

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Márcio Occhietti Fera

**Análises do Controle Automático de
Geração Aplicado em Áreas com Diferentes
Tipos de Geração**

**Dissertação Submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
como parte dos requisitos para obtenção do
Título de Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos
de Potência**

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Ferreira

**Co-Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de
Carvalho Mendes**

Junho de 2010

Itajubá - MG

Resumo

O presente trabalho é dedicado à simulação de sistemas elétricos de potência, com diferentes centrais de geração interligadas, e com a presença do controle automático de geração.

A partir desse cenário, são apresentados os modelos utilizados para representar os diversos componentes, que formam as malhas de controle a serem analisadas. Nestes, estão representados de forma simplificada, os diagramas de blocos das turbinas, reguladores de velocidade e sistema de potência.

Utilizando o programa MatLab foram analisados estes modelos, em vários cenários através da ferramenta Simulink.

Como resultados, são obtidos os impactos dinâmicos quando ocorre uma variação de carga nestes.

Abstract

The present work is dedicated to the simulations of power systems with different power generation interconnected, with the presence of automatic control generation.

From this scenario, are presented the models used to represent the various components that form the control loops to be analyzed. These are represented in simplified form, the block diagrams of the turbines, speed regulators and power system.

Using the program MatLab these models were analyzed in various scenarios by Simulink tool.

As results, are obtained when a dynamic impact load variation occurs on these.

Resumo	2
Abstract	4
Simbologia	12
2 Controle de Carga – Frequência	18
2.1 Características da Malha Pf.....	21
2.2 Erros de Tempo e Intercâmbios Involuntários.....	21
3 Modelos Matemáticos dos Componentes	23
3.1 Representação do Sistema de Controle de Carga–Frequência.....	23
3.2 Modelo do Sistema de Potência.....	23
3.2.1 Variação da Energia Cinética do Sistema.....	24
3.2.2 Variação das Cargas com a Frequência.....	27
3.2.3 Variação das Potências Ativas de Intercâmbio.....	27
3.3 Modelos dos Reguladores de Velocidade.....	29
3.3.1 Característica Estática do Regulador.....	44
3.3.2 Mudança de base para H, R e D.....	48
3.4. Modelos de Turbinas.....	51
3.4.1 Turbina térmica sem reaquecimento.....	51
3.4.2 Turbina térmica com reaquecimento.....	52
3.4.3 Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água.....	56
3.4.4 Turbina a Gás.....	58
3.4.5 Turbinas Aeroderivativas.....	71
4 Modelos Completos	80
4.1 Turbinas Térmicas.....	80
4.2 Turbinas Hidráulicas.....	80
4.3 Turbinas a Gás.....	81
4.3.1 Turbinas <i>Heavy-Duty</i>	81
4.3.2 Turbinas Aeroderivativas.....	86
4.3.3 Turbinas Aeroderivativas Avançadas.....	90
4.4 Regulação Primária.....	94
4.4.1 Área de Controle.....	99
4.4.2 Resposta de Uma Área de Controle a Variação de Carga em Degrau.....	99
4.4.3 Sistemas com Diversas Áreas de Controle (Multi-Áreas).....	105
4.5 Regulação Secundária.....	116
5 Sistema de Estudo	124
5.1 Sistema Interligado.....	124
5.2 Configuração Atual.....	125
5.3 Configurações.....	126
6 Métodos de Análise do Controle Automático de Geração	128
6.1 Erro de Controle de Área.....	128
6.2 Operação em “Free Tie Line”.....	128
6.3 Regulação Secundária para Diversas Áreas de Controle Interligadas.....	129
6.4 Operação em “Tie Line Bias” (TLB).....	130
6.5 Intercâmbios Involuntários.....	132
6.6 Índices de Desempenho.....	134

6.6.1 Índice de Desempenho 1 (ID ₁)	135
6.6.2 Índice de Desempenho 2 (ID ₂)	136
6.6.3 Índice de Desempenho 3 (ID ₃)	137
6.6.4 Índice de Desempenho 4 (ID ₄)	137
6.6.5 Índice de Desempenho 5 (ID ₅)	137
6.6.6 Índice de Desempenho 6 (ID ₆)	138
6.6.7 Índice de Desempenho 7 (ID ₇)	138
6.6.8 Índice de Desempenho 8 (ID ₈)	139
6.6.9 Índice de Desempenho 9 (ID ₉)	139
6.6.10 Índice de Desempenho 10 (ID ₁₀)	139
6.6.11 Índice de Desempenho 11 (ID ₁₁)	140
6.6.12 Índice de Desempenho 12 (ID ₁₂)	140
7 Simulações dos Sistemas de Geração	141
7.1 Sistema Isolado com Regulação Primária	141
7.1.1 Caso 1	141
7.1.2 Caso 2	144
7.1.3 Caso 3	147
7.1.4 Caso 4	151
7.1.5 Caso 5	156
7.2 Sistemas Isolados com Regulação Secundária	161
7.2.1 Caso 6	161
7.2.2 Caso 7	164
7.2.3 Caso 8	167
7.2.4 Caso 9	170
7.2.5 Caso 10	174
7.3 Sistema Interligado com Duas Áreas de Controle	179
7.3.1 Caso 11	179
7.3.4 Caso 12	182
7.3.5 Caso 13	184
7.3.6 Caso 14	188
7.3.7 Caso 15	190
7.3.8 Caso 16	194
7.4 Sistema Interligado com Duas Áreas de Controle e Diferentes Tipos de Geração em cada Área	198
7.4.1 Caso 17	198
7.5 Sistema Interligado com Quatro Áreas de Controle	202
7.5.1 Caso 18	202
7.5.2 Caso 19	206
7.5.3 Caso 20	210
7.5.5 Caso 21	213
8 Conclusão	218
9 Referências Bibliográficas	221
10 Publicações Associadas	223
11 Anexos	224

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Variação da carga com a frequência.....	19
Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema de potência.....	29
Figura 3.2 – Regulador de velocidade isócrono	30
Figura 3.3 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade isócrono	32
Figura 3.4 – Regulador com queda de velocidade.....	33
Figura 3.5 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade	35
Figura 3.6 – Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.....	37
Figura 3.7 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório	42
Figura 3.8 – Diagrama de bloco representativo do regulador de velocidade.....	43
Figura 3.9 – Característica estática do regulador com queda de velocidade	45
Figura 3.10 – Diagrama de blocos da turbina térmica sem reaquecimento	52
Figura 3.11 – Diagrama de blocos para turbina térmica com reaquecimento.....	53
Figura 3.12 – Diagrama simplificado para turbina térmica com reaquecimento	54
Figura 3.13 – Diagrama de blocos da turbina térmica com reaquecimento.....	55
Figura 3.14 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica com efeito da inércia da água	57
Figura 3.15 – Controle de aceleração	58
Figura 3.16 – Diagrama de bloco representativo do protetor contra radiação	59
Figura 3.17 – Diagrama de bloco representativo do termopar.....	61
Figura 3.18 – Variação da temperatura	61
Figura 3.19 – Diagrama de bloco representativo do sistema de controle de temperatura.....	62
Figura 3.20 – Diagrama de blocos do sistema de combustível e posicionador da válvula	63
Figura 3.21 – Diagrama de bloco representativo do combustor	64
Figura 3.22 – Diagrama de bloco representativo do atraso ocasionado pela exaustão	65
Figura 3.23 – Diagrama de bloco representativo da inércia do compressor	66
Figura 3.24 – Cálculo da variação da temperatura para o IGV	66
Figura 3.25 – Diagrama de bloco representativo do controle de temperatura do IGV	67
Figura 3.26 – Limitador do IGV.....	68
Figura 3.27 – Atuador do IGV	68
Figura 3.28 – Diagrama de blocos representativo do <i>Bias</i> do IGV	69
Figura 3.29 – Diagrama de bloco representativo do eixo do rotor	70
Figura 3.30 – Diagrama de bloco representativo do seletor de valor mínimo	71
Figura 3.31 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivativas tradicionais com <i>Spool</i> Simples.....	73
Figura 3.32 – Diagrama de bloco do gerador de gás turbinas Aeroderivativas tradicionais com dois <i>Spools</i>	74
Figura 3.33 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivativas avançadas com dois <i>Spools</i>	75
Figura 3.34 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivativas avançadas com três <i>Spools</i>	76
Figura 3.35 – Diagrama de bloco simplificado da caldeira de recuperação de primeira ordem.....	76
Figura 3.36 – Diagrama de blocos representativo da caldeira de recuperação de segunda ordem	77
Figura 3.37 – Diagrama de blocos representativo da caldeira de recuperação	78
Figura 3.38 – Representação da parcela de queima suplementar na caldeira de recuperação	79
Figura 4.1 – Diagrama de blocos da turbina térmica sem reaquecimento	80
Figura 4.2 – Diagrama de blocos da turbina térmica com reaquecimento.....	80
Figura 4.3 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica com efeito da inércia da água	80
Figura 4.4 – Diagrama funcional de uma turbina a gás operando em ciclo aberto.....	82
Figura 4.5 – Diagrama funcional da operação em ciclo aberto para turbina a gás – representação dos principais controladores.....	83
Figura 4.6 – Diagrama de blocos da turbina a gás do tipo <i>Heavy-Duty</i>	84
Figura 4.7 – Sistema físico para uma turbina aeroderivativa de dois eixos.....	86
Figura 4.8 – Diagrama de blocos representativo de uma turbina aeroderivativa com <i>spool</i> simples	88
Figura 4.9 – Diagrama de blocos representativo de uma turbina aeroderivativa com dois <i>spools</i>	89
Figura 4.10 – Sistema físico para turbinas aeroderivativas avançadas	90
Figura 4.11 – Diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa avançada com dois <i>spools</i>	92
Figura 4.12 – Diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa Avançada com três <i>spools</i>	93

Figura 4.13 – Modelo completo de um sistema de controle de carga - frequência.....	95
Figura 4.14 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas sem reaquecimento ...	95
Figura 4.15 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas com reaquecimento...	95
Figura 4.16 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas hidráulicas.....	96
Figura 4.17 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas a gás <i>Heavy-Duty</i>	97
Figura 4.18 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas a gás aeroderivativa.....	98
Figura 4.19 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas sem reaquecimento .	100
Figura 4.20 – Sistema com duas áreas interligadas	106
Figura 4.21 – Diagrama de blocos da interligação de duas áreas de controle	113
Figura 4.22 – Diagrama de blocos para duas áreas de controle térmicas interligadas.....	113
Figura 4.23 – Regulador com queda de velocidade.....	117
Figura 4.24 – Regulador com queda de velocidade + motor variador de velocidade.....	118
Figura 4.25 – Diagrama de blocos da regulação primária com ação do <i>Speed Changer</i>	118
Figura 4.26 – Diagrama de bloco do CAG de uma área isolada.....	119
Figura 4.27 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina térmica sem reaquecimento	120
Figura 4.28 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina térmica com reaquecimento	121
Figura 4.29 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina hidráulica.....	121
Figura 4.30 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina a Gás <i>Heavy-Duty</i>	122
Figura 4.31 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina a Gás Aeroderivativa.....	123
Figura 6.1 – Diagrama de blocos com o <i>Bias</i> de frequência do C.A.G.	131
Figura 6.2 – Curva para erro de controle de área com oscilação sustentada	136
Figura 6.3 – Curva para erro de controle de área.....	136
Figura 6.4 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID_5	138
Figura 6.5 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID_8	139
Figura 6.6 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID_{11}	140
Figura 7.1 – Diagrama de blocos para o caso 1	141
Figura 7.2 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 1	142
Figura 7.3 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 1	142
Figura 7.4 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 1	143
Figura 7.5 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 1	144
Figura 7.6 – Diagrama de blocos para o caso 2	144
Figura 7.7 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 2	145
Figura 7.8 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 2	145
Figura 7.9 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 2	146
Figura 7.10 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 2	147
Figura 7.11 – Diagrama de blocos para o caso 3	148
Figura 7.12 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 3	148
Figura 7.13 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 3	149
Figura 7.14 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 3	150
Figura 7.15 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 3	150
Figura 7.16 – Diagrama de blocos para o caso 4.....	152
Figura 7.17 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 4.....	154
Figura 7.18 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 4	154
Figura 7.19 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 4.....	155
Figura 7.20 – Potência gerada no sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 4	156
Figura 7.21 – Diagrama de blocos para o caso 5.....	157
Figura 7.22 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 5.....	158
Figura 7.23 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 5	159
Figura 7.24 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 5	160
Figura 7.25 – Potência gerada no sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 5	160
Figura 7.26 – Diagrama de blocos para o caso 6.....	161
Figura 7.27 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 6.....	162
Figura 7.28 - Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 6.....	162
Figura 7.29 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 6.....	163
Figura 7.30 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 6	164
Figura 7.31 – Diagrama de blocos para o caso 7	164
Figura 7.32 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 7	165
Figura 7.33 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 7	165
Figura 7.34 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 7	166

Figura 7.35 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 7	167
Figura 7.36 – Diagrama de blocos para o caso 8	167
Figura 7.37 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 8	168
Figura 7.38 - Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 8	168
Figura 7.39 – Freqüência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 8	169
Figura 7.40 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 8	169
Figura 7.41 – Diagrama de blocos para o caso 9	171
Figura 7.42 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 9	172
Figura 7.43 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 9	172
Figura 7.44 – Freqüência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 9	173
Figura 7.45 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 9	174
Figura 7.46 – Diagrama de Blocos para o Caso 10	175
Figura 7.47 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 10	176
Figura 7.48 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 10	176
Figura 7.49 – Freqüência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 10	177
Figura 7.50 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 10	178
Figura 7.51 – Diagrama de blocos para o caso 11	179
Figura 7.52 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11	180
Figura 7.53 – Potência gerada do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11	181
Figura 7.54 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11	181
Figura 7.55 – Diagrama de blocos para o caso 12	182
Figura 7.56 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 12	183
Figura 7.57 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 12	183
Figura 7.58 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento das cargas para o caso 12	184
Figura 7.59 – Diagrama de blocos para o caso 13	185
Figura 7.60 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13	185
Figura 7.61 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13	186
Figura 7.62 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13	187
Figura 7.63 – Diagrama de blocos para o caso 14	188
Figura 7.64 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14	189
Figura 7.65 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14	189
Figura 7.66 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14	190
Figura 7.67 – Diagrama de blocos para o caso 15	191
Figura 7.68 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15	192
Figura 7.69 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15	192
Figura 7.70 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15	193
Figura 7.71 - Diagrama de blocos para o caso 16	195
Figura 7.72 – Freqüência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16	196
Figura 7.73 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16	197
Figura 7.74 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16	197
Figura 7.75 – Diagrama de blocos para o caso 17	198

Figura 7.76 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17.....	199
Figura 7.77 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17.....	199
Figura 7.78 – Potência gerada na área 1 em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17.....	200
Figura 7.79 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17.....	201
Figura 7.80 – Diagrama de representativo para o caso 18.....	202
Figura 7.81 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 18.....	203
Figura 7.82 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da Carga para o caso 18.....	204
Figura 7.83 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 18.....	205
Figura 7.84 – Diagrama de representativo para o caso 19.....	206
Figura 7.85 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 19.....	207
Figura 7.86 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 19.....	208
Figura 7.87 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 19.....	209
Figura 7.88 – Diagrama de representativo para o caso 20.....	210
Figura 7.89 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 20.....	211
Figura 7.90 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 20.....	212
Figura 7.91 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 20.....	213
Figura 7.92 – Diagrama representativo para o caso 21.....	214
Figura 7.93 – Frequência de cada área em função do tempo para o caso 21.....	215
Figura 7.94 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 21.....	216
Figura 7.95 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 21.....	217
Figura 11.1 – Variação de frequência em sistemas isolados somente com regulação primária.....	224
Figura 11.2 – Variação de potencia gerada em sistemas isolados somente com regulação primária.....	226
Figura 11.3 – Variação de frequência em sistemas isolados com regulação secundária.....	228
Figura 11.4 – Variação de potencia gerada em sistemas com regulação secundária.....	229

Simbologia

T_g = constante de tempo do regulador de velocidade com estatismo transitório;

T_t = constante de tempo associada à regulação transitória;

T_s = constante de tempo da câmara de combustão;

T_r = constante de tempo do reaquecedor;

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

T_w = constante de tempo de inércia da água;

L = comprimento da tubulação (m);

μ = velocidade da água (m/s);

g = aceleração da gravidade (m/s^2);

T_m = constante de tempo da malha de controle;

β = característica natural da área de controle;

r = regulação de velocidade transitória;

\mathcal{R} = regulação de velocidade em regime permanente

R = estatismo do regulador ou constante de regulação (Hz/MW);

s = estatismo (*speed droop*);

$1/R$ = energia de regulação (MW/Hz);

Δa = variação da abertura na admissão da turbina;

T_1 = constante de tempo do regulador com queda de velocidade;

Δf = desvio de frequência de operação;

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

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

ΔV = variação do volume do fluido;

Q = vazão de fluido no servo-motor;

ΔP_C = variação da carga;

ΔP_g = variação da potência gerada;

$\Delta P_a = \Delta P_g - \Delta P_C$ = potência acelerante do sistema (positiva ou negativa);

ΔT = variação das potências ativas de intercâmbio;

T = constante de tempo da resposta do sistema;

H = constante de tempo de inércia;

ω = velocidade angular ($2.\pi.f$);

J = momento de inércia do sistema;

I_i = intercâmbio involuntário;

e_t = erro de tempo;

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

P_{g0} = potência gerada inicial;

P_g = potência gerada final;

f_0 = frequência inicial;

f = frequência final;

f_v = frequência em vazio;

f_c = frequência com 100% da carga;

f_n = frequência nominal;

δ_0 = deslocamento angular inicial da tensão;

P_s = coeficiente de potência sincronizante;

k = ganho do CAG;

ECA = erro de controle de área;

B = bias de frequência ou ponderação da frequência;

RV = Regulador de Velocidade

GV = Gerador de Vapor

W = Velocidade angular da turbina;

SIN = Sistema Interligado Nacional;

CNOS = Centro Nacional de Operação;

COSR = Centro Regional de Operação;

CAG = Controle Automático de Operação

FF = *Flat Frequency*;

FTL = *Flat Tie Line*;

TLB = *Tie Line with Frequency Bias*;

GHD = Turbina a Gás *Heavy-Duty*;

GAD = Turbina a Gás Aeroderivativa;

SEP = Sistema Elétrico de Potência;

IGV = *Inlet Guide Vane*;

VIGV = *Variable Inlet Guide Vane*.

1 Introdução

No Brasil, a maior parcela da geração de energia elétrica produzida é de origem hidráulica, e com o crescente aumento no consumo, tem-se procurado diversas maneiras alternativas para gerar este tipo de energia. Atualmente uma das opções é a utilização de centrais térmicas, que tem como principal vantagem a possibilidade de ser instalada em tempo relativamente curto, se comparada com as hidráulicas.

Em sistemas elétricos de potência (SEP), são encontrados diversos tipos de centrais de geração, hidráulicas, em sua maior parte, e térmicas, operando interligados. Estes devem possibilitar o equilíbrio entre a carga própria mais perdas e a geração do sistema. Na análise do desempenho em regime permanente de sistemas elétricos de potência, costuma-se considerar certa condição operativa. São consideradas as condições de carga para um dado instante e são efetuadas todas as análises necessárias para se saber como o sistema se comportará nesta situação. Muito se tem discutido, recentemente, sobre a utilização de meios alternativos de geração de energia elétrica.

Em estudos que retratam o desempenho em regime permanente dos sistemas elétricos de potência, parte-se sempre do princípio de que um estado de equilíbrio terá sido alcançado em cada uma das situações analisadas, e de tal modo que a frequência do sistema seja constante em tais situações. Este estado de equilíbrio jamais ocorre, dado que o sistema de potência sofre constantes variações de carga, assim o equilíbrio entre carga/geração é sempre modificado, determinando a necessidade de constante restabelecimento do estado de equilíbrio original. Um sistema de controle tem como função o constante restabelecimento deste estado de equilíbrio. Desta forma, um sistema de potência pode ser dotado de um sistema de controle capaz de detectar as variações de carga e iniciar automaticamente um conjunto de ações de controle que eliminem eficientemente as variações ocorridas no mesmo.

Neste trabalho é tratado o assunto “Controle Automático de Geração – C.A.G.”. definida no glossário de termos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como:

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

O presente trabalho dá ênfase à malha de controle carga - frequência (Pf), tratando da representação de cada um dos componentes da malha para simulações.

A seguir é apresentada a organização deste trabalho.

Capítulo 1 Introdução

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

Capítulo 2 Controle de Carga – Frequência

Neste capítulo os conceitos da teoria dos sistemas de controle de carga – frequência, regulação própria, características da malha Pf, definição de erros de tempo e intercâmbios involuntários são apresentados.

Capítulo 3 Modelos Matemáticos dos Componentes

Neste capítulo são apresentados os modelos matemáticos de cada componente de malha de controle de carga – frequência. São mostrados os modelos do sistema de potência, reguladores de velocidade e turbinas. São feitas considerações a respeito das constantes de inércia (H), de regulação (R) e de amortecimento (D).

É apresentada a definição de área de controle, e mostrado o modelo matemático necessário para se interligar áreas de controle, e as vantagens desse tipo de ação.

Capítulo 4 Modelos Completos

Neste capítulo os modelos apresentados são conectados formando os modelos completos para serem utilizados nas simulações que são mostradas no capítulo 7.

Capítulo 5 Sistema de Estudo

São apresentadas as configurações dos sistemas de geração a serem simuladas nos estudos. São considerados sistemas isolados com e sem a presença do CAG, sistemas interligados com várias áreas e diferentes tipos de geração de energia.

Capítulo 6 Métodos de Análise do Controle Automático de Geração

Neste capítulo são mostrados os índices de desempenho para avaliação do CAG, que são utilizados para as análises.

Capítulo 7 Simulações dos Sistemas Apresentados

São apresentados os modelos e respostas obtidas para os sistemas descritos no capítulo 5.

Capítulo 8 Conclusão

Análise dos resultados obtidos nas simulações.

2 Controle de Carga – Frequência

Os sistemas de potência sofrem constantes variações de cargas, estas mudanças certas vezes solicitam uma grande demanda de potência. Considerando um aumento de carga ΔP_C num dado sistema de potência, observa-se que o mesmo fica em situação de déficit, o sistema assim consome potência gerada pelas máquinas presentes. Este aumento é suprido através da energia cinética das massas girantes causando uma redução da velocidade das máquinas e tem como consequência a redução da frequência.

Como as cargas de um sistema elétrico variam de acordo a frequência, estas também sofrem redução devido a esta diminuição na frequência. Isso demonstra que os sistemas elétricos de potência possuem uma característica própria de se auto-regularem e é denominada de “Regulação Própria do Sistema”, expressa por um parâmetro chamado de coeficiente de amortecimento (D) (Mendes, 1989.2; Filho, 1984; Jaleeli,1992).

Assim, tem-se que:

$$D = \frac{\Delta P_C}{\Delta f} \quad (2.1)$$

Onde:

- D = coeficiente de variação da carga com a frequência (pu);
- ΔP_C = variação da carga (pu);
- Δf = variação de frequência (pu).

O coeficiente de amortecimento (D) pode ser representado graficamente conforme o exemplo da Figura 2.1:

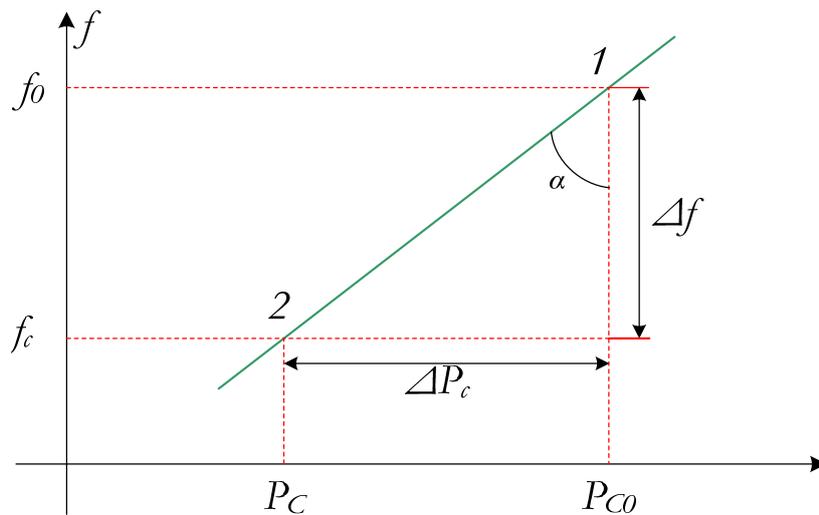


Figura 2.1 – Variação da carga com a frequência

Da figura 2.1 tem-se:

$$\Delta P_c = P_c - P_{c0} \quad (2.2)$$

E

$$\Delta f = f_c - f_{c0} \quad (2.3)$$

Assim:

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} = \frac{P_c - P_{c0}}{f - f_0} \quad (2.4)$$

Ou ainda:

$$D = \tan \alpha = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \quad (2.5)$$

A frequência final após uma elevação de carga no sistema, determinada pela auto-regulação do sistema após entrar no estado de equilíbrio, é dada pela seguinte expressão:

$$f = f_0 + \frac{\Delta P_C}{D} \quad (2.6)$$

As variações de cargas em sistemas de potência interligados atingem valores consideráveis. A variação da carga com a frequência (D) possui valores típicos da ordem de 1 pu, ou seja, uma variação na carga de 1% causa uma variação na frequência do sistema de 1%. Assim, se o sistema dependesse somente de sua capacidade de auto-regulação própria poderiam ocorrer variações inadmissíveis de frequência. Este fato mostra a necessidade de se dispor de sistemas de controle apropriados a fim de se manter uma operação adequada do sistema, com níveis de frequência dentro das faixas operativas definidas (Filho, 1984).

O objetivo destes sistemas de controle é promover o equilíbrio entre carga e geração, o grande problema na definição do controle adequado é a grande variabilidade das características das cargas. Para o desenvolvimento de um sistema de controle eficiente e confiável devem ser considerados fatos dessa natureza, o sistema deve considerar uma boa programação de geração.

O sistema precisa de uma ação de controle contínua, de forma a balancear a carga e a geração. Como a operação manual acarretaria muitos erros, a utilização de um sistema automático é fundamental para a confiabilidade e qualidade de um sistema elétrico de potência. Através das considerações citadas podem ser estabelecidos os objetivos do sistema de controle (Mendes, 1989.2):

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

Os sistemas elétricos de potência possuem basicamente duas malhas de controle, a Pf e a QV . Estas malhas podem ser consideradas desacopladas, uma vez que os transitórios da malha QV praticamente terminam quando ocorre uma reação da malha Pf , quando acontecem pequenas variações de carga em condições normais de operação.

2.1 Características da Malha Pf

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

- Controle primário ou regulação primária: tem a finalidade de estabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração;
- Controle secundário ou regulação secundária: CAG – tem o objetivo de garantir desvios nulos de frequência, desvios nulos de potência ativa de intercâmbio, ou ambos, conforme a modalidade de controle considerada;
- Controle Terciário: responsável pelo despacho econômico das unidades geradoras (muito utilizado em sistemas com diversas gerações térmicas).

São normalmente adotadas as seguintes modalidades de controle para o CAG (Filho, 1984):

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

2.2 Erros de Tempo e Intercâmbios Involuntários

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

$$e_t = \int_{t_1}^{t_2} \Delta f dt \quad (2.7)$$

O intercâmbio involuntário I_i entre duas áreas de controle poder ser definido como sendo a soma dos desvios instantâneos da potência ativa de intercâmbio entre as áreas (ΔT), ao longo de um determinado período de observação:

$$I_i = \int_{t_1}^{t_2} \Delta T dt \quad (2.8)$$

3 Modelos Matemáticos dos Componentes

3.1 Representação do Sistema de Controle de Carga– Frequência

Neste trabalho são representados grupos geradores dos tipos hidráulico, térmico, a vapor e a gás.

Para a análise do comportamento dinâmico do sistema de controle carga – frequência (malha Pf), em situações de impactos de cargas de pequenas amplitudes, são aplicados modelos matemáticos adequados, lineares e não-lineares, considerando os correspondentes ganhos, constantes de tempo, atrasos e limitações.

Os seguintes elementos de controle são representados em maiores detalhes: regulador de velocidade, controle de temperatura, controle de aceleração e o *variable inlet guide vane* (VIGV). As dinâmicas dos sistemas de combustível, dos combustores e dos geradores de gás são incorporadas nos modelos, sendo normalmente suficiente a consideração de modelos de primeira ou de segunda ordem, para cada elemento. No caso dos compressores é essencial a consideração das respectivas inércias e amortecimentos mecânicos existentes.

A seguir são mostrados os modelos matemáticos de cada componente da malha Pf utilizados para simulação.

3.2 Modelo do Sistema de Potência

Este modelo representa através de equações diferenciais lineares, o comportamento de um sistema de potência.

Quando ocorre um desequilíbrio entre carga e geração num sistema de potência, os rotores das unidades geradoras ficam sujeitos à potência acelerante que pode ser expressa como sendo a diferença nas potências geradas (ΔP_g) e consumidas (ΔP_c) (Mendes, 1989.2):

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_c \quad (3.1)$$

Onde:

P_a = potência acelerante (positiva ou negativa)

Este desequilíbrio de potência é absorvido pelo sistema através de:

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

3.2.1 Variação da Energia Cinética do Sistema

A energia cinética do sistema (EC) pode ser expressa por (Mendes, 1989.2):

$$EC = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (3.2)$$

Onde:

J = momento de inércia do sistema;

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

Considerando que ocorra uma variação de carga no sistema:

$$EC_0 = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 \quad (3.3)$$

Ou

$$EC_0 = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_0)^2 \quad (3.4)$$

E depois do impacto:

$$EC = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \quad (3.5)$$

De (3.4) e (3.5), tem-se:

$$\frac{EC}{EC_0} = \frac{J \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2}{J \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_0)^2} \quad (3.6)$$

Simplificando:

$$\frac{EC}{EC_0} = \frac{f^2}{f_0^2} \quad (3.7)$$

As variações de frequência são dadas por:

$$f = f_0 + \Delta f \quad (3.8)$$

Substituindo (3.8) em (3.7):

$$EC = EC_0 \cdot \frac{(f_0 + \Delta f)^2}{f_0^2} \quad (3.9)$$

Considerando que o impacto de variação de carga é de pequena amplitude, pode-se desprezar o valor quadrático de Δf :

$$(f_0 + \Delta f)^2 = f_0^2 + 2 \cdot f_0 \cdot \Delta f + \Delta f^2 \quad (3.10)$$

ou

$$(f_0 + \Delta f)^2 \cong f_0^2 + 2 \cdot f_0 \cdot \Delta f \quad (3.11)$$

Substituindo (3.11) em (3.9):

$$EC = EC_0 \cdot \frac{(f_0^2 + 2 \cdot f_0 \cdot \Delta f)}{f_0^2} \quad (3.12)$$

Simplificando (3.12):

$$EC = EC_0 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot \Delta f}{f_0} \right) \quad (3.13)$$

Obtém-se a variação da energia cinética:

$$\frac{d(EC)}{dt} = \frac{2 \cdot EC_0}{f_0} \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (3.14)$$

Dividindo-se a energia cinética inicial (EC_0) pela base de potência (S_{base}), tem-se a constante de tempo de inércia (H):

$$H = \frac{EC_0}{S_{base}} \quad (3.15)$$

Onde H é dado em segundos [s].

Sendo $\frac{\Delta f}{f_0}$ a variação de frequência em p.u., escreve-se:

$$\frac{d(EC)}{dt} = 2 \cdot H \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (3.16)$$

3.2.2 Variação das Cargas com a Frequência

De 2.1:

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \quad (3.17)$$

Ou

$$\Delta P_{cf} = D \cdot \Delta f \quad (3.18)$$

Onde:

ΔP_{cf} = variação da carga em função da variação de frequência;

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

3.2.3 Variação das Potências Ativas de Intercâmbio

Esta variação é expressa por ΔT :

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_c = \frac{d(EC)}{dt} + \Delta P_{cf} + \Delta T \quad (3.19)$$

Ou

$$P_a = \Delta P_g - \Delta P_c = 2 \cdot H \frac{d(\Delta f)}{dt} + D \cdot \Delta f + \Delta T \quad (3.20)$$

onde:

f = frequência nominal operativa em Hz.

Definindo:

$$T = \frac{2 \cdot H}{D} \quad (3.21)$$

T = constante de tempo de resposta do sistema.

A constante de tempo T depende da inércia e da resposta da carga com a frequência.

Reescrevendo (3.20):

$$\Delta P_g - \Delta P_c = T \cdot D \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} + D \cdot \Delta f + \Delta T \quad (3.22)$$

Onde:

$\Delta P_g - \Delta P_c$ = potência acelerante do sistema;

$T \cdot D \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt}$ = variação de energia cinética do sistema;

$D \cdot \Delta f$ = variação das cargas com a frequência;

ΔT = variação das potências ativas de intercâmbio.

A equação (3.22) é a equação diferencial representativa do sistema de potência. Desta, obtém-se a equação de estado a seguir:

$$\Delta f = \frac{-1}{T} \cdot \Delta f - \frac{1}{DT} \cdot \Delta T + \frac{1}{DT} \cdot (\Delta P_g - \Delta P_c) \quad (3.23)$$

Aplicando a Transformada de Laplace:

$$\Delta F(s) = \frac{\Delta P_g(s) - \Delta P_c(s) - \Delta T(s)}{D + s \cdot T \cdot D} \quad (3.24)$$

Obtém-se a função de transferência do sistema de potência:

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_g(s) - \Delta P_c(s) - \Delta T(s)} = \frac{1}{1 + s \cdot T} \quad (3.25)$$

O diagrama de blocos da equação (3.25) é mostrado na figura 3.1:

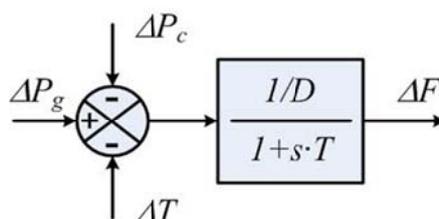


Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema de potência

Onde:

- ΔP_g = variação da potência gerada;
- ΔP_c = variação da potência da carga;
- ΔT = variação das potências ativas de intercâmbio;
- D = coeficiente de amortecimento;
- T = constante de tempo de resposta do sistema;
- ΔF = variação da frequência.

3.3 Modelos dos Reguladores de Velocidade

A frequência de sistemas de potência está diretamente ligada à velocidade angular da máquina primária, assim a função básica de um regulador é a de manter a frequência do sistema em valores próximos aos programados, possibilitando a operação em paralelo de varias unidades geradoras.

Neste trabalho são considerados, três modelos de reguladores de velocidade (Mendes, 1989.1; Mendes, 1989.2; Kirchmayer, 1959):

a) Regulador Isócrono

Na figura 3.2 é apresentado de forma esquemática, um regulador isócrono.

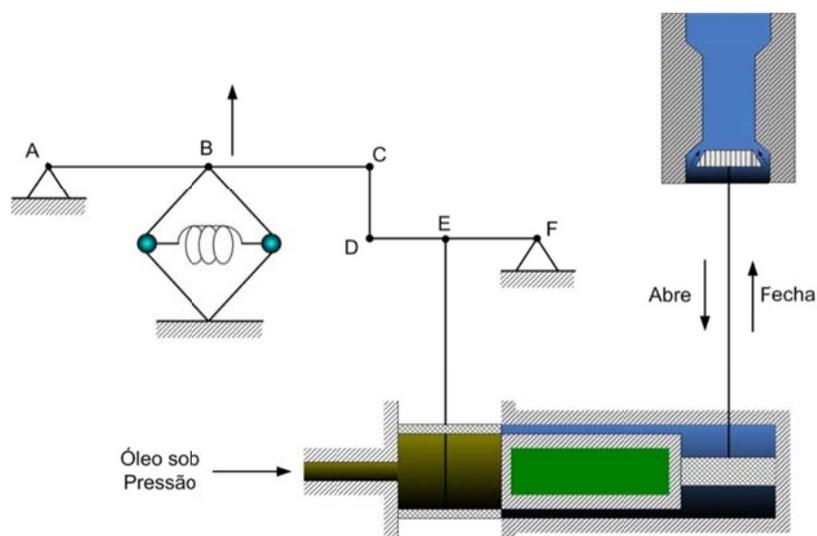


Figura 3.2 – Regulador de velocidade isócrono

Quando ocorre uma variação de carga em um sistema de potência a frequência de operação é alterada, causando o deslocamento do ponto *B* da figura 3.2. Causando assim abertura ou fechamento da parte superior do elemento distribuidor, permitindo a injeção ou redução de óleo no servo-motor. A entrada de óleo desloca a haste da válvula de admissão da turbina para cima ou para baixo, causando uma elevação ou diminuição da potência gerada. Este processo permanece até o instante em que o valor exato da frequência nominal operativa do sistema seja obtido.

Chamando:

- V_0 = volume inicial de fluido (estado inicial de operação);
- V = volume do fluido, posterior à redução de frequência;
- ΔV = variação do volume do fluido;
- Q = vazão de fluido no servo-motor.

Demonstra-se que:

$$Q = \frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_1 \cdot \Delta f \quad (3.26)$$

Onde:

Δf = desvio de frequência inicial de operação;

k_1 = constante de proporcionalidade.

Com V_0 e f_0 são constantes, adota-se:

$$k_1 = k_2 \cdot \frac{V_0}{f_0} \quad (3.27)$$

Levando (3.27) em (3.26):

$$\frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_2 \cdot \frac{V_0}{f_0} \cdot \Delta f \quad (3.28)$$

Ou

$$\frac{\frac{d(\Delta V)}{dt}}{\frac{V_0}{f_0}} = -k_2 \cdot \frac{\Delta f}{f_0} \quad (3.29)$$

Considerando valores em p.u.:

$$\frac{d(\Delta V)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (3.30)$$

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

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (3.31)$$

Esta equação diferencial (3.31) representa o regulador isócrono. A equação de estado deste sistema de regulação pode ser expressa por (3.32):

$$\Delta \dot{a} = -k_2 \cdot \Delta f \quad (3.32)$$

Aplicando a transformada de Laplace:

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-k_2}{s} \quad (3.33)$$

O regulador de velocidade isócrono pode ser representado pelo diagrama de blocos mostrado na figura 3.3:

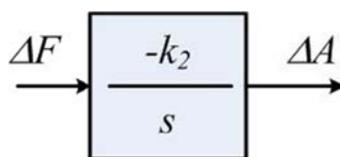


Figura 3.3 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade isócrono

O regulador isócrono possui a característica de um integrador matemático, onde a variação da abertura de admissão da turbina será nula, quando $\Delta \dot{f} = 0$ (motivo do nome isócrono). É tomado como referência para a representação dos demais tipos de reguladores. Mas, apresenta sérios problemas de estabilidade e problemas de repartição de cargas entre as unidades geradoras, sendo utilizado usualmente em áreas isoladas.

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

$$\Delta h = k_3 \cdot \Delta a \quad (3.35)$$

Onde:

k_3 = representa a realimentação de FGH

A abertura da parte superior do distribuidor pode ser expressa por:

$$\Delta e = -\Delta f - \Delta h \quad (3.36)$$

ou

$$\Delta e = -\Delta f - k_3 \Delta a \quad (3.37)$$

E de forma similar ao regulador isócrono:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot \Delta f - k_2 \cdot k_3 \cdot \Delta a \quad (3.38)$$

ou

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = -k_2 \cdot (\Delta f + k_3 \cdot \Delta a) \quad (3.39)$$

A equação (3.39) representa o regulador com queda de velocidade.

Utilizando a Transformada de Laplace:

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 \cdot (\Delta F(s) + k_3 \cdot \Delta A(s)) \quad (3.40)$$

Ou

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-\frac{1}{k_3}}{1 + \frac{s}{(k_2 \cdot k_3)}} \quad (3.41)$$

Chamando $k_3 = R$ e $\frac{1}{k_2 \cdot k_3} = T_1$ tem-se:

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-\frac{1}{R}}{1 + s \cdot T_1} \quad (3.42)$$

Onde:

- T_1 = constante de tempo de regulador com queda de velocidade;
- R = estatismo permanente ou *speed droop*.

De (3.39) é possível escrever a equação de estado deste regulador:

$$\Delta \dot{a} = -k_2 \cdot k_3 \cdot \Delta a - k_3 \cdot \Delta f \quad (3.43)$$

Ou

$$\Delta \dot{a} = \frac{-\Delta a}{T_1} - \frac{\Delta f}{T_1 \cdot R} \quad (3.44)$$

O diagrama de blocos deste regulador está representado na figura 3.5:

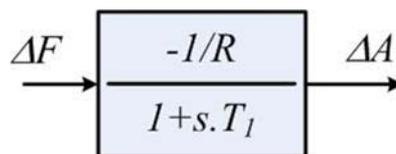


Figura 3.5 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade

Uma variação em degrau unitário na frequência do sistema pode ser descrita por:

$$\Delta F(s) = \frac{1}{s} \quad (3.45)$$

Para esta situação, o valor em regime permanente da variável Δa , pode ser determinado através do teorema do valor final, aplicado à equação (3.42):

$$\Delta a_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{1}{s} \cdot s \cdot \frac{-\frac{1}{R}}{1 + s \cdot T_1} \right) \quad (3.46)$$

$$\Delta a_{r.p.} = -\frac{1}{R} \quad (3.47)$$

Assim, o valor final $\Delta a_{r.p.}$ é inversamente proporcional ao parâmetro R . De forma análoga, um degrau unitário na abertura da válvula de admissão da turbina pode ser descrito por:

$$\Delta A(s) = \frac{1}{s} \quad (3.48)$$

Pode-se escrever então:

$$\Delta f_{r.p.} = -R \quad (3.49)$$

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

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

c) Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório.

