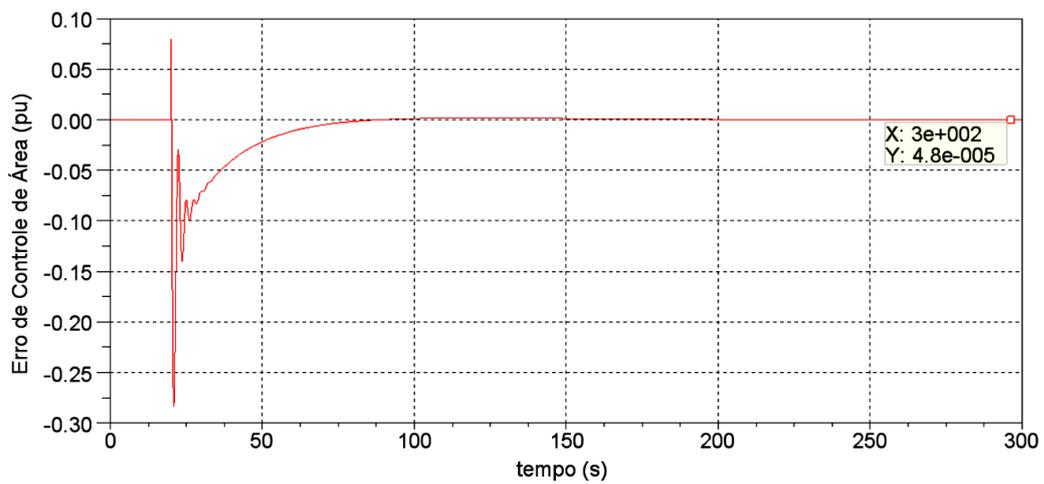


Figura 5.29 – Erro de Controle de Área para Área 1 (valores em *p.u.*).

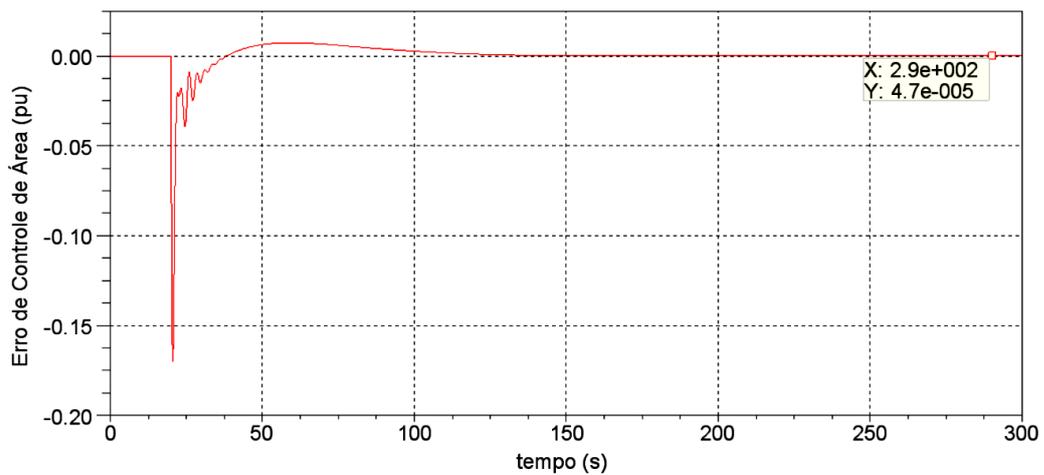


Figura 5.30 – Erro de Controle de Área para Área 2 (valores em *p.u.*).

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.

No quarto caso são consideradas violações de contratos, mas com o CAG de uma das áreas desligado e o da outra operando em FF.

#### 5.5.4 Caso 4 – Violação de Contrato com CAG Operando em FF

$FP_{cag1}$	=	0,75
$FP_{cag2}$	=	0,25
$FP_{cag3}$	=	0,50
$FP_{cag4}$	=	0,50
Modalidade Operação Área 1	=	CAG desligado
Modalidade Operação Área 2	=	FF
Varição de carga DISCO 1 (Área 1) - $\Delta P_{L1}$	=	0,1 p.u.
Varição de carga DISCO 2 (Área 1) - $\Delta P_{L2}$	=	0,1 p.u.
Varição de carga DISCO 3 (Área 2) - $\Delta P_{L3}$	=	0,1 p.u.
Varição de carga DISCO4 (Área 2) - $\Delta P_{L4}$	=	0,1 p.u.
Montante total de variação na área 1 - $\Delta P_{c1}$	=	0,2 p.u.
Montante total de variação na área 2 - $\Delta P_{c2}$	=	0,2 p.u.
Demanda excedente - $P_{L1(excedente)}$	=	0,1 p.u.

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:

$$\Delta P_{g1} = 0,18pu$$

$$\Delta P_{g2} = 0,07pu$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195pu$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055pu$$

Se não houvesse violação de contrato teríamos os valores abaixo, obtidos do caso 2.

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 5.31 a 5.34.

Podemos observar que o incremento da geração para o gerador 1,  $\Delta P_{g1} = 0,105pu$ , é o mesmo valor que foi obtido como se não houvesse violação de contrato. Podemos ver esse resultado na figura 5.31.

$$\Delta P_{g1} = 0,5. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} = 0,105pu$$

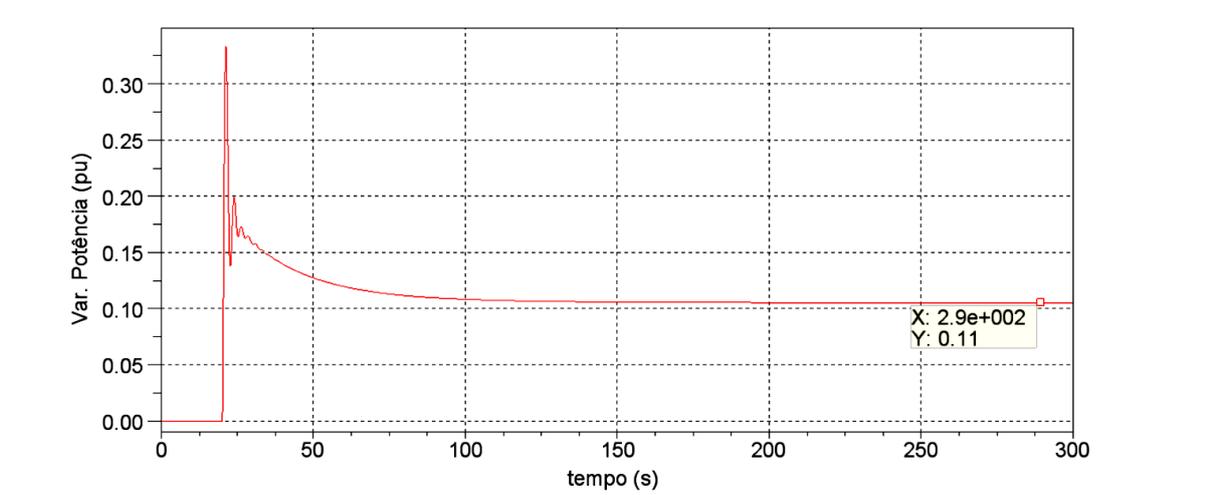


Figura 5.31 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em *p.u.*).