As turbinas hidráulicas, devido às características peculiares de resposta, precisam de reguladores com características especiais de estatismo transitório, para que seja possível um comportamento estável no controle de velocidade. O termo estatismo transitório implica que para desvios rápidos de frequência, o regulador apresenta uma alta regulação (r), enquanto que, para variações lentas e no estado de equilíbrio, o regulador tem baixa regulação (\mathcal{R}).

A figura 3.6 mostra a adição de uma realimentação transitória através de uma câmara de óleo com um orifício.

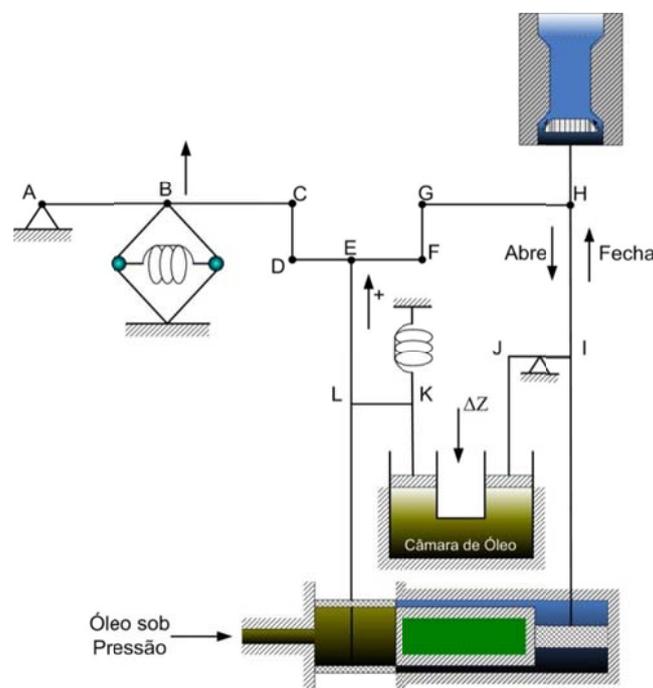


Figura 3.6 – Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório

A ocorrência de uma variação de carga produzirá uma alteração na frequência do sistema, e haverá uma tendência do ponto B da figura 3.6 se deslocar, causando uma variação no elemento distribuidor e conseqüentemente na abertura da válvula de admissão da turbina. Ocorrerá, assim, uma alteração da potência ativa gerada. Porém, o deslocamento para baixo dos pontos H e I promovem reações contrárias a este movimento, assim, a ligação $IJKL$ (através da câmara de óleo) determina uma oposição

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

A função de transferência da realimentação transitória, que adiciona (Δz) para oposição da válvula (Δy), pode ser obtida através da transmissão do movimento, pelo fluido incompressível na câmara de óleo, é:

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y + \int \frac{Q}{A} dt \quad (3.50)$$

Onde:

- Q = vazão do fluido para fora da câmara de óleo;
- A = área do pistão;
- k_4 = constante devido às relações dos comprimentos das alavancas.

A pressão do fluido é proporcional ao deslocamento Δz devido à compressão da mola e a vazão Q é proporcional à pressão. Escreve-se:

$$\frac{Q}{A} = -k_5 \cdot \Delta z \quad (3.51)$$

Levando (3.51) em (3.50) vem:

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y + \int (-k_5 \cdot \Delta z) dt \quad (3.52)$$

Ou

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y - \int k_5 \cdot \Delta z \cdot dt \quad (3.53)$$

Derivando (3.53):

$$\frac{d(\Delta z)}{dt} = k_4 \cdot \frac{d(\Delta y)}{dt} - k_5 \cdot \Delta z \quad (3.54)$$

Ou

$$\Delta \dot{z} = k_4 \cdot \Delta \dot{y} - k_5 \cdot \Delta z \quad (3.55)$$

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

- a) Variação da frequência, através da malha *ABCDE* (Δf);
- b) Realimentação através da malha *EFGH* (Δh);
- c) Realimentação transitória através da malha *IJKL* (Δz).

Assim, pode-se escrever:

$$\Delta e = -\Delta f - \Delta h - \Delta z \quad (3.56)$$

De forma análoga aos reguladores analisados anteriormente:

$$\frac{d(\Delta a)}{dt} = k_2 \cdot (-\Delta f - \Delta h - \Delta z) \quad (3.57)$$

A equação (3.57) corresponde à equação diferencial do regulador de velocidade com queda de frequência e estatismo transitório. Assim, em (3.58) tem-se:

$$\Delta h = k_3 \cdot \Delta a \quad (3.58)$$

E

$$\Delta z = k_4 \cdot \Delta y - \int k_5 \cdot \Delta y \cdot dt \quad (3.59)$$

Como Δh é proporcional a Δa :

$$\Delta y = k_6 \cdot \Delta a \quad (3.60)$$

Levando (3.60) em (3.59):

$$\Delta z = k_4 \cdot k_6 \cdot \Delta a - \int k_5 \cdot \Delta z \cdot dt \quad (3.61)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (3.57), (3.58) e (3.61):

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 \cdot [\Delta F(s) - \Delta H(s) - \Delta Z(s)] \quad (3.62)$$

E

$$\Delta H(s) = k_3 \cdot \Delta A(s) \quad (3.63)$$

E

$$\Delta Z(s) = k_4 \cdot k_6 \cdot \Delta A(s) - \frac{k_5}{s} \cdot \Delta Z(s) \quad (3.64)$$

Levando (3.63) e (3.64) em (3.62):

$$s \cdot \Delta A(s) = -k_2 \cdot \left[\Delta F(s) - k_3 \cdot \Delta A(s) + \frac{s \cdot k_4 \cdot k_6}{s + k_5} \cdot \Delta A(s) \right] \quad (3.65)$$

Ou

$$\Delta A(s) = \frac{-k_2}{s - k_2 \cdot k_3 \cdot \Delta A(s) + \frac{s \cdot k_2 \cdot k_4 \cdot k_6}{s + k_5}} \cdot \Delta F(s) \quad (3.66)$$

Manipulando a expressão (3.66):

$$\Delta A(s) = \frac{-k_2 \cdot (s + k_5)}{s^2 + (k_5 + k_2 \cdot k_3 + k_2 \cdot k_4 \cdot k_6) \cdot s + k_2 \cdot k_3 \cdot k_5} \cdot \Delta F(s) \quad (3.67)$$

Ou

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-k_2 \cdot (s + k_5)}{s^2 + (k_5 + k_2 \cdot k_3 + k_2 \cdot k_4 \cdot k_6) \cdot s + k_2 \cdot k_3 \cdot k_5} \quad (3.68)$$

A equação (3.68) representa a função de transferência do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório. Fatorando a equação (3.68):

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-(1 + s \cdot T_t)}{R \cdot (1 + s \cdot T_g) \cdot \left(1 + s \cdot T_t \cdot \left(\frac{r}{R}\right)\right)} \quad (3.69)$$

Onde:

- \mathcal{R} = regulação de velocidade em regime permanente;
- r = regulação de velocidade transitória;
- T_t = constante de tempo associada à regulação transitória;
- T_g = constante de tempo do regulador de velocidade com estatismo.

O diagrama de blocos equivalente à função de transferência (3.69) é apresentado na figura 3.7:

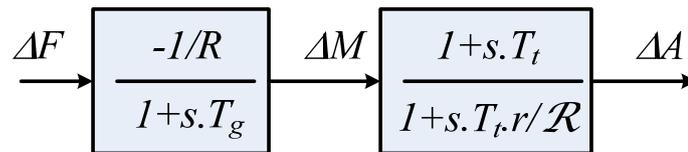


Figura 3.7 – Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório

Na figura anterior, está representado no primeiro bloco o regulador de velocidade, e no segundo o estatismo transitório deste regulador.

De (3.69) podem ser escritas as equações de estado deste regulador, representadas por:

$$\Delta \dot{m} = \frac{1}{T_g} \cdot \Delta f - \frac{1}{T_g} \cdot \Delta m \quad (3.70)$$

E

$$\Delta \dot{a} = \frac{-R}{r \cdot T_t} \cdot \Delta a + \frac{1}{r} \cdot \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r} \right) \cdot \Delta m - \frac{1}{r \cdot T_g} \cdot \Delta f \quad (3.71)$$

A equação (3.71) considera o estatismo transitório do regulador.

Na figura 3.8 está representado um diagrama de bloco equivalente simplificado de um regulador de velocidade. Sua modalidade isócrona ou com estatismo depende dos valores adotados para os parâmetros W , X , Y , Z . Desta forma se $X=0$ e $Z=0$, operação puramente isócrona (controle integral); $Z=0$, operação proporcional – integral (PI) e $X=0$ operação com queda de velocidade ou com estatismo permanente (apresentando erro em regime permanente).

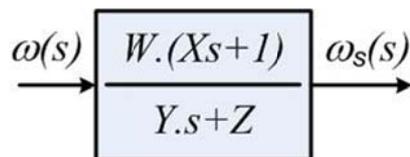


Figura 3.8 – Diagrama de bloco representativo do regulador de velocidade

Onde:

$\omega(s)$ = Velocidade angular no eixo do rotor (pu);

$\omega_s(s)$ = Sinal de saída do regulador de velocidade (pu);

W, X, Y, Z = Parâmetros e constantes de tempo do regulador de velocidade.

Do diagrama de bloco da figura 3.8 obtêm - se a seguinte equação diferencial.

$$\frac{d\omega_s(t)}{dt} = \frac{1}{Y} \cdot \left[W \cdot X \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} + \omega(t) - Z \cdot \omega_s(t) \right] \quad (3.72)$$

No caso de se utilizar o regulador de velocidade com queda, o parâmetro W é definido pela seguinte expressão:

$$W = K_D = \frac{1}{R} \quad (3.73)$$

Foram mostrados três tipos de reguladores de velocidade. A aplicação do “teorema do valor final” na função de transferência destes reguladores permite verificar o erro de frequência em regime permanente:

a) Regulador isócrono:

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

b) Regulador com queda de velocidade:

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

c) Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório:

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

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

3.3.1 Característica Estática do Regulador

A característica estática de um regulador é obtida para todo estado de equilíbrio atingido após cada variação de frequência (Mendes, 1989.2).

Aplicando inicialmente um degrau de variação na frequência, verifica-se em seguida uma alteração da potência gerada em regime permanente, pela ação do regulador:

$$\Delta F(s) = \frac{F}{s} \tag{3.74}$$

Considerando que o acréscimo provocado na admissão ΔA é proporcional ao acréscimo de potência gerada ΔP_g pela máquina e em p.u.:

$$\Delta A = \Delta P_g$$

Aplicando o degrau descrito por (3.74) na equação (3.42), que é a função de transferência do regulador com queda de velocidade, obtém-se:

$$\Delta P_g = \frac{-\frac{1}{R}}{1 + s \cdot T_1} \cdot \frac{\Delta F}{s} \quad (3.75)$$

Em regime permanente:

$$\Delta P_g = \frac{-1}{R} \cdot \Delta F \quad (3.76)$$

Ou

$$P_g - P_{g0} = \frac{-1}{R} \cdot (f - f_0) \quad (3.77)$$

Onde:

P_{g0} = potência gerada inicial;

P_g = potência gerada final;

f_0 = frequência inicial;

f = frequência final.

A equação (3.77) pode ser representada graficamente, conforme a Figura 3.9:

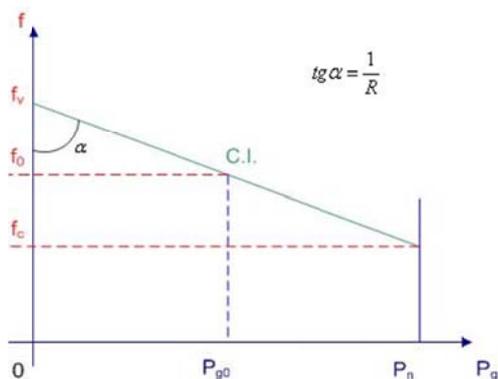


Figura 3.9 – Característica estática do regulador com queda de velocidade

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

Um parâmetro muito utilizado em reguladores de velocidade é o definido pela equação (3.78):

$$s = \frac{f_v - f_c}{f_n} \cdot 100 \quad (3.78)$$

onde:

- s = estatismo (*speed droop*);
- f_v = frequência em vazio;
- f_c = frequência com 100% da carga;
- f_n = frequência nominal.

Define-se estatismo como sendo a variação de velocidade ao mudar de carga zero para 100% da carga (em p.u. da velocidade nominal).

Da equação (3.76):

$$P_g - P_{g0} + \frac{1}{R} \cdot (f - f_0) = 0 \quad (3.79)$$

Para $P_g = 0$ tem-se:

$$0 - P_{g0} + \frac{1}{R} \cdot (f_v - f_0) = 0 \quad (3.80)$$

Já para $P_g = P_m$:

$$P_m - P_{g0} + \frac{1}{R} \cdot (f_v - f_0) = 0 \quad (3.81)$$

De (3.80) e (3.81) obtém-se:

$$f_v = \frac{\left(\frac{1}{R}\right) \cdot f_c + P_m}{\frac{1}{R}} \quad (3.82)$$

Levando (3.81) em (3.78) vem:

$$s = \frac{\frac{\left(\frac{1}{R}\right) \cdot f_c + P_m}{\frac{1}{R}} - f_c}{f_n} \cdot 100 \quad (3.83)$$

Ou

$$s = \frac{R \cdot P_m}{f_n} \cdot 100 \quad (3.84)$$

Considerando como potência base a potência máxima da unidade geradora, tem-se em p.u. que:

$$s = R \quad (3.85)$$

Assim R pode ser definido como o estatismo do regulador de velocidade da unidade geradora.

Conclui-se que, a característica estática de um regulador isócrono é $R = 0$, e para um regulador de velocidade bloqueado tem-se $R = \infty$.

Através de uma análise rápida do regulador com queda de velocidade e estatismo transitório, calcula-se qual é a regulação do mesmo para os instantes iniciais e finais do processo de regulação.

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

3.3.2 Mudança de base para H, R e D

Para trabalhar com os valores de estatismo (R), constante de tempo de inércia (H) e o coeficiente de amortecimento (D), é necessário adequar a base da máquina para uma base comum do sistema.

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

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \quad (3.86)$$

Onde a unidade é $[MW/Hz]$.

Para escrever D em p.u. deve-se usar a potência e frequência bases.

$$D_{base} = \frac{S_{base}}{f_{base}} \quad (3.87)$$

D_{pu} , pode ser escrito da seguinte forma:

$$D_{p.u.} = \frac{D}{D_{base}} \quad (3.88)$$

Ou

$$D_{p.u.} = D \cdot \frac{f_{base}}{S_{base}} \quad (3.89)$$

Para o caso de mudança de base de potência S_{base1} para S_{base2} do coeficiente D , deve-se proceder da seguinte forma:

$$D_{p.u.1} = D \cdot \frac{f_{base1}}{D_{base1}} \quad (3.90)$$

Ou

$$D_{p.u.2} = D \cdot \frac{f_{base2}}{D_{base2}} \quad (3.91)$$

De (3.88), tem-se que:

$$D = D_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{f_{base1}} \quad (3.92)$$

Substituindo (3.90) em (3.89) e considerando $f_{base1} = f_{base2}$:

$$D_{p.u.2} = \frac{D_{p.u.1} \cdot S_{base1}}{S_{base2}} \quad (3.93)$$

A equação (3.91) permite realizar a mudança de base do coeficiente de amortecimento (D).

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

$$\left(\frac{1}{R} \right)_{base} = \frac{S_{base}}{f_{base}} \quad (3.94)$$

E

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base}}{S_{base}} \quad (3.95)$$

Para o caso de mudança de base de potência S_{base1} para S_{base2} da energia de regulação $1/R$ deve-se proceder da seguinte forma:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base1}}{S_{base1}} \quad (3.96)$$

E

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.2} = \left(\frac{1}{R}\right) \cdot \frac{f_{base2}}{S_{base2}} \quad (3.97)$$

De (3.94) tem-se que:

$$\left(\frac{1}{R}\right) = \left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{f_{base1}} \quad (3.98)$$

Substituindo (3.96) em (3.95) e considerando $f_{base1} = f_{base2}$:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.2} = \left(\frac{1}{R}\right)_{p.u.1} \cdot \frac{S_{base1}}{S_{base2}} \quad (3.99)$$

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

$$H_{maq} = \frac{E_{cinetica}}{S_{base.maq}} \quad (3.100)$$

Na base do sistema:

$$H_{sist} = \frac{E_{cinetica}}{S_{base.sist}} \quad (3.101)$$

Substituindo (3.100) em (3.101) vem:

$$H_{sist} = \frac{H_{maq} \cdot S_{base.maq}}{S_{base.sist}} \quad (3.102)$$

3.4. Modelos de Turbinas

Neste item são apresentados os modelos de turbinas utilizados neste trabalho. As unidades térmicas sem reaquecimento, unidades térmicas com reaquecimento e unidades hidráulicas (considerando o efeito da inércia da água), serão apresentadas de forma simplificada. Também são mostrados os modelos de turbinas a gás, dos tipos aeroderivativa e *heavy-duty*, estes com maiores detalhes (Mendes, 1989.2).

3.4.1 Turbina térmica sem reaquecimento

Esta turbina consiste no aquecimento da água até se tornar vapor, que em alta pressão é expandido pela turbina produzindo conjugado no eixo, sendo representado, de forma simplificada, pela seguinte função de transferência:

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \frac{1}{1 + s \cdot T_s} \quad (3.103)$$

onde:

- ΔP_g = variação da potência gerada;
- ΔA = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;
- T_s = constante de tempo do estágio de alta pressão.

O diagrama de bloco equivalente está apresentado na Figura 3.10.

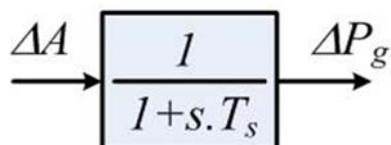


Figura 3.10 – Diagrama de blocos da turbina térmica sem reaquecimento

Da equação (3.103), pode-se escrever:

$$\Delta P_g(s) + T_s \cdot s \cdot \Delta P_g(s) = \Delta A(s) \quad (3.104)$$

Ou seja, no domínio do tempo:

$$T_s \cdot \frac{d(\Delta P_g)}{dt} + \Delta P_g = \Delta a \quad (3.105)$$

Onde (3.105) é a equação diferencial da turbina térmica. Escreve-se a seguinte equação de estado:

$$\Delta \dot{P}_g = \frac{-1}{T_s} \cdot \Delta P_g + \frac{1}{T_s} \cdot \Delta a \quad (3.106)$$

3.4.2 Turbina térmica com reaquecimento

O modelo deste tipo de turbina considera a ação do estágio de alta pressão da turbina, do reaquecedor e do “cross-over”. O diagrama está mostrado na Figura 3.11.

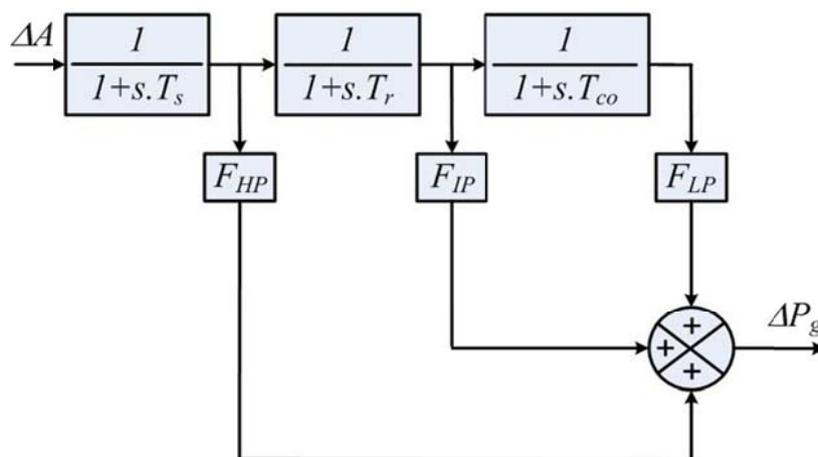


Figura 3.11 – Diagrama de blocos para turbina térmica com reaquecimento

onde:

- ΔP_g = variação de potência gerada;
- ΔA = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;
- T_s = constante de tempo do elemento de alta pressão;
- T_r = constante de tempo do reaquecedor;
- T_{co} = constante de tempo do “cross-over”;
- F_{HP} = proporção da potência do elemento de alta pressão;
- F_{IP} = proporção da potência do elemento de pressão intermediária;
- F_{LP} = proporção da potência do elemento de baixa pressão.

Para simplificar o modelo é desprezada a ação do elemento de baixa pressão, devido ao atraso associado ao reaquecedor. Assim os elementos de alta pressão e de pressão intermediária são responsáveis por toda potência desenvolvida na turbina. A representação deste diagrama está mostrada na Figura 3.12.

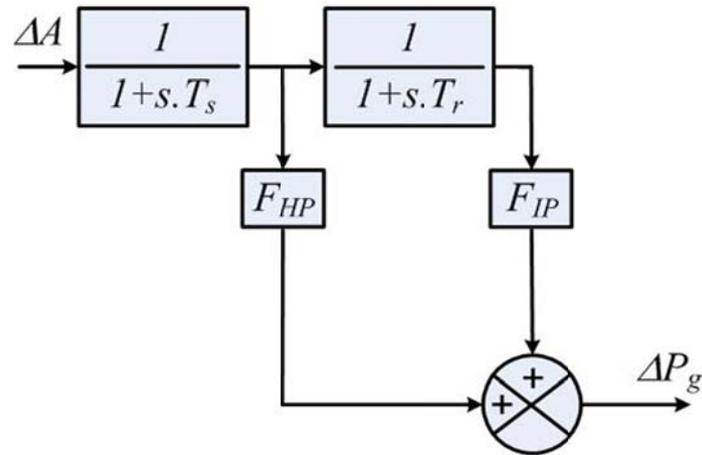


Figura 3.12 – Diagrama simplificado para turbina térmica com rea aquecimento

Da figura 3.12 pode-se escrever:

$$\Delta P_g(s) = F_{HP} \frac{1}{1+s \cdot T_s} \cdot \Delta A(s) + F_{IP} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_s} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_R} \cdot \Delta A(s) \quad (3.107)$$

Simplificando vem:

$$\Delta P_g(s) = \left(F_{HP} + F_{IP} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_R} \right) \cdot \left(\frac{1}{1+s \cdot T_s} \right) \cdot \Delta A(s) \quad (3.108)$$

Ou

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \left(\frac{F_{HP} + s \cdot F_{HP} \cdot T_R + F_{IP}}{1+s \cdot T_R} \right) \cdot \left(\frac{1}{1+s \cdot T_s} \right) \quad (3.109)$$

Como $F_{HP} + F_{IP} = 1$ e chamando $C = F_{HP}$, representa-se este tipo de turbina pela função de transferência dada por (3.110):

$$\frac{\Delta P_g(s)}{\Delta A(s)} = \frac{1+s \cdot C \cdot T_R}{1+s \cdot T_R} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_s} \quad (3.110)$$

O diagrama de blocos equivalente está apresentado na Figura 3.13:

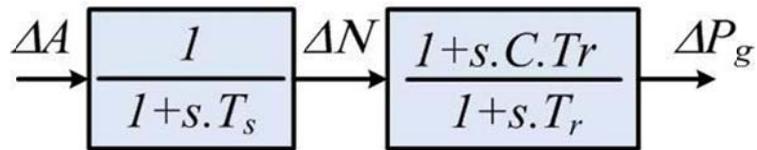


Figura 3.13 – Diagrama de blocos da turbina térmica com reaquecimento

Da equação (3.110) escreve-se que:

$$\Delta N = \frac{1}{1+s \cdot T_s} \cdot \Delta A \quad (3.111)$$

E

$$\Delta P_g = \frac{1+s \cdot C \cdot T_r}{1+s \cdot T_r} \cdot \Delta N \quad (3.112)$$

Passando as equações (3.111) e (3.112) para o domínio do tempo tem-se:

$$T_s \cdot \frac{d(\Delta n)}{dt} + \Delta n = \Delta a \quad (3.113)$$

E

$$T_r \cdot \frac{d(\Delta P_g)}{dt} + \Delta P_g = \Delta n + C \cdot T_r \cdot \frac{d(\Delta n)}{dt} \quad (3.114)$$

Obtém-se:

$$\Delta \dot{n} = \frac{1}{T_s} \cdot \Delta n + \frac{1}{T_s} \cdot \Delta a \quad (3.115)$$

E

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{1}{T_r} \cdot \Delta P_g + \frac{1}{T_r} \cdot \Delta n + C \cdot \Delta \dot{n} \quad (3.116)$$

Substituindo (3.115) em (3.116) vem:

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{1}{T_r} \cdot \Delta P_g + \left(\frac{1}{T_r} - \frac{C}{T_s} \right) \cdot \Delta n + \frac{C}{T_s} \cdot \Delta a \quad (3.117)$$

A equação (3.117) corresponde à equação de estado da turbina térmica com reaquecimento.

3.4.3 Turbina Hidráulica com Efeito da Inércia da Água

A inércia da água neste tipo de turbina resulta numa elevada constante de tempo na resposta do torque da máquina em relação à posição das comportas. Demonstra-se que existe uma tendência inicial do torque variar na direção oposta daquele produzido no regime final. Ao haver uma queda na frequência, as válvulas recebem comando de abertura, e nos instantes iniciais, quando da abertura, ocorre uma redução da pressão no interior da tubulação, o que causa uma leve redução no torque.

Na modelagem matemática é considerado o efeito da inércia da água na tubulação. Para este tipo de turbina sua função de transferência é:

$$\frac{\Delta P_g}{\Delta A} = \frac{1 - s \cdot T_w}{1 + s \cdot \frac{T_w}{2}} \quad (3.118)$$

Onde:

- ΔP_g = variação da potência gerada;
- ΔA = variação da abertura da válvula de admissão da turbina;
- T_w = constante de tempo de inércia da água.

A constante de tempo de inércia da água é dada por (3.119):

$$T_w = \frac{\mu \cdot L}{g \cdot H_C} \quad (3.119)$$

Onde:

- L = comprimento da tubulação (m);
- μ = velocidade da água (m/s);
- H_C = altura da coluna d'água (m);
- g = aceleração da gravidade (m/s²).

O diagrama de bloco equivalente está apresentado na Figura 3.14:

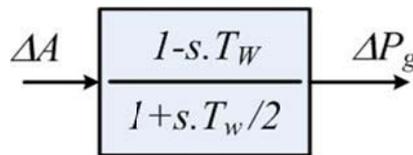


Figura 3.14 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica com efeito da inércia da água

Escrevendo a equação (3.118) no domínio do tempo:

$$\Delta P_g + \frac{T_w}{2} \cdot \frac{d(\Delta P_g)}{dt} = \Delta a - \frac{d(\Delta a)}{dt} \quad (3.120)$$

Onde (3.120) é a equação diferencial representativa da turbina hidráulica.

Reorganizando:

$$\Delta \dot{P}_g = -\frac{2}{T_w} \cdot \Delta P_g + \frac{2}{T_w} \cdot \Delta a - 2 \cdot \dot{\Delta a} \quad (3.121)$$

A equação (3.121) corresponde à equação de estado da turbina hidráulica.

3.4.4 Turbina a Gás

Neste item são mostrados os elementos que estão normalmente presentes, nas turbinas a gás do tipo *heavy-duty* e nas turbinas aeroderivativas, de uma forma mais aprofundada do que os mostrados nos itens anteriores.

3.4.4.1 Controle de aceleração

A taxa de variação de velocidade da turbina deve ser fundamentalmente limitada para que esta não atinja uma região de operação instável. Determinados métodos para a limitação da aceleração podem ser utilizados, levando em conta parâmetros como a descarga do compressor e a temperatura de exaustão da turbina. O diagrama de blocos deste controle é apresentado na figura 3.15

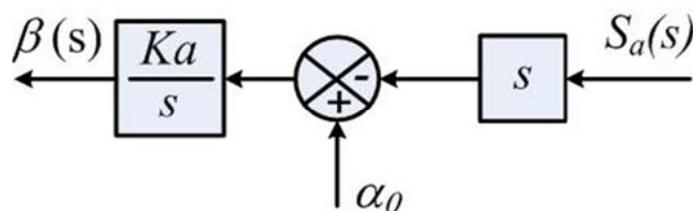


Figura 3.15 – Controle de aceleração

Onde:

K_a = Ganho do controle de aceleração;

$S_a(s)$ = Sinal de entrada do controle de aceleração;

α_0 = Valor de referência da taxa de variação da variável de entrada (pu);

$\beta(s)$ = Sinal de saída do controle de aceleração (pu).

Se o tipo de turbina utilizada for *heavy-duty* a entrada do controle de aceleração será a velocidade angular do eixo do rotor ($\omega(s)$), se for aeroderivativa o sinal será o do fluxo de gás ($E_g(s)$).

Da figura 3.15 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d\beta(t)}{dt} = K_a \cdot \left[\alpha_0 - \frac{dX(t)}{dt} \right] \quad (3.122)$$

3.4.4.2 Controle de Temperatura

A turbina a gás é uma máquina térmica que absorve ar atmosférico, seu desempenho é afetado pela variação da massa de ar de entrada do compressor. Assim, um dos fatores que afetam a potência de saída é a temperatura ambiente.

Como a temperatura de exaustão é medida através da aplicação de uma série de termopares incorporados aos protetores de radiação, haverá um pequeno erro transitório devido às constantes associadas ao sistema de medida.

Um protetor contra radiação (*Radiation Shield*) é utilizado para minimizar o erro de radiação que afeta o termopar.

O erro de radiação pode ser dividido em três componentes:

- Erro causado pela radiação na junção do termopar;
- Erro causado pela radiação do gás e da chama;
- Erro devido ao efeito catalítico (reações químicas na superfície do termopar).

O protetor contra radiação introduz um atraso na medição de temperatura, e representa-se este componente através do diagrama de bloco apresentado na figura 3.16.

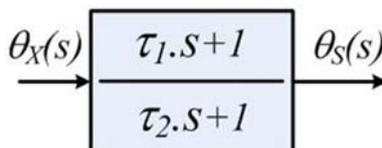


Figura 3.16 – Diagrama de bloco representativo do protetor contra radiação

Onde:

$\theta_x(s)$ = Temperatura de exaustão da turbina (°C);

$\theta_s(s)$ = Temperatura medida pelo protetor de radiação (°C);

τ_1, τ_2 = Constantes de tempo do protetor de radiação (s).

Da figura 3.16 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d\theta_s(t)}{dt} = \frac{\tau_1}{\tau_2} \cdot \left[\frac{d\theta_x(t)}{dt} + \frac{\theta_x(t) - \theta_s(t)}{\tau_1} \right] \quad (3.123)$$

Os termopares são utilizados na medição de temperatura dos gases de exaustão da turbina, fazendo a transdução do sinal de temperatura em um sinal de tensão proporcional.

O tempo de resposta da tensão de saída do termopar a uma variação na temperatura do gás de exaustão é uma função do tempo de aquecimento do bi-metal.

A constante de tempo do termopar é a medida do tempo de atraso de resposta devido a uma variação de temperatura. A dinâmica da malha de controle é afetada por esta constante, sendo importante o valor desta para o projeto do controlador. Na ocorrência de uma variação rápida de temperatura, o *overshoot* é determinado pela magnitude desta constante.

O fluxo de massa de gás sobre a superfície do escudo protetor do elemento bi-metálico e a espessura dos escudos afetam a constante de tempo. Como o fluxo de massa depende da rotação da turbina, a constante de tempo é maior em baixas velocidades.

A figura 3.17 representa o termopar.

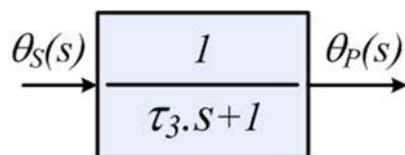


Figura 3.17 – Diagrama de bloco representativo do termopar

Onde:

$\theta_s(s)$ = Temperatura medida pelo protetor de radiação (°C);

$\theta_p(s)$ = Temperatura medida pelo termopar (°C);

τ_3 = Constante de tempo do termopar (s).

Da figura 3.17 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d\theta_p(t)}{dt} = \frac{1}{\tau_3} \cdot [\theta_s(t) - \theta_p(t)] \quad (3.124)$$

Para que haja atuação do controle de temperatura, deve ocorrer variação entre a temperatura medida e a temperatura de referência, ou seja, deve haver variação na temperatura do termopar. O Diagrama de bloco da figura 3.18 caracteriza este efeito.

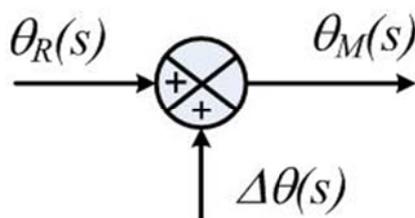


Figura 3.18 – Variação da temperatura

Onde:

$\theta_R(s)$ = Temperatura de referência (°C);

$\theta_M(s)$ = Temperatura medida (°C);

$\Delta\theta(s)$ = Variação de temperatura do termopar (°C).

A seguinte equação pode ser obtida do diagrama da figura 3.18:

$$\theta_M(t) = \theta_R(t) + \Delta\theta(t) \quad (3.125)$$

O sistema de controle de temperatura amplifica e compara o sinal elétrico proporcional, produzido pelos termopares, com o valor de referência, modulando a vazão de combustível quando a temperatura alcançar o valor pré-determinado. Quando ocorre uma variação da temperatura de exaustão da máquina, não há variação instantânea na tensão do termopar. Assim, durante um transitório, ocorrerá um atraso no sinal de temperatura. A magnitude do atraso determina o *overshoot* ocasionado quando de uma rápida variação na temperatura.

A figura 3.19 representa o sistema de controle de temperatura.

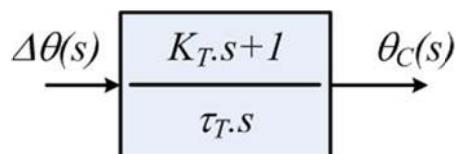


Figura 3.19 – Diagrama de bloco representativo do sistema de controle de temperatura

$\Delta\theta(s)$ = Variação da temperatura (°C);

$\Delta\theta_C(s)$ = Variação de temperatura do sinal controlado (°C);

τ_T = Razão de integração do controle de temperatura (s);

K_T = Constante do controle de temperatura (pu).

Da figura 3.19 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d\Delta\theta_C(t)}{dt} = \frac{K_T}{\tau_T} \cdot \left[\frac{d\Delta\theta(t)}{dt} + \frac{\Delta\theta(t)}{K_T} \right] \quad (3.126)$$

3.4.4.3 Sistema de Combustível

É composto por duas válvulas em série. A primeira controla a pressão entre elas, como função da rotação da turbina, é usada para ampliar a razão de *turndown*, que é a razão de variação do fluxo máximo ao fluxo mínimo do sistema durante a partida.

A segunda válvula tem a função controlar o fluxo de combustível, sendo proporcional ao produto do sinal de combustível pelo sinal de rotação da turbina.

A resposta do posicionador da primeira válvula determina a resposta do controle de pressão do sistema. O volume entre as duas válvulas é muito pequeno, e as constantes de tempo do transdutor de medição de pressão são muito pequenas.

Dependendo do tipo de combustível utilizado, as constantes de tempo apresentadas são diferentes. Outra diferença se deve à existência de uma realimentação devido ao bombeamento quando da utilização de combustível líquido.

O diagrama de blocos que representa o sistema de combustível e o posicionador da válvula é representado na figura 3.20.

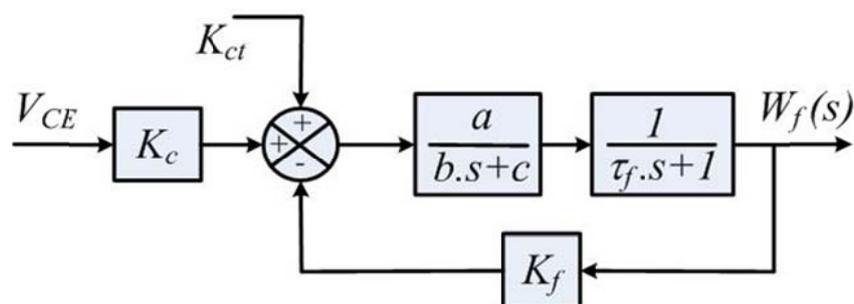


Figura 3.20 – Diagrama de blocos do sistema de combustível e posicionador da válvula

Onde:

V_{CE} = Sinal de demanda de combustível (pu);

K_{ct} = Constante que representa o consumo próprio da turbina (pu);

K_c = Constante que representa a influencia da demanda de combustível na turbina (pu);

K_f = Realimentador do sistema de combustível (pu);

a, b, c = Valores Associados à função de transferência do posicionador da válvula de admissão de combustível;

τ_f = Constante de Tempo do sistema de combustível (s);

$W_f(s)$ = Fluxo de combustível (pu).

Da figura 3.20 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d^2 W_f(t)}{dt^2} = -\frac{1}{b \cdot \tau_f} \cdot \left[(b + c \cdot \tau_f) \frac{dW_f(t)}{dt} + (c + a \cdot K_f) W_f - a \cdot V'_{CE}(t) \right] \quad (3.127)$$

Se o combustível utilizado for gasoso deve-se adotar $K_f = 0$, logo:

$$\frac{d^2 W_f(t)}{dt^2} = -\frac{1}{b \cdot \tau_f} \cdot \left[(b + c \cdot \tau_f) \frac{dW_f(t)}{dt} + c \cdot W_f - a \cdot V'_{CE}(t) \right] \quad (3.128)$$

Sendo:

$$V'_{CE}(t) = K_c \cdot V_{CE}(t) + K_{ct} \quad (3.129)$$

A compressão do combustível e a inércia do sistema, entre a válvula de *bypass* e o medidor de fluxo de combustível, causam um atraso. Este atraso é representado de acordo com o diagrama de bloco da figura 3.21



Figura 3.21 – Diagrama de bloco representativo do combustor

$W_f(s)$ = Fluxo de combustível (pu);

$W_{fs}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

ϵ_{CR} = Tempo de atraso devido ao combustor (s).

Como a função de transferência não é racional, não é possível fazer análise de sistemas dinâmicos usando os conceitos e as propriedades das transformadas de Laplace racionais. Este problema é contornado aproximando-se a função de transferência ($e^{-\tau \cdot s}$) por funções racionais, entre as quais a mais utilizada é a aproximação de Padé de primeira ordem, descrita pela equação a seguir:

$$e^{-\tau \cdot s} = \frac{1 - 0,5 \cdot \tau \cdot s}{1 + 0,5 \cdot \tau \cdot s} \quad (3.130)$$

O tempo necessário para o gás mover-se da câmara de combustão através da turbina até o local de instalação dos termopares, responsáveis pela medição de temperatura, é representado de acordo com o diagrama de bloco da figura 3.22.

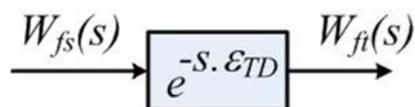


Figura 3.22 – Diagrama de bloco representativo do atraso ocasionado pela exaustão

Onde:

$W_{fs}(s)$ = Variação do fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

$W_{ft}(s)$ = Variação do fluxo do combustível com o atraso da exaustão (pu);

ϵ_{TD} = Tempo de atraso devido ao sistema de exaustão do combustível (s).

O atraso de tempo causado pelo sistema de exaustão somente será considerado para turbinas que utilizem combustível líquido.

A descarga de ar do compressor causa um pequeno tempo de atraso que é representado pelo diagrama de bloco na figura 3.23.

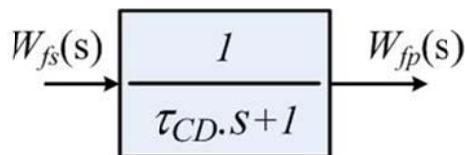


Figura 3.23 – Diagrama de bloco representativo da inércia do compressor

Onde:

$W_{fs}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

$W_{fp}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do compressor (pu);

τ_{CD} = Constante de tempo do compressor (s).

Da figura 3.23 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{dW_{fp}(t)}{dt} = \frac{1}{\tau_{CD}} \cdot [W_{fs}(t) - W_{fp}(t)] \quad (3.131)$$

3.4.4.4 Inlet Guide Vane

Este elemento controla o fluxo de ar na entrada da câmara de combustão através de palhetas móveis na entrada do combustor, permitindo assim variar a temperatura de exaustão da turbina

Estes são mantidos dentro de uma determinada faixa de operação para alcançar a máxima temperatura de exaustão permitida, mesmo quando a turbina a gás trabalha com rejeições de carga. Quando ocorre redução de carga, o controle IGV reduz o fluxo de ar e procura manter constante a razão fluxo de ar / fluxo de combustível.