O mesmo acontece com o incremento de geração para o gerador 2,  $\Delta P_{g2} = 0,045pu$ , que também é o mesmo resultado obtido como se não houvesse violação de contrato. Podemos ver esse resultado na figura 5.32.

$$\Delta P_{g2} = 0,2. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,0. \Delta P_{L4} = 0,045pu$$

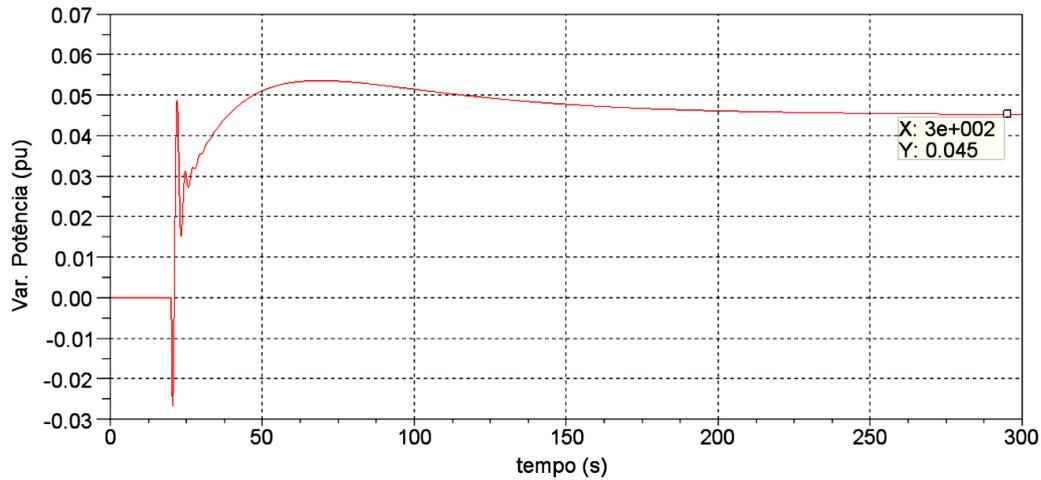


Figura 5.32 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em *p.u.*).

O incremento de potência para o gerador 3 deveria ser de  $\Delta P_{g3} = 0,195pu$ , no entanto podemos ver na figura 5.33 que houve um incremento de 0,05p.u., já que este gerador está com um fator de participação no CAG de 0,5.

$$\Delta P_{g3} = 0. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 1. \Delta P_{L3} + 0,7. \Delta P_{L4} = 0,195pu$$

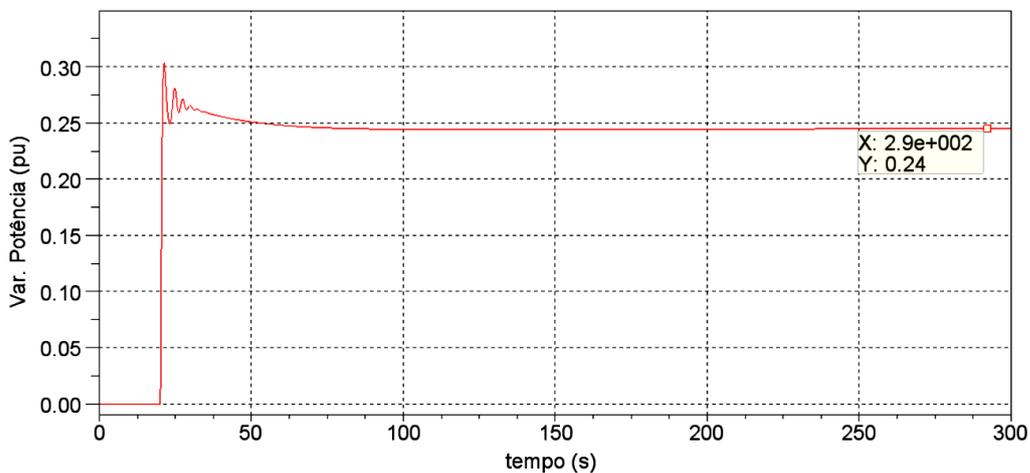


Figura 5.33 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em *p.u.*).

O mesmo acontece com o gerador 4, que deveria ter um incremento  $\Delta P_{g4} = 0,055pu$ , e passou a fornecer 0,105p.u., aumentando de 0,05p.u., já que seu fator de participação no CAG é também de 0,5. Podemos ver esse resultado na figura 5.34.

$$\Delta P_{g4} = 0,3. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,0. \Delta P_{L4} = 0,055pu$$

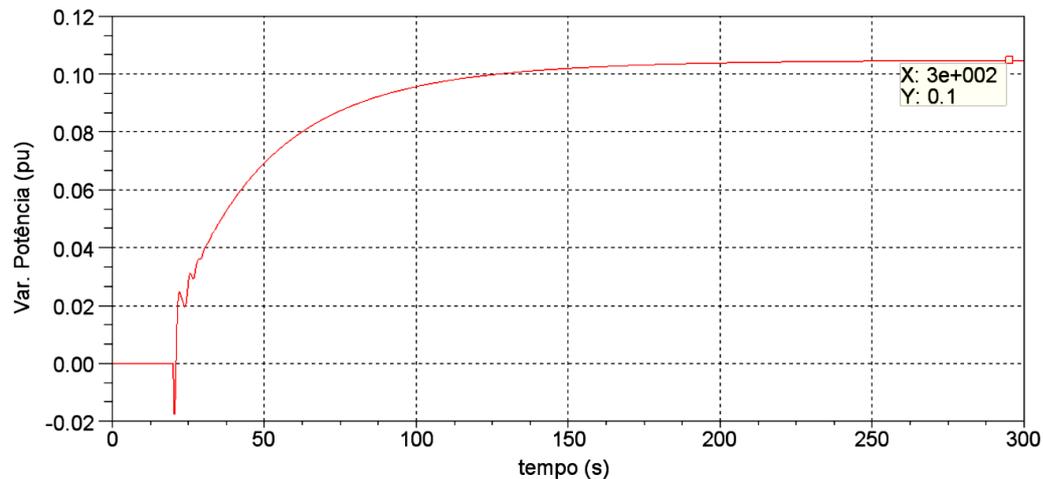


Figura 5.34 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em *p.u.*).

Para a variação do intercâmbio programado entre as áreas, ter-se-ia o mesmo valor do caso anterior se os CAGs estivessem operando em TLB:

$$\Delta P_{TL12(prog)} = -0,05pu$$

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. Na realidade a área 2, que esta operando em FF, está atendendo integralmente a violação de contrato da área 1, como pode ser visto na figura 5.35.

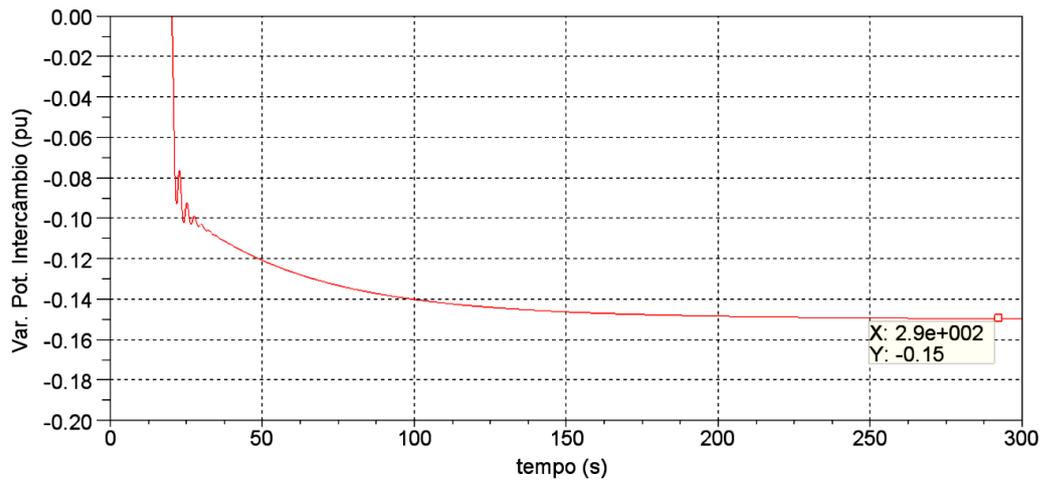


Figura 5.35 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em *p.u.*).

Os desvios de frequência das duas áreas são nulos, o que pode ser confirmado nas figuras 5.36 e 5.37, já que o CAG de uma das áreas está operando em FF, para controlar a frequência do sistema.

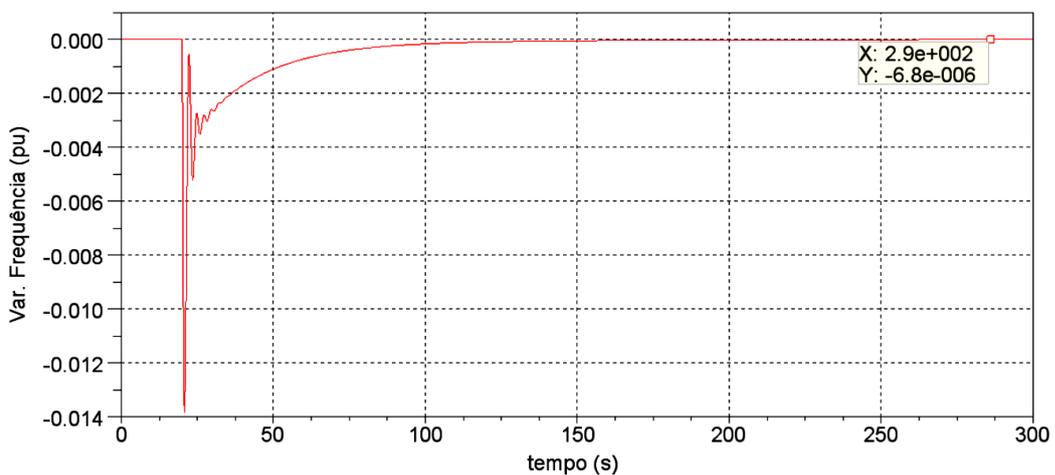


Figura 5.36 – Desvio de frequência da Área 1 (valores em *p.u.*).

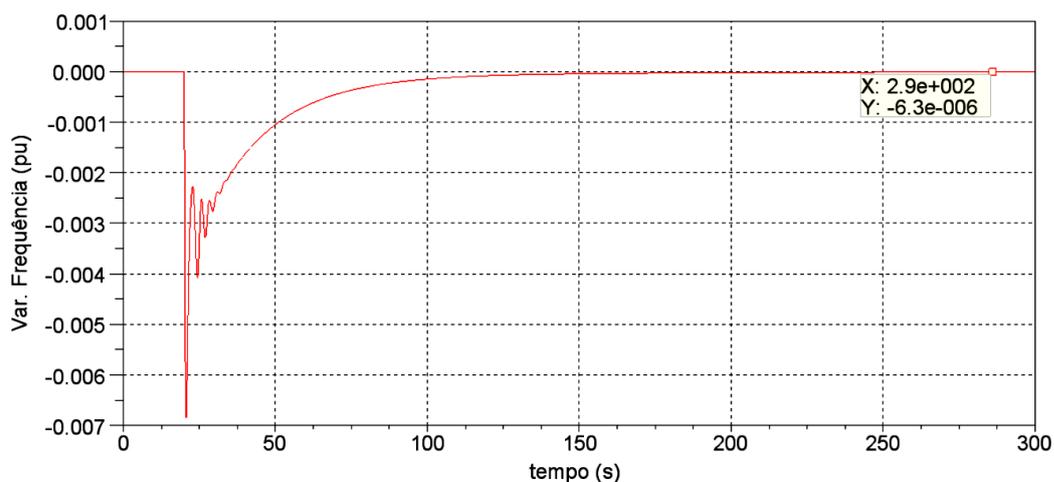


Figura 5.37 – Desvio de frequência da Área 2 (valores em *p.u.*).

E para finalizar esse caso, ainda é possível notar que o ECA da área 2 não se anula, conforme mostrado na figura 5.39. Este apresenta um valor de 0,1 p.u. 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 p.u. , 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 5.38, também caracterizando intercâmbio involuntário.

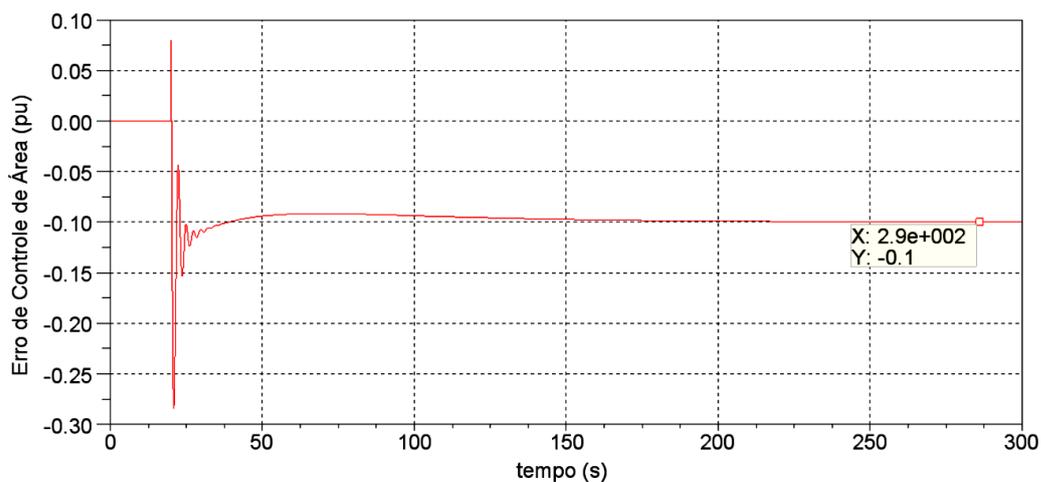


Figura 5.38 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em *p.u.*).