O sinal de entrada do IGV pode ser expresso como função da temperatura ambiente, como mostrado pela figura 3.24:

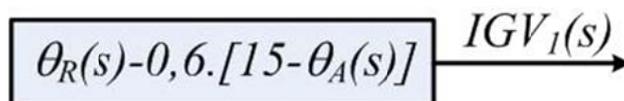


Figura 3.24 – Cálculo da variação da temperatura para o IGV

Onde:

$\theta_R(s)$ = Temperatura de referencia (°C);

$\theta_A(s)$ = Temperatura ambiente (°C);

$IGV_1(s)$ = Sinal de entrada do controle do IGV (pu).

A atuação do controle do IGV tenta minimizar qualquer *overshoot* ocorrido. A figura 3.25 mostra o diagrama de bloco de controle de temperatura (IGV).

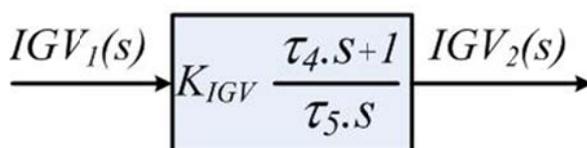


Figura 3.25 – Diagrama de bloco representativo do controle de temperatura do IGV

Onde:

$IGV_1(s)$ = Sinal de entrada do controle do IGV (pu);

$IGV_2(s)$ = Sinal de saída do controle do IGV (pu);

K_{IGV} = Ganho do controle do IGV (pu);

τ_4 = Constante de tempo do controle do IGV (s);

τ_5 = Parâmetro do controle do IGV (s).

Da figura 3.25 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{dIGV_2(t)}{dt} = \tau_4 \cdot K_{IGV} \cdot \left[\frac{dIGV_1(t)}{dt} + \frac{IGV_1(t)}{\tau_4} \right] \quad (3.132)$$

Para que seja possível controlar a temperatura de exaustão da turbina, dentro de uma determinada faixa de operação, o IGV possui limitadores que restringem o grau de abertura das pás, podendo variar de acordo com o modelo da turbina utilizada.

A figura 3.26 representa o diagrama de bloco correspondente ao limitador do IGV.

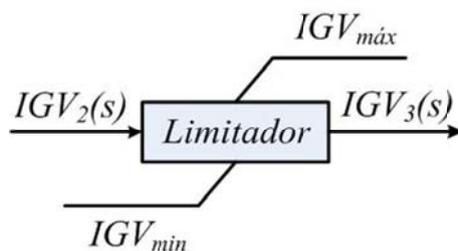


Figura 3.26 – Limitador do IGV

Onde:

$IGV_2(s)$ = Sinal de entrada do limitador do IGV (pu);

$IGV_3(s)$ = Sinal de saída do limitador do IGV (pu);

$IGV_{máx}$ = Abertura máxima do IGV (pu);

IGV_{min} = Abertura mínima do IGV (pu).

O diagrama de bloco do atuador do IGV representa o atraso causado pelo sistema hidráulico que aciona as pás móveis podendo ser observado na figura 3.27.

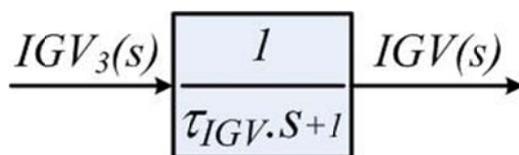


Figura 3.27 – Atuador do IGV

Onde:

$IGV_3(s)$ = Sinal de saída do limitador do VIGV (pu);

$IGV(s)$ = Sinal do VIGV (pu);

τ_{IGV} = Constante de tempo do sistema posicionador do VIGV (s).

Da figura 3.27 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{dIGV(t)}{dt} = \frac{1}{\tau_{IGV}} \cdot [IGV_3(t) - IGV(t)] \quad (3.133)$$

Quando as pás do VIGV estão parcialmente fechadas o *bias* permite um *overshoot* na temperatura através da elevação da temperatura de referência, de acordo com a posição das pás.

A figura 3.28 mostra o diagrama de blocos representativo do *bias* do IGV.

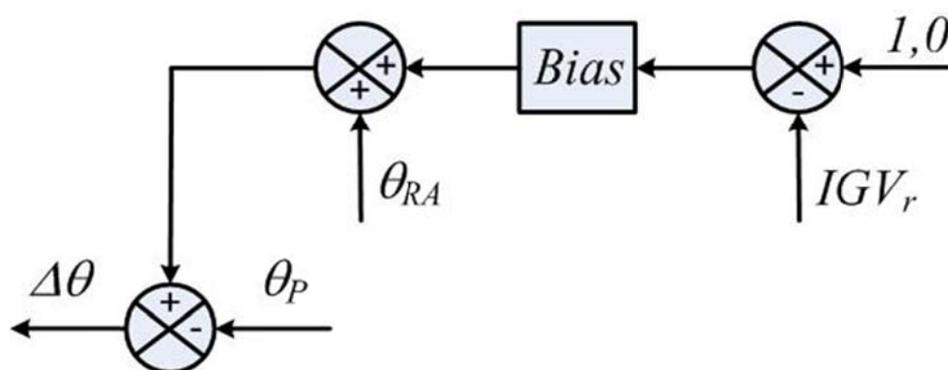


Figura 3.28 – Diagrama de blocos representativo do *Bias* do IGV

Onde:

IGV_r = Posição inicial do IGV (pu);

θ_{RA} = Temperatura de referencia ajustada (°C);

θ_p = Temperatura medida pelo termopar (°C);

$\Delta\theta$ = Variação de temperatura (°C).

Da figura 3.28 obtém-se a seguinte expressão para a variação da temperatura:

$$\Delta\theta = Bias \cdot (1 - IGV_r) + \theta_{RA} - \theta_p \quad (3.134)$$

Sendo:

$$\theta_{RA} = \theta_R - 0,6 \cdot (15 - \theta_A) \quad (3.135)$$

Onde:

θ_R = Temperatura de referência (°C);

θ_A = Temperatura ambiente (°C).

3.4.4.5 Eixo da Máquina

A constante de tempo do rotor é definida como o tempo necessário para que o rotor dobre sua velocidade angular, se for mantida constante a taxa de variação de velocidade que ocorre após a perda do conjugado da carga.

A figura 3.29 representa o diagrama de bloco referente ao eixo do rotor

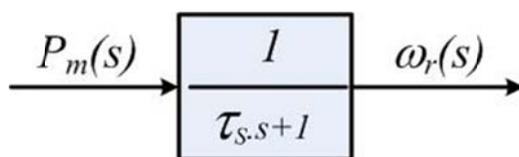


Figura 3.29 – Diagrama de bloco representativo do eixo do rotor

Onde:

$P_m(s)$ = Potência mecânica da máquina (pu);

τ_s = Constante de tempo associada aos elementos acoplados ao eixo (s);

$\omega_r(s)$ = Velocidade angular do rotor da máquina (pu).

A constante de tempo τ_s está associada à inércia total do eixo turbina-gerador.

Da figura 3.29 obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d\omega_r(t)}{dt} = \frac{1}{\tau_s} \cdot [P_m(t) - \omega_r(t)] \quad (3.136)$$

3.4.4.6 Seletor de Valor Mínimo

No seletor de valor mínimo é feita uma comparação entre os sinais provenientes das três malhas de controle (velocidade, temperatura e aceleração). O objetivo desta comparação é a obtenção de um sinal de saída correspondente ao menor valor entre os três sinais, proporcionando assim uma menor taxa de consumo de combustível.

A figura 3.30 ilustra este seletor.

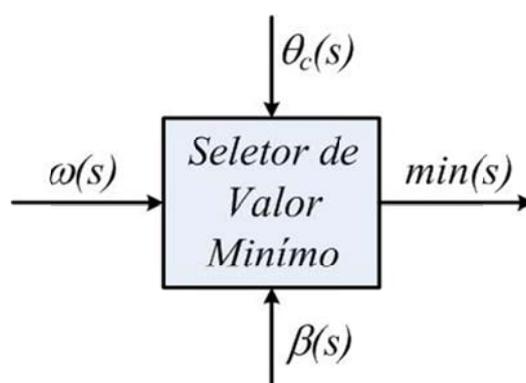


Figura 3.30 – Diagrama de bloco representativo do seletor de valor mínimo

Onde:

$\omega(s)$ = Sinal do regulador de velocidade (pu);

$\theta_c(s)$ = Sinal do controle de temperatura (pu);

$\beta(s)$ = Sinal do controle de aceleração (pu);

$\min(s)$ = Valor mínimo obtido pelo seletor (pu).

A transferência de um sinal de controle para outro é feita sem atraso ou impacto.

3.4.5 Turbinas Aeroderivativas

Este tipo de turbina apresenta as seguintes modificações em relação ao modelo para turbina de um eixo.

- Inserção do bloco gerador de gás;
- Modificação das funções algébricas;
- Mudança dos parâmetros do sistema de combustível, termopares e rotor.

3.4.5.1 Turbinas Aeroderivativas Tradicionais

O sistema físico desta turbina possui estágios de alta pressão de compressão, alta pressão da turbina e de baixa pressão da turbina (turbina de potência).

As equações algébricas para o conjugado mecânico (C_K) e a temperatura de exaustão (T_X) das configurações aeroderivativas tradicionais são as seguintes:

$$C_K = 0,25 + 1,75 \cdot W_f - 0,4 \cdot \omega_u - 0,6 \cdot W_f \cdot \omega_u \quad (3.137)$$

$$T_X = T_R - 340 \cdot (1 - W_f) + 300 \cdot (1 - \omega_u) \quad (3.138)$$

Onde:

- C_K = Conjugado mecânico (pu);
 T_X = Temperatura de exaustão (°C);
 T_R = Temperatura de referência (°C);
 W_f = Fluxo de combustível (pu);
 ω_u = Rotação da turbina de potência (pu).

O conjugado mecânico (C_K) e a temperatura de exaustão (T_X) são dependentes do fluxo de combustível e da rotação da turbina de potência, sendo que a temperatura de exaustão ainda depende da temperatura de referência (T_R), como mostram as equações acima.

3.4.5.1.1 Modelos do Gerador de Gás

Dependendo da configuração existem variações na forma de representar o gerador de gás (*Spool*).

- Configuração *Spool* Simples + Turbina de Potência (Turbina Livre)

O Diagrama de bloco representativo do gerador de gás é mostrado na figura 3.31.

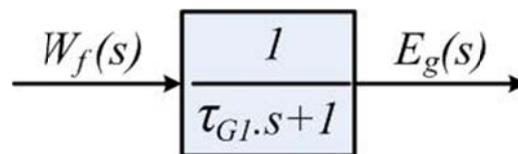


Figura 3.31 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivativas tradicionais com *Spool* Simples

Do bloco representativo do gerador de gás pode-se obter a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{dE_g(t)}{dt} = \frac{1}{\tau_{G1}} \cdot [W_f(t) - E_g(t)] \quad (3.139)$$

- Configuração com Dois *Spools* + Turbina de Potência

O Diagrama de bloco representativo do gerador de gás, para esta configuração, pode ser observado na figura 3.32.

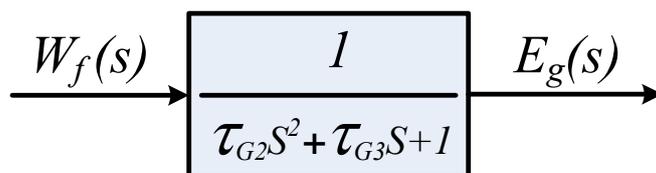


Figura 3.32 – Diagrama de bloco do gerador de gás turbinas Aeroderivativas tradicionais com dois *Spools*

Do bloco representativo do gerador de gás pode-se obter a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d^2 E_g(t)}{dt^2} = \frac{1}{\tau_{G2}} \cdot \left[\tau_{G3} \cdot \frac{dE_g}{dt} + W_f(t) - E_g(t) \right] \quad (3.140)$$

3.4.5.2 Turbinas Aeroderivativas Avançadas

O sistema físico desta turbina é semelhante ao das tradicionais possuindo um estágio de baixa pressão de compressão, além dos já mencionados anteriormente.

As equações algébricas C_K e T_X para as configurações aeroderivativas avançadas são as seguintes:

$$C_K = 1,28 \cdot (W_f - 0,22) + 0,5 \cdot (1 - \omega_u) \quad (3.141)$$

$$T_X = T_R - 85 \cdot (1 - W_f) + 300 \cdot (1 - \omega_u) \quad (3.142)$$

Onde:

- C_K = Conjugado mecânico (pu);
- T_X = Temperatura de exaustão (°C);
- T_R = Temperatura de referência (°C);
- W_f = Fluxo de combustível (pu);
- ω_u = Rotação da turbina de potência (pu).

3.4.5.2.1 Modelagem do Gerador de Gás

Dependendo da configuração existem variações na forma de representar o gerador de gás (*Spool*) das Turbinas Aeroderivativas Avançadas.

- Configuração com Dois *Spools*

O Diagrama de Bloco representativo do gerador de gás é mostrado na figura 3.33.

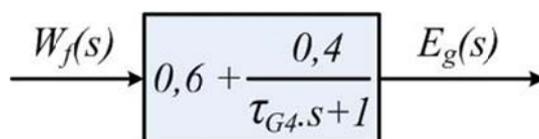


Figura 3.33 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivativas avançadas com dois *Spools*

Do bloco representativo do gerador de gás obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{dE_g(t)}{dt} = 0,6 \cdot \frac{dW_f(t)}{dt} + \frac{W_f(t) - E_g(t)}{dt} \quad (3.143)$$

- Configuração com Três *Spools*

O diagrama de bloco representativo do gerador de gás pode ser observado na figura 3.34

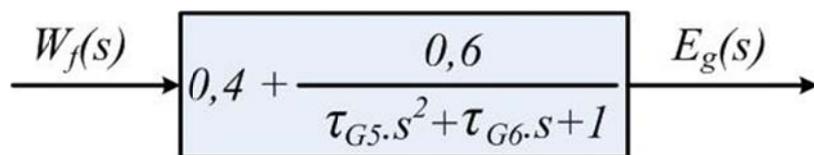


Figura 3.34 – Diagrama de bloco do gerador de gás para turbinas Aeroderivatias avançadas com três *Spools*

Do bloco representativo do gerador de gás obtém-se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$\frac{d^2 E_g(t)}{d^2 t} = 0,4 \cdot \left[\frac{d^2 W_f(t)}{d^2 t} + \frac{\tau_{G6}}{\tau_{G5}} \cdot \frac{dW_f(t)}{dt} \right] + \frac{1}{\tau_{G5}} \cdot \left[W_f(t) - E_g(t) - \tau_{G6} \cdot \frac{dE_g(t)}{dt} \right] \quad (3.144)$$

3.4.5.2.2 Modelo Matemático das Caldeiras de Recuperação

A resposta da potência mecânica da turbina a vapor segue as mudanças de energia dos gases de exaustão da turbina a gás, sendo influenciada pelas respostas da caldeira de recuperação.

3.4.5.2.3 Modelo Matemático de Primeira Ordem

Um modelo simplificado para as caldeiras de recuperação pode ser obtido utilizando-se apenas uma constante de tempo englobando o atraso ocorrido. Este modelo é mostrado na Figura 3.35.

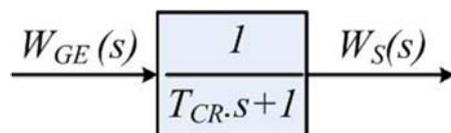


Figura 3.35 – Diagrama de bloco simplificado da caldeira de recuperação de primeira ordem

Onde:

$W_{GE}(s)$ = Fluxo de gás de exaustão da turbina a gás (pu);

$W_S(s)$ = Fluxo de vapor produzido na caldeira de recuperação (pu);

T_{CR} = Constante de tempo associada à caldeira de recuperação (s).

A partir da Figura 3.35 pode-se escrever a seguinte equação diferencial:

$$\frac{dW_s(t)}{dt} = \frac{1}{T_{CR}} \cdot [W_{GE}(t) - W_s(t)] \quad (3.145)$$

3.4.5.2.4 Modelo Matemático de Segunda Ordem

A caldeira de recuperação apresenta basicamente duas constantes de tempo: a primeira corresponde ao atraso causado pela transferência de calor no tubo de metal (T_m) e a segunda associada ao atraso referente ao armazenamento do vapor (T_B).

A contribuição total de potência mecânica referente às condições com caldeiras de recuperação com dois níveis de pressão de vapor pode ser aproximada, por um modelo matemático com duas constantes de tempo. A figura 3.36 apresenta o diagrama de blocos relativo à caldeira de recuperação.

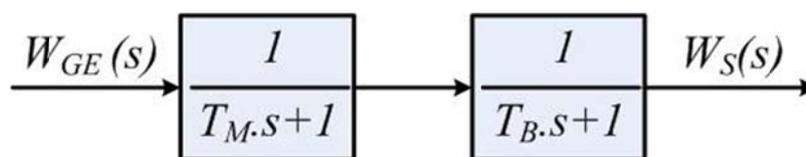


Figura 3.36 – Diagrama de blocos representativo da caldeira de recuperação de segunda ordem

Onde:

$W_{GE}(s)$ = Fluxo de gás de exaustão da turbina a gás (pu);

$W_S(s)$ = Fluxo de vapor produzido na caldeira de recuperação (pu);

T_M = Constante de tempo referente à transferência de calor (s);

T_B = Constante de tempo referente ao acúmulo de vapor (s).

A partir do diagrama de blocos da figura 3.36 tem-se a seguinte equação diferencial:

$$\frac{d^2 W_S(t)}{dt^2} = \frac{1}{T_M \cdot T_B} \cdot \left[W_{GE}(t) - (T_M + T_B) \cdot \frac{dW_S(t)}{dt} - W_S(t) \right] \quad (3.146)$$

3.4.5.2.5 Modelo Matemático de Terceira Ordem

Um modelo de terceira ordem para as caldeiras de recuperação é apresentado na figura 3.37.

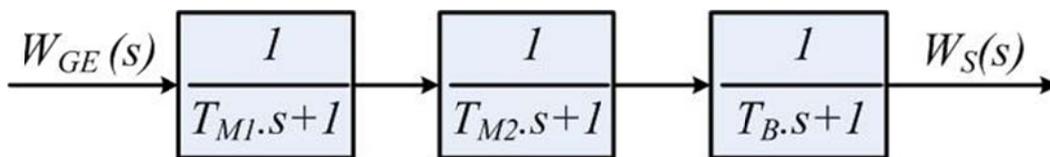


Figura 3.37 – Diagrama de blocos representativo da caldeira de recuperação

Onde:

$W_{GE}(s)$ = Fluxo de gás de exaustão da turbina a gás (pu);

$W_S(s)$ = Fluxo de vapor produzido na caldeira de recuperação (pu);

T_{M_1} = Constante de tempo referente à transferência de calor (s);

T_{M_2} = Constante de tempo referente à transferência de calor (s);

T_B = Constante de tempo referente ao acúmulo de vapor (s).

A equação diferencial referente ao modelo de terceira ordem descrito pela figura 3.37 é dada por:

$$\frac{d^3 W_S(t)}{dt^3} = \frac{1}{T_{M_1} \cdot T_{M_2} \cdot T_B} \cdot \left[W_{GE}(t) - (T_B \cdot (T_M + T_B) + T_{M_1} \cdot T_{M_2}) \cdot \frac{d^2 W_S(t)}{dt^2} - (T_{M_1} + T_{M_2} + T_B) \cdot \frac{dW_S(t)}{dt} - W_S(t) \right] \quad (3.147)$$

3.4.5.3 Modelo com Queima Suplementar

A parcela de queima suplementar pode ser representada apenas como um valor constante na entrada do modelo da caldeira de recuperação [Undrill, 2001]. A figura 3.38 mostra a inserção desta parcela.

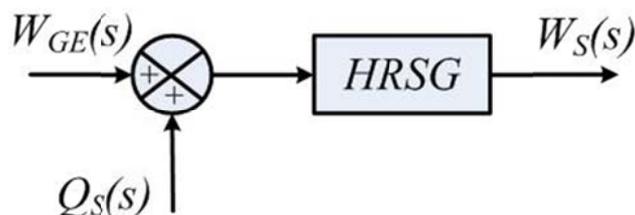


Figura 3.38 – Representação da parcela de queima suplementar na caldeira de recuperação

Onde:

$W_{GE}(s)$ = Fluxo de gás de exaustão da turbina a gás (pu);

$Q_S(s)$ = Parcela relativa à queima suplementar (pu);

$W_S(s)$ = Fluxo de vapor produzido na caldeira de recuperação (pu).

Para a caldeira de recuperação (HRSG), pode-se considerar um dos três modelos (1^a, 2^a ou 3^a ordens) citados anteriormente.

Normalmente não se opera a caldeira de recuperação com queima suplementar devido à redução na eficiência do sistema. No entanto, a queima suplementar pode ser interessante, por exemplo, no horário de ponta, sendo compensador o aumento de geração, mesmo com rendimento inferior.

4 Modelos Completos

No Capítulo 3 foram detalhados os elementos que compõem os modelos a serem estudados (Mendes, 1989.1; Mendes, 1989.2; Filho, 1984). A seguir são apresentados os modelos completos de sistemas de controle de carga - frequência.

4.1 Turbinas Térmicas

Os modelos completos para estes tipos de configurações são compostos pelos diagramas de blocos do regulador de velocidade com queda de velocidade e o da turbina a vapor, sem e com reaquecimento. Estes modelos estão apresentados nas figuras 4.1 e 4.2

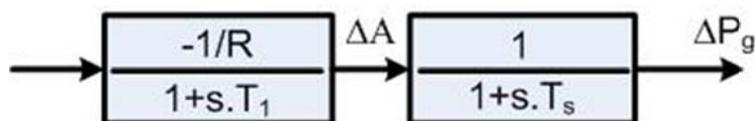


Figura 4.1 – Diagrama de blocos da turbina térmica sem reaquecimento

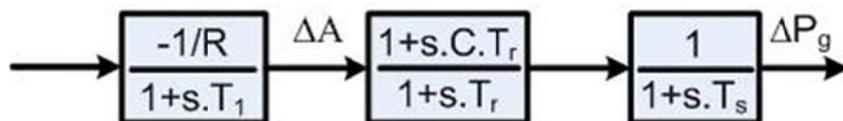


Figura 4.2 – Diagrama de blocos da turbina térmica com reaquecimento

4.2 Turbinas Hidráulicas

Estes tipos de turbina são compostos pelo diagrama de blocos do regulador de velocidade com queda de velocidade e estatismo transitório e o da turbina hidráulica com efeito da inércia da água. A figura 4.3 representa este modelo.

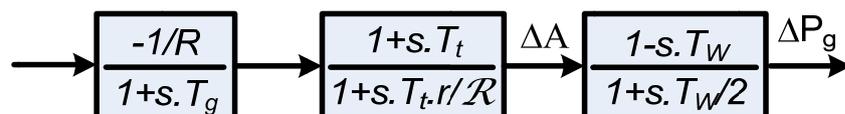


Figura 4.3 – Diagrama de blocos da turbina hidráulica com efeito da inércia da água

4.3 Turbinas a Gás

Neste trabalho são estudadas as turbinas a gás do tipo *Heavy-Duty* e Aeroderivativas, esta última pode ser do tipo tradicional ou avançada.

Para estes tipos de turbinas, os modelos apresentados são mais aprofundados, sendo assim compostos normalmente pelos seguintes elementos:

- Regulador de velocidade;
- Controle de aceleração;
- Sistema de combustível;
- *Variable Inlet Guide Vane* – VIGV;
- Combustor;
- Compressor;
- Eixo da máquina (inércia e amortecimentos mecânicos);
- Gerador de gás das turbinas aeroderivativas.

4.3.1 Turbinas *Heavy-Duty*

A figura 4.4 mostra o diagrama funcional de uma turbina a gás operando em ciclo aberto.

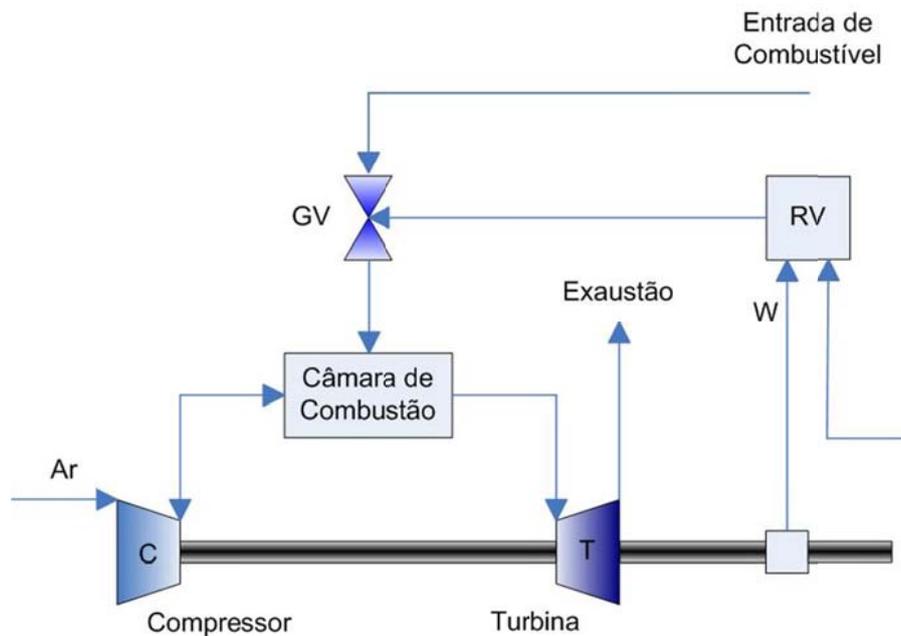


Figura 4.4 – Diagrama funcional de uma turbina a gás operando em ciclo aberto

Onde:

- RV = Regulador de Velocidade;
- GV = Gerador de Vapor
- W = Velocidade angular do rotor;

Na figura 4.5 é mostrado um diagrama com detalhamento dos controles principais que atuam numa turbina a gás operando em ciclo aberto.

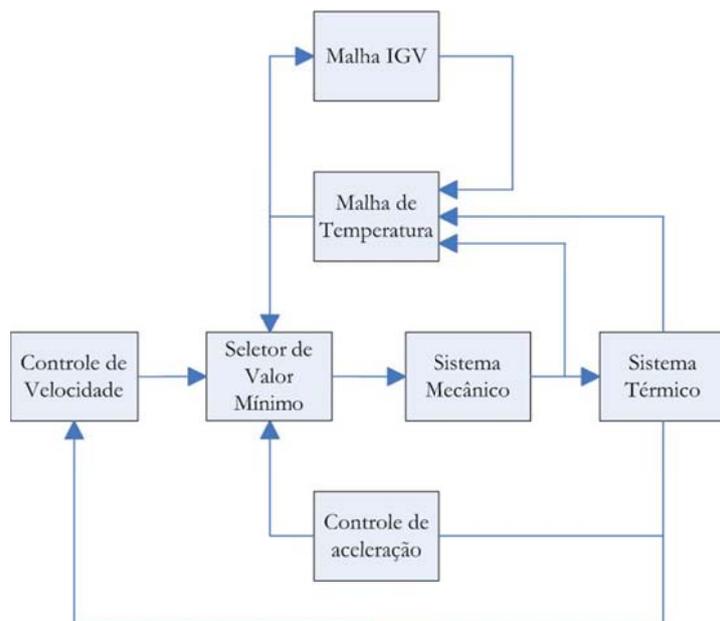


Figura 4.5 – Diagrama funcional da operação em ciclo aberto para turbina a gás –
representação dos principais controladores

Através dos modelos apresentados no capítulo 3, é possível montar o diagrama de blocos correspondente a uma turbina *heavy-duty*, mostrado na figura 4.6.

Do modelo anterior tem-se que a temperatura de exaustão (T_X) é obtida através da função f_1 , ou seja:

$$f_1 = T_x = T_R - 453 \cdot (\omega^2 - 4,21 \cdot \omega + 4,42) \cdot 0,82 \cdot (1 - W_f) + 722 \cdot (1 - L_{IGV}) \quad (4.1)$$

Onde:

- T_X = Temperatura de exaustão (°C);
- T_R = Temperatura de referência (°C);
- W_f = Fluxo de combustível (pu);
- ω = Velocidade angular do rotor (pu);

Já o conjugado mecânico (C_K) é calculado através da função f_2 dada por:

$$f_2 = C_k = 1,3 \cdot (W_f - 0,23) + 0,5 \cdot (1 - \omega) \quad (4.2)$$

Onde:

- C_K = Conjugado mecânico (pu);
- W_f = Fluxo de combustível (pu);
- ω = Velocidade angular do rotor (pu);

O fluxo de gás de exaustão que vai para a turbina a vapor (W_X) é ligeiramente proporcional a uma função não-linear (f_3) relativa à posição das pás do IGV, multiplicada pela velocidade angular do rotor (W). Assim:

$$f_3 = (L_{IGV})^{0,257} \quad (4.3)$$

E finalmente:

$$W_X = \omega \cdot f_3 \quad (4.4)$$

Onde:

W_x = Saída de gás de exaustão (pu);

ω = Velocidade angular do rotor (pu);

f_3 = Função não-linear relativa à posição das pás do IGV (pu).

4.3.2 Turbinas Aeroderivativas

O sistema físico para uma turbina aeroderivativa tradicional de dois eixos é mostrado na figura 4.7.

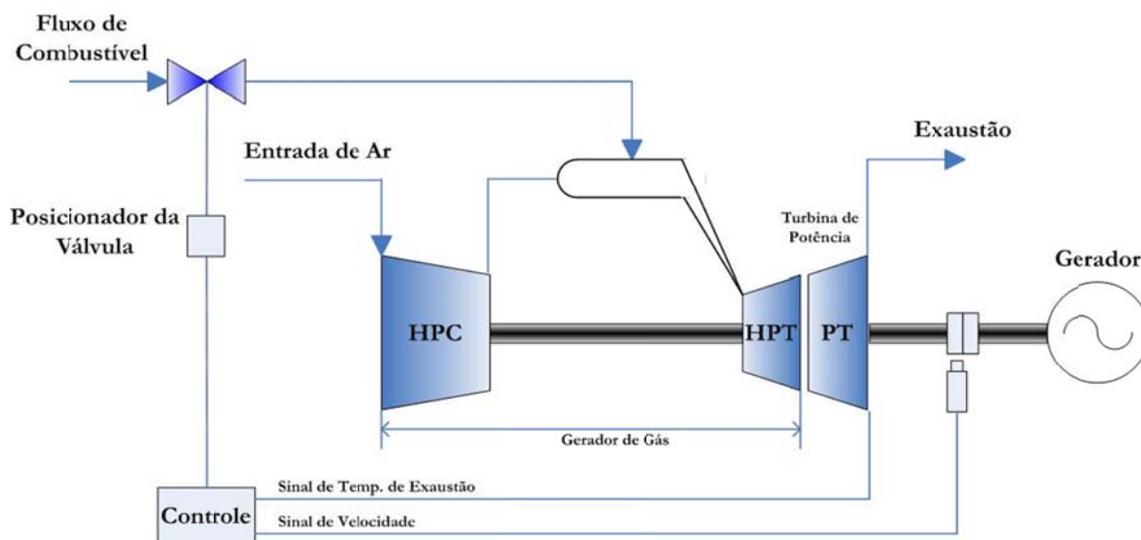


Figura 4.7 – Sistema físico para uma turbina aeroderivativa de dois eixos

Da Figura 4.7 tem-se que:

HPC = Estágio de alta pressão do combustor;

HPT = Estágio de alta pressão da turbina;

PT = Estágio da turbina de potência ou turbina livre.

Com os modelos apresentados no capítulo 3 são montados os diagramas de blocos para esta configuração. A figura 4.8 mostra o diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa com *spool* simples e a figura 4.9 mostra o diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa com dois *spools*.

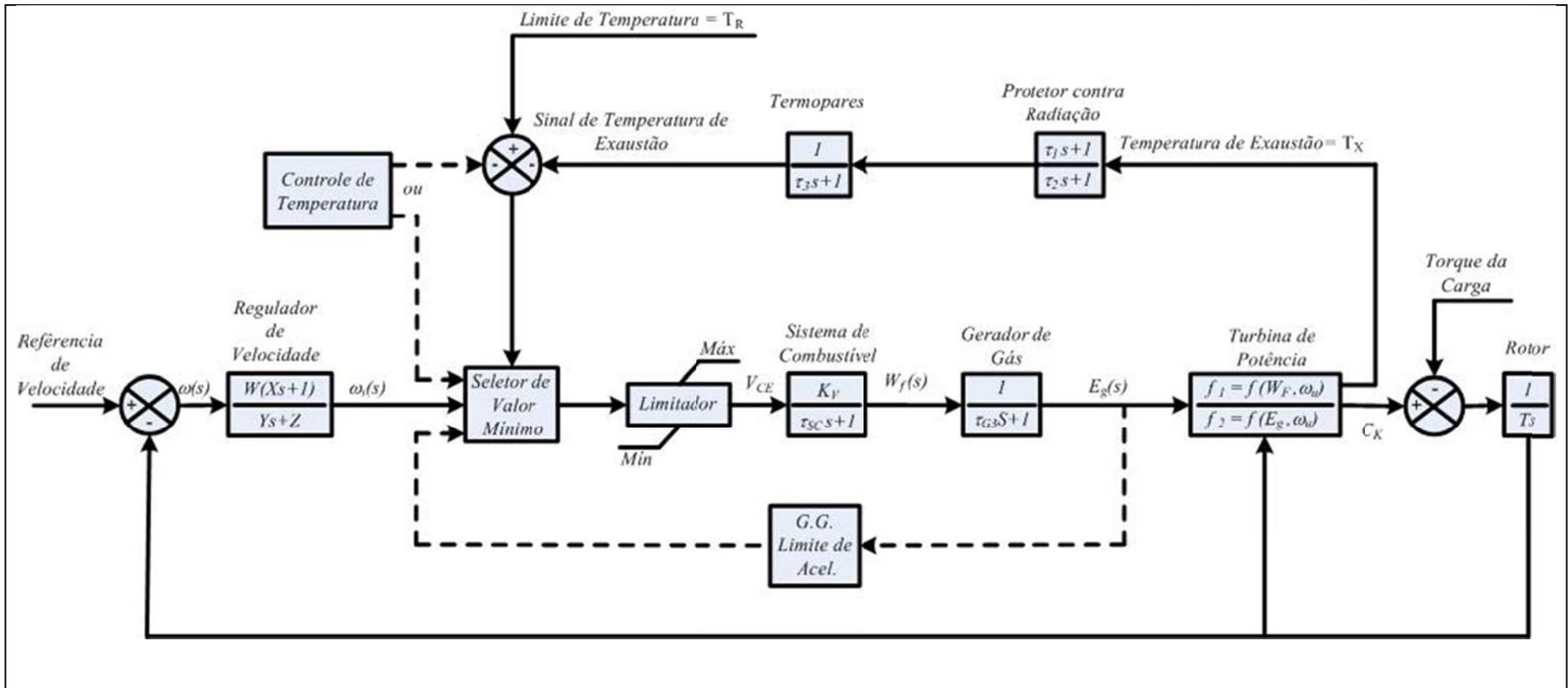


Figura 4.8 – Diagrama de blocos representativo de uma turbina aeroderivativa com *pool* simples

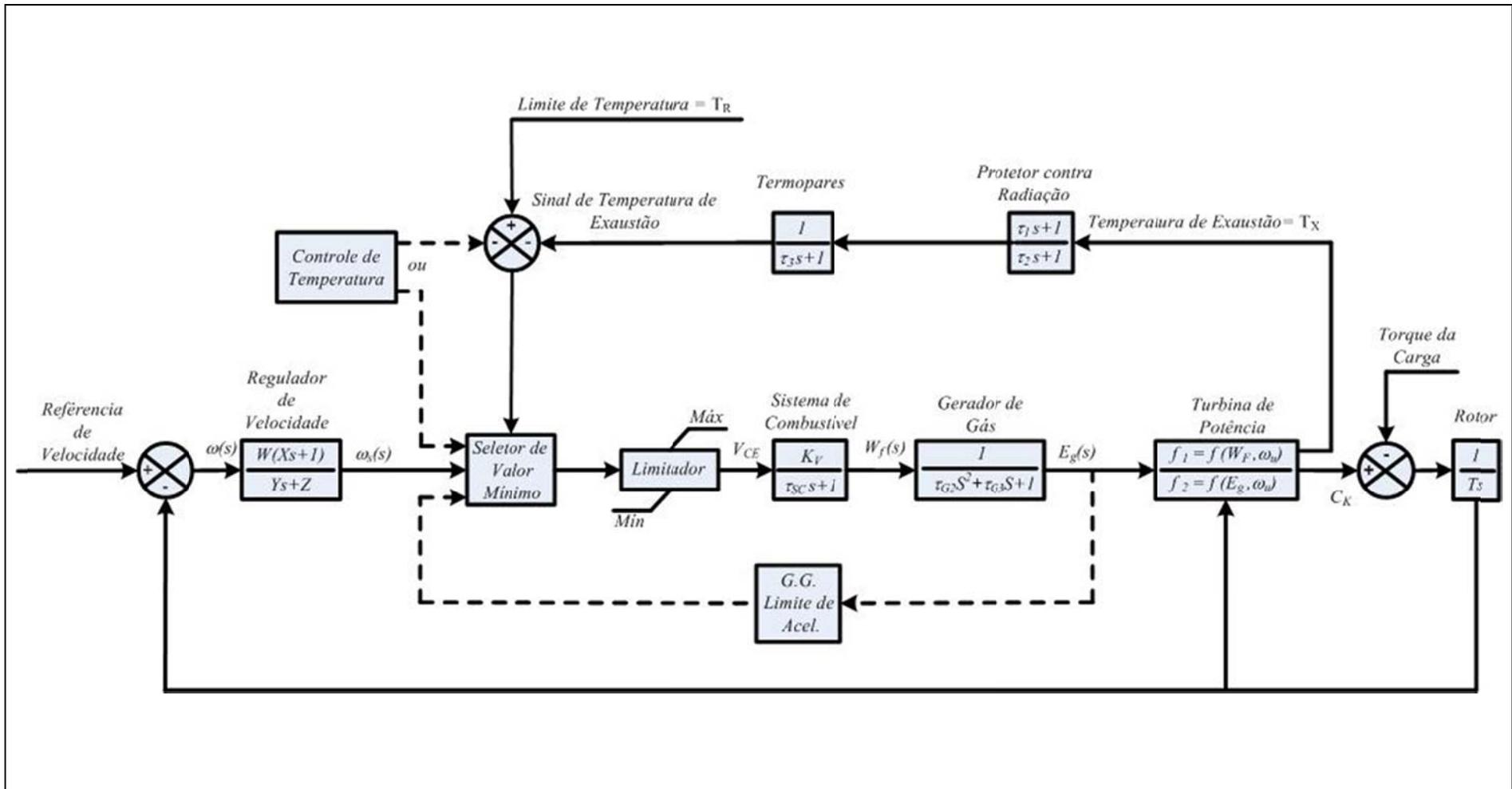


Figura 4.9 – Diagrama de blocos representativo de uma turbina aeroderivativa com dois *spools*

As equações algébricas para o conjugado mecânico (C_K) e a temperatura de exaustão (T_X) das configurações aeroderivativas tradicionais são as seguintes:

$$C_K = 0,25 + 1,75 \cdot W_f - 0,4\omega_u - 0,6W_f\omega_u \quad (4.5)$$

$$T_X = T_R - 340(1 - W_f) + 300(1 - \omega_u) \quad (4.6)$$

Onde:

- C_K = Conjugado mecânico (pu);
- T_X = Temperatura de exaustão (°C);
- T_R = Temperatura de referência (°C);
- W_f = Fluxo de combustível (pu);
- ω_u = Rotação da turbina de potência (pu).

4.3.3 Turbinas Aeroderivativas Avançadas

O sistema físico das turbinas aeroderivativas avançadas pode ser simplifiadamente descrito conforme a Figura 4.10.