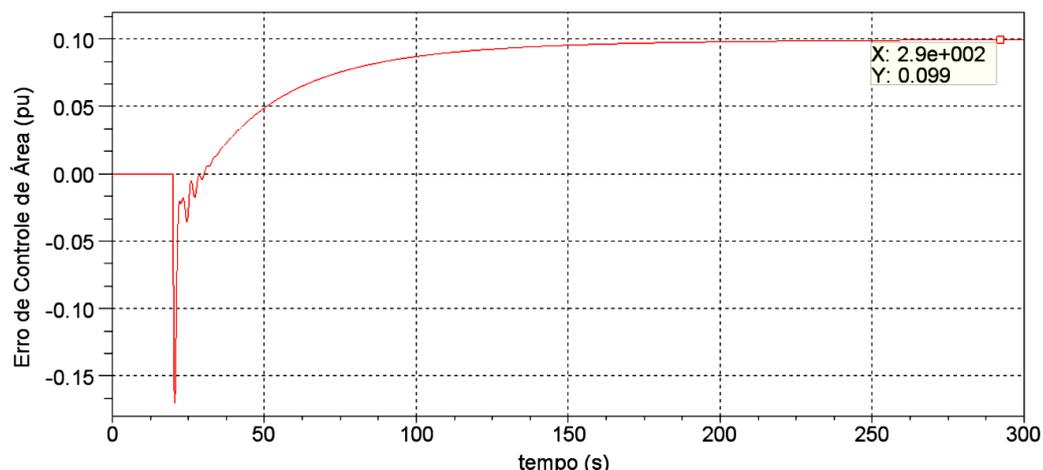


Figura 5.39 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em *p.u.*).

No quinto e último caso são consideradas violações de contratos, mas com o CAG das duas áreas desligados.

### 5.5.5 Caso 5 – Violação de Contrato com CAG Desligado

$FP_{cag1}$	=	0,75
$FP_{cag2}$	=	0,25
$FP_{cag3}$	=	0,50
$FP_{cag4}$	=	0,50
Modalidade Operação Área 1	=	CAG desligado
Modalidade Operação Área 2	=	CAG desligado
Variação de carga DISCO 1 (Área 1) - $\Delta P_{L1}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 2 (Área 1) - $\Delta P_{L2}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO 3 (Área 2) - $\Delta P_{L3}$	=	0,1 p.u.
Variação de carga DISCO4 (Área 2) - $\Delta P_{L4}$	=	0,1 p.u.
Montante total de variação na área 1 - $\Delta P_{c1}$	=	0,2 p.u.
Montante total de variação na área 2 - $\Delta P_{c2}$	=	0,2 p.u.
Demanda excedente - $P_{L1(excedente)}$	=	0,1 p.u.

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:

$$\Delta P_{g1} = 0,18pu$$

$$\Delta P_{g2} = 0,07pu$$

$$\Delta P_{g3} = 0,195pu$$

$$\Delta P_{g4} = 0,055pu$$

$$\Delta P_{TL12(prog)} = -0,05pu$$

Se não houvesse violação de contrato teríamos os valores abaixo, obtidos do caso 2.

$$\Delta P_{g1} = 0,5. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} = 0,105pu$$

$$\Delta P_{g2} = 0,2. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,0. \Delta P_{L4} = 0,045pu$$

$$\Delta P_{g3} = 0. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 1. \Delta P_{L3} + 0,7. \Delta P_{L4} = 0,195pu$$

$$\Delta P_{g4} = 0,3. \Delta P_{L1} + 0,25. \Delta P_{L2} + 0. \Delta P_{L3} + 0,0. \Delta P_{L4} = 0,055pu$$

Mas como os CAGs estão desligados, só estão sendo enviados aos geradores sinais referentes aos contratos e regulação primária. Os sinais referentes aos contratos significam uma solicitação de aumento de produção de energia, isto é, houve uma variação de carga e houve um aumento na produção, na violação de contrato o sistema só conta com a regulação própria e a regulação primária, e estaria funcionando agora de acordo com as equações desenvolvidas no capítulo III. Neste sistema, podemos considerar a variação de carga apenas a demanda excedente, já que a variação contratada foi suprida com o aumento da produção de energia, solicitada pelas informações dos contratos. Neste caso para uma variação na carga teríamos que somar às equações do capítulo III as variações obtidas no capítulo V. A variação na frequência continua sendo dada pela equação (3.9). Podemos obter as variações de potência nos geradores através das equações (3.6), (3.17), (3.18) e equação (5.10). Assim teremos a equação (5.23).

$$\Delta P_{Gi(total)} = \frac{\Delta L_{1(excedente)} + \Delta L_{2(excedente)}}{R_i \left[ \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + D_2 \right) \right]} + fpc_{i1} \cdot P_{L1} + fpc_{i2} \cdot P_{L2} + fpc_{i3} \cdot P_{L3} + fpc_{i4} \cdot P_{L4} \quad (5.23)$$

Podemos obter a potência de interligação através das equações (3.16) e (5.19) e, será dada pela equação (5.24).

$$\Delta P_{TL12(total)} = \Delta P_{TL12} + \Delta P_{TL12(prog)} \quad (5.24)$$

Expandindo a equação (5.24) obtemos a equação (5.25).

$$\Delta P_{TL12(total)} = \frac{-\Delta L_{1(excedente)} \left( \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + D_2 \right) + \Delta L_{2(excedente)} \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + D_2 \right)} + fpc_{13} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{14} \cdot \Delta P_{L4} + fpc_{23} \cdot \Delta P_{L3} + fpc_{24} \cdot \Delta P_{L4} - fpc_{31} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{32} \cdot \Delta P_{L2} - fpc_{41} \cdot \Delta P_{L1} - fpc_{42} \cdot \Delta P_{L2} \quad (5.25)$$

Os resultados para variação da potência gerada contratada e variação da potência de intercâmbio estão mostrados nas figuras 5.40 a 5.44.

$$\Delta P_{G1(total)} = \frac{0,1 + 0}{0,05 \left[ \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) \right]} + 0,5 \cdot \Delta P_{L1} + 0,25 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0,3 \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{G1} = 0,129pu$$

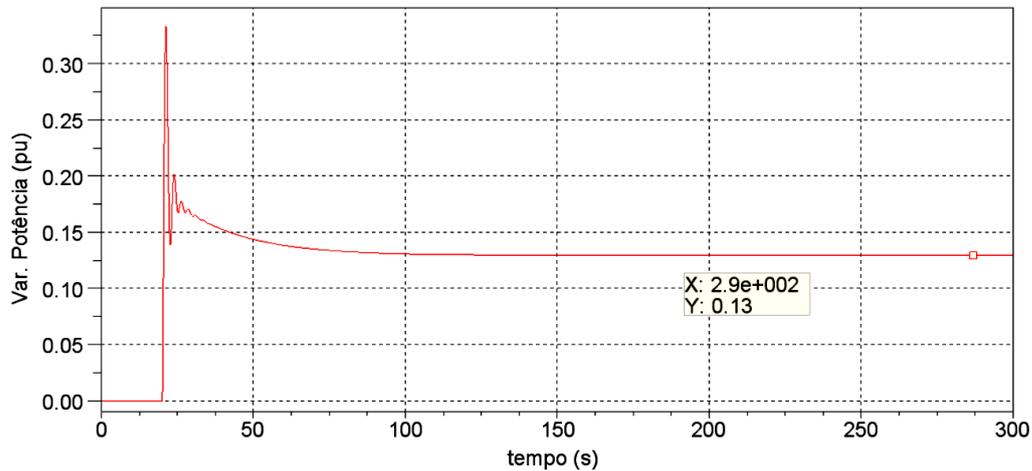


Figura 5.40 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 1 – Área 1 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{G2} = \frac{0,1 + 0}{0,05 \left[ \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) \right]} + 0,2 \cdot \Delta P_{L1} + 0,25 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0,0 \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{G2} = 0,069pu$$

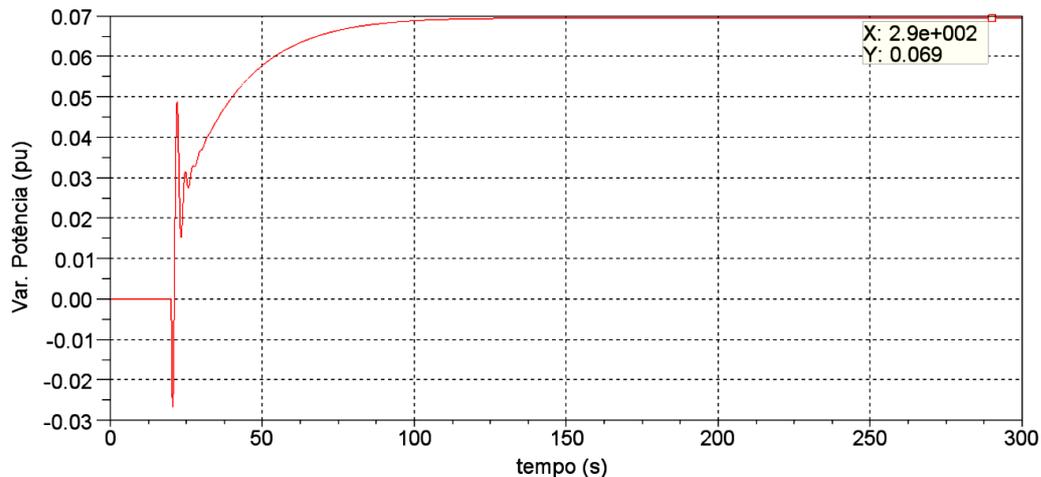


Figura 5.41 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 2 – Área 1 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{G3} = \frac{0,1 + 0}{0,05 \left[ \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) \right]} + 0 \cdot \Delta P_{L1} + 0,25 \cdot \Delta P_{L2} + 1 \cdot \Delta P_{L3} + 0,7 \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{G3} = 0,219pu$$

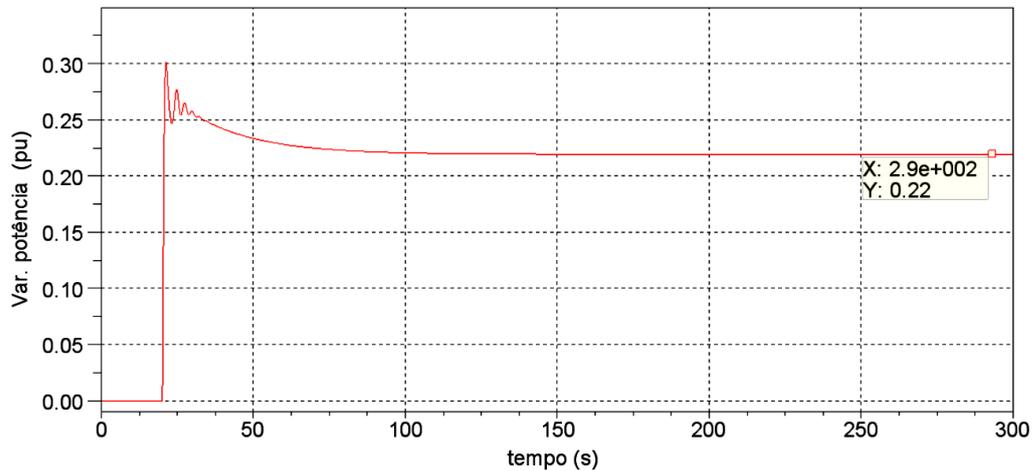


Figura 5.42 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 3 – Área 2 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{G4} = \frac{0,1 + 0}{0,05 \left[ \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) \right]} + 0,3 \cdot \Delta P_{L1} + 0,25 \cdot \Delta P_{L2} + 0 \cdot \Delta P_{L3} + 0,0 \cdot \Delta P_{L4}$$

$$\Delta P_{G4} = 0,079pu$$

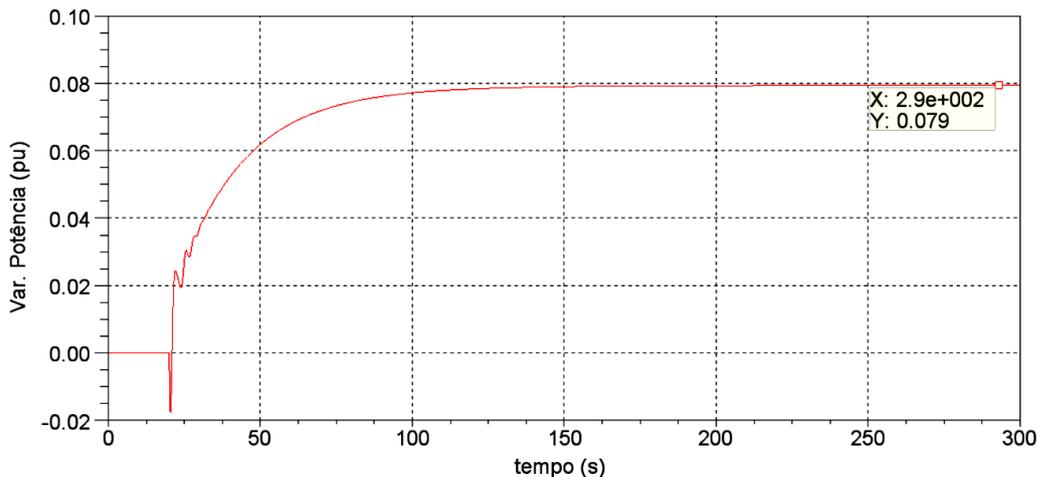


Figura 5.43 – Variação da Potência Gerada pelo Gerador 4 – Área 2 (valores em *p.u.*).