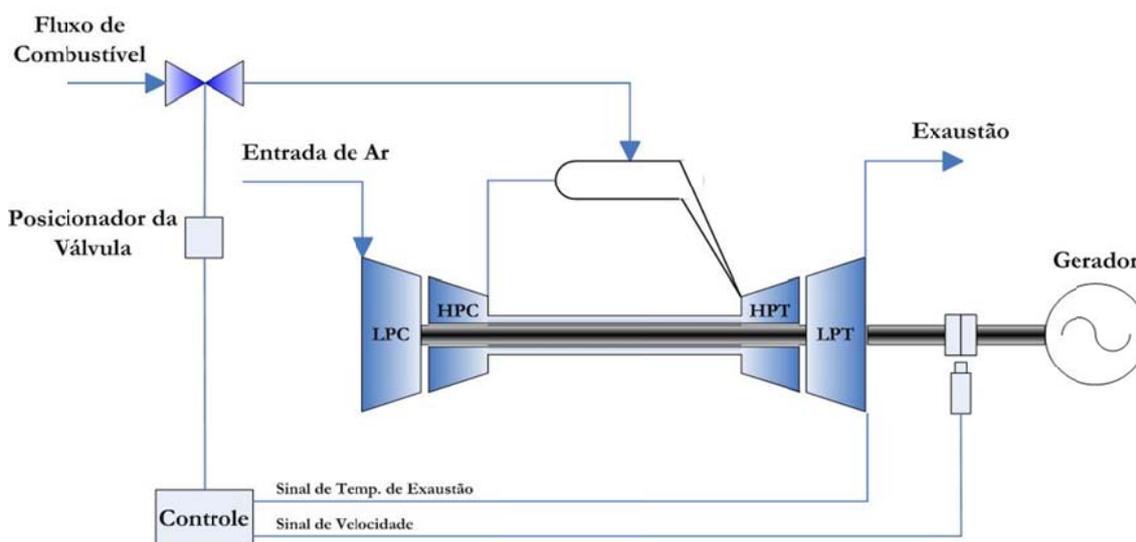


Figura 4.10 – Sistema físico para turbinas aeroderivativas avançadas

Da Figura 4.10 tem-se que:

LPC = Estágio de baixa pressão do combustor;

HPC = Estágio de alta pressão do combustor;

HPT = Estágio de alta pressão da turbina;

LPT = Estágio de baixa pressão da turbina (turbina de potência).

Com os modelos apresentados no capítulo 3 são montados os diagramas de blocos para esta configuração. A figura 4.11 mostra o diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa com dois *spools* e a figura 4.12 mostra o diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa com três *spools*.

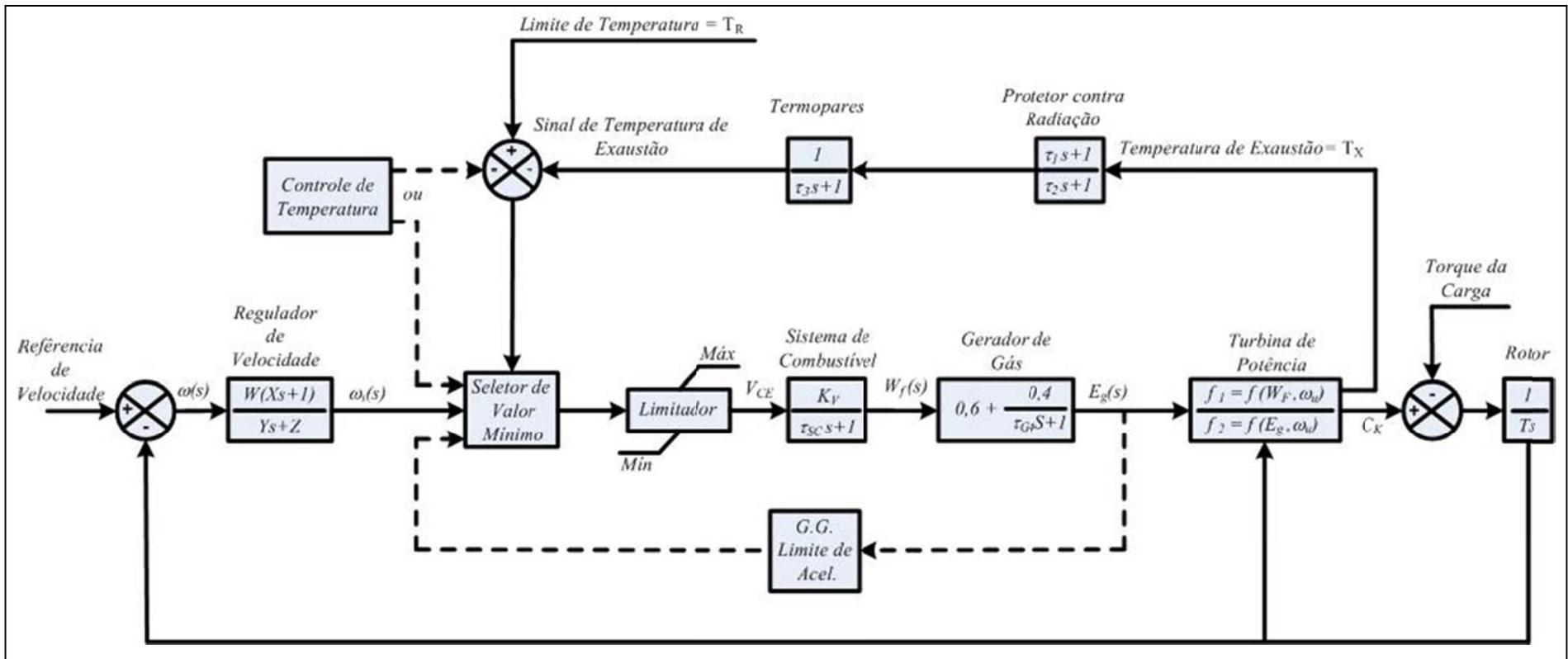


Figura 4.11 – Diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa avançada com dois *spools*

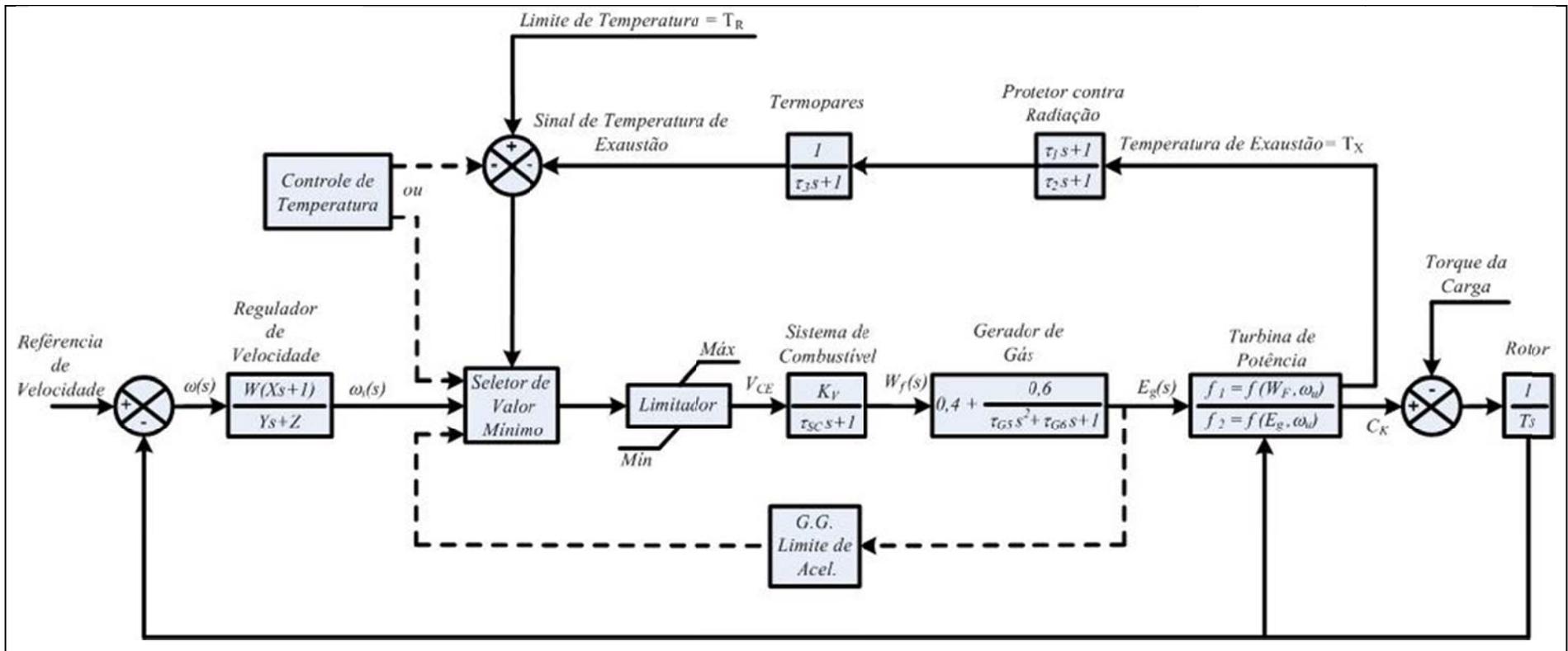


Figura 4.12 – Diagrama de blocos para uma turbina aeroderivativa Avançada com três spools

As equações algébricas C_K e T_X para as configurações aeroderivativas avançadas são as seguintes:

$$C_K = 1,28(W_f - 0,22) + 0,5(1 - \omega_u) \quad (4.7)$$

$$T_X = T_R - 85(1 - W_f) + 300(1 - \omega_u) \quad (4.8)$$

Onde:

- C_K = Conjugado mecânico (pu);
- T_X = Temperatura de exaustão (°C);
- T_R = Temperatura de referência (°C);
- W_f = Fluxo de combustível (pu);
- ω_u = Rotação da turbina de potência (pu).

4.4 Regulação Primária

De acordo com a variação da carga com a frequência o sistema elétrico de potência irá necessitar de uma regulação complementar à regulação própria do sistema a fim de se estabelecer um estado de equilíbrio mais adequado, em momentos nos quais existe um desequilíbrio entre carga e geração. Nas unidades geradoras estão presentes mecanismos de controle automático de velocidade, denominados reguladores de velocidade, que atuam no sentido de alterar a potência gerada em função da variação de frequência com relação ao seu valor nominal de operação.

Desta forma, quando ocorre uma redução de frequência no sistema, os reguladores de velocidade tendem a elevar a geração nas unidades geradoras. Quando ocorre uma elevação da frequência os efeitos são análogos. Assim estes são conhecidos como sistemas de controle de carga - frequência, ou malha de controle Pf.

Os modelos completos são compostos pelos modelos do sistema de potência, dos reguladores de velocidade e das turbinas. Seja a Figura 4.13:

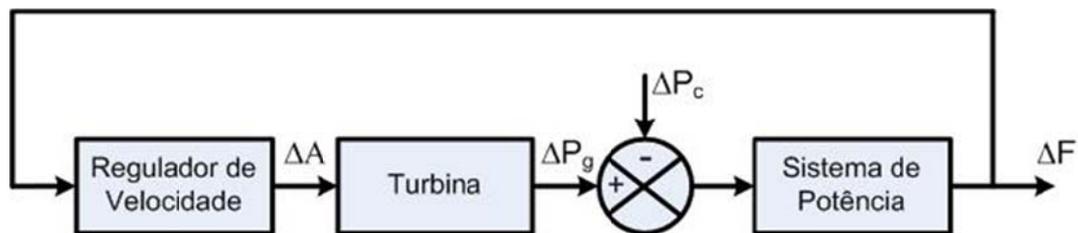


Figura 4.13 – Modelo completo de um sistema de controle de carga - frequência

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

- Sistema com turbinas térmicas sem reaquecimento (Figura 4.14);
- Sistema com turbinas térmicas com reaquecimento (Figura 4.15);
- Sistema com turbinas hidráulicas considerando o efeito da inércia da água na tubulação (Figura 4.16);
- Sistema com turbina a gás *Heavy-Duty* (Figura 4.17);
- Sistema com turbina a gás Aeroderivativa (Figura 4.18).

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

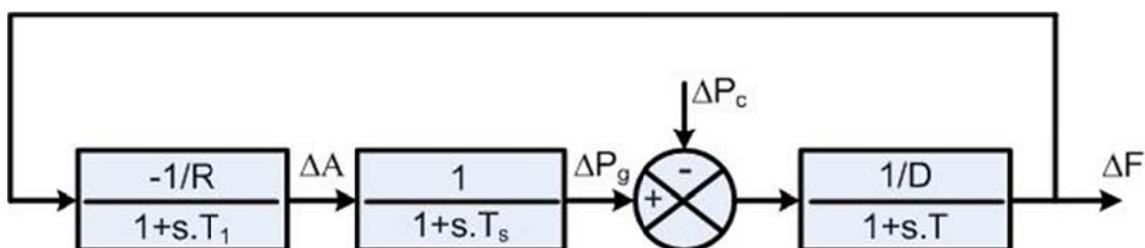


Figura 4.14 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas sem reaquecimento

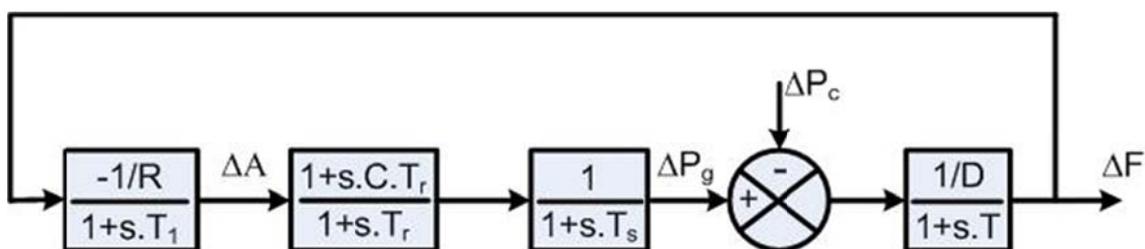


Figura 4.15 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas com reaquecimento

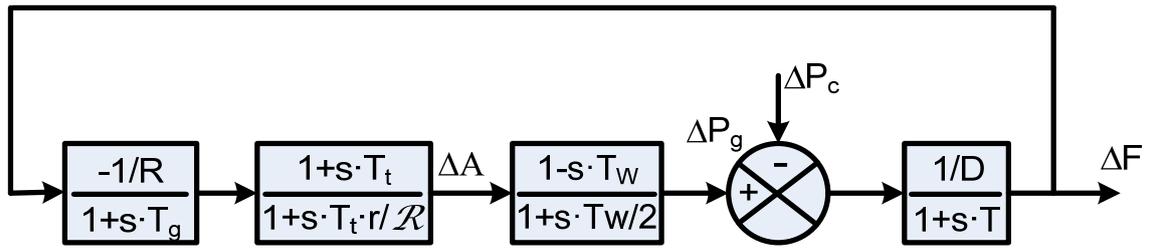


Figura 4.16 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas hidráulicas

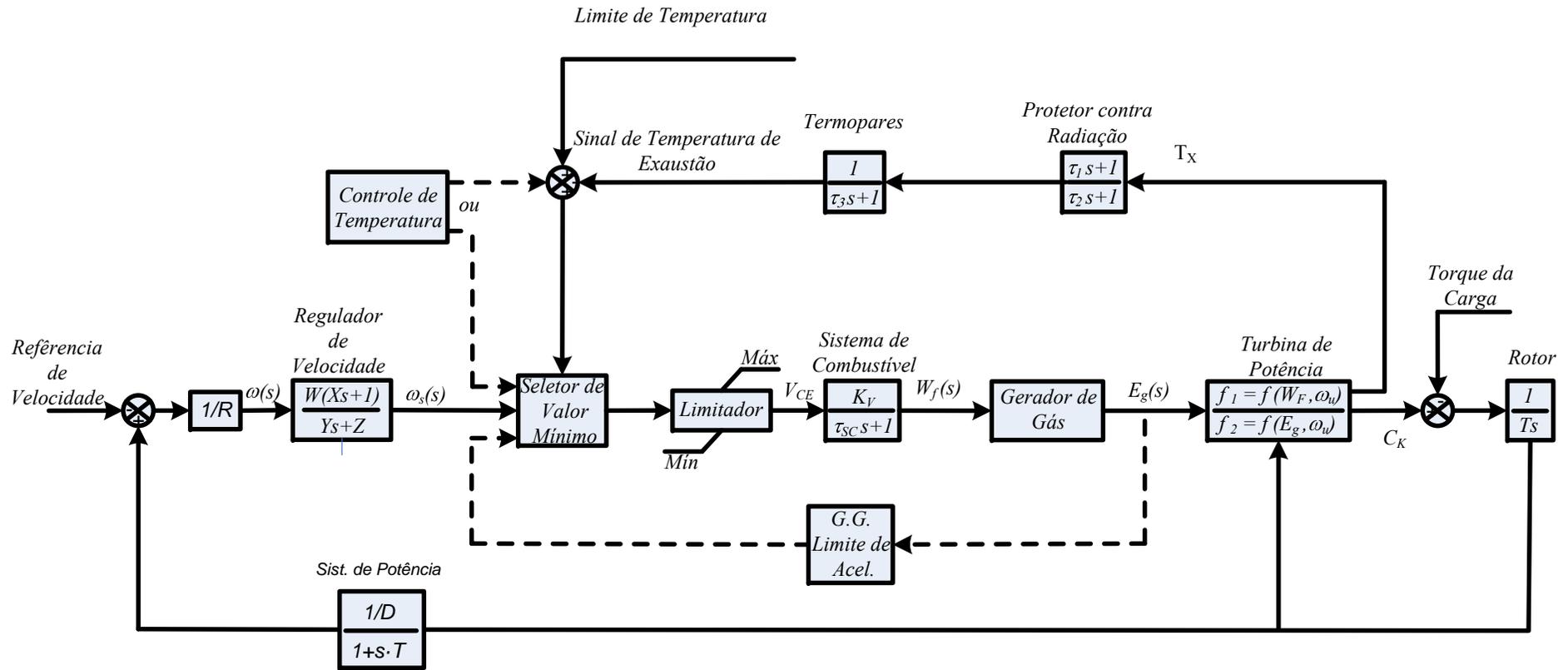


Figura 4.18 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas a gás aeroderivativa

4.4.1 Área de Controle

Os sistemas elétricos de potência costumam ser divididos em várias áreas de controle, devido à possibilidade de administrar as variações de carga e impactos de perturbação. Estas áreas de controle devem apresentar, de forma não muito rígida, as seguintes características (Mendes, 1989.2; Filho, 1984; IEE, 1970; IEE, 1991; Jalleli, 1992):

- As áreas de controle deverão, sempre que possível, ser balanceadas em termos de carga e geração;
- As linhas de interligação de áreas deverão, sempre que possível trabalhar com folgas suficientes para possibilitar eventuais auxílios às áreas carentes;
- As unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis, ou seja, apresentarem os mesmos modos de oscilação.

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

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

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

4.4.2 Resposta de Uma Área de Controle a Variação de Carga em Degrau

Para simplicidade de análise considera-se uma área de controle constituída de turbinas térmicas sem reaquecimento, conforme mostrado na figura 4.19 (Mendes, 1989.2; Filho, 1984).

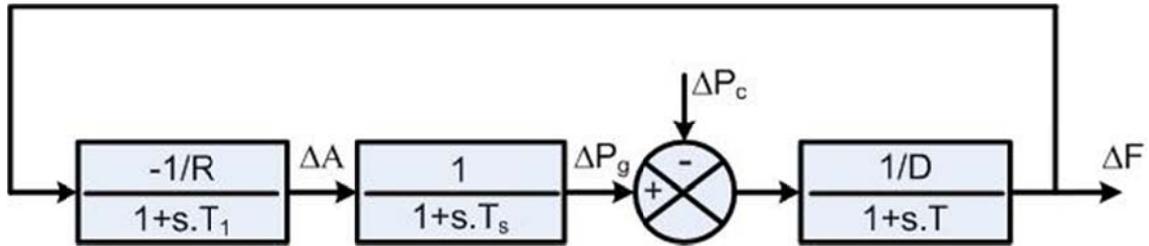


Figura 4.19 – Diagrama de blocos de uma área de controle com turbinas térmicas sem reaquecimento

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

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_c(s)} = \frac{\frac{-\frac{1}{D}}{1+s \cdot T}}{1 + \frac{\frac{1}{R}}{(1+s \cdot T_1) \cdot (1+s \cdot T_s)} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T}} \quad (4.9)$$

Onde (4.9) representa a função de transferência da área de controle.

Considerando uma variação de carga em degrau imposta à área de controle da figura 4.18, e admitindo que:

$$\Delta P_c(s) = \frac{\Delta P_c}{s} \quad (4.10)$$

Vem:

$$\Delta F(s) = \frac{\frac{-\frac{1}{D}}{1+s \cdot T}}{1 + \frac{\frac{1}{R}}{(1+s \cdot T_1) \cdot (1+s \cdot T_s)} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T}} \cdot \frac{\Delta P_c}{s} \quad (4.11)$$

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

$$\Delta f(t) = L^{-1} \cdot [\Delta F(s)] \quad (4.12)$$

Através do teorema do valor final, pode-se determinar o valor da variação de frequência em regime permanente ($\Delta f_{r.p.}$):

$$\Delta f_{r.p.}(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot F(s) \quad (4.13)$$

Levando (4.11) em (4.13), vem:

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\frac{1}{D}}{1 + \frac{1}{D \cdot R}} \cdot \Delta P_c \quad (4.14)$$

Ou

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_c}{D + \frac{1}{R}} \quad (4.15)$$

Conclui-se de (4.15) que quando ocorrer uma variação de carga de valor ΔP_c na área de controle, haverá uma variação na frequência, que será diretamente proporcional a esta variação de carga e inversamente proporcional a uma característica inerente a área de controle, expressa por $D + 1/R$. A esta característica é dado o nome de característica natural da área de controle (β):

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (4.16)$$

Levando β na equação (4.15):

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_c}{\beta} \quad (4.17)$$

Considerando agora $T_I = 0$ e $T_S = 0$ na equação (4.11):

$$\Delta F(s) = \frac{-\frac{1}{D}}{1 + s \cdot T + \frac{1}{D \cdot R}} \cdot \frac{\Delta P_c}{s} \quad (4.18)$$

Expandindo (4.18) em frações parciais:

$$\Delta F(s) = \frac{A_1}{s} + \frac{A_2}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RTD}} \quad (4.19)$$

Onde:

$$A_k = \lim_{s \rightarrow s_k} (s - s_k) \cdot F(s) \quad (4.20)$$

Para A_1 :

$$A_1 = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \frac{-\Delta P_c}{s} \cdot \frac{\frac{1}{D}}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RTD}} \quad (4.21)$$

Simplificando:

$$A_1 = -\Delta P_c \cdot \frac{\frac{1}{D}}{1 + \frac{1}{RD}} \quad (4.22)$$

Ou

$$A_1 = \frac{\Delta P_c}{D + \frac{1}{R}} \quad (4.23)$$

Para A_2 :

$$A_2 = \lim_{s \rightarrow \left(\frac{1}{T} + \frac{1}{RTD}\right)} \left(s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RTD} \right) \cdot \frac{-\Delta P_c}{s} \cdot \frac{1/DT}{s + \frac{1}{T} + \frac{1}{RTD}} \quad (4.24)$$

Simplificando:

$$A_2 = \frac{\Delta P_c}{DT \cdot \left(\frac{1}{T} + \frac{1}{RTD} \right)} \quad (4.25)$$

ou

$$A_2 = \frac{\Delta P_c}{D + \frac{1}{R}} \quad (4.26)$$

Substituindo (4.22) e (4.26) em (4.19):

$$\Delta F(s) = \frac{-\Delta P_c}{D + \frac{1}{R}} \cdot \left[\frac{1}{s} + \frac{1}{s + \frac{1+RD}{RTD}} \right] \quad (4.27)$$

Chamando:

$$\frac{1+RD}{RTD} = \frac{1}{T_m} \quad (4.28)$$

$$T_m = \frac{RTD}{1+RD} = \frac{D \cdot T}{D + \frac{1}{R}} \quad (4.29)$$

Onde:

T_m = Constante de tempo da malha de controle.

$$T = \frac{2 \cdot H}{D} \quad (4.30)$$

Então:

$$T_m = \frac{2 \cdot H}{\beta} \quad (4.31)$$

Levando T_m e β em (4.27):

$$\Delta F(s) = \frac{-\Delta P_c}{\beta} \cdot \left[\frac{1}{s} + \frac{1}{s + \frac{1}{T_m}} \right] \quad (4.32)$$

De (4.32) conclui-se que quanto maior o estatismo (R) de uma unidade geradora, menor será sua energia de regulação ($1/R$) e assim menor será o valor da característica natural da área de controle (β). De (4.31) percebe-se que uma redução de β causa uma elevação da constante de tempo da malha de controle (T_m).

Aplicando o teorema do valor final em (4.32):

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_c}{\beta} \quad (4.33)$$

Conclui-se que quanto menor β , maior o erro de frequência em regime permanente. Assim, quanto maior for β , mais rápida será a resposta da área de controle e menor será o desvio de frequência em regime permanente.

4.4.3 Sistemas com Diversas Áreas de Controle (Multi-Áreas)

Os sistemas elétricos de potência são em sua maioria interligados e devido a características próprias de geração e mercado são divididos em várias áreas de controle.

Uma área de controle é definida como sendo a área onde existe balanceamento entre carga e geração. Assim se uma empresa estiver em déficit de recursos próprios de geração para atender sua própria carga, deve operar sob controle de outra (que tenha a característica de área de controle) (Jaleeli, 1992).

São denominadas não controladoras de áreas as empresas que operam sobre ação de outras devido à falta de recursos. Controladoras de área são as empresas caracterizadas como área de controle.

Sejam duas áreas de controle interligadas, onde existe uma interligação para representar o intercâmbio de potência entre as mesmas, T_{12} , que representa o fluxo da área 1 para a área 2 (Mendes, 1989.2).

Para a área 1 pode-se escrever que:

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{c1} = T_1 \cdot D_1 \cdot \frac{d(\Delta f_1)}{dt} + D_1 \cdot \Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (4.34)$$

Onde a constante de tempo da área 1 é:

$$T_1 = \frac{2 \cdot H_1}{D_1} \quad (4.35)$$

A interligação entre as áreas de controle é realizada através de dois pontos equivalentes, rígidos, com $E_1 \angle \delta_1$ para o ponto de interligação na área 1 e $E_2 \angle \delta_2$ para o ponto de interligação na área 2, sendo transferida uma potência ΔT_{12} da área 1 para a área 2.

Esquemáticamente, pode-se representar essa interligação como na figura 4.20, através de duas fontes de tensão alternada interligadas, uma contra a outra, através de uma reatância X . Nesse sistema as perdas são nulas, portanto $\bar{Z} = jX$.

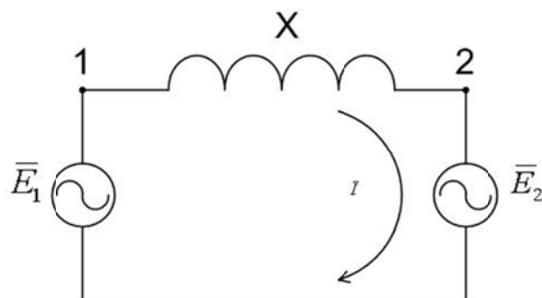


Figura 4.20 – Sistema com duas áreas interligadas

Conforme mencionado anteriormente tem-se:

$$\bar{E}_1 = E_1 \angle \delta_1 \quad (4.36)$$

E

$$\bar{E}_2 = E_2 \angle \delta_2 \quad (4.37)$$

Adotando δ_2 como referência:

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

Da figura 4.19 vem:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}_1 - \bar{E}_2}{jX} = \frac{E_1 \angle \delta - E_2 \angle 0}{jX} \quad (4.38)$$

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

$$P_1 = \text{Re}\{\bar{E}_1 \cdot \bar{I}^*\} \quad (4.39)$$

$$P_2 = \text{Re}\{\bar{E}_2 \cdot \bar{I}^*\} \quad (4.40)$$

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

$$P_1 = P_2 = P$$

$$P = \text{Re}\{\bar{E}_1 \cdot \bar{I}^*\} = \text{Re}\left\{\bar{E}_1 \cdot \left(\frac{\bar{E}_1 - \bar{E}_2}{jX}\right)^*\right\} \quad (4.41)$$

Ou

$$P = \text{Re}\left\{E_1 \angle \delta \cdot \left(\frac{E_1 \angle \delta - E_2 \angle 0}{jX}\right)^*\right\} \quad (4.42)$$

Ou

$$P = \text{Re}\left\{E_1 \angle \delta \cdot \left(\frac{E_1 \angle -\delta - E_2}{X \angle -90^\circ}\right)\right\} \quad (4.43)$$

Ou

$$P = \text{Re}\left\{\frac{E_1^2}{X \angle -90^\circ} - \frac{E_1 \cdot E_2 \angle \delta}{X \angle -90^\circ}\right\} \quad (4.44)$$

Ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \frac{E_1^2 \angle 90^\circ}{X} - \frac{E_1 \cdot E_2 \angle \delta + 90^\circ}{X} \right\} \quad (4.45)$$

Ou

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \frac{E_1^2}{X} \cdot \cos 90^\circ - \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos(\delta + 90^\circ) \right\} \quad (4.46)$$

Ou

$$P = \frac{E_1^2}{X} \cdot \cos 90^\circ - \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \cos(\delta + 90^\circ) \quad (4.47)$$

E finalmente:

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \operatorname{sen} \delta \quad (4.48)$$

A equação (4.48) pode ser expressa ainda por:

$$P = P_{\max} \cdot \operatorname{sen} \delta \quad (4.49)$$

Onde (4.50) representa a potência máxima:

$$P_{\max} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \quad (4.50)$$

Considerando agora uma pequena variação de potência:

$$P = P_0 + \Delta P$$

Onde:

P_0 = potência inicial;
 ΔP = variação na potência.

Levando em (4.50) em (4.48) obtém-se:

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen}(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (4.51)$$

Onde:

δ = posição angular inicial da tensão;
 $\Delta\delta$ = variação da posição angular produzida por ΔP .

Então:

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot [\text{sen}\delta_0 \cdot \cos\Delta\delta + \text{sen}\Delta\delta \cdot \cos\delta_0] \quad (4.52)$$

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

$$\text{sen}\Delta\delta \cong \Delta\delta$$

E

$$\cos\Delta\delta \cong 1$$

De (4.52), obtém-se:

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot [\text{sen}\delta_0 + \Delta\delta \cdot \cos\delta_0] \quad (4.53)$$

Ou

$$P_0 + \Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen}\delta_0 + \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \Delta\delta \cdot \cos\delta_0 \quad (4.54)$$

A potência inicial é dada por:

$$P_0 = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen} \delta_0 \quad (4.55)$$

Levando (4.55) em (4.54):

$$\Delta P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cos \delta_0 \cdot \Delta \delta \quad (4.56)$$

De (4.56), define-se:

$$P_s = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cos \delta_0 \quad (4.57)$$

Onde:

P_s = coeficiente de potência sincronizante.

Substituindo (4.57) em (4.56) vem:

$$\Delta P = P_s \cdot \Delta \delta$$

Ou seja:

$$P_s = \frac{\Delta P}{\Delta \delta} \quad (4.58)$$

Ou

$$P_s = \left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_0} \quad (4.59)$$

Tem-se que:

$$\Delta T_{12} = \Delta P \quad (4.60)$$

De (4.56):

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cos \delta_0 \cdot \Delta \delta \quad (4.61)$$

Então:

$$\Delta T_{12} = P_s \cdot \Delta \delta \quad (4.62)$$

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

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \cdot (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (4.63)$$

E ainda:

$$\Delta T_{12} = P_s \cdot (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (4.64)$$

Onde:

ΔT_{12} = variação da potência ativa de intercâmbio entre as áreas 1 e 2;

P_s = coeficiente de potência sincronizante entre as áreas;

$\Delta \delta_1$ = variação de ângulo de fase da tensão da área 1;

$\Delta \delta_2$ = variação de ângulo de fase da tensão da área 2.

Chamando $\Delta T = \Delta T_{12}$ e aplicando a Transformada de Laplace em (4.64) vem:

$$\Delta T(s) = P_s \cdot [\Delta \delta_1(s) - \Delta \delta_2(s)] \quad (4.65)$$

Sabe-se ainda que:

$$\Delta \delta(s) = \int_0^t \Delta \varpi \cdot d\tau \quad (4.66)$$

Onde:

$$\Delta \varpi = 2 \cdot \pi \cdot f \quad (4.67)$$

Levando (4.67) em (4.66) e aplicando a Transformada de Laplace:

$$\Delta \delta(s) = \frac{1}{s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta F(s) \quad (4.68)$$

Então:

$$\Delta \delta_1(s) = \frac{1}{s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta F_1(s) \quad (4.69)$$

E

$$\Delta \delta_2(s) = \frac{1}{s} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta F_2(s) \quad (4.70)$$

Levando (4.68) e (4.69) em (4.64):

$$\Delta T(s) = \frac{2 \cdot \pi \cdot P_s}{s} \cdot [\Delta F_1(s) - \Delta F_2(s)] \quad (4.71)$$

Da equação (4.71) obtemos a equação de estado, mostrada em (4.72):

$$\Delta \dot{T} = 2 \cdot \pi \cdot P_s \cdot \Delta f_1 - 2 \cdot \pi \cdot P_s \cdot \Delta f_2 \quad (4.72)$$

De (4.72) pode-se construir o diagrama de blocos apresentado na figura 4.21.

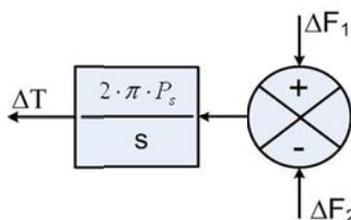


Figura 4.21 – Diagrama de blocos da interligação de duas áreas de controle

Da mesma forma que foram feitas análises para uma única área de controle, pode-se construir agora um diagrama de blocos equivalentes a um sistema composto por duas áreas de controle eminentemente térmicas, interligadas, da forma mostrada na figura 4.22.

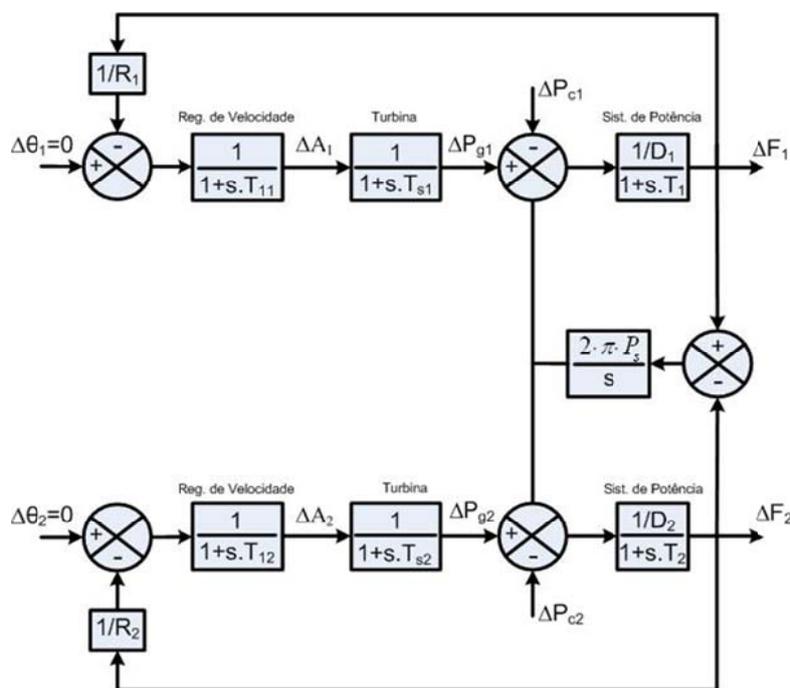


Figura 4.22 – Diagrama de blocos para duas áreas de controle térmicas interligadas

Foi visto anteriormente que:

$$\Delta P_g - \Delta P_c = T \cdot D \cdot \frac{d(\Delta f)}{dt} + D \cdot \Delta f + \Delta T \quad (4.73)$$

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

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{c1} = T_1 \cdot D_1 \cdot \frac{d(\Delta f_1)}{dt} + D_1 \cdot \Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (4.74)$$

E

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{c2} = T_2 \cdot D_2 \cdot \frac{d(\Delta f_2)}{dt} + D_2 \cdot \Delta f_2 + \Delta T_{21} \quad (4.75)$$

Quando o regime permanente for alcançado:

$$\frac{d(\Delta f_1)}{dt} = \frac{d(\Delta f_2)}{dt} = 0 \quad (4.76)$$

Então, em (4.74) e (4.75), e lembrando que $\Delta T_{12} = -\Delta T_{21}$.

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{c1} = D_1 \cdot \Delta f_1 + \Delta T_{12} \quad (4.77)$$

E

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{c2} = D_2 \cdot \Delta f_2 - \Delta T_{12} \quad (4.78)$$

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

$$\Delta P_{g1} - \Delta P_{c1} = D_1 \cdot \Delta f_{rp} + \Delta T_{12} \quad (4.79)$$

E

$$\Delta P_{g2} - \Delta P_{c2} = D_2 \cdot \Delta f_{rp} - \Delta T_{12} \quad (4.80)$$

De (3.76):

$$\Delta P_{g1} = -\frac{1}{R_1} \cdot \Delta f_{rp} \quad (4.81)$$

E

$$\Delta P_{g2} = -\frac{1}{R_2} \cdot \Delta f_{rp} \quad (4.82)$$

Levando (4.81) e (4.82) em (4.79) e (4.80):

$$-\frac{1}{R_1} \cdot \Delta f_{rp} - \Delta P_{c1} = D_1 \cdot \Delta f_{rp} + \Delta T_{12} \quad (4.83)$$

E

$$-\frac{1}{R_2} \cdot \Delta f_{rp} - \Delta P_{c2} = D_2 \cdot \Delta f_{rp} - \Delta T_{12} \quad (4.84)$$

Somando (4.83) e (4.84) membro a membro:

$$\Delta f_{rp} = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (4.85)$$

Ou

$$\Delta f_{rp} = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (4.86)$$

Levando (4.86) em (4.84):

$$\Delta T_{12} = \frac{\beta_1 \cdot \Delta P_{c2} - \beta_2 \cdot \Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (4.87)$$

Generalizando (4.86) para várias áreas de controle:

$$\Delta f_{rp} = \frac{-\sum_{i=1}^n \Delta P_{ci}}{\sum_{i=1}^n \beta_i} \quad (4.88)$$

Para calcular o intercâmbio líquido global, devem ser analisados todos os fluxos que partem da área i para as demais áreas que estão interligadas. Desta forma escreve-se:

$$\Delta T_{ij} = \frac{\beta_i \cdot \sum_{j=1}^n \Delta P_{cj} - \Delta P_{ci} \cdot \sum_{i=1}^n \beta_i}{\sum_{i=1}^n \beta_i} \quad (4.89)$$

4.5 Regulação Secundária

A regulação primária é responsável pelo equilíbrio entre a carga e a geração em uma determinada área de controle. Os modelos de regulador com queda de velocidade utilizados causam um erro de frequência em regime permanente, quando ocorrem impactos de pequena amplitude na carga, estabelecendo em regime permanente um valor diferente da frequência pré-impacto.

Os erros de frequência em regime permanente são agravados para os casos de impactos sucessivos de carga, sendo que desta forma, a ação exclusiva dos reguladores de velocidade poderia levar o sistema a operar com níveis de frequência inaceitáveis.

No sentido de recuperar o valor manual da frequência do sistema, é utilizado um controle de característica isócrona. Este controle é conhecido como Controle Secundário, Controle Suplementar ou Controle Automático de Geração (C.A.G.) (Mendes, 1989.2; Filho, 1984; Jaleeli, 1992; Wood 1984).

A função deste controle é de estabelecer que a frequência do sistema volte a ser a mesma antes do impacto e que o sistema seja estável.

Uma variação de frequência num sistema sensibiliza um sensor de velocidade que promove variação na válvula de admissão da turbina, e conseqüentemente variação na potência ativa gerada. Isso pode ser visto na Figura 4.23.

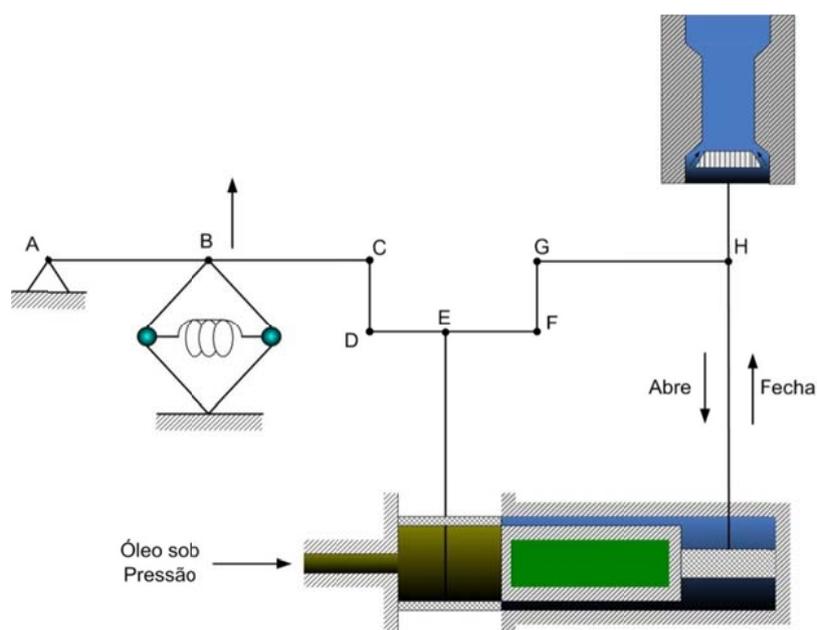


Figura 4.23 – Regulador com queda de velocidade

Outra forma de promover a variação da válvula de admissão da turbina é a de alterar o posicionamento do sensor de frequência. Isto é realizado por um motor conhecido como “speed changer”, ou motor variador de velocidade, que pode ser visto na Figura 4.24.

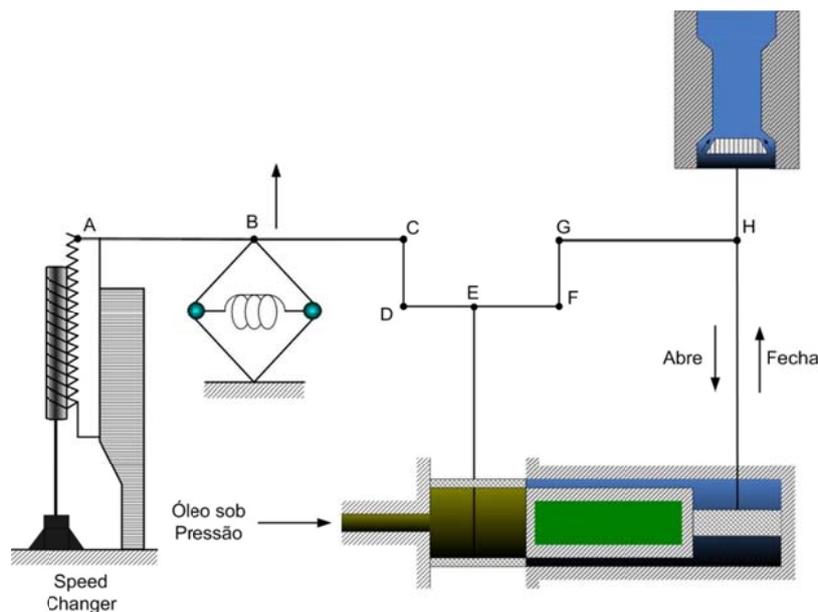


Figura 4.24 – Regulador com queda de velocidade + motor variador de velocidade

O “speed charger” causa uma variação de velocidade e conseqüentemente variação de potência ativa gerada, introduzindo um sinal adicional $\Delta\theta$, aplicado no regulador de velocidade, que faz com que a freqüência retorne ao valor nominal de operação. O sinal $\Delta\theta$ constitui a ação do controle do CAG na regulação primária, sendo mostrado na figura 4.25.

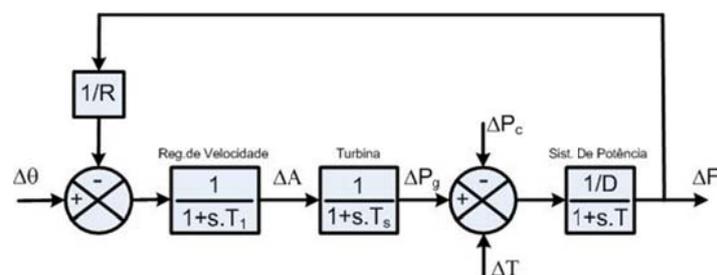


Figura 4.25 – Diagrama de blocos da regulação primária com ação do *Speed Changer*

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

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (erro) \cdot d\tau \quad (4.90)$$

Onde:

k = ganho do CAG;

$erro$ = sinal de entrada dado pela variação de frequência (Δf).

O sinal negativo na equação (4.90) indica uma ação contrária ao erro, i.e., um aumento da frequência implica em redução na geração. Como $erro = \Delta f$ tem-se:

$$\Delta\theta = -k \int_0^t \Delta f \cdot d\tau \quad (4.91)$$

Utilizando a Transformada de Laplace tem-se:

$$\Delta\theta(s) = -\frac{k}{s} \cdot \Delta F(s) \quad (4.92)$$

Ou seja, a função de transferência do controle secundário é:

$$\frac{\Delta\theta(s)}{\Delta F(s)} = -\frac{k}{s} \quad (4.93)$$

A figura 4.26 apresenta o diagrama de bloco correspondente ao CAG.

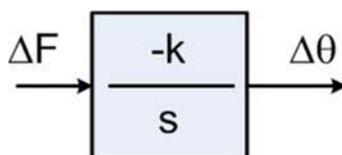


Figura 4.26 – Diagrama de bloco do CAG de uma área isolada

Derivando a equação (4.90) obtém-se:

$$\frac{d(\Delta\theta)}{dt} = -k \cdot \Delta f \quad (4.94)$$

Ou

$$\Delta\dot{\theta} = -k \cdot \Delta f \quad (4.95)$$

A equação (4.95) corresponde à equação de estado do CAG de uma área isolada, desta verifica-se que a atuação do controle $\Delta\theta$ só deixará de atuar ($\Delta\theta = 0$), quando o erro de frequência for nulo ($\Delta f = 0$), caracterizando a condição isócrona. Então o controle secundário apresentado causa o retorno da frequência ao seu valor original, garantindo $\Delta f_{r.p.} = 0$.

De posse da função de transferência do CAG, pode-se aplicá-la ao diagrama de blocos da regulação primária de uma área de controle eminentemente térmica, isolada. O diagrama de blocos dos controles primário e secundário, para uma área isolada é apresentado na figura 4.27.

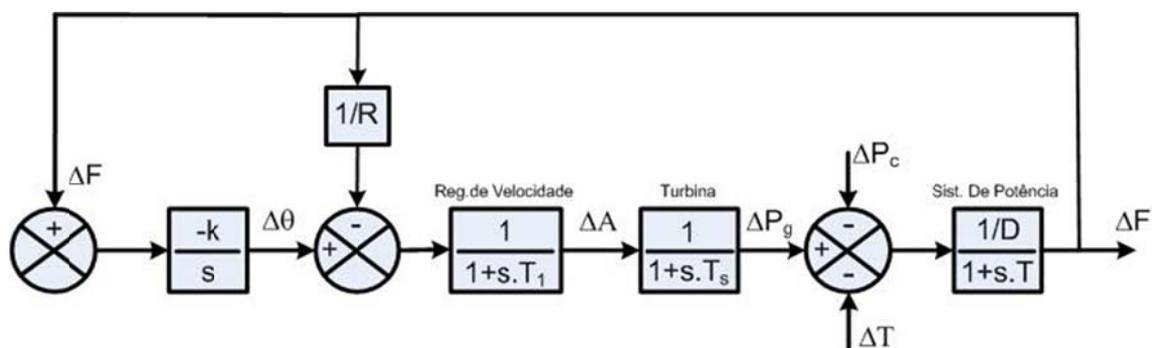


Figura 4.27 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina térmica sem reaquecimento

Assim nas figuras 4.28, 4.29, 4.30 e 4.31 são apresentados os diagramas de blocos para sistemas isolados com regulação secundária, para os tipos de turbinas já citados.

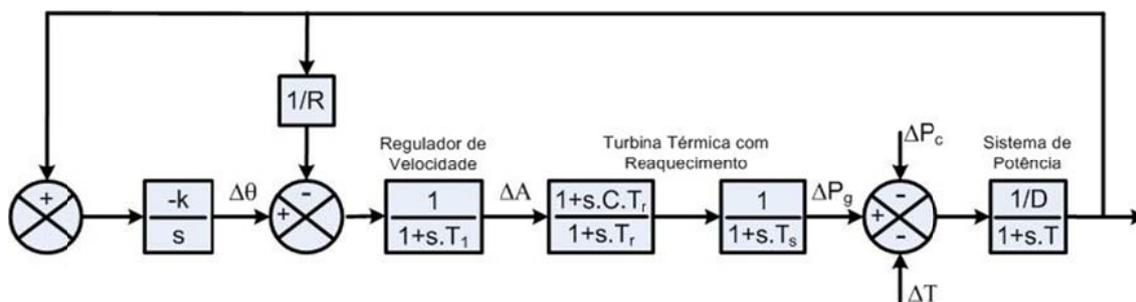


Figura 4.28 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina térmica com reaquecimento

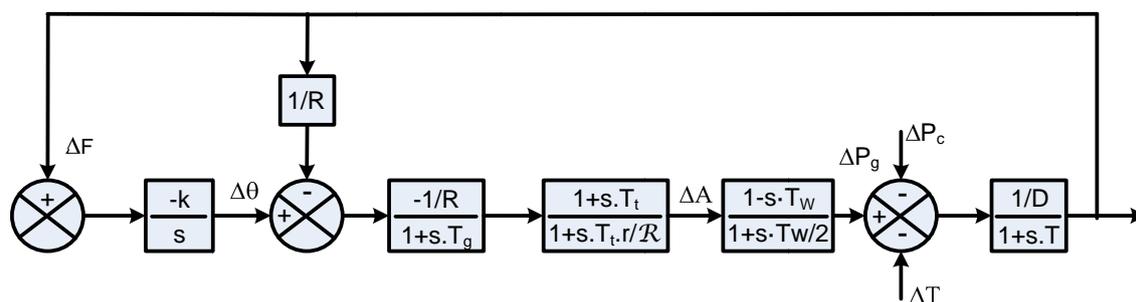


Figura 4.29 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina hidráulica

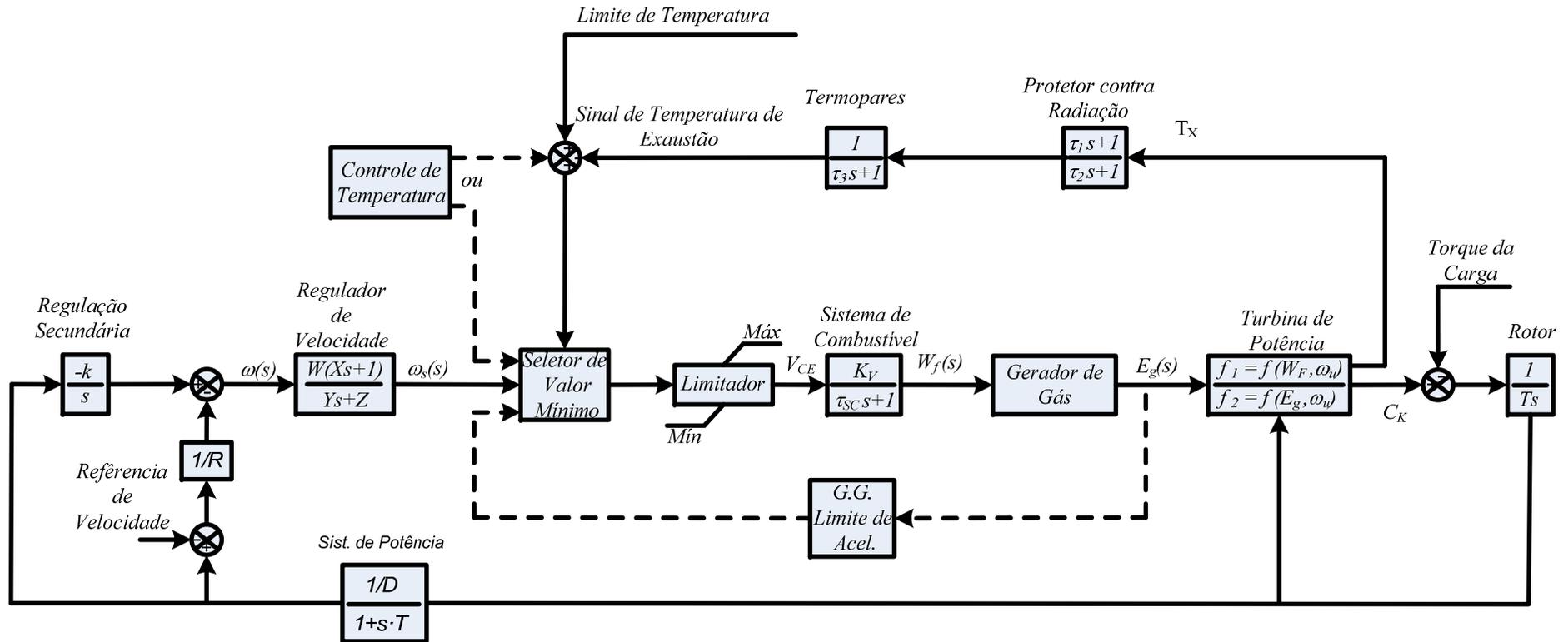


Figura 4.31 – Diagrama de blocos com regulação secundária para turbina a Gás Aeroderivativa

5 Sistema de Estudo

Neste capítulo são descritas as configurações que são utilizadas em sistemas elétricos de potência. Nestes, estão presentes vários tipos de unidades de geração interligadas. Os sistemas estudados são baseados nos existentes no SIN.

5.1 Sistema Interligado

Quando um sistema opera com mais de uma área de controle interligada, o desequilíbrio entre carga e geração, além de causar desvios de frequência, causa variação nos fluxos de intercâmbio entre áreas. Existem três modos de operação de sistema interligados:

- Frequência Constante (*Flat Frequency – FF*): Sistemas isolados operam normalmente na modalidade FF devido à frequência ser a única grandeza afetada quando ocorre variação na carga. Quando os sistemas estão interligados, eles devem operar numa mesma frequência e a mudança desta refletirá em todos estes. Assim se os mesmos estiverem operando somente com a frequência controlada, não existindo controle sobre o fluxo nas linhas de interligação, é denominado “operando em FF”.
- Intercâmbio Constante (*Flat Tie Line – FTL*): Um sistema que somente responde às variações de fluxo nas interligações e não atua nas variações de frequência, mantendo os fluxos de potência programado na interligação sem alterar as condições de frequência, é denominado FTL.
- Intercâmbio e Frequências Constantes (*Tie Line with Frequency Bias – TLB*): Neste tipo de operação os sistemas responderão tanto para variações de frequência como para as de intercâmbio, de modo a manter os valores programados.

Assim num sistema interligado, o objetivo básico é a restauração do equilíbrio entre as variações das cargas e as variações das gerações, com isso deve-se fazer com que o desvio de frequência e o desvio de intercâmbio sejam nulos.

5.2 Configuração Atual

A operação dos CAGs em áreas interligadas necessita ser coordenada por várias razões (valores de intercâmbio programados, compatibilização das modalidades de operação, otimização energética, realocação de parcelas da reserva de potência operativa, etc.). Esta atividade é responsabilidade do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), de propriedade do ONS.

A coordenação dos despachos de geração das usinas, intercâmbios entre regiões, áreas de controle, transferências de áreas de controle no Sistema Interligado Nacional e intercâmbios internacionais e as eventuais reprogramações são executadas sempre sob coordenação do CNOS, à exceção das reprogramações em caráter de emergência, que devem ser efetuadas sob controle do COSR e logo em seguida informadas ao CNOS.

A modalidade de operação normal do controle automático de geração de todas as áreas de controle do SIN é o de controle de frequência e intercâmbio (TLB), pelo qual são controlados em seus valores programados os intercâmbios entre as áreas de controle e a frequência do sistema. Na indisponibilidade do CAG de uma área de controle, suas funções são assumidas pelo CAG de outra, efetuando-se o desligamento de todos os pontos de telemedição de intercâmbio entre elas, podendo as remanescentes continuar operando em TLB ou uma delas passar a operar em Frequência Constante (FF), sob a coordenação do CNOS.

Os equipamentos de CAG do SIN são desligados automaticamente quando de perturbações no sistema elétrico se o desvio de frequência ultrapassar 0,5 Hz. Neste caso, é permitida a uma, e somente uma, área de controle a operação do CAG em frequência constante (FF), sempre sob a coordenação do CNOS, que definirá, em função da perturbação, o Centro responsável pelo ajuste da frequência.

A filosofia que norteia a definição de áreas de controle do SIN é que:

- Cada área de controle deve ter capacidade suficiente para atender suas variações de carga com a manutenção da frequência e dos

intercâmbios líquidos em seus valores programados, devendo, para este fim, ter reserva de geração e margem de regulação suficientes.

- Cada área de controle deve operar de modo a evitar transferência de responsabilidade de regulação (mudanças na geração resultantes da variação de carga em uma área adjacente) para as áreas vizinhas.

Outro aspecto inconveniente que merece ser destacado na atual estrutura do CAG do SIN é a existência de um grande número de interligações entre suas áreas de controle. Esta elevada quantidade de pontos de fronteira é fonte permanente de problemas para a operação do sistema, levando não raramente à necessidade de se efetuar a simulação manual de intercâmbios, seja em função da perda temporária das telemedições (por problemas nos equipamentos terminais ou nos meios de comunicação), seja por erros de medição.

5.3 Configurações

A seguir são descritas as configurações consideradas nas simulações através do programa Matlab, utilizando a ferramenta Simulink na qual é possível a montagem do sistema utilizando diagrama de blocos.

Assim, são simulados os seguintes casos:

1. Sistema isolado, com regulação primária:

- Caso 1: T - Turbina térmica sem reaquecimento;
- Caso 2: R - Turbina térmica com reaquecimento;
- Caso 3: H - Turbina hidráulica;
- Caso 4: GHD - Turbina a gás *Heavy-Duty*;
- Caso 5: GA - Turbina a gás Aeroderivativa Tradicional com Spool Simples.

2. Sistema isolado, com regulação secundária:

- Caso 6: T - Turbina térmica sem reaquecimento;
- Caso 7: R - Turbina térmica com reaquecimento;
- Caso 8: H - Turbina hidráulica;
- Caso 9: GHD - Turbina a gás *Heavy-Duty*.
- Caso 10: GAD - Turbina a gás Aeroderivativa Avançada com Dois Spools.

3. Sistema interligado com duas áreas de controle:

- Caso 11: H com CAG + H com CAG
- Caso 12: T com CAG + R com CAG;
- Caso 13: T sem CAG + R com CAG;
- Caso 14: H com CAG + R com CAG;
- Caso 15: R com CAG + GHD sem CAG;
- Caso 16: H com CAG + GAD Avançada com Dois Spools com CAG.

4. Sistema interligado com duas áreas de controle e várias unidades geradoras

- Caso 17: H+R com CAG + H com CAG.

5. Sistema interligado com quatro áreas de controle e várias unidades geradoras, com regulação secundária:

- Caso 18: H sem CAG + H com CAG+ H com CAG+ H com CAG;
- Caso 19: H sem CAG + H com CAG+ R com CAG+ T com CAG
- Caso 20: GHD com CAG + H com CAG+ T com CAG+ R com CAG
- Caso 21: GAD Avançada com Dois Spools sem CAG + H com CAG+ T com CAG+ R com CAG

6 Métodos de Análise do Controle Automático de Geração

Anteriormente nesta dissertação foram apresentados os modelos dos componentes, os sistemas a serem estudados e os modelos completos para análise. Neste capítulo são apresentados alguns métodos de avaliação dos modelos utilizados.

6.1 Erro de Controle de Área

O objetivo principal do controle automático de geração é o de anular o sinal de erro de frequência injetado no elemento integrador presente no sistema, definido como erro de controle de área (ECA), sendo muito utilizado nos estudos que envolvem controle secundário (Mendes, 1982.2; Filho, 1984; Jaleeli, 1992; Cohn, 1967).

Num sistema operando isoladamente, este erro é o da própria variação de frequência do sistema Δf , assim:

$$ECA = \Delta f \quad (6.1)$$

O CAG é constituído por um controle do tipo integral, o erro de controle de área só será anulado quando Δf se anular, interrompendo a atuação do sinal de controle $\Delta \theta$ sobre o “speed changer”.

6.2 Operação em “Free Tie Line”

Esta modalidade é caracterizada por controlar somente os desvios de frequência do sistema, não se preocupando em manter os intercâmbios de potência ativa entre os sistemas que compõem a área de controle.

Neste caso, o ECA corresponde ao desvio de frequência do seu valor nominal de operação. Esta modalidade de operação é utilizada em alguns países da Europa.

6.3 Regulação Secundária para Diversas Áreas de Controle Interligadas

Considerando duas áreas de controle interligadas com as seguintes características:

Área 1

- a) Composta pela maior parte de geração hidráulica e presença de geração térmica;
- b) Carga própria extremamente elevada.

Área 2

- a) Composta somente por geração hidráulica;
- b) Carga própria pequena.

Assim será estabelecido um intercâmbio denominado contratado I_c entre a área 1, que apresenta carência de geração em relação a sua carga, com a área 2 que apresenta abundância de geração em relação a sua carga.

A fim de manter o controle de potência ativa de intercâmbio entre as áreas envolvidas são adotadas medidas confiáveis de operação, através da regulação secundária, que terá a função complementar de garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio entre áreas, em regime permanente.

O controle secundário deverá obedecer aos seguintes requisitos quando operar em áreas interligadas:

- O sistema de controle ser estável, não comprometendo o comportamento dinâmico do sistema interligado;
- Garantir desvios nulos de frequência em regime permanente;
- Garantir desvios nulos de potência ativa de intercâmbio, em regime permanente;

- O sistema de controle deve apresentar facilidade de implementação e operação;
- Minimizar erros de tempo;
- Proporcionar divisão adequada de cargas adicionais entre as unidades geradoras do sistema;
- Garantir, na medida do possível, auxílio a eventuais áreas carentes do sistema.

6.4 Operação em “Tie Line Bias” (TLB)

A operação do CAG em áreas de controle interligadas neste modo, tem como objetivo manter a frequência e a potência ativa de intercâmbio, constantes em regime permanente.

Assim, o sinal de erro da entrada do controlador do CAG, deverá considerar as variações de frequência (Δf) e as variações de potência ativa de intercâmbio (ΔT).

Então é definido o *bias* de frequência (B), que relaciona as grandezas, f e T , que possuem dimensões diferentes, na formação deste sinal de erro. Tem como dimensão MW/Hz, sendo escrita como:

$$erro = B \cdot \Delta f + \Delta T \quad (6.2)$$

Ou

$$ECA = B \cdot \Delta f + \Delta T \quad (6.3)$$

Onde:

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

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

O tipo de controle deverá ser integral e terá como saída um sinal de atuação sobre o motor variador de velocidade “speed changer”, então:

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (ECA) \cdot d\tau \quad (6.4)$$

Ou

$$\Delta\theta = -k \int_0^t (B \cdot \Delta f + \Delta T) \cdot d\tau \quad (6.5)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (6.5):

$$\Delta\theta(s) = \frac{-k}{s} [B \cdot \Delta F(s) + \Delta T(s)] \quad (6.6)$$

Ou

$$\frac{\Delta\theta(s)}{B \cdot \Delta F(s) + \Delta T(s)} = \frac{-k}{s} \quad (6.7)$$

O diagrama de blocos para este tipo de controle é mostrado na figura 6.1:

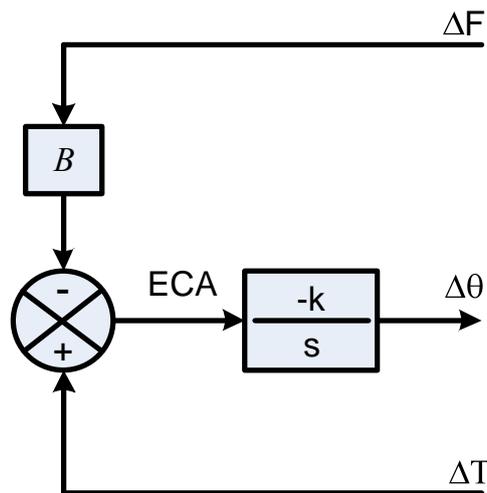


Figura 6.1 – Diagrama de blocos com o *Bias* de frequência do C.A.G.

Nesta modalidade de operação, o controle secundário terá como função variar a geração, no sentido de corrigir desvios de frequência e de intercâmbio programados entre as áreas de controle. Através de ajustes no *bias* é possível melhorar a resposta dinâmica do CAG, sem variações no regime permanente.

6.5 Intercâmbios Involuntários

É um intercâmbio suplementar ao programado que se estabelece involuntariamente entre áreas interligadas, quando uma área carente de geração (área 1), que não possui recursos para suprir seus próprios aumentos de carga, recebe potência de uma outra área que tem disponibilidade de geração (área 2). Como não se tem intenção previa deste atendimento, ocorre redução na frequência devido a não atuação do controle secundário da área 1. (Mendes, 1989.2; Filho, 1984; Cohn, 1961, Cohn, 1967).

Conforme novas interligações são estabelecidas e a previsão das cargas crescerem, a quantidade de intercâmbios involuntários tende a aumentar nestas áreas de controle e adjacentes.

Assim, é necessário compor uma maneira de penalizar os subsistemas que estiverem causando acúmulos de intercâmbio involuntário num sistema interligado, devido a sua operação inadequada. Na prática esta situação é complicada devido às dificuldades de identificação correta dos sistemas considerados perturbadores. A ocorrência de intercâmbios involuntários é indesejável, mas praticamente impossível de ser evitada.

Os intercâmbios involuntários podem acontecer em áreas interligadas devido à ocorrência do Erro de Controle de Área, tanto para áreas onde o $ECA = 0$ como para aquelas com $ECA \neq 0$, desde que uma delas não esteja regulada adequadamente, ou seja, que tenha $ECA \neq 0$. (Cohn, 1961, Cohn, 1967; King, 1989; Filho, 1984

Por exemplo, duas áreas de controle interligadas, denominadas área 1 e área 2, onde ocorre variação na carga na área 1, i.e.:

$$\begin{array}{ll} \text{Área 1:} & \text{Bias} = B_1; \\ \text{Área 2:} & \text{Bias} = B_2; \\ \text{Impacto:} & \Delta P_L = \Delta P_{L1}; \end{array}$$

Considerando a atuação da regulação primária, e de posse das equações (4.82) e (4.83), pode-se escrever que:

$$\Delta f_{rp} = -\frac{\Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \quad (6.8)$$

E

$$\Delta T_{12} = -\Delta T_{21} = \frac{B_2 \cdot \Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \quad (6.9)$$

Em (6.8) ocorre um desvio de frequência no sistema, e em (6.9), nota-se a ocorrência de um intercâmbio adicional, onde a área 1 recebe potência da área 2. Utilizando a equação (6.3) pode-se calcular o ECA para cada uma das áreas:

$$ECA_1 = B_1 \cdot \Delta f_{r.p.} + \Delta T_{12} \quad (6.10)$$

E

$$ECA_2 = B_2 \cdot \Delta f_{r.p.} - \Delta T_{12} \quad (6.11)$$

De onde vem:

$$ECA_1 = -\frac{\Delta P_{L1} \cdot B_1}{B_1 + B_2} - \frac{B_2 \cdot \Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} = -\frac{\Delta P_{L1} \cdot (B_1 + B_2)}{B_1 + B_2} \quad (6.12)$$

E

$$ECA_2 = -\frac{\Delta P_{L1} \cdot B_2}{B_1 + B_2} + \frac{B_2 \cdot \Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \quad (6.13)$$

Assim:

$$ECA_1 = -\Delta P_{L1}$$

E

$$ECA_2 = 0$$

Para a área 1, onde o $ECA \neq 0$, o intercâmbio resultante é chamado de “Intercâmbio Involuntário Não – Intencional”, pois seus controladores têm a intenção de reduzir o ECA a zero, não ocorrendo pelo descumprimento das condições de atendimento das unidades geradoras desta área.

O intercâmbio involuntário que ocorre na área 2, com $ECA = 0$, é denominado “Intercâmbio Involuntário Intencional”, pois tem-se a intenção de manter o fluxo ΔT_{12} para atender a área 1.

Se o ECA de todas as áreas fosse monitorado, quando ocorre-se um impacto e a frequência do sistema não retornasse ao valor previamente estabelecido, seria possível identificar em qual área ocorreu a perturbação verificando onde este erro foi diferente de zero.

O grande problema causado por estes intercâmbios involuntários, é que eles ocorrem muitas vezes no período de carga pesada, onde o sistema interligado está mais carregado e a maior parte das unidades geradoras está despachada. A área que recebeu energia tende a devolvê-la quando apresenta folga de geração em relação à sua carga, e normalmente isto ocorre no período de carga leve. Dependendo dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e do despacho das usinas térmicas, o custo marginal da energia produzida é diferente em cada período de carga, sendo que no período de carga pesada o valor é muito maior que em carga leve. (Filho, 1984).

6.6 Índices de Desempenho

Através dos parâmetros do CAG são obtidos indicadores que avaliam seu comportamento. Conforme sua definição, é possível ajustar suas variáveis de controle

através de sua minimização ou maximização obtendo um desempenho otimizado. É importante que estes índices apresentem as seguintes propriedades básicas: confiabilidade, facilidade de aplicação e seletividade.

Os índices de desempenho mais importante nos estudos de CAG são descritos a seguir. Os índices 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11 e 12 foram utilizados nos estudos para entrada em operação da Hidrelétrica de Itaipu (Mendes, 1989.1).

6.6.1 Índice de Desempenho 1 (ID_1)

Definido como a integral no tempo do Erro de Controle de Área, seu objetivo é verificar o desempenho dos controladores secundários. Analisa a tendência de carência ou disponibilidade de geração em cada área.

$$ECA = \beta \cdot \Delta f + \Delta T \quad (6.14)$$

E

$$ID_1 = \int_0^t (ECA) \cdot dt \quad (6.15)$$

Elevados valores deste índice são indesejáveis, pois indicam que o controle secundário apresenta um desempenho ruim, pela tendência de acúmulo de intercâmbios involuntários. Este não deve ser analisado isoladamente, pois numa situação de oscilação sustentada do ECA, como mostrado na figura 6.2, resulta num valor nulo, que evidentemente, é um comportamento não desejado.

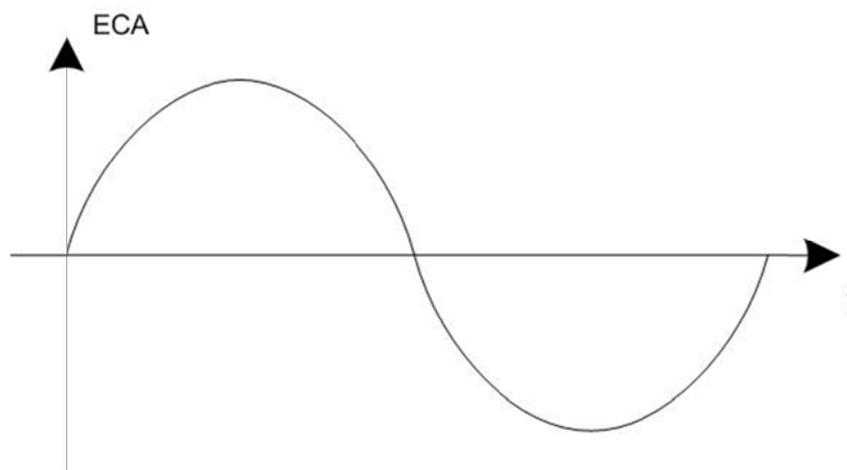


Figura 6.2 – Curva para erro de controle de área com oscilação sustentada

Se o ECA apresentar um comportamento semelhante ao mostrado na figura 6.3, não será significativa a influência sobre este índice:

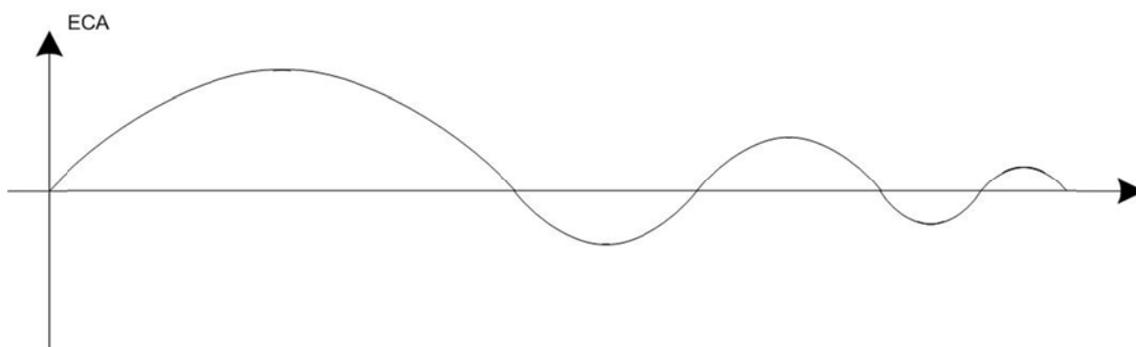


Figura 6.3 – Curva para erro de controle de área

6.6.2 Índice de Desempenho 2 (ID_2)

Uma alternativa para o índice ID_1 é considerar a integral do erro absoluto:

$$ID_2 = \int_0^t |ECA| \cdot dt \quad (6.16)$$

Assim, a integral aumenta para erros positivos e/ou negativos, evitando que este influencie nos resultados, anulando áreas de erro de sinais opostos.

6.6.3 Índice de Desempenho 3 (ID₃)

Definido como a integral no tempo do produto do tempo pelo módulo do desvio de frequência. Avalia o erro em função do instante que a variação ocorre, atribuindo pesos que são diretamente proporcionais ao tempo de sua ocorrência, gerando uma informação da efetividade do controle no desempenho dinâmico do sistema, relacionando-se com os requisitos de estabilidade de funcionamento a longo termo.

$$ID_3 = \int_0^t t \cdot |\Delta f| \cdot dt \quad (6.17)$$

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

6.6.4 Índice de Desempenho 4 (ID₄)

Definido como o desvio máximo de frequência em módulo para cada área de controle a cada impacto selecionado.

$$ID_4 = |\Delta f|_{m\acute{a}x} \quad (6.18)$$

6.6.5 Índice de Desempenho 5 (ID₅)

Avalia a taxa de recuperação da frequência de cada área de controle em que se subdivide o sistema, quando ocorre uma variação de carga:

$$ID_5 = \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (6.19)$$

Pode ser avaliado pelo coeficiente angular da reta a-b mostrada na figura 6.4

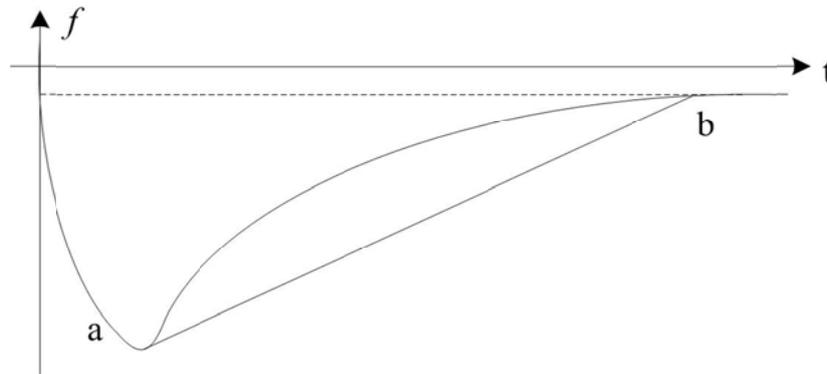


Figura 6.4 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID_5

6.6.6 Índice de Desempenho 6 (ID_6)

Definido como a integral no tempo do produto do tempo pelo módulo do erro absoluto de controle de área. A aplicação do tempo como fator de ponderação acarreta uma penalização crescente para erros persistentes.

$$ID_6 = \int_0^t t \cdot |ECA| \cdot dt \quad (6.20)$$

6.6.7 Índice de Desempenho 7 (ID_7)

Definido como o tempo que o ECA se anula pela primeira vez.

$$ID_7 = T \quad (6.21)$$

O desempenho do sistema de controle neste caso é avaliado através da velocidade de anulação do ECA, ou seja, quanto menor for T melhor o desempenho.

6.6.8 Índice de Desempenho 8 (ID₈)

Avalia a eficácia do controle suplementar através do número de vezes em que o ECA de cada área de controle se anula, como mostrado na figura 6.5, indicando o número de “tentativas” efetuadas pelo controle secundário.

$$ID_8 = N \quad (6.22)$$

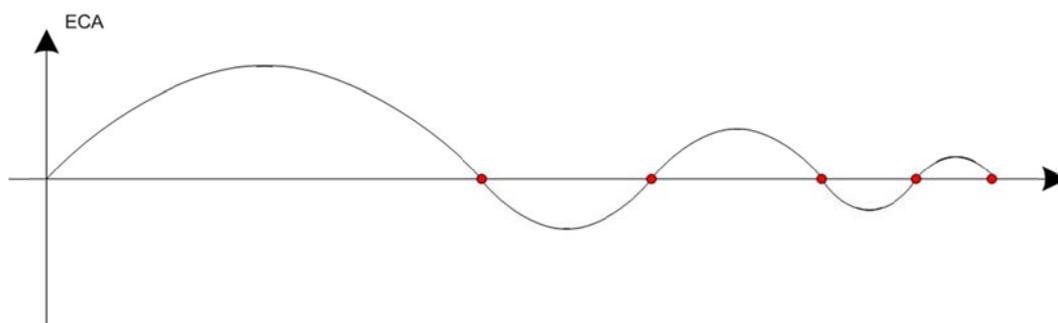


Figura 6.5 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID₈

Para sistemas oscilatórios valores elevados podem ser atingidos. Assim, este índice não apresenta uma resposta satisfatória nestes casos.

6.6.9 Índice de Desempenho 9 (ID₉)

Definido como a integral no tempo do produto do tempo pelo ECA em valor absoluto:

$$ID_9 = \int_0^t t \cdot ECA \cdot dt \quad (6.23)$$

6.6.10 Índice de Desempenho 10 (ID₁₀)

Definido como a integral no tempo da variação da frequência elevada ao quadrado, penalizando o erro independentemente de seu sinal, impedindo dessa forma o cancelamento de erros de controle da frequência de sinais contrários ao longo do tempo.

$$ID_{10} = \int_0^t \Delta f^2 \cdot dt \quad (6.24)$$

Os desvios elevados de frequência serão rigorosamente punidos, e sua minimização é desejada.

6.6.11 Índice de Desempenho 11 (ID₁₁)

Representa o desvio de frequência final em regime permanente, após um dado impacto, conforme mostrado na figura 6.6.

$$ID_{11} = \Delta f_{r.p.} \quad (6.25)$$

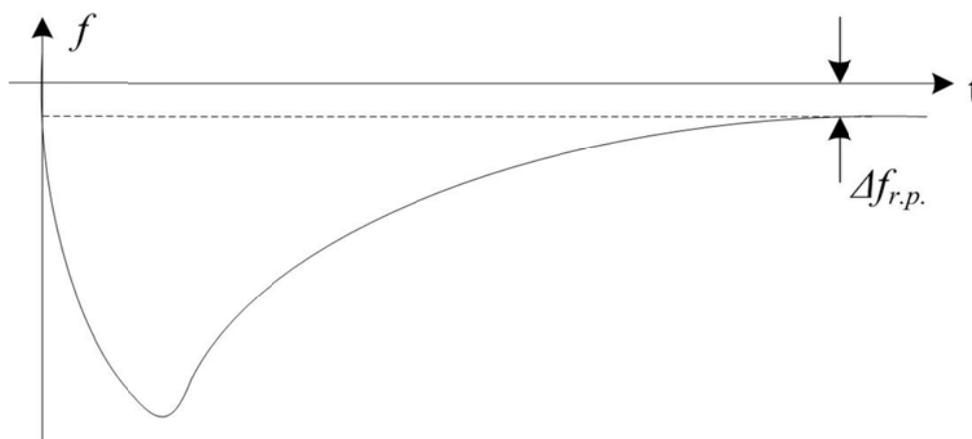


Figura 6.6 – Demonstração da aplicação do índice de desempenho ID₁₁

6.6.12 Índice de Desempenho 12 (ID₁₂)

Definido como a integral no tempo do ECA ao quadrado, penalizando o erro, independentemente de seu sinal e impedindo desta forma o cancelamento de ECAs de sinais contrários ao longo do tempo.

$$ID_{12} = \int_0^t ECA^2 \cdot dt \quad (6.26)$$

7 Simulações dos Sistemas de Geração

Neste capítulo são apresentadas as simulações dos sistemas descritos no capítulo 5, através da utilização do programa computacional MatLab. Os parâmetros e constantes utilizados foram baseados nos encontrados na literatura.

7.1 Sistema Isolado com Regulação Primária

Neste item são analisados os sistemas térmicos, hidráulicos e a gás, modelados no capítulo 4, operando de forma isolada apenas considerando sua regulação primária.

7.1.1 Caso 1

A figura 7.1 mostra o diagrama de blocos de uma área de controle com turbina térmica sem reaquecimento. Foi considerado que o estatismo do regulador (R) é igual a 0,05 pu, constante de tempo do regulador com queda de velocidade (T_I) de 0,2 s, constante de tempo da câmara de combustão (T_s) de 0,25 s, coeficiente de amortecimento (D) igual a 1 pu e constante de tempo de resposta do sistema (T) de 10 s.

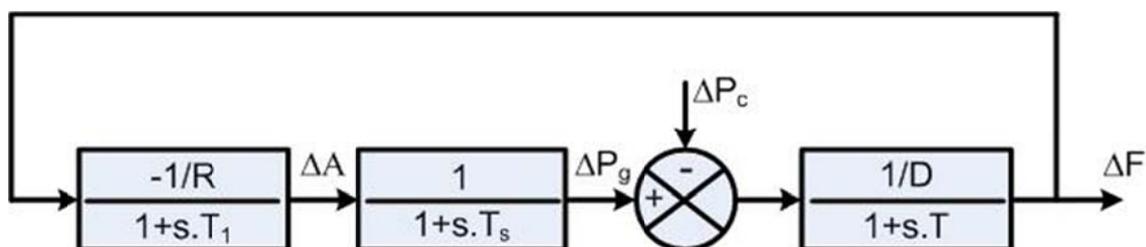


Figura 7.1 – Diagrama de blocos para o caso 1

As figuras 7.2 e 7.3 mostram a resposta da frequência e da potência gerada do sistema, respectivamente, para um aumento de carga de 30%.