$$\Delta P_{TL12(total)} = \frac{-0,1 \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + 0 \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + 1 \right)}{\left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 \right)} + 0. \Delta P_{L3} + 0,3. \Delta P_{L4} + 0. \Delta P_{L3}$$

$$+ 0. \Delta P_{L4} - 0. \Delta P_{L1} - 0,25. \Delta P_{L2} - 0,3. \Delta P_{L1} - 0,25. \Delta P_{L2}$$

$$\Delta P_{TL12(total)} = -0,1pu$$

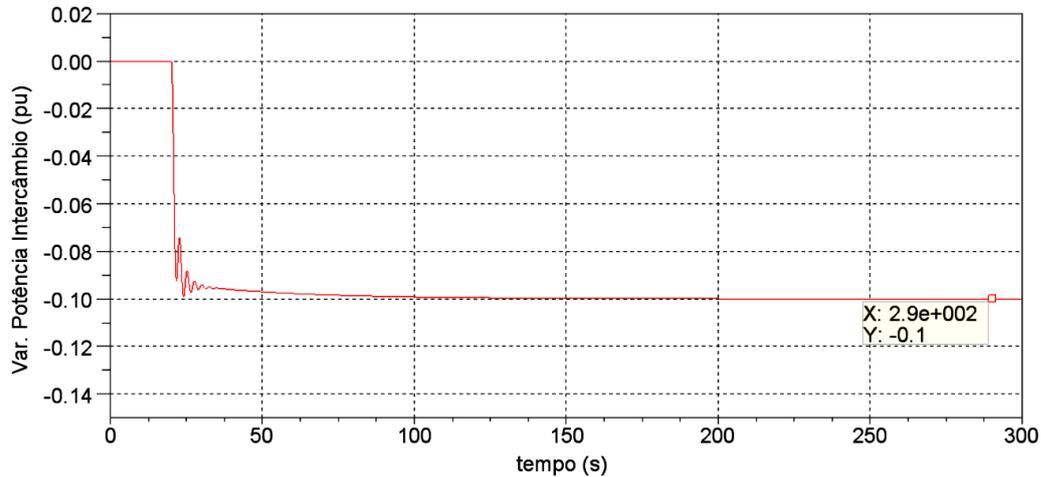


Figura 5.44 – Variação da Potência Ativa de Intercâmbio (valores em *p.u.*).

Os desvios de frequências das duas áreas não são nulos, o que pode ser confirmado nas figuras 5.45 e 5.46, já que as áreas só contam com o recurso da regulação primária.

$$p\delta = p\delta_1 = p\delta_2 = \frac{-\Delta L_1(\text{excedente})}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} = \frac{-0,1}{\left( \frac{1}{0,05} + 1 \right) + \left( \frac{1}{0,05} + 1 \right)} = -0,0012pu$$

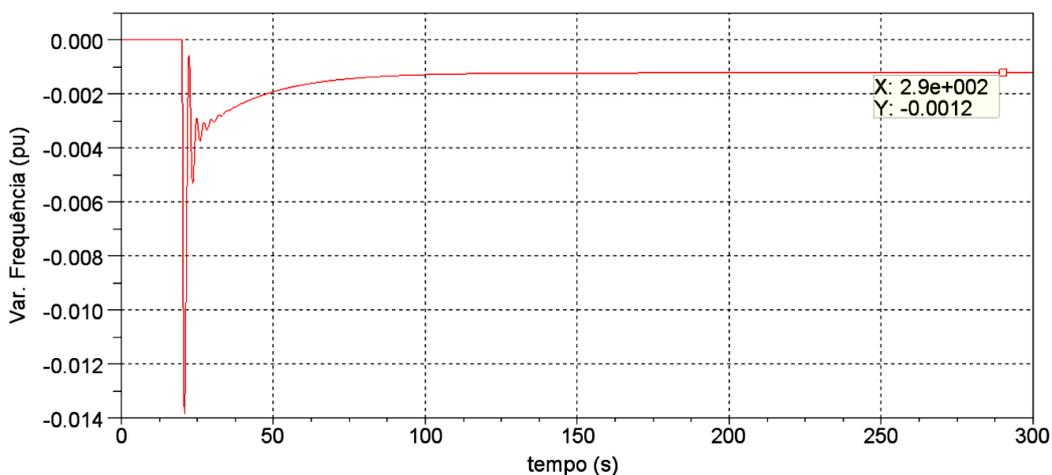


Figura 5.45 – Desvio de frequências da Área 1 (valores em *p.u.*).

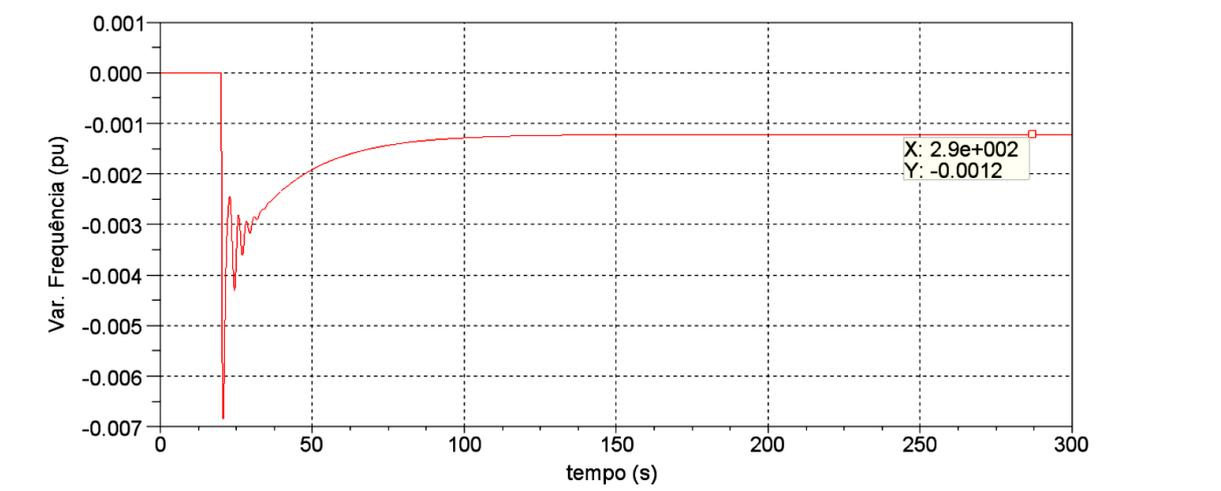


Figura 5.46 – Desvio de frequência da Área 2 (valores em *p.u.*).

Podemos calcular o ECA da área 1 usando a equação (5.7) e o da área 2 usando a equação (5.5), lembrando que a potência de interligação informada para o CAG agora não é  $\Delta P_{TL12(total)}$  e sim a  $\Delta P_{TL12(erro\_total)} = (\Delta P_{TL12(total)} - \Delta P_{TL12(prog)})$ . Neste caso, com os CAGs desligados a potência de interligação devido a variação de carga não é mais nula e também não é a potência de interligação programada conforme os contratos. Portanto teríamos as equações (5.26), (5.27) e (5.28).

$$ECA_1 = \Delta P_{TL12(erro\_total)} + B_1 p\delta \quad (5.26)$$

$$ECA_2 = -\Delta P_{TL12(erro\_total)} + B_2 p\delta \quad (5.27)$$

$$\Delta P_{TL12(erro\_total)} = \Delta P_{TL12(total)} - \Delta P_{TL12(prog)} \quad (5.28)$$

Da equação (5.24) e equação (5.28) obtemos a equação (5.29).