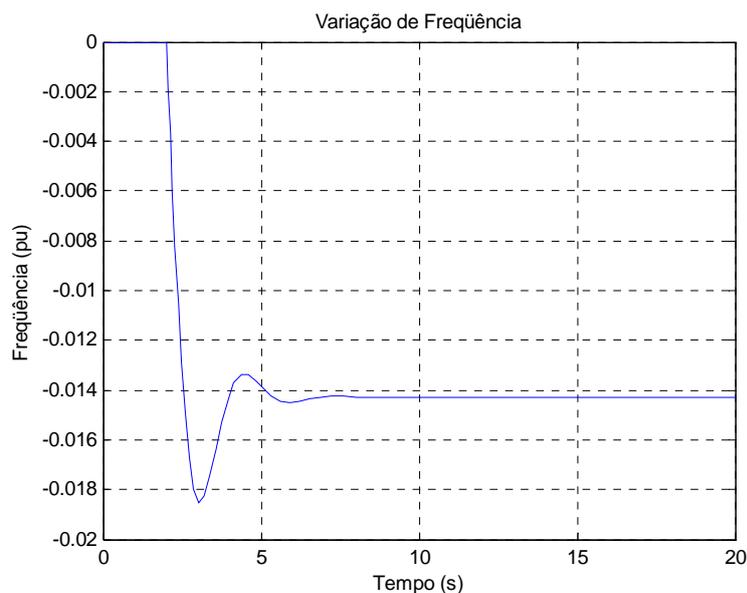


Figura 7.2 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 1

Com o aumento de carga para caso 1 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0185 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,0143 pu.

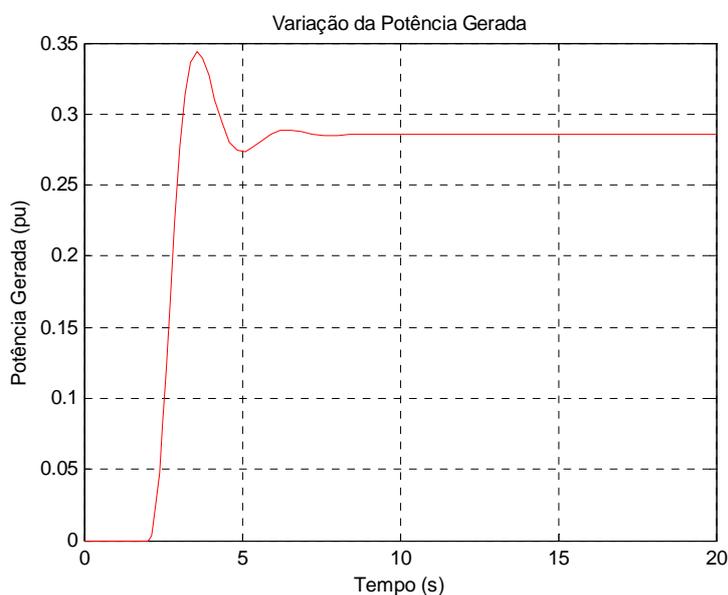


Figura 7.3 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 1

A potência gerada no caso 1 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge uma variação de 0,3440 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,2857 pu, para um tempo de simulação de 20 s.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, a diminuição da frequência provoca uma diminuição na carga e assim o aumento da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Para uma redução de carga de 30%, as resposta de frequência e de potência gerada do sistema, são mostradas nas figuras 7.4 e 7.5.

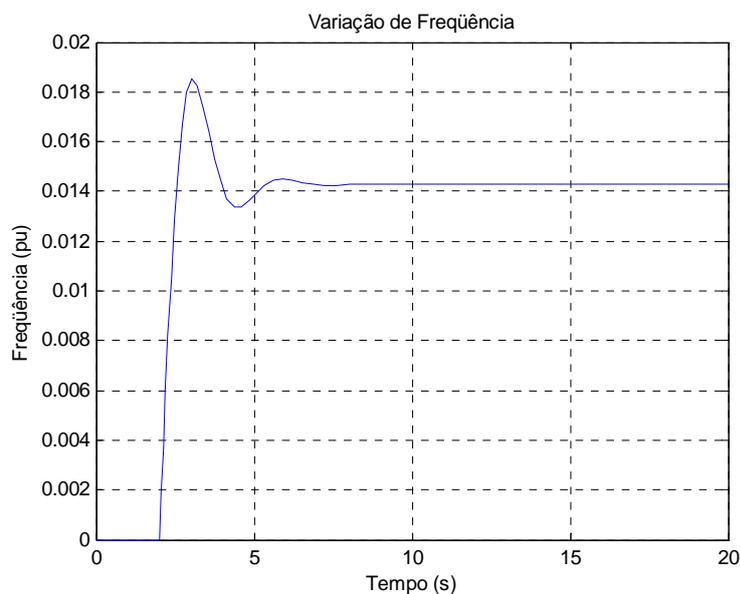


Figura 7.4 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 1

Com a redução de carga para caso 1 a frequência aumenta, e atinge uma variação de 0,0185 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,0143 pu, para um tempo de simulação de 20 s.

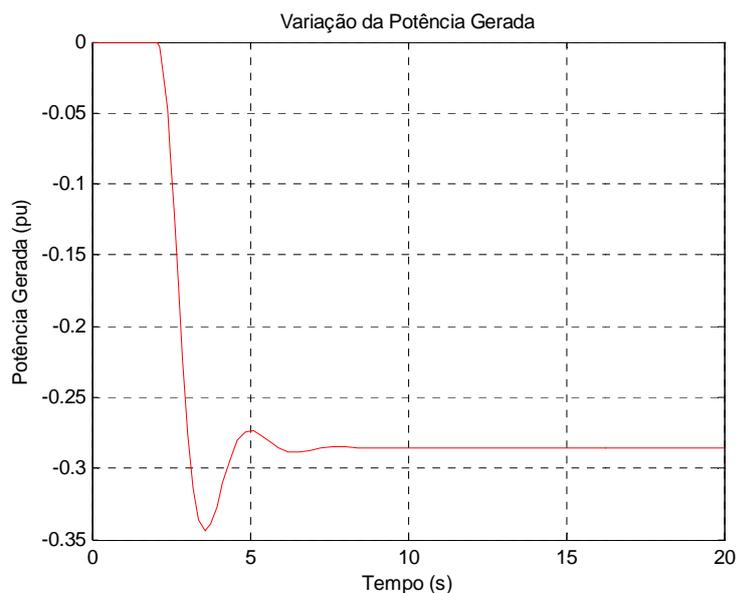


Figura 7.5 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 1

A potência gerada no caso 1 se reduz para atender a decréscimo de carga, e atinge uma variação de -0,3440 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,2857 pu, para um tempo de simulação de 20 s.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, o aumento da frequência provoca um aumento na carga e assim a redução da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

7.1.2 Caso 2

A partir do sistema utilizado no caso 1 é inserido o bloco de reaquecimento, conforme mostrado na figura 7.6. Considerando que a proporção da potência desenvolvida no elemento de alta pressão (C) é 0,50 e a constante de tempo do reaquecedor (T_r) é 4 s, os parâmetros restantes foram mantidos iguais aos do item anterior.

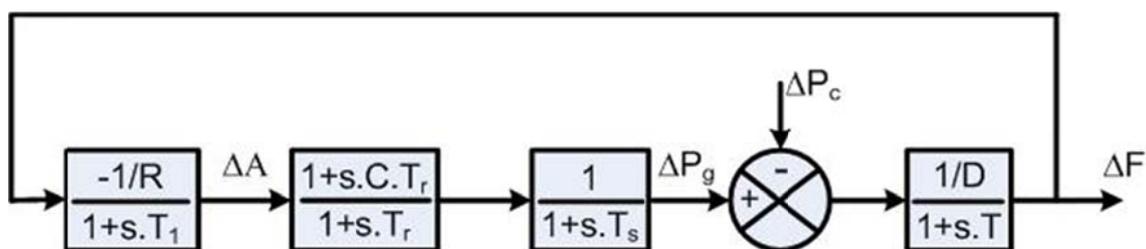


Figura 7.6 – Diagrama de blocos para o caso 2

As figuras 7.7 e 7.8 mostram a resposta da frequência e da potência gerada do sistema, respectivamente, para um aumento de carga de 30%.

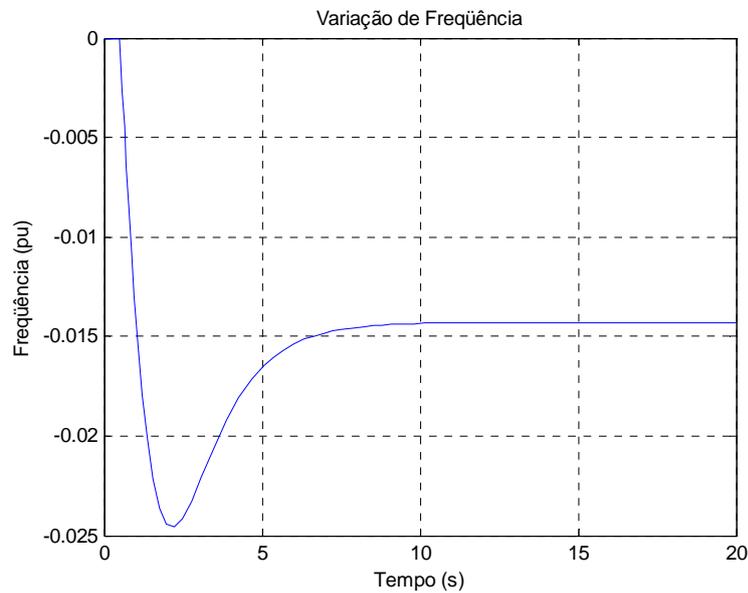


Figura 7.7 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 2

Com o aumento de carga para caso 2 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0245 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,0143 pu.

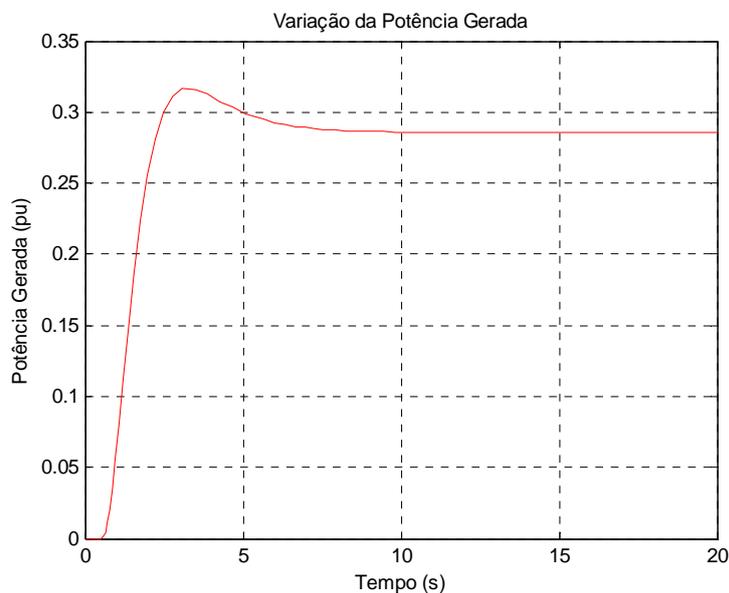


Figura 7.8 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 2

A potência gerada no caso 2 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge uma variação de 0,3163 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,2857 pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, a diminuição da frequência provoca uma diminuição na carga e assim o aumento da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Considerando que ocorre redução de carga de 30%, as resposta de frequência e de potência gerada do sistema, são mostradas nas figuras 7.9 e 7.10.

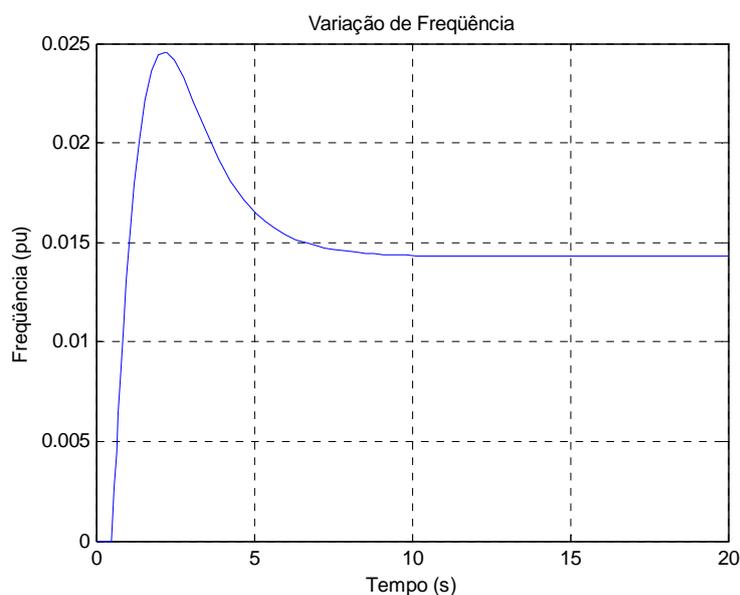


Figura 7.9– Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 2

Com a redução de carga para caso 2 a frequência aumenta, e atinge uma variação de 0,0245 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,0143 pu.

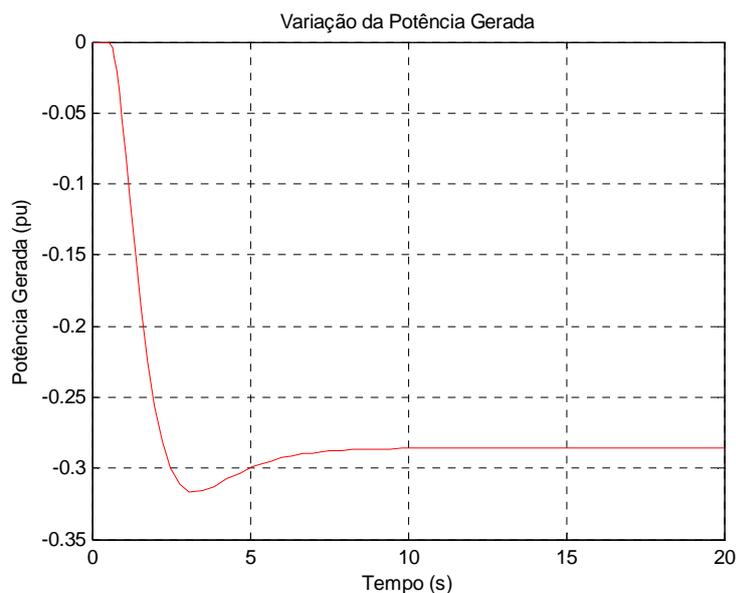


Figura 7.10 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 2

A potência gerada no caso 2 se reduz para atender o decréscimo de carga, e atinge uma variação de -0,3163 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,2857 pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, o aumento da frequência provoca um aumento na carga e assim a redução da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Com a inserção do reaquecedor este tipo de turbina se torna mais lento e o sistema demora mais tempo para atingir o ponto de operação estável.

7.1.3 Caso 3

Na figura 7.11 é mostrado o diagrama de blocos de uma área de controle com turbina hidráulica. Foram adotados que o estatismo do regulador (R) é igual a 0,05 pu, a constante de tempo do regulador de velocidade com estatismo transitório (T_g) é igual a 0,6 s, constante de tempo associada à regulação transitória (T_t) igual a 6 s, regulação de velocidade transitória (r) igual a 0,5 pu, a regulação de velocidade em regime permanente (\mathcal{R}) igual a 0,05 pu constante de tempo de inércia da água igual a 1 s, coeficiente de amortecimento (D) vale 1 pu e constante de tempo de resposta do sistema (T) é de 10 s.

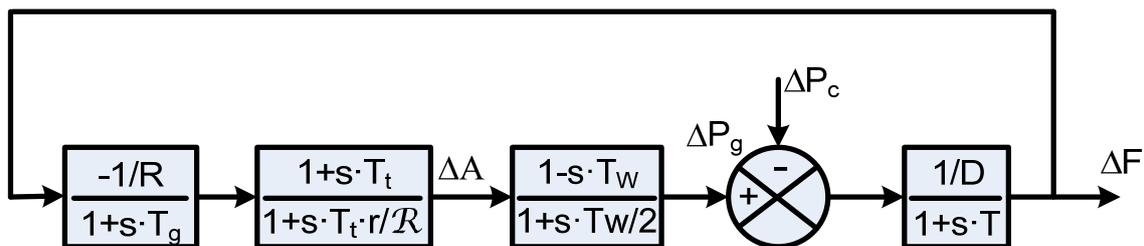


Figura 7.11 – Diagrama de blocos para o caso 3

O impacto do aumento de 30% na carga em relação à frequência é mostrado na figura 7.12 e em relação à potência gerada é apresentado na figura 7.13.

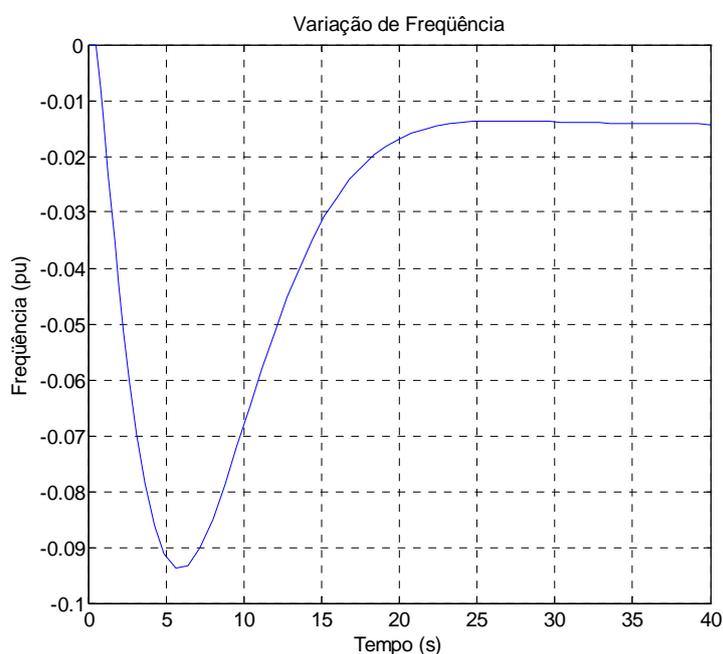


Figura 7.12 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 3

Com o aumento de carga no caso 3 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0937 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,0143 pu.

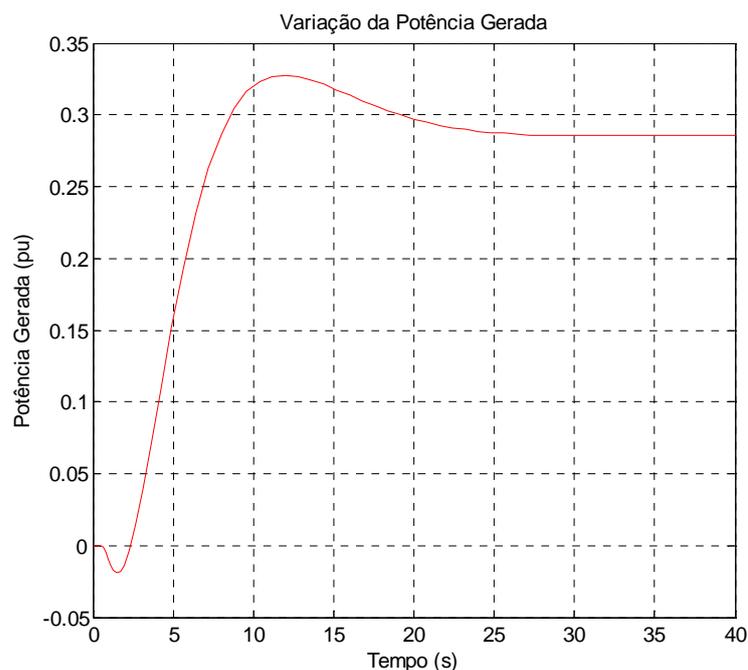


Figura 7.13 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 3

A potência gerada no caso 3 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge uma variação de 0,3278 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,2856 pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, a diminuição da frequência provoca uma diminuição na carga e assim o aumento da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

O impacto da redução de 30% na carga em relação à frequência é mostrado na figuras 7.14 e em relação à potência gerada é apresentado na figura 7.15.

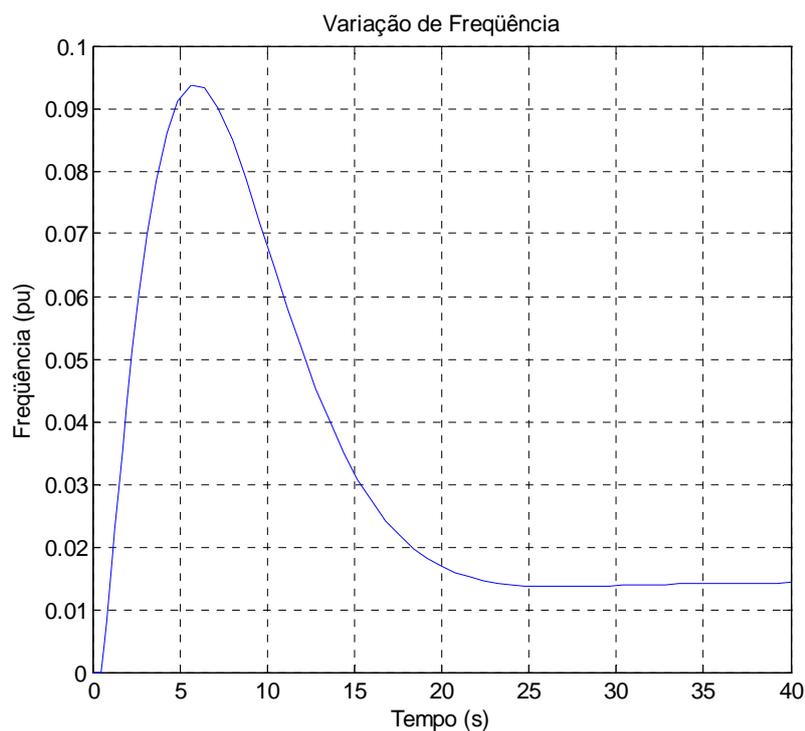


Figura 7.14 – Freqüência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 3

Com a redução de carga para o caso 3 a freqüência aumenta, e atinge uma variação de 0,0937 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,0143 pu.

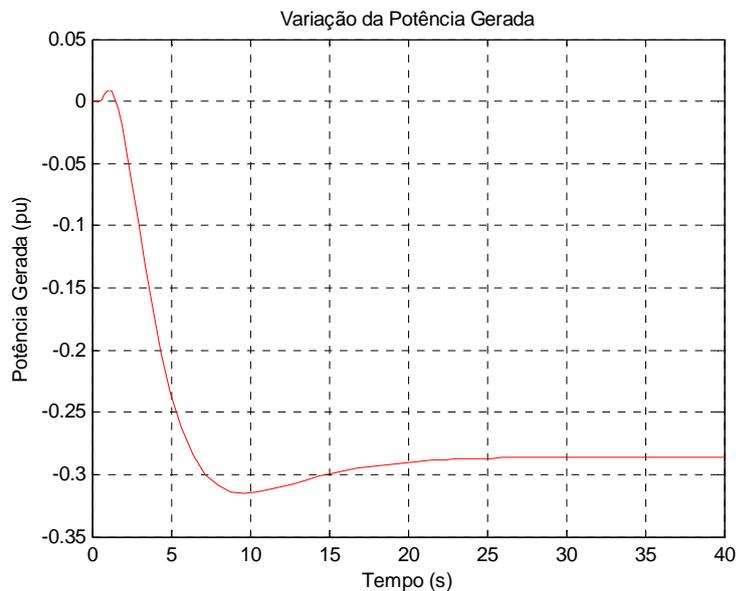


Figura 7.15 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 3

A potência gerada no caso 3 se reduz para atender ao decréscimo de carga, e atinge um valor de -0,3278 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,2856 pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, o aumento da frequência provoca um aumento na carga e assim a redução da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Devido à inércia da água este tipo de turbina é mais lento em relação às do tipo térmica, para atingir uma condição estável de operação em regime permanente.

7.1.4 Caso 4

O diagrama de blocos para uma área de controle com turbina a gás Heavy-Duty somente com regulação primária é mostrado na figura 7.16.

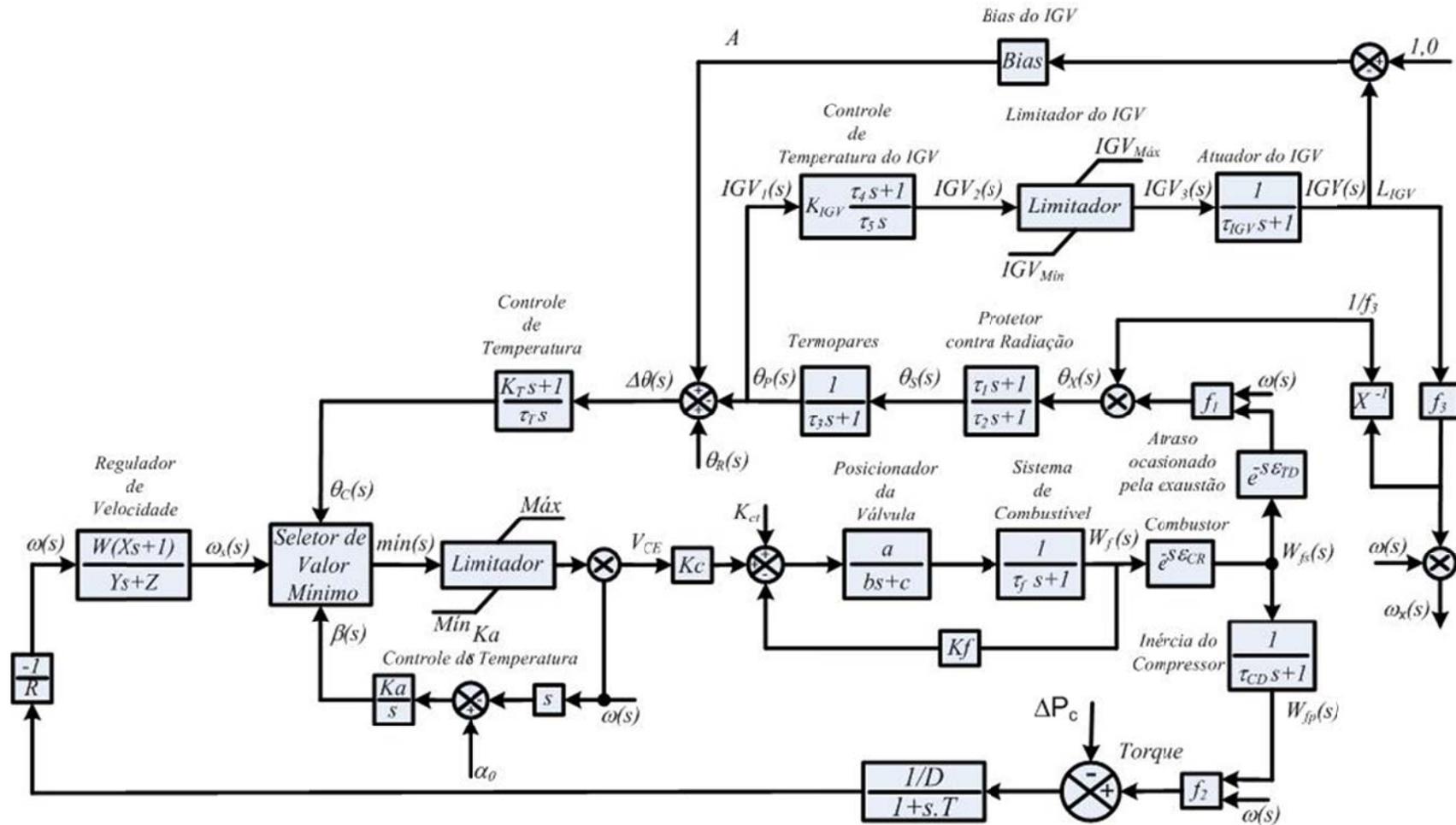


Figura 7.16 – Diagrama de blocos para o caso 4

A tabela 7.1 mostra os parâmetros e constantes utilizados.

Tabela 7.1 Dados para Turbina a Gás Heavy-Duty

Dado	Representação	Valor
Bias do IGV	Bias	150
Ganho do controlador do IGV	K_{IGV} (pu)	0,2
Constantes de tempo do controlador do IGV	τ_{IGV} (s)	3,0
	τ_4 (s)	4,0
	τ_5 (s)	4,0
Abertura máxima do IGV	$IGV_{Máx}$ (°)	84
Abertura mínima do IGV	IGV_{Min} (°)	57
Ganho do Controle de temperatura	K_T (pu)	3,3
Constantes de tempo do controle de temperatura	τ_T (s)	250
Constantes de tempo do protetor contra radiação	τ_1 (s)	12
	τ_4 (s)	15
Constante de tempo do termopar	τ_5 (s)	2,5
Constantes de tempo do regulador de velocidade	W (s)	1
	X (s)	0
	Y (s)	0,05
	Z (s)	1
Influência da demanda de combustível da turbina a gás	K_c (pu)	0,77
Constante relativa ao consumo próprio da turbina a gás	K_{ct} (pu)	0,23
Valores associados ao posicionador da válvula de admissão de combustível	a	1
	b	0,05
	c	1
Constantes de tempo do sistema de combustível	τ_f (s)	0,4
Fator associado ao tipo de combustível	K_f (pu)	1
Tempo de atraso devido ao combustor	ϵ_{CR}	0,05
Tempo de atraso devido ao sistema de exaustão do combustível	ϵ_{TD}	0,02
Constante de tempo do compressor	τ_{CD} (s)	0,20
Ganho do controle de aceleração	K_a	100
Referência da taxa de variação do controle de aceleração	α_0 (pu)	0,01
Estatismo do Regulador	R (pu)	0,05
Coefficiente de amortecimento	D (pu)	1
Constante de tempo de resposta do sistema	T (s)	10

Para um aumento de 20% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.17 e 7.18.

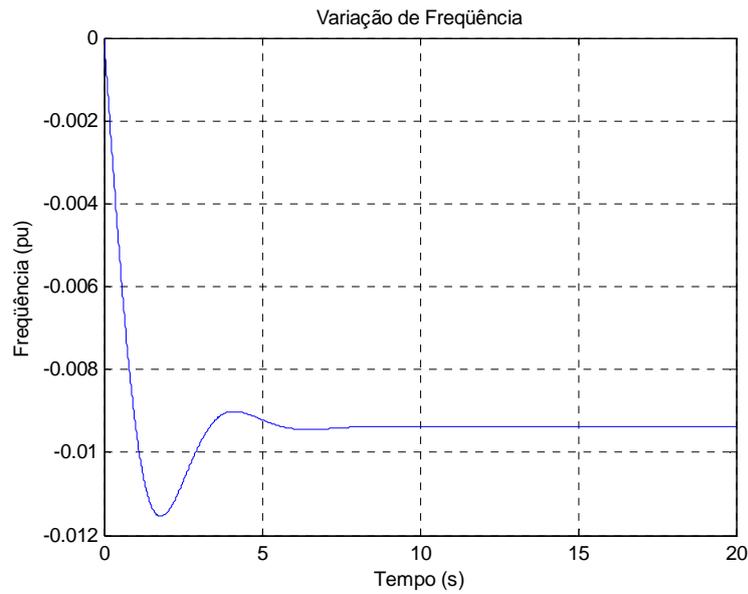


Figura 7.17 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 4

Com o aumento de carga para caso 4 a frequência se reduz, atinge um valor de - 0,0115 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,0094 pu, para um tempo de simulação de 20 s.

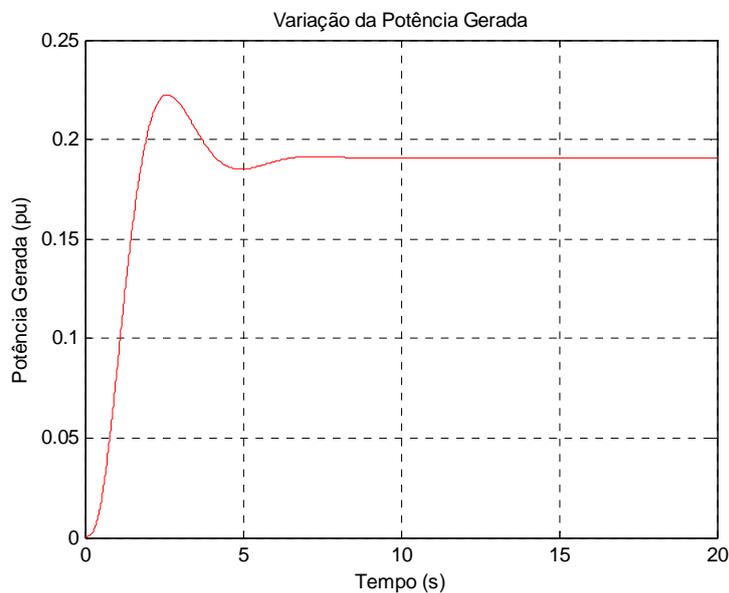


Figura 7.18 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 4

A potência gerada no caso 4 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge um valor de 0,225 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,1906 pu, para um tempo de simulação de 20 s.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, a diminuição da frequência provoca uma diminuição na carga e assim o aumento da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Na ocorrência de uma redução de 20% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.19 e 7.20.

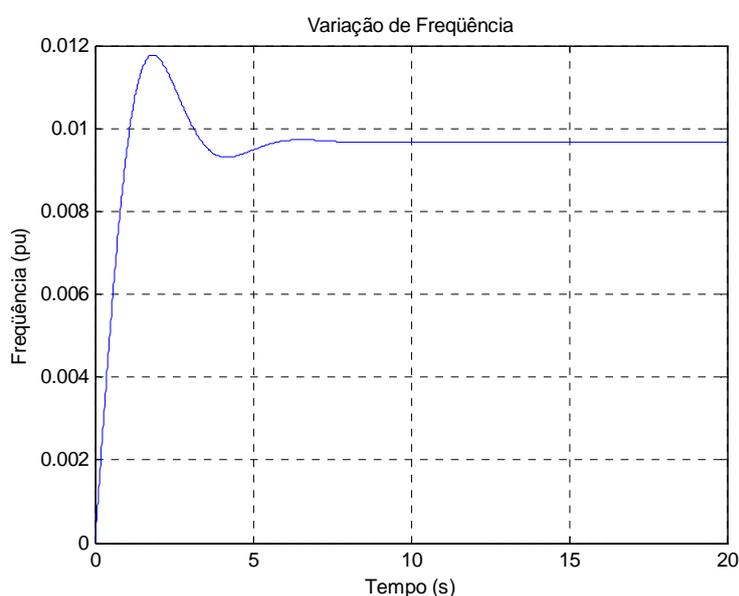


Figura 7.19 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 4

Com a redução de carga no caso 4 a frequência aumenta, e atinge uma variação de 0,0115 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,0094 pu.

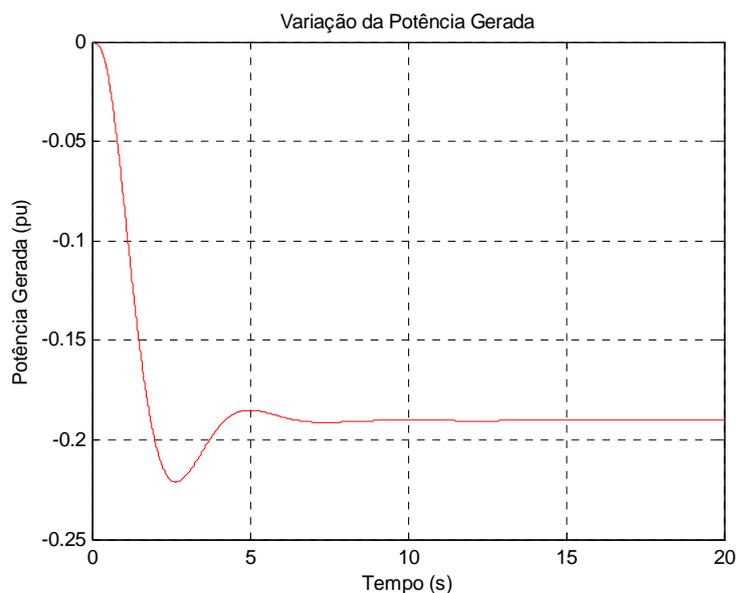


Figura 7.20 – Potência gerada no sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 4

A potência gerada no caso 4 se reduz para atender o decréscimo de carga, e atinge uma variação de -0,2225 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,1906 pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, o aumento da frequência provoca um aumento na carga e assim a redução da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

7.1.5 Caso 5

O modelo para simulação de uma turbina a gás Aeroderivativa Tradicional com spool simples, somente com regulação primária, é mostrado na figura 7.21.

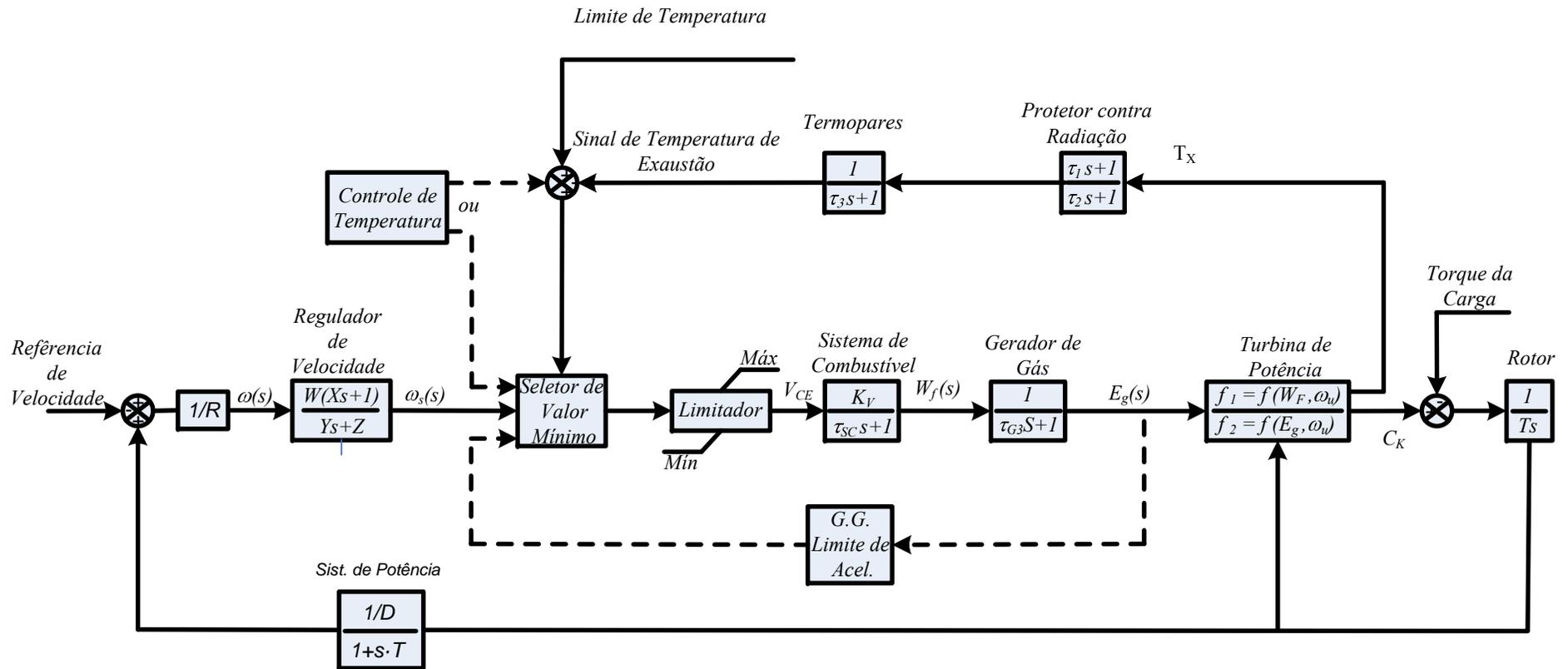


Figura 7.21 – Diagrama de blocos para o caso 5

A tabela 7.2 mostra os parâmetros e constantes utilizados.

Tabela 7.2 Dados para Turbina a Gás Aeroderivativa Tradicional com Spool Simples

Dado	Representação	Valor
Constantes de tempo do protetor contra radiação	τ_1 (s)	12
	τ_2 (s)	15
Constante de tempo do termopar	τ_3 (s)	2,5
Constantes de tempo do regulador de velocidade	W (s)	1
	X (s)	0
	Y (s)	0,05
	Z (s)	1
Constantes de tempo do sistema de combustível	τ_{SC} (s)	0,4
Fator associado ao tipo de combustível	K_V (pu)	1
Constante de tempo para turbina aeroderivativa tradicional	τ_{G3} (s)	0,80
Estatismo do Regulador	R (pu)	0,05
Coefficiente de amortecimento	D (pu)	1
Constante de tempo de resposta do sistema	T (s)	10

Para um aumento de 10% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.22 e 7.23.