$$\Delta P_{TL12(erro\_total)} = \Delta P_{TL12} \quad (5.29)$$

$$\begin{aligned} \Delta T_{TL12(prog)} &= 0. \Delta P_{L3} + 0.3. \Delta P_{L4} + 0. \Delta P_{L3} + 0. \Delta P_{L4} - 0. \Delta P_{L1} - 0,25. \Delta P_{L2} - 0,3. \Delta P_{L1} \\ &- 0,25. \Delta P_{L2} = -0,05pu \end{aligned}$$

$$\Delta P_{TL12(erro\_total)} = -0,1 - (-0,05) = -0,05pu$$

Para o ECA da área 1, tem-se que o valor em regime permanente é  $-0,0752p.u.$ , que representa justamente o déficit de geração desta área para atender sua variação de carga, como pode ser visto na figura 5.47. O déficit inicial seria de  $-0,1p.u.$ , mas com a diminuição na frequência houve também um alívio na carga. É uma situação de intercâmbio involuntário não intencional, pois a área quer atender a variação de demanda que lhe é própria, só não o fazendo pela dinâmica do próprio sistema elétrico e pela falta de um controle mais aperfeiçoado que seria o CAG, mas que encontra desligado.

$$ECA_1 = -0,05 + 21 \cdot -0,0012 = -0,0752p. u.$$

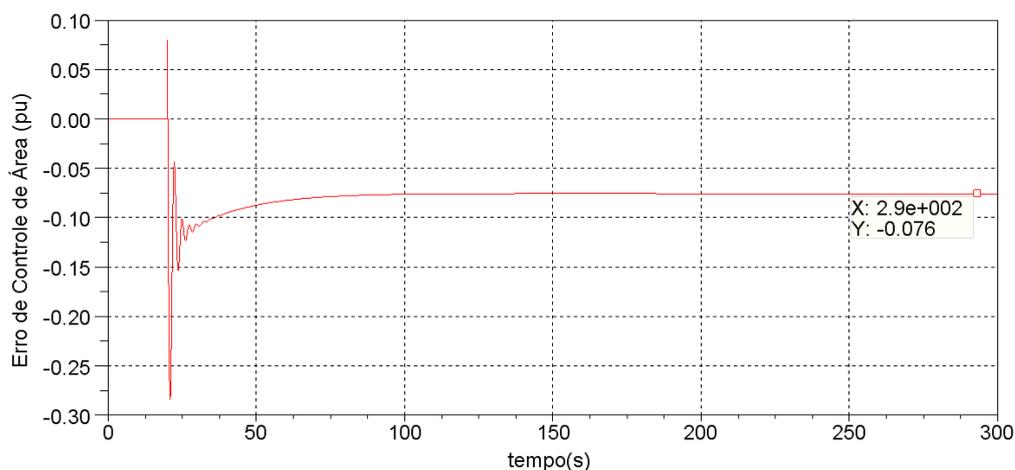


Figura 5.47 – Erro de Controle de Área da Área 1 (valores em  $p.u.$ ).

O ECA da área 2 deveria ser nulo já que não existe violação de contrato nesta área, mas não é nulo e tem um valor positivo, o que significa um excesso de geração para esta área já que houve um alívio de carga pela diminuição de frequência. O que caracteriza uma situação de intercâmbio involuntário da área 2, pois ela ajuda a atender as necessidades de energia da área 1, como mostra a figura 5.48.

$$ECA_2 = -(-0,05) + 21 \cdot -0,0012 = 0,0248 \text{ p.u.}$$

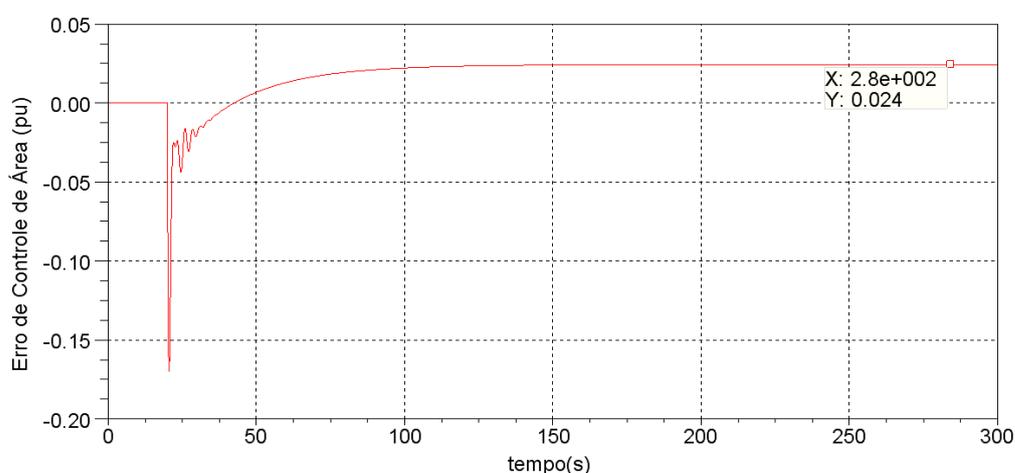


Figura 5.48 – Erro de Controle de Área da Área 2 (valores em *p.u.*).

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 frequências 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.

## 5.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi estudado um novo diagrama de blocos que permite a simulação de um SEP em um contexto desregulado.

Foram simulados 5 casos desde o sistema convencional onde cada área atende os seus clientes e o caso onde temos clientes que compram energia de áreas diferentes.

Foram simulados os casos em TLB (Tie Line Bias) sem contrato entre áreas, com contrato entre as áreas e com contratos entre áreas mas com violação de contrato.

Foi simulado, FF (Flat Frequency) com violação de contrato aonde vimos que a área com o FF ligado assume toda a variação de carga ocorrida na outra área.

E por fim foi simulado o caso com o CAG desligado nas duas áreas, e neste item foram desenvolvidas as equações (5.23) a (5.29) que permitiu calcular os valores de frequência e potência para um SEP reestruturado, mas com o CAG desligado.

## Capítulo VI

### CONCLUSÃO

Com esse trabalho foi possível compreender melhor a operação do Controle Automático de Geração (CAG) de um sistema elétrico de potência (SEP), incluindo todos seus componentes.

Assim, o SEP foi simulado primeiramente com regulação primária e CAG observando que, nesta situação, apenas o gerador de cada área forneceria a potência necessária a uma nova solicitação. Esse sistema seria o SEP verticalizado.

Em seguida, o SEP reestruturado ou desregulado, foi modelado e simulado. Isto foi de extrema importância para se compreender a complexidade que este novo modelo proporciona ao Centro de Operação do Sistema (COS), requerendo a instalação de uma diversidade de dispositivos eletrônicos que possibilitem prover a informação instantânea do estado dos vários componentes durante todo período de sua operação.

Essas informações se constituem da leitura dos parâmetros inerentes a um SEP, agora em um panorama totalmente reestruturado, contendo as informações de contratos entre consumidores e fornecedores, fornecidos pela matriz MPD (Matriz de Participação das Companhias de Distribuição), onde se pode visualizar a porcentagem de cada fornecedor no total da carga fornecida para o consumidor.

Foi visto também que, com o novo modelo proposto, é possível o fornecimento de energia entre consumidores e geradores de áreas diferentes, atuando agora sobre o CAG com mais algumas informações que representam esses contratos, mas que esses dados de contrato devem ser fornecidos ao COS, para que possa atuar convenientemente na regulação do sistema. Neste modelo quando existe a violação de um consumidor, o atendimento dessa demanda extra, será atendida pela área onde está instalado esse consumidor. Seria possível ainda o monitoramento do consumidor e enviar sinais ao COS para que, no caso de violação de contrato, o fornecedor contratado supra a demanda excedente e, caso não seja possível esse

gerador suprir essa solicitação, entraria em ação a regulação primária e o CAG para reequilibrar o sistema.