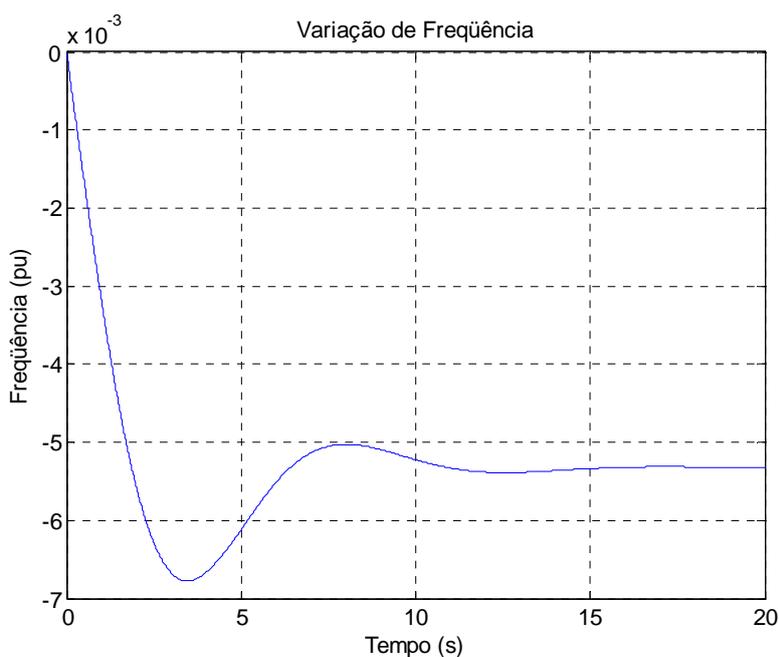


Figura 7.22 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 5

Com o aumento de carga para caso 5 a frequência se reduz, atinge uma variação de $-0,0068$ pu e após entrar em regime permanente fica em $-0,0053$ pu, para um tempo de simulação de 20 s.

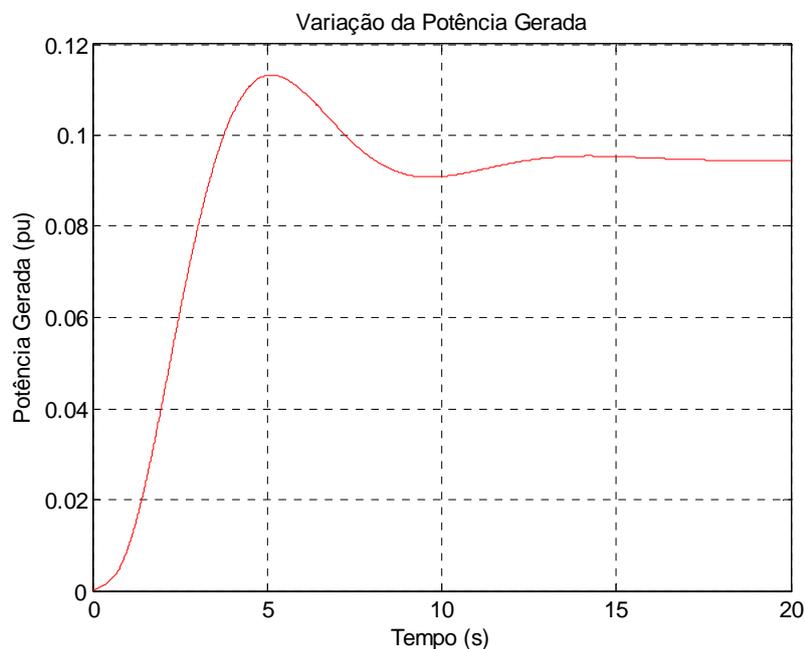


Figura 7.23 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 5

A potência gerada no caso 5 aumenta para atender a variação de carga, atinge um valor de $0,1132$ pu e após entrar em regime permanente fica em $0,0946$ pu.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, a diminuição da frequência provoca uma diminuição na carga e assim o aumento da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

Para uma redução de 10% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.24 e 7.25.

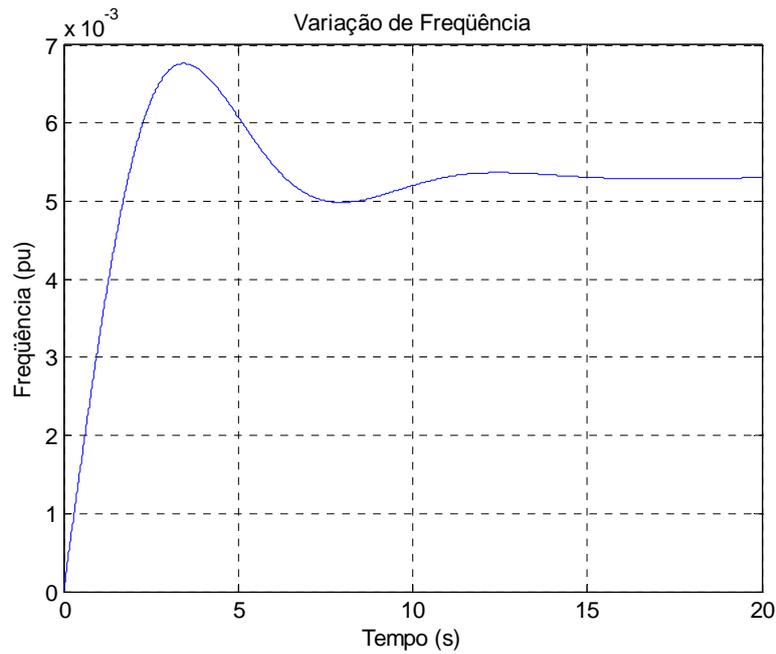


Figura 7.24 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 5

Com a redução de carga para o caso 5 a frequência aumenta, e atinge uma variação de 0,0068 pu e após entrar em regime permanente fica em 0,0053 pu.

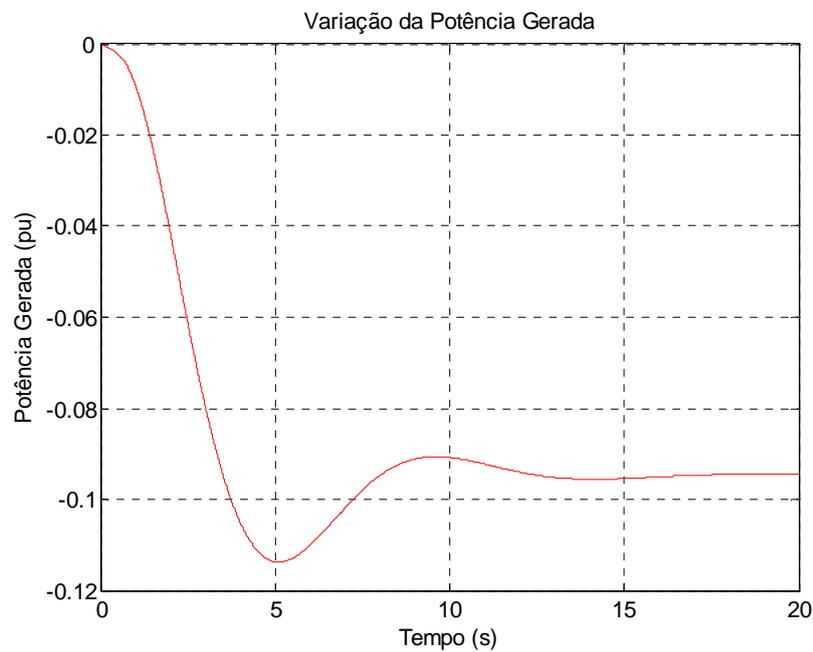


Figura 7.25 – Potência gerada no sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 5

A potência gerada no caso 5 se reduz para atender o decréscimo de carga, e atinge um valor de -0,1132 pu e após entrar em regime permanente fica em -0,0946.

Conforme desenvolvido no item 3.2.2, o aumento da frequência provoca um aumento na carga e assim a redução da potência gerada em regime permanente é menor que a variação inicial da carga.

7.2 Sistemas Isolados com Regulação Secundária

Nas simulações a seguir são considerados os modelos utilizados nas simulações do item anterior com a implantação da regulação secundária (CAG).

7.2.1 Caso 6

A figura 7.26 mostra o diagrama de blocos de uma turbina térmica sem rea aquecimento com CAG. São considerados os mesmos valores das constantes utilizadas no caso 1. O ganho do CAG (k) foi ajustado para 1,5.

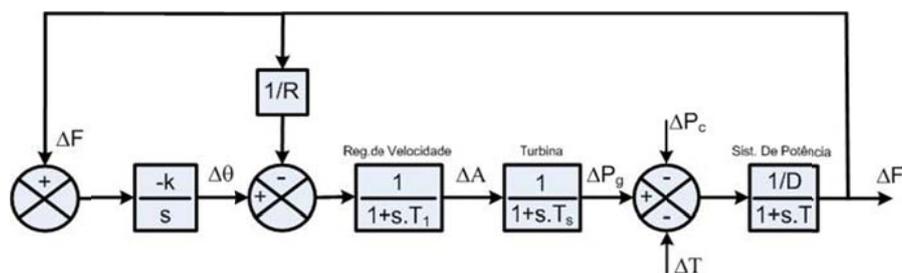


Figura 7.26 – Diagrama de blocos para o caso 6

As figuras 7.27 e 7.28 mostram a resposta da frequência e da potência gerada do sistema, respectivamente, para um aumento de carga de 30%.

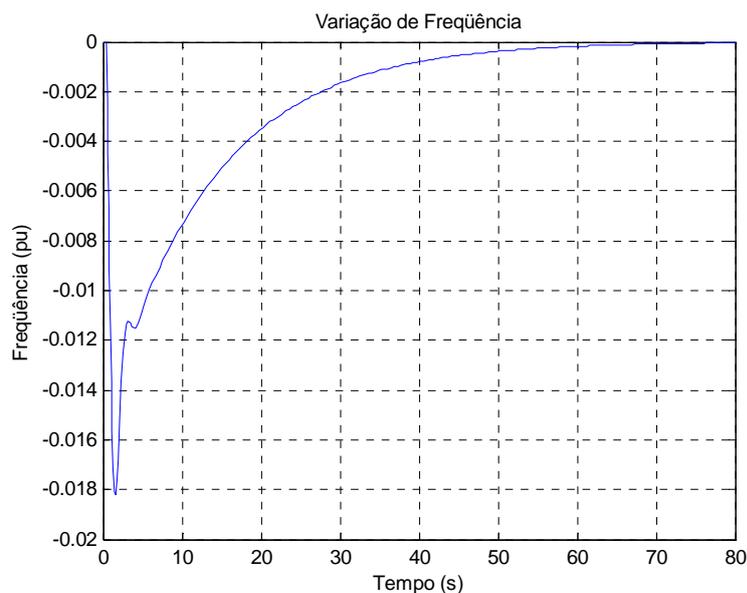


Figura 7.27 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 6

Com o aumento de carga para caso 6 a frequência se reduz, atinge um valor de -0,0182 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero, para um tempo de simulação de 80 s.

Logo após ocorrer o aumento da carga, ocorre redução na frequência e a atuação da regulação secundária faz com que o sistema retorne ao seu valor original.

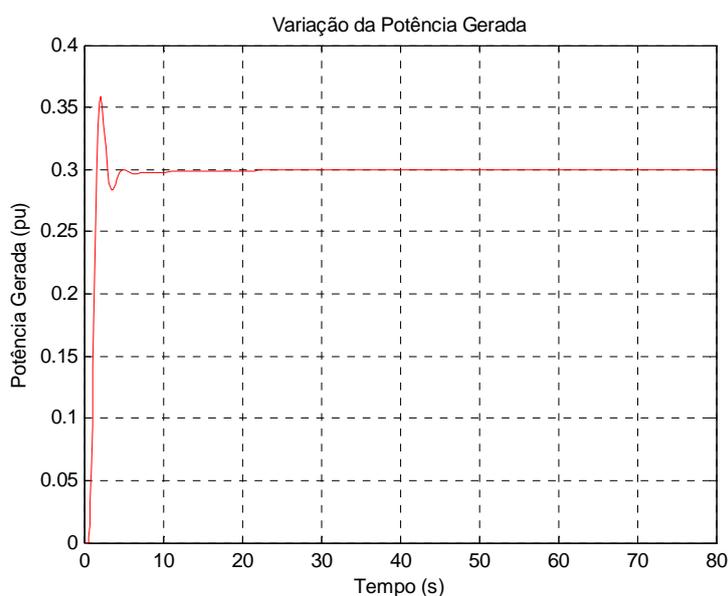


Figura 7.28 - Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 6

A potência gerada no caso 6 aumenta para atender o acréscimo de carga, atinge um valor de 0,3584 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente o aumento de carga, para um tempo de simulação de 80 s.

Para uma redução de carga de 30%, as respostas de frequência e de potência gerada do sistema, são mostradas nas figuras 7.29 e 7.30.

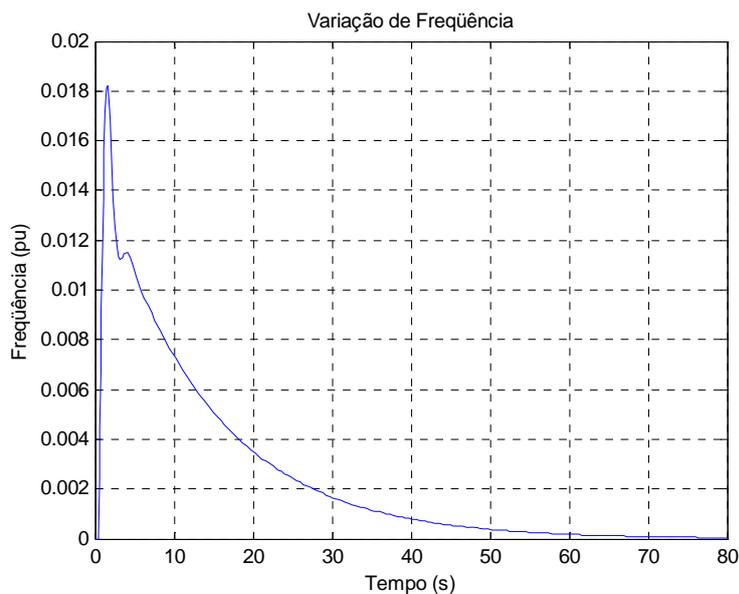


Figura 7.29 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 6

Com a redução da carga para caso 6 a frequência aumenta, atinge uma variação de 0,0182 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

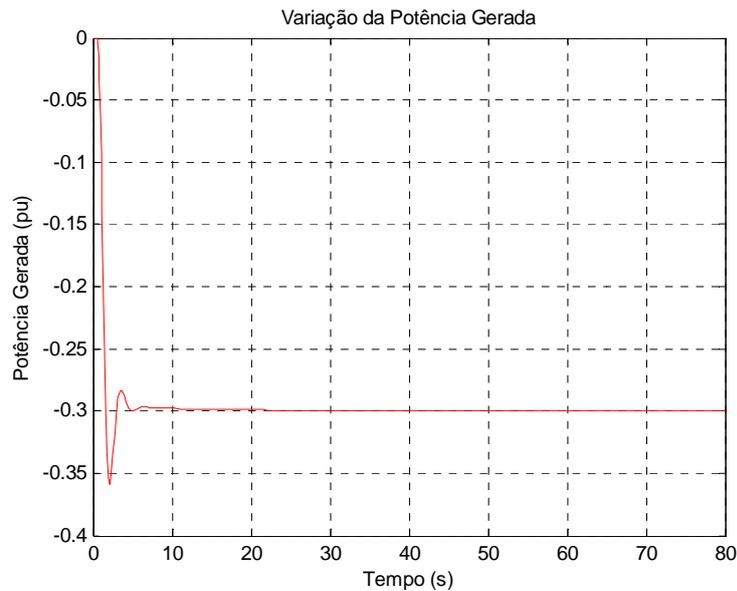


Figura 7.30 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 6

A potência gerada no caso 6 se reduz para atender o decréscimo de carga, atinge uma variação de -0,3584 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente a redução de carga.

7.2.2 Caso 7

A partir do sistema utilizado no item 7.1.2 é inserido o bloco de regulação secundária, conforme mostrado na figura 7.31. As constantes são as mesmas utilizadas no caso 2. O ganho do CAG (k) foi ajustado para 1,5.

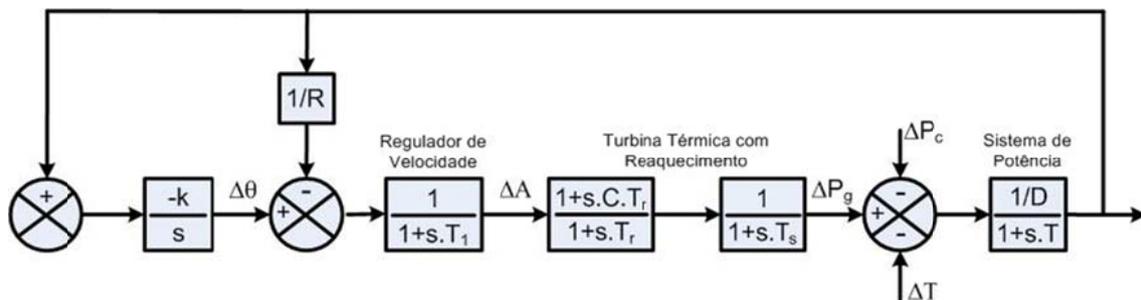


Figura 7.31 – Diagrama de blocos para o caso 7

A resposta da frequência e da potência gerada do sistema para um aumento de carga de 30% são mostradas nas figuras 7.32 e 7.33, respectivamente.

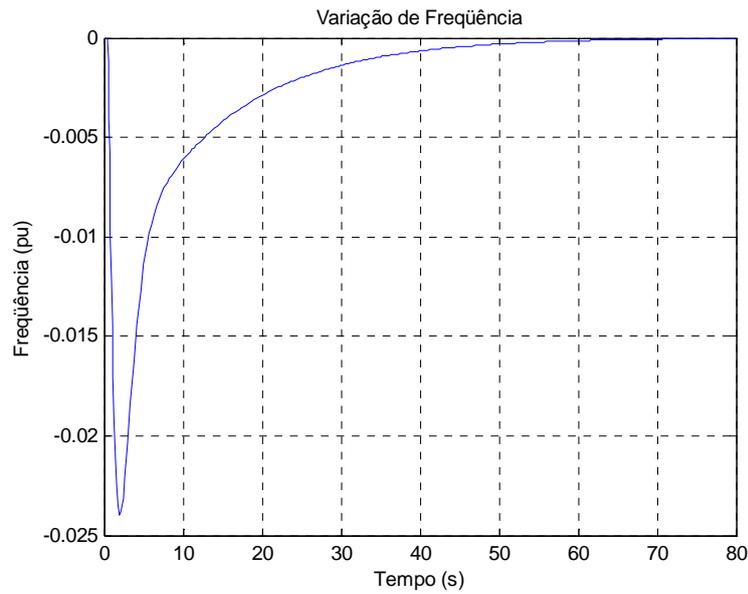


Figura 7.32 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 7

Com o aumento de carga para caso 7 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0239 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

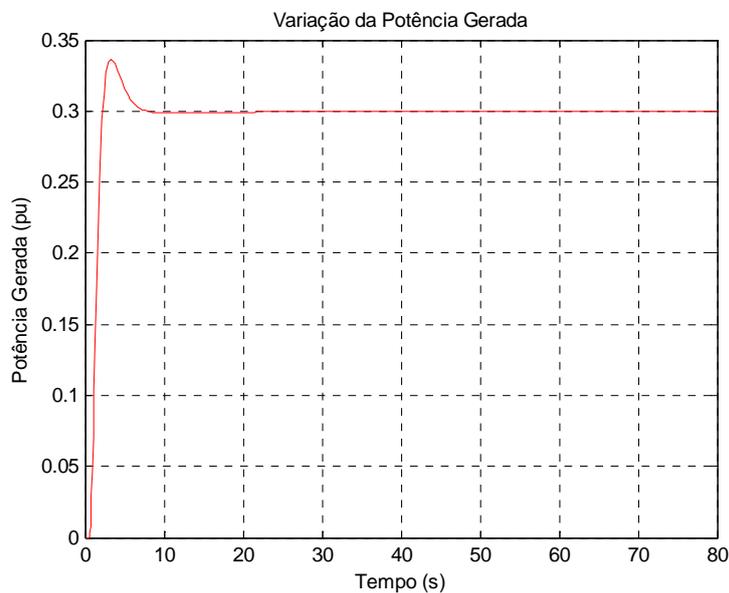


Figura 7.33 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 7

A potência gerada no caso 7 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge um valor máximo de 0,336 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente o aumento de carga.

Considerando que ocorre redução de carga de 30%, as respostas de frequência e de potência gerada do sistema, são mostradas nas figuras 7.34 e 7.35.

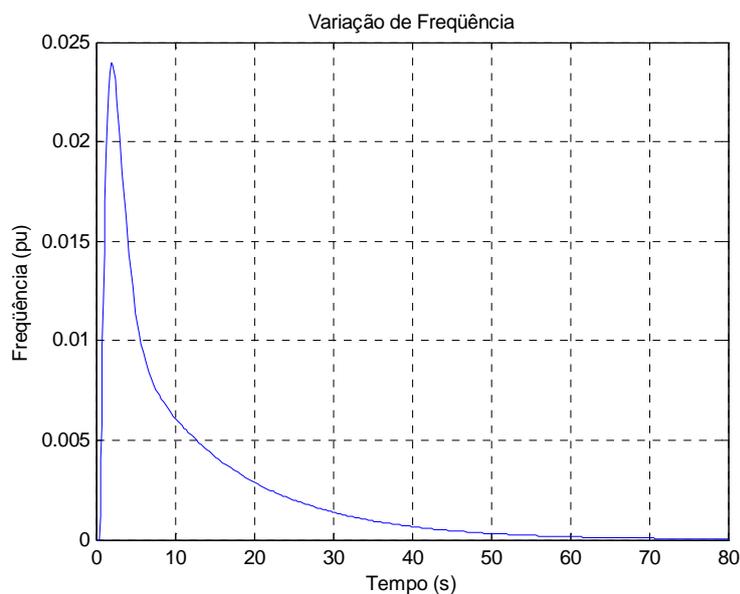


Figura 7.34 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 7

Com a redução da carga para caso 7 a frequência aumenta, atinge uma variação de 0,0239 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

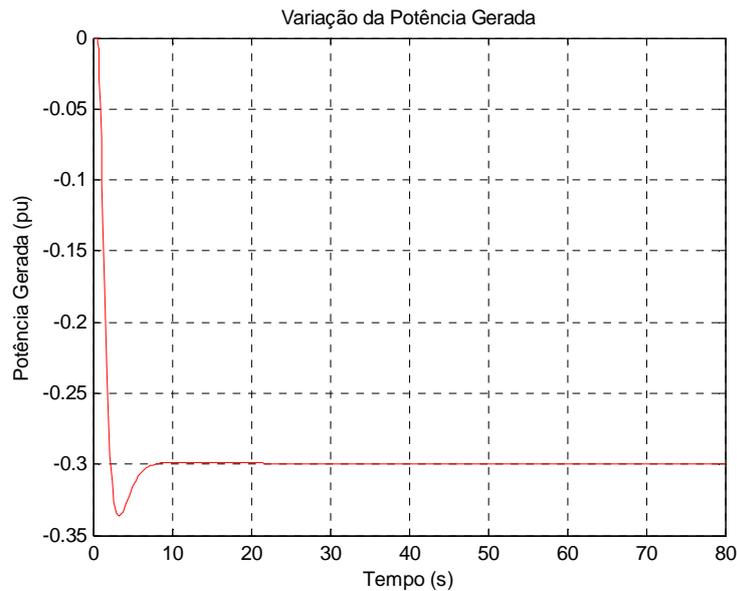


Figura 7.35 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 7

A potência gerada no caso 7 se reduz para atender a variação de carga, atinge uma variação de -0,336 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente a redução de carga.

7.2.3 Caso 8

Na figura 7.36 é mostrado o diagrama de blocos de uma turbina hidráulica com regulação secundária. Os valores das constantes utilizados foram mantidos iguais aos do caso 3. O ganho do CAG (k) foi ajustado para 1,5.

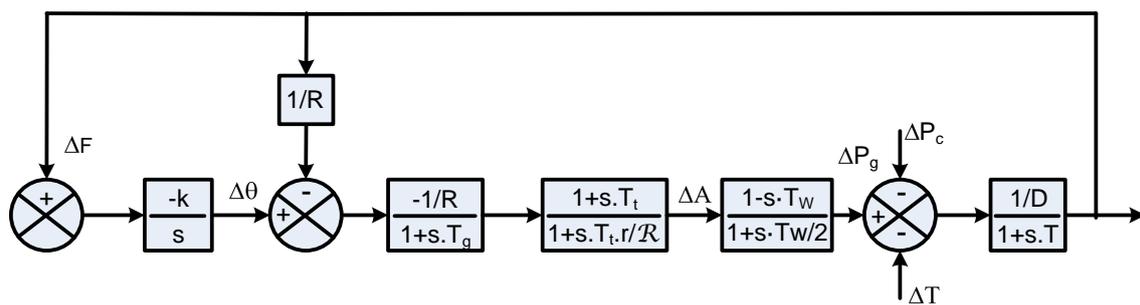


Figura 7.36 – Diagrama de blocos para o caso 8

O impacto do aumento de 30% na carga em relação à frequência é mostrado na figuras 7.37 e em relação à potência gerada é apresentado na figura 7.38.

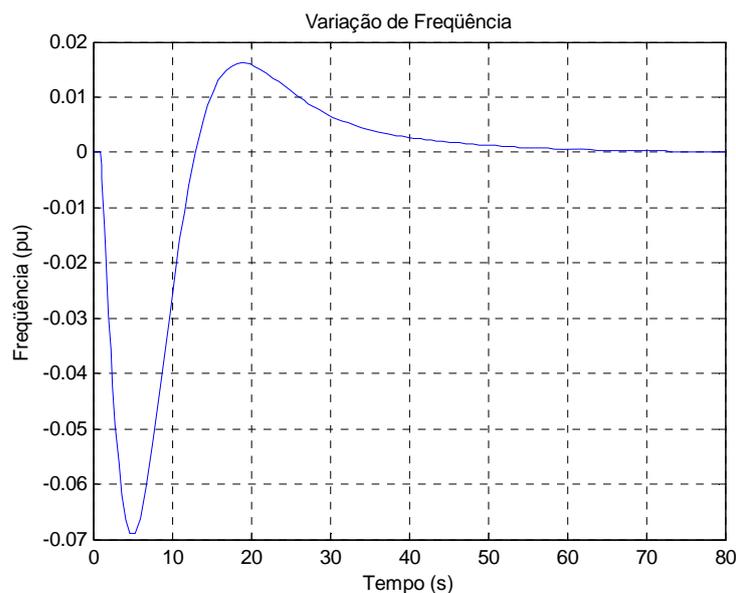


Figura 7.37 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 8

Com o aumento de carga para caso 8 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0690 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

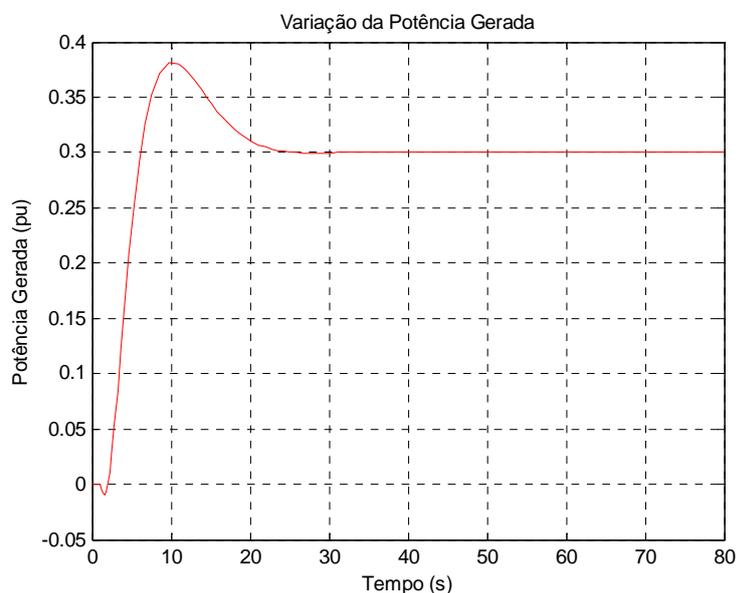


Figura 7.38 - Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 8

A potência gerada no caso 8 aumenta para atender o crescimento de carga, atinge um valor máximo de 0,3810 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente o aumento de carga.

O impacto da redução de 30% na carga em relação à frequência é mostrado na figuras 7.39 e em relação à potência gerada é apresentado na figura 7.40.

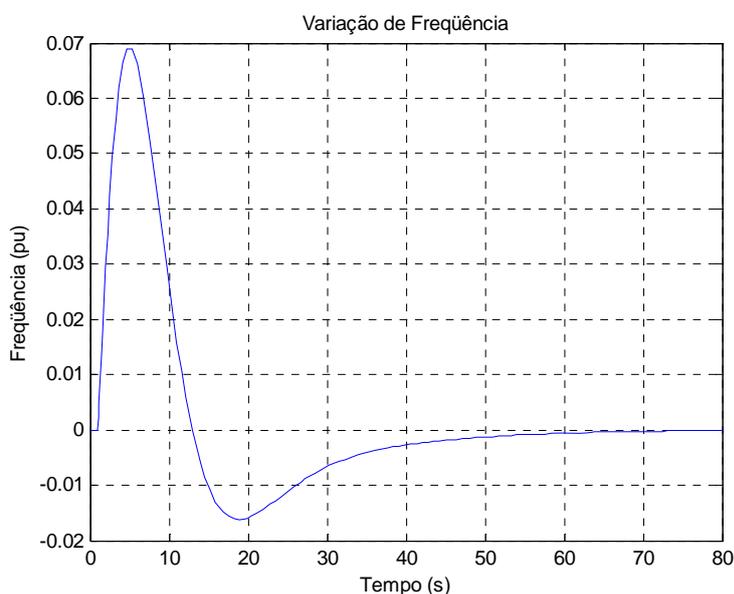


Figura 7.39 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 8

Com a redução da carga para caso 8 a frequência aumenta, atinge uma variação de -0,0690 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

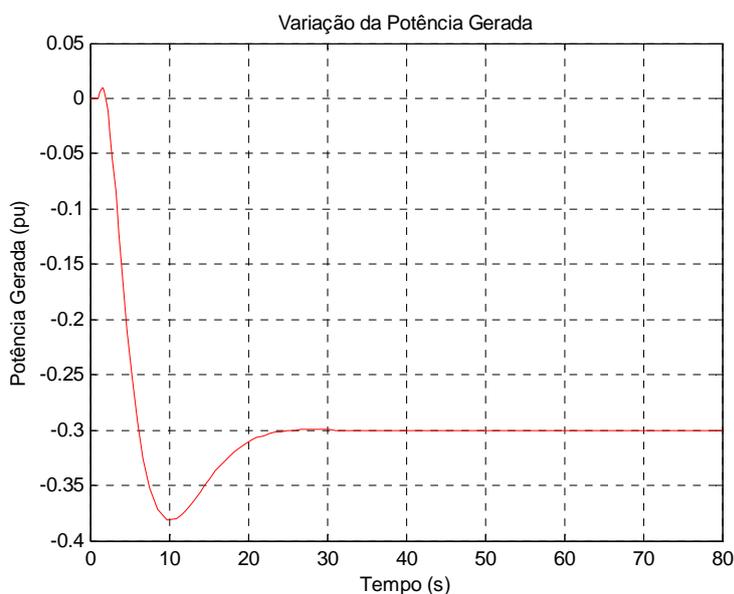


Figura 7.40 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 8

A potência gerada no caso 8 se reduz para atender o decréscimo de carga, atinge uma variação de -0,3810 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente a redução de carga.

7.2.4 Caso 9

O diagrama de blocos para uma área de controle com turbina a gás Heavy-Duty com regulação secundária é mostrado na figura 7.41. Os parâmetros e constantes utilizados são os mesmos do caso 4. O ganho do CAG (k) foi ajustado para 3.

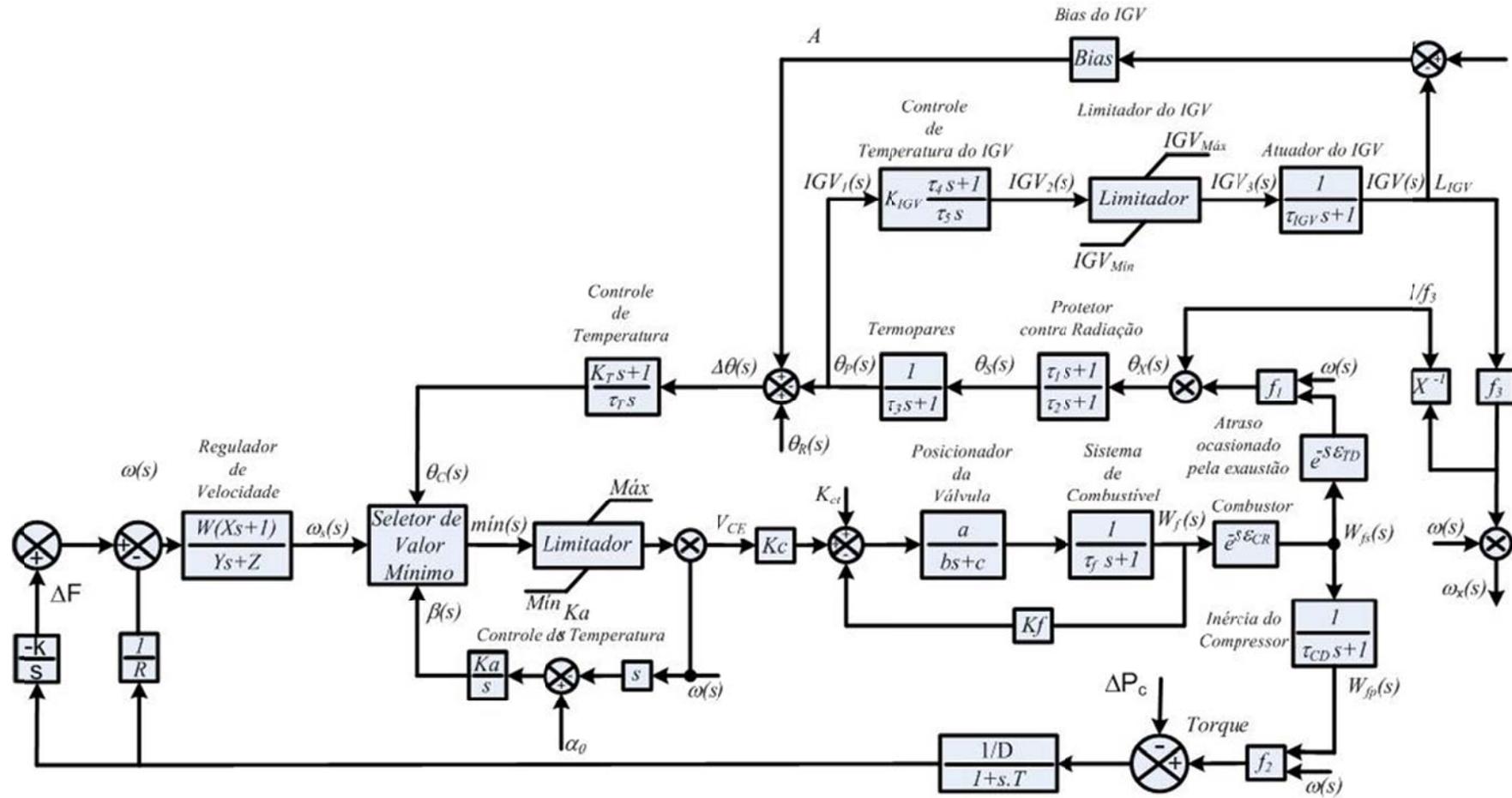


Figura 7.41 – Diagrama de blocos para o caso 9

Para um aumento de 20% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.42 e 7.43.

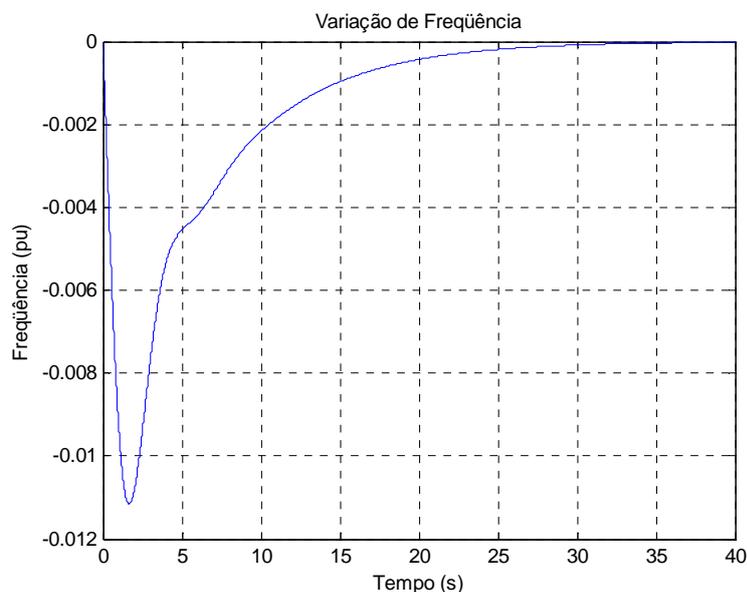


Figura 7.42 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 9

Com o aumento de carga para o caso 9 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,0112 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

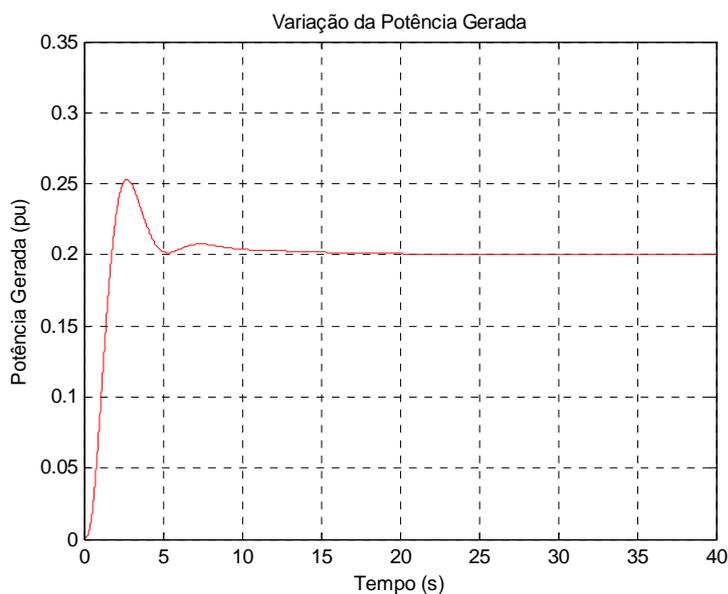


Figura 7.43 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 9

A potência gerada no caso 9 aumenta para atender a variação de carga, atinge uma variação de 0,2535 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente o aumento de carga.

Na ocorrência de uma redução de 20% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.44 e 7.45.

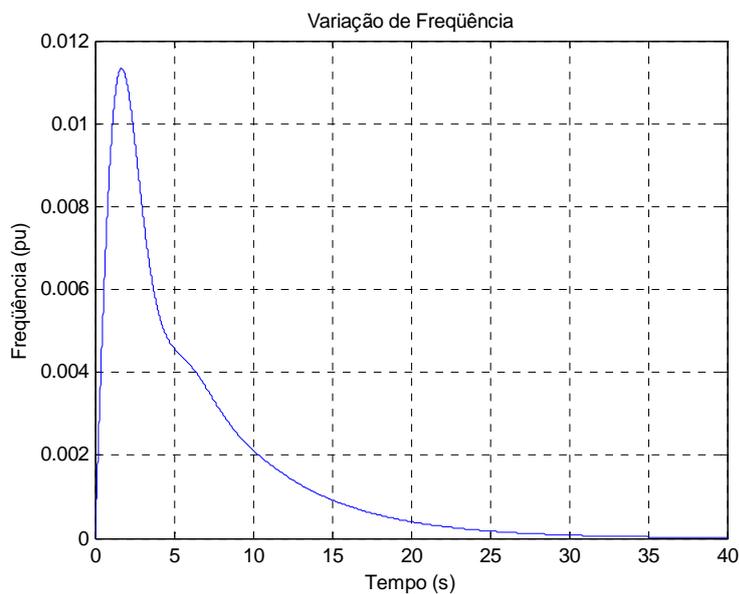


Figura 7.44 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 9

Com a redução da carga para caso 9 a frequência aumenta, atinge uma variação de 0,0113 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

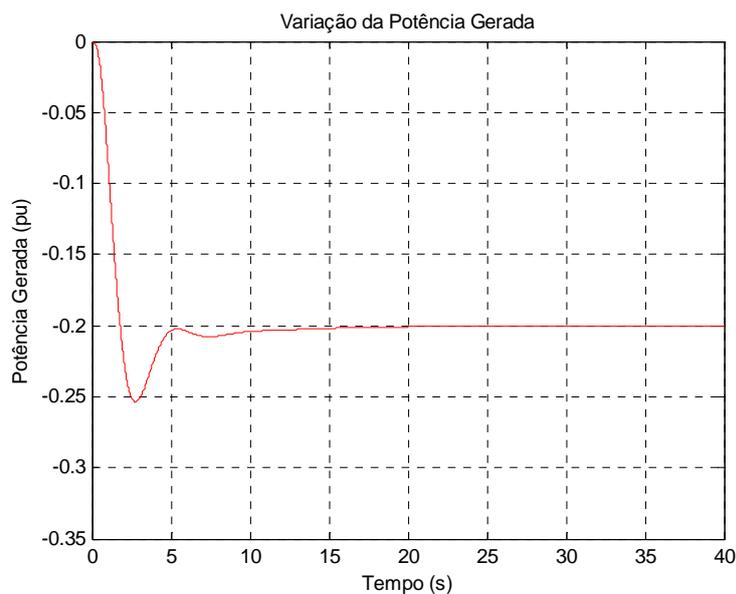


Figura 7.45 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 9

A potência gerada no caso 9 se reduz para atender o decréscimo de carga, atinge uma variação de -0,2535 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente a redução de carga.