É possível também que a violação de contrato ocorra por parte do gerador e não apenas pelo consumidor. Neste caso, se o consumidor for atendido pelos outros geradores, de alguma forma, eles terão que ser remunerados pelo fornecimento de energia não contratado.

Em todas essas simulações foi possível verificar que o *software* Scicoslab/Scilab resolveu com facilidade todos os casos a que foi submetido. Sendo um programa livre, este representa uma ótima ferramenta alternativa para trabalhar, embora alguns detalhes de sua estrutura computacional ainda precisem ser melhorados, com, por exemplo, a questão da edição de gráficos, já que este não permite a leitura direta do valor de algum ponto analisado.

Entretanto as dificuldades apresentadas não deveriam representar nenhum empecilho para a utilização do *software*. Na verdade, este deve ser estudado com mais profundidade para explorar melhor todas as suas potencialidades entendendo que este oferece uma opção eficiente e de custo zero.

A vantagem da utilização do Scicoslab/Scilab pode ser ressaltada quando este é comparado com programas similares, os quais requerem licenças pagas, como o MatLab/Simulink. Isto porque estes são, na maioria das vezes, inviabilizados pelos seus altos custos de aquisição para instituições de menor porte, universidades públicas e pequenas indústrias, sendo ainda subutilizados em suas capacidades.

Deixamos como sugestão para trabalhos futuros o desenvolvimento do modelo para uma quantidade maior de máquinas e buscar também os parâmetros reais do SEP brasileiro. Modelar também para uma otimização do sistema para minimizar perdas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [01] S. L. Campbel, J. Chancelier, e R. Nikoukhah, Modeling and Simulation in Scicoslab/Scicos with ScicosLab 4.4, vol 2. New York; Springer, 2010, p.5-7 e p.159-162
- [02] ScicosLab. [www.scicoslab.org](http://www.scicoslab.org), 2010.
- [03] Guimarães, G. C. Análise da Dinâmica e Controle da Geração de Sistemas Elétricos de Potência, Material Didático, FEELT/UFU, 2009
- [04] Wood, A. J; Wollenberg, B. F. Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons, New York, 1984
- [05] Sauer, P.W; Pai, M.A; Power System Dynamics and Stability. Pretice Hall, 1998
- [06] Machowski, J; Bialek, J. W; Bumby, J. R; Power System Dynamics – Stability and Control. Second Edition, John Wiley & Sons, New York, 2008.
- [07] Miller, Robert H. and Malinowski, James; Power System Operation; Third Edition, McGraw-Hill, 1993.
- [08] Ferreira, R. S. Análise do Controle Automático de Geração de um Sistema Elétrico de Potência utilizando o MatLab, Monografia de Graduação, 2010, Uberlândia.
- [09] ONS. Rede de Operação Sistêmica e Regional/Local, [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acesso em 2010
- [10] Mello, F. P. Dinâmica e Controle da Geração, 2ª ed Santa Maria, Editora UFMS, 1983
- [11] IEEE Power Apparatus and Systems. Standart Definition of Terms for Automatic Generation Control on Eletric Power Systems, IEEE Trans. on, Vol PAS-78, pp1358-1362, Jul/Aug, 1970
- [12] SHACKSHAFT, G., “General Purpose Turbo-Alternator Model”, Proc. IEE, Vol. 110, No. 4, April 1963.

- [13]. Alves, D. A. Estudo sobre a Dinâmica e Controle de Geração em Sistemas Interligados, Dissertação de Mestrado, 1988, UNICAMP, Campinas.
- [14] Silva, A. S; Costa, A. J. A. S., Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência, Santa Catarina, Material Didático, 2005.
- [15] Guimarães, G. C. Modelagem de um Sistema Elétrico para Estudo de Estabilidade e Rejeição de Carga , Material Didático, FEELT/UFU, 2009
- [16] Aresi, R., Delfino, B., Fornari, F., Massuco, S., Morini, A., 1999. “PowerSystem Automatic Generation Control Revised from the Open TradingPerspective”, Paper BPT99-125-13, IEEE Power Tech '99 Conference, August.
- [17] Bekhouche, N., 2002. “Automatic Generation Control Before and AfterDeregulation”, IEEE Trans. on Power Systems - Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on, 18-19 March 2002 Pages:321 – 323.
- [18] Christie, R.D., Bose, A., 1995. “Load Frequency Control Issues in PowerSystem Operation After Deregulation”, Proceedings of the IEEE PICAConference, pp. 18-23.
- [19] Christie, R.D., Bose, A., 1996. “Load Frequency Control in Hybrid ElectricPower Markets”, Proceedings of the IEEE International Conference on ControlApplications, September.
- [20] Cohn, N., 1961. “Control of Generation and Power Flow on InterconnectedSystems”, Wiley, New York.
- [21] 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.
- [22] Donde, V., Pai, M.A., Hisknes, I.A., 2001. “Simulation and Optimization in anAGC System After Deregulation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, No.3, August.

- [23] Esmeraldo, P.C.V., Silveira, M.A., Mello, J.C., 2002. “Critérios de Ampliações das Interligações entre Submercados”, VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – Brasília(DF) – Maio.
- [24] 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.
- [25] Ferreira, L.E.S., Ellis, M.F., 1999. “Estudos Pré-Operacionais de Controle Carga Frequência para a Interligação Norte-Sul”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu –Paraná - Outubro.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] IEEE Power Apparatus and Systems, 1991. “IEEE Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems”, IEEE Std. 94.

- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] King, R.L., Ngo, M.D., Luck, R., 1989. "Implications of Frequency Bias Settings on AGC", *IEEE*, pp. 712-723, May.
- [34] Kirchmayer, L.K., 1959. "Economic Control of Interconnected Systems", John Wiley & Sons, Inc., New York – Chapman & Hall, LTD., London.
- [35] 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*.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] Mendes, P.P.C., 1989. "Otimização do Controle Automático de Geração em Sistemas de Características Diversas" – Dissertação de Mestrado – Engenharia Elétrica – EFEI.
- [39] 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.

- [40]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.
- [41] Schulte, R.P., 2000. “Generation Control for Deregulated Electric PowerSystems”, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume: 2,Pages:707 – 711.
- [42] Vieira Filho, X.,1984. “Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração”, Rio de Janeiro – Campus – Eletrobrás.
- [43] Wang, L., Bengiamin, N. 2000. “Assessment of Automatic Generation Controlling a Deregulated Environment”, IEEE Trans. on Power Systems – Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, Volume: 2 , 23-27 Jan. 2000Pages:1331 – 1336.
- [44] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., 1984. “Power Generation, Operation & Control”, John Wiley & Sons.
- [45] Oda, G., “Aplicação do Software Scicoslab para Análise do Controle Automático de Geração de Sistemas Elétricos de Potência”, Dissertação de Mestrado, 2012, Uberlândia, MG.