7.2.5 Caso 10

O diagrama de blocos mostrado na figura 7.46 corresponde a uma turbina a gás Aeroderivativa Avançada com dois spools com regulação secundária. As constantes utilizadas são as mesmas do caso 5, o valor para a constante de tempo da turbina aeroderivativa avançada (ζ_{G4}) é 2,0 s.

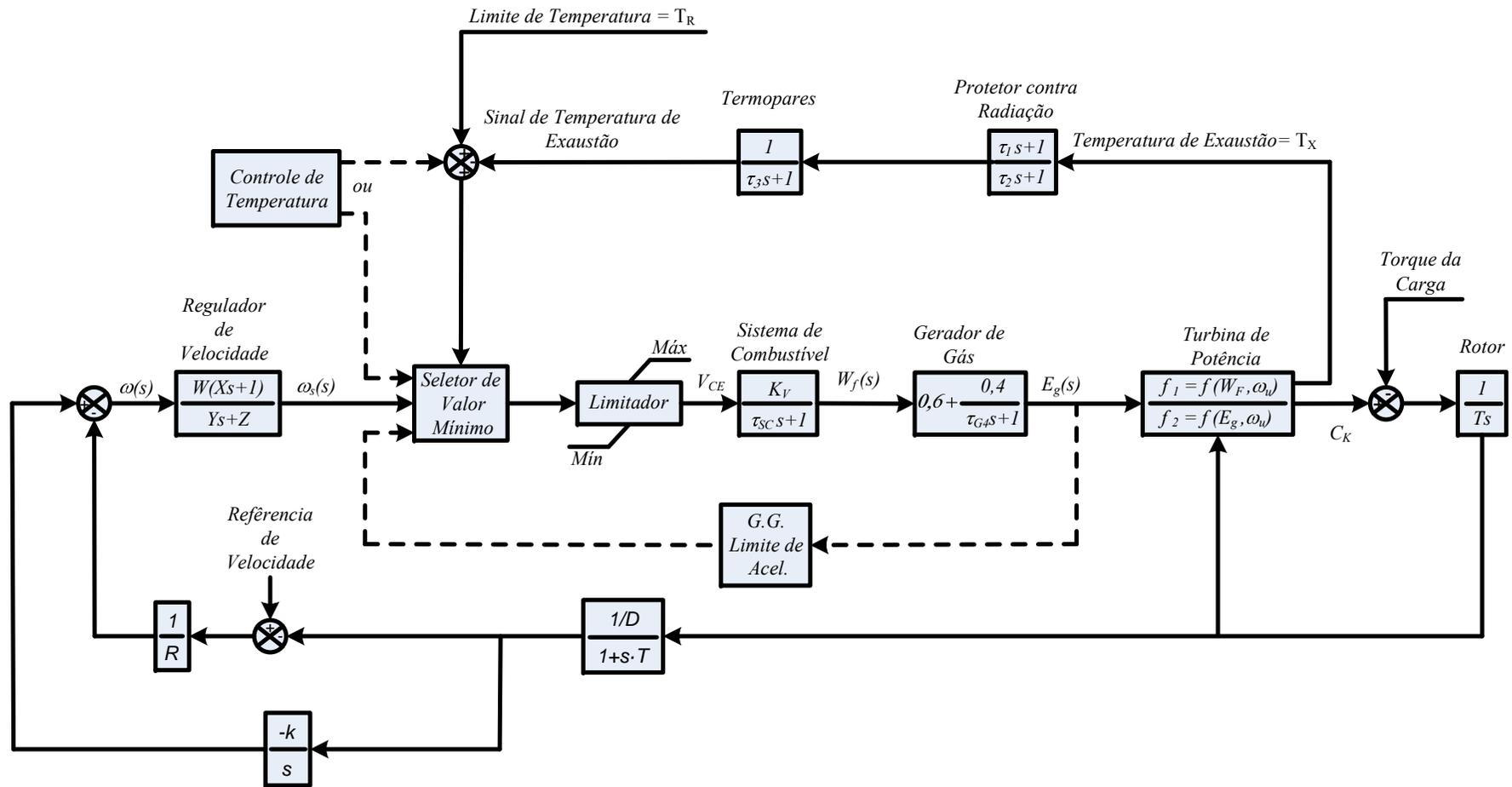


Figura 7.46 – Diagrama de Blocos para o Caso 10

Na ocorrência de um aumento de 10% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.47 e 7.48.

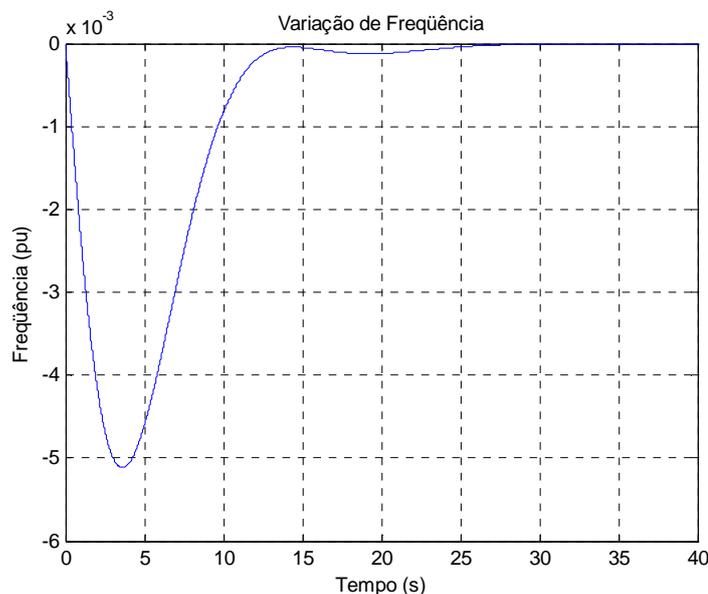


Figura 7.47 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga para o caso 10

Com o aumento de carga para caso 10 a frequência se reduz, atinge uma variação de -0,005 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

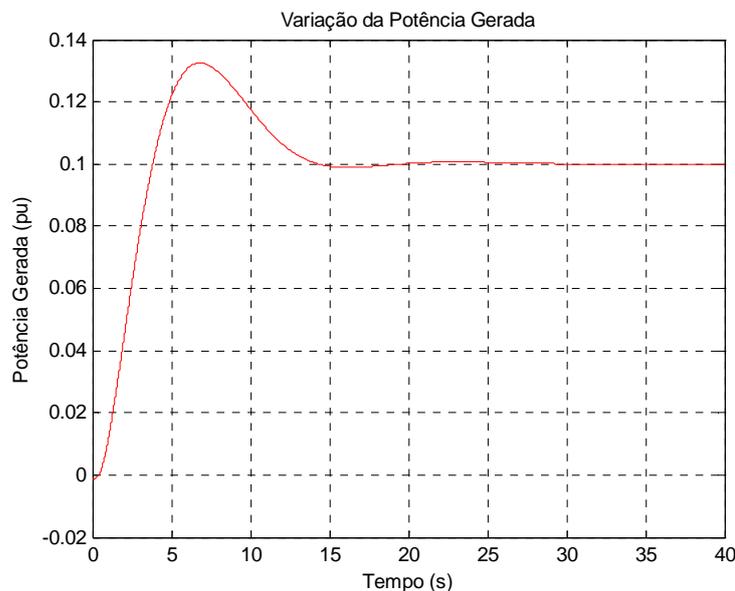


Figura 7.48 – Potência gerada em função do tempo para aumento da carga para o caso 10

A potência gerada no caso 10 aumenta para atender a variação de carga, atinge uma variação de 0,1315 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente o aumento de carga.

Na ocorrência de uma redução de 10% da carga nesta área isolada, as variações de frequência e de potência gerada são mostradas nas figuras 7.49 e 7.50.

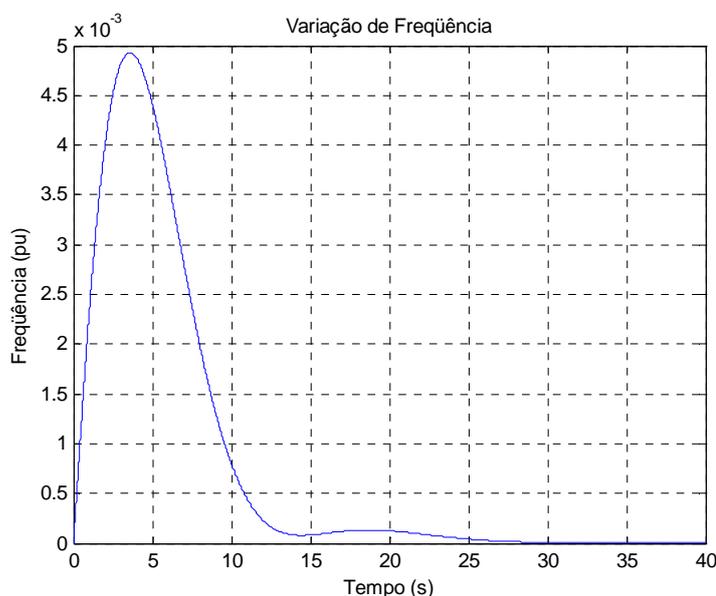


Figura 7.49 – Frequência do sistema em função do tempo para redução da carga para o caso 10

Com a redução da carga para caso 10 a frequência aumenta, atinge uma variação de 0,005 pu, e com a presença da regulação secundária, a variação de frequência neste sistema em regime permanente retorna a zero.

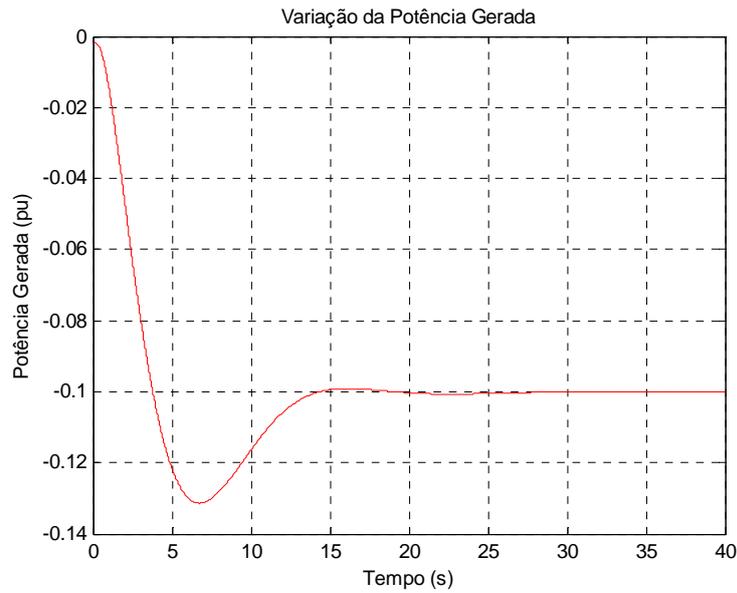


Figura 7.50 – Potência gerada em função do tempo para redução da carga para o caso 10

A potência gerada no caso 10 se reduz para atender a redução de carga, atinge uma variação de -0,1315 pu, e com a presença da regulação secundária, este sistema em regime permanente atende plenamente a redução de carga.

7.3 Sistema Interligado com Duas Áreas de Controle

Neste item são analisadas duas áreas de controle interligadas considerando os vários tipos de turbinas apresentados com regulação secundária, e em alguns casos somente a regulação primária. É mostrado um caso onde uma das áreas de controle possui mais de uma unidade geradora. Somente são analisados aumentos de carga a partir deste item.

7.3.1 Caso 11

Para duas turbinas hidráulicas com regulação secundária interligadas, tem-se o diagrama de blocos mostrado na figura 7.51. Os valores das constantes dos sistemas de potência, reguladores e turbinas são os mesmos utilizados na simulação do caso 8. Os ganhos dos CAGs foram ajustados para 0,125, os Bias das duas áreas (B_1 e B_2) foram considerados iguais a 20 e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2.

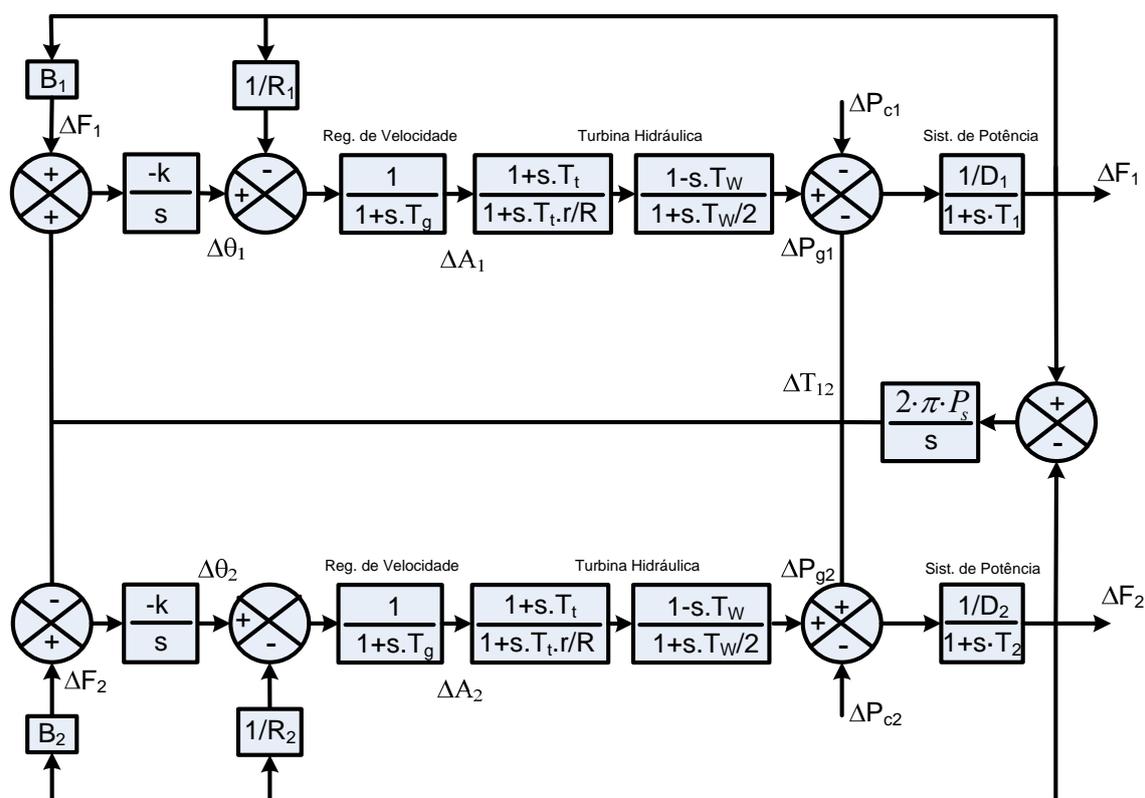


Figura 7.51 – Diagrama de blocos para o caso 11

O impacto do aumento de 30% na carga da área 1 em relação à frequência é mostrado na figura 7.52, e em relação à potência gerada é apresentado na figura 7.53. Já a variação no intercâmbio entre as duas áreas é mostrada na figura 7.54.

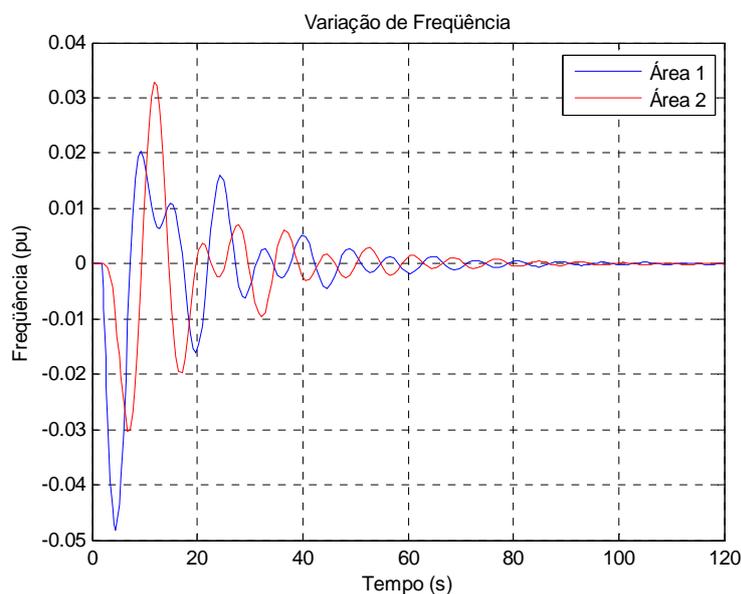


Figura 7.52 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11

O aumento de carga em uma das áreas provoca oscilações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,0481 pu na área 1 e a 0,0328 pu na área 2. Os sistemas retornam a operar em regime permanente em suas frequências antes do impacto.

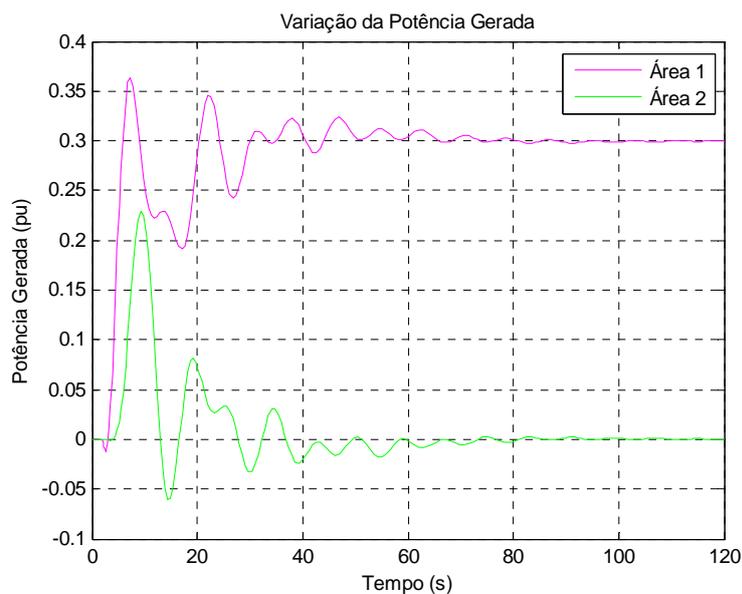


Figura 7.53 – Potência gerada do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11

Ocorre aumento da geração da área 1 para atender o crescimento da carga, a área 2 auxilia gerando potência até que a área 1 consiga despachar em regime permanente o montante necessário para atender o aumento de carga.

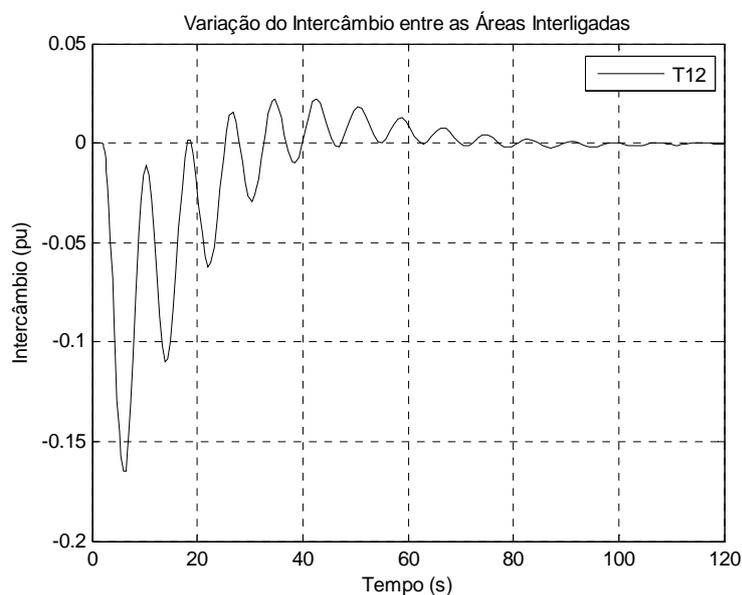


Figura 7.54 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 1 para o caso 11

Ocorre intercâmbio entre as áreas, sendo que a área 2 fornece potência para a área 1 até que esta tenha condições de atender plenamente o aumento da carga.

7.3.4 Caso 12

O diagrama de blocos mostrado na figura 7.55 é formado por uma turbina térmica sem reaquecimento interligada a uma turbina térmica com reaquecimento, ambas com regulação secundária. Os valores das constantes dos sistemas de potência, reguladores e turbinas são os mesmos utilizados nas simulações dos casos 6 e 7. Os ganhos dos CAGs foram ajustados para 0,75, os Bias das duas áreas (B_1 e B_2) foram considerados iguais a 20 e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2.

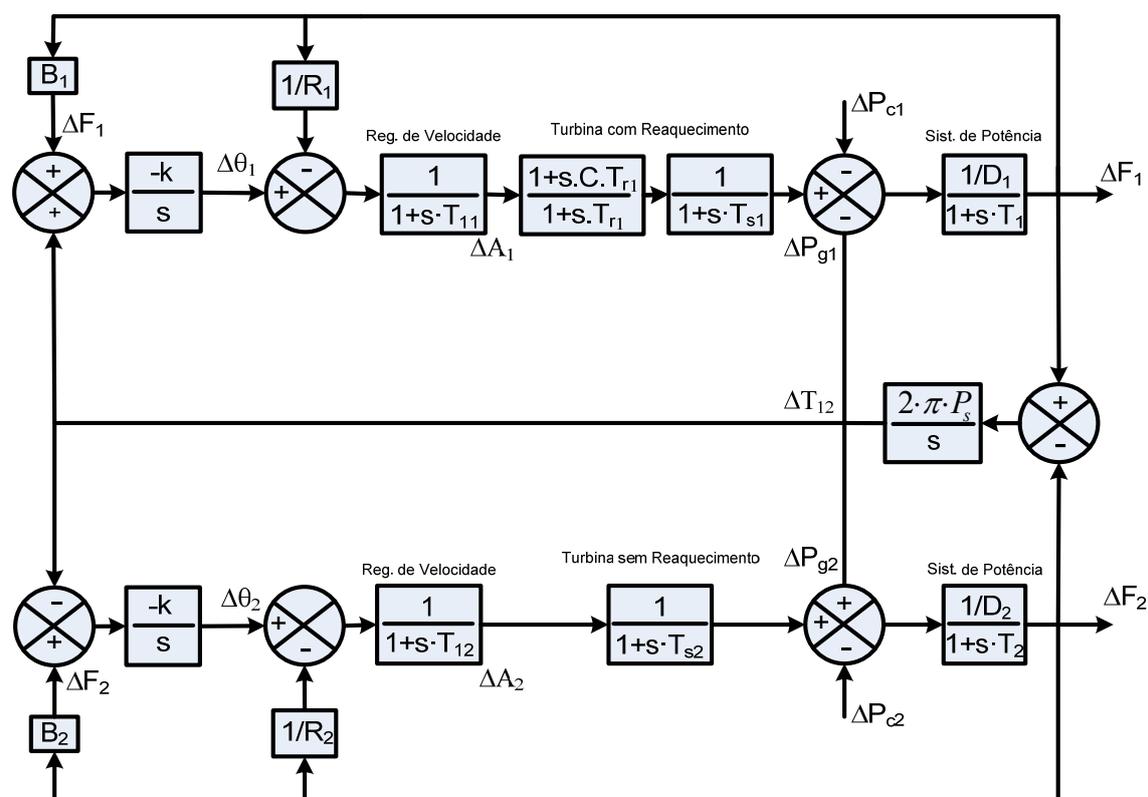


Figura 7.55 – Diagrama de blocos para o caso 12

Considerando que ocorrem aumentos de carga de 20% na área 1 e 10% na área 2, as figuras 7.56, 7.57 e 7.58 mostram a resposta da frequência, potência gerada e intercâmbio entre estas áreas.

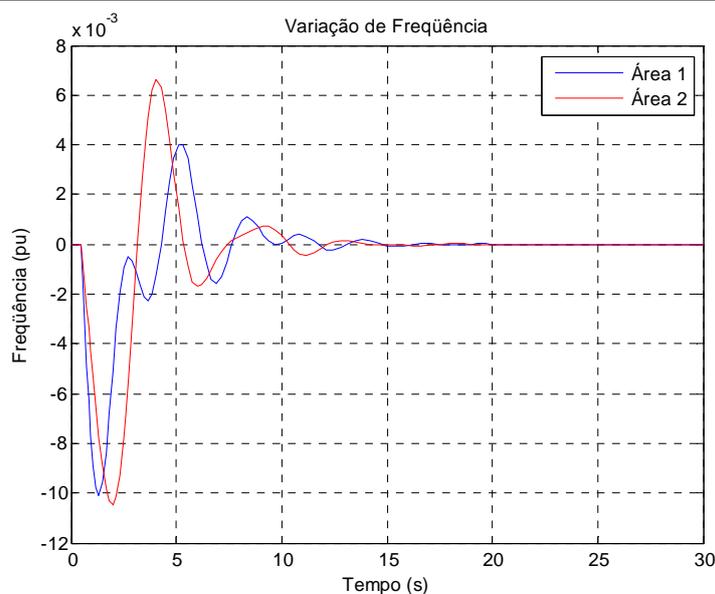


Figura 7.56 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 12

O aumento das cargas nas das áreas provoca oscilações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,0100 pu na área 1 e a 0,0104 pu na área 2. Os sistemas retornam a operar em regime permanente em suas frequências antes do impacto.

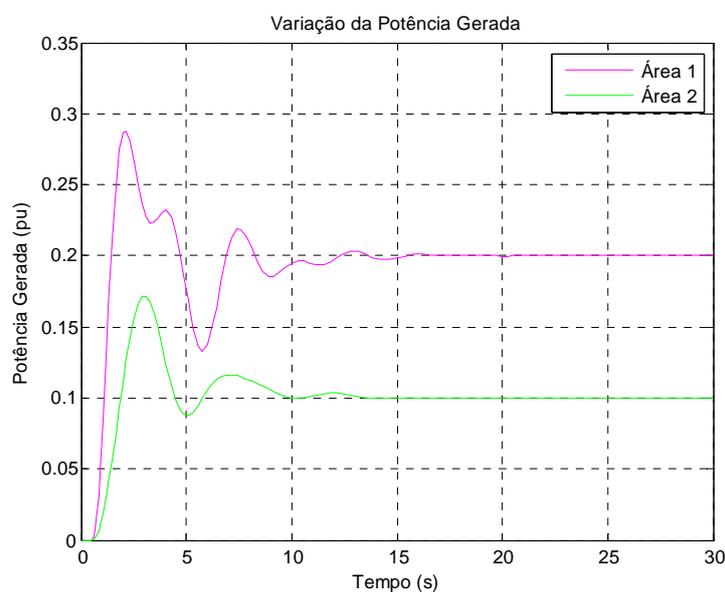


Figura 7.57 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 12

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de 0,2880 na área 1 e de 0,1716 na área 2 e estabelecem em regime permanente um valor correspondente ao aumento da carga em cada área.

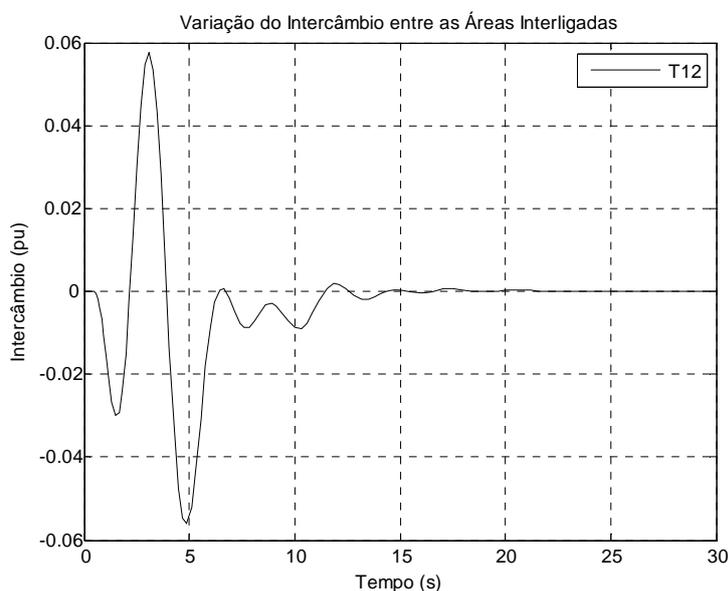


Figura 7.58 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento das cargas para o caso 12

Enquanto cada uma das áreas não gera a potência necessária para atender o crescimento das cargas, ocorre intercâmbio entre as áreas.

7.3.5 Caso 13

Considerando que uma turbina térmica sem reaquecimento, sem regulação secundária, esteja interligada a uma turbina térmica com reaquecimento, com regulação secundária, tem-se a configuração dos diagramas de blocos mostrada na figura 7.59. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos do caso 12. O bias da área 2 foi ajustado para 50 e o coeficiente de potência sincronizante é igual a 4.

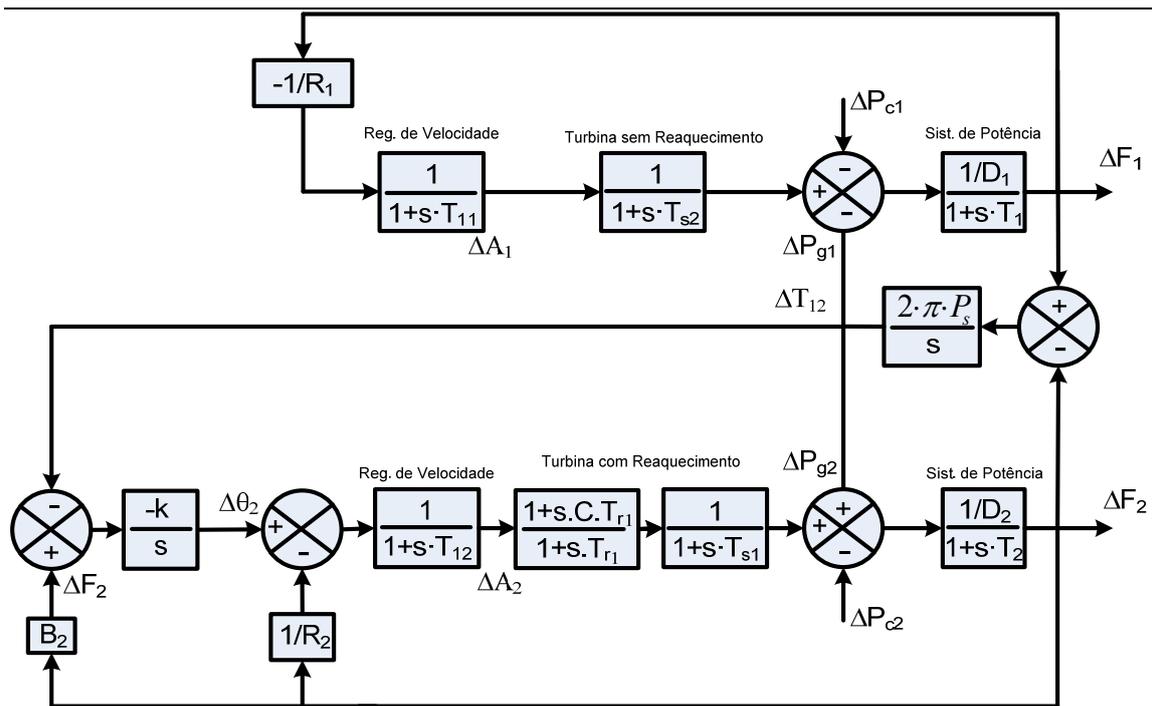


Figura 7.59 – Diagrama de blocos para o caso 13

Como no item anterior, foi considerada a ocorrência de aumentos de carga de 20% na área 1 e 10% na área 2. As figuras 7.60, 7.61 e 7.62 mostram a resposta da frequência, potência gerada e intercâmbio entre estas áreas, respectivamente.

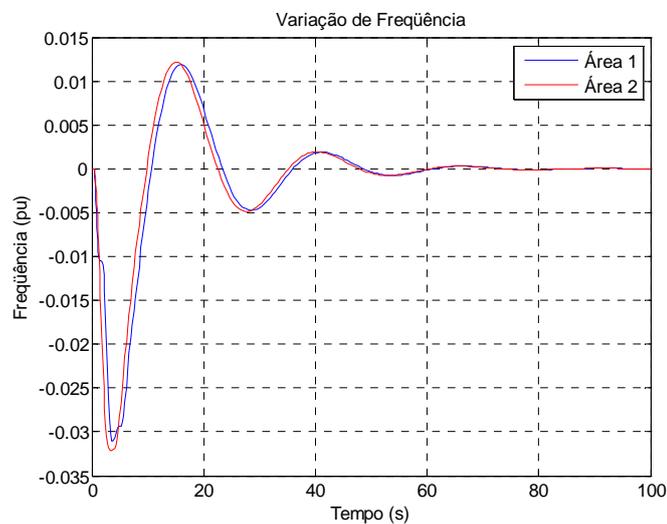


Figura 7.60 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13

O aumento das cargas em ambas as áreas, provoca alterações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,0311 pu na área 1 e a -0,0321 pu na área 2. A regulação secundária presente na área 2 assume o controle da

variação de frequência dos sistemas interligados e auxilia a área 1, somente com regulação própria, a anular a variação de sua frequência.

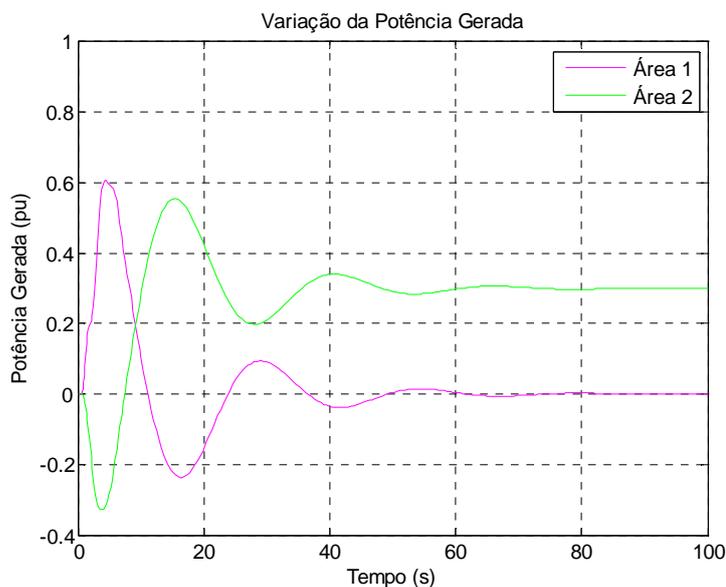


Figura 7.61 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13

Ocorrem variações nas potências geradas de cada área, sendo que após o impacto estas sofrem variações de suas gerações que chegam a 0,6079 pu na área 1 e -0,5540 pu na área 2.

Como na área 2 está presente a regulação secundária, esta assume o aumento na potência gerada, e atende as novas demandas de carga após o retorno ao regime permanente de operação em ambas as áreas, e por consequência a variação de geração na área 1 se anula.

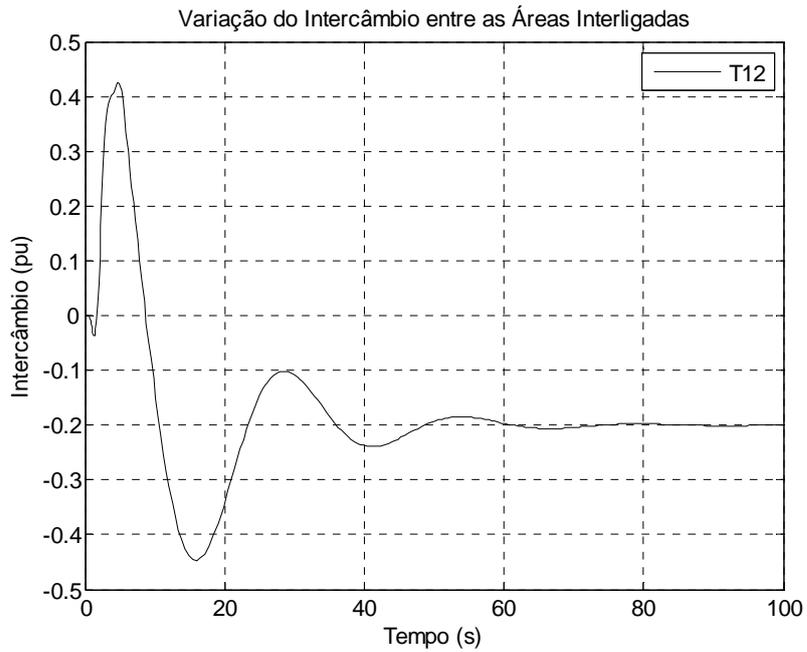


Figura 7.62 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 13

Após estes sistemas interligados entrarem em regime permanente de operação, se estabelece intercâmbio constante entre a área 2 e a área 1.

7.3.6 Caso 14

Neste caso tem-se uma área com geração hidráulica interligada a uma com geração térmica com reaquecimento, ambas com regulação secundária. Para esta configuração, tem-se o diagrama de blocos mostrado na figura 7.63. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 7 e 8. Os ganhos dos CAGs foram ajustados para 0,75, os Bias das duas áreas (B_1 e B_2) foram considerados iguais a 10 e o coeficiente de potência sincronizante igual a 4.

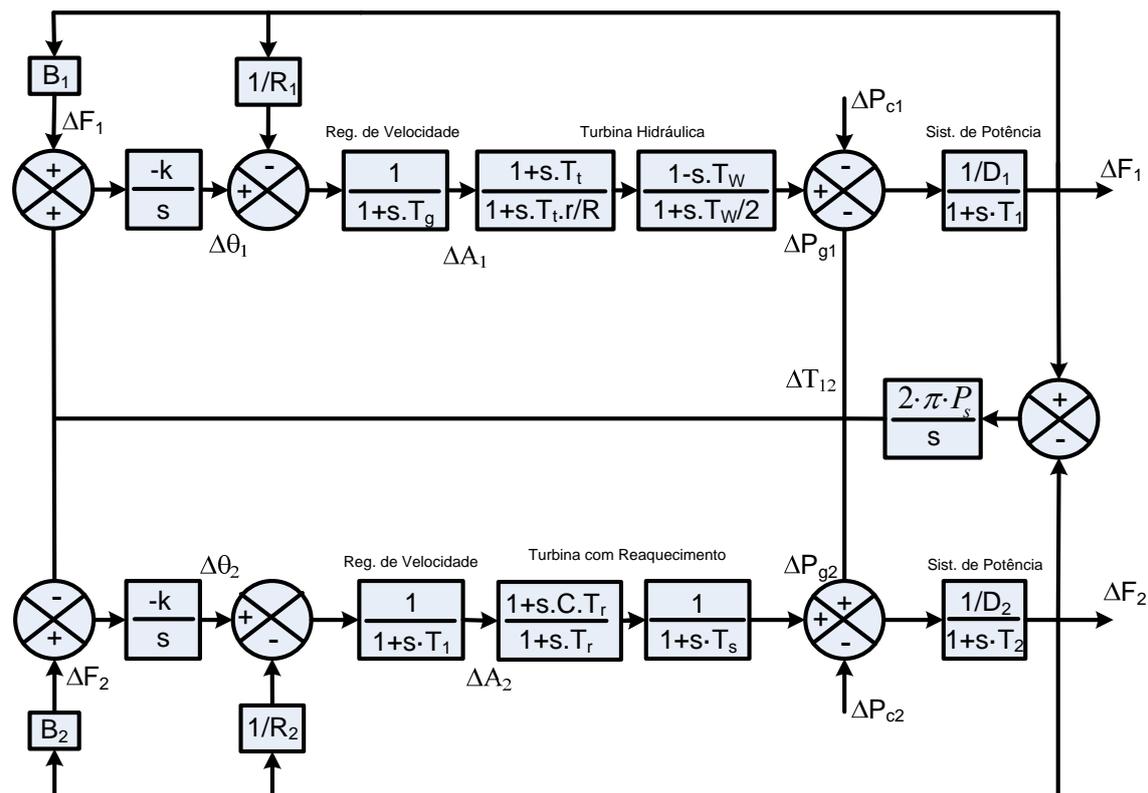


Figura 7.63 – Diagrama de blocos para o caso 14

Para este caso, será considerado que ocorrem aumentos das cargas das duas áreas de 30%. As figuras 7.64, 7.65 e 7.66 mostram a resposta da frequência, potência gerada e intercâmbio entre estas áreas, respectivamente.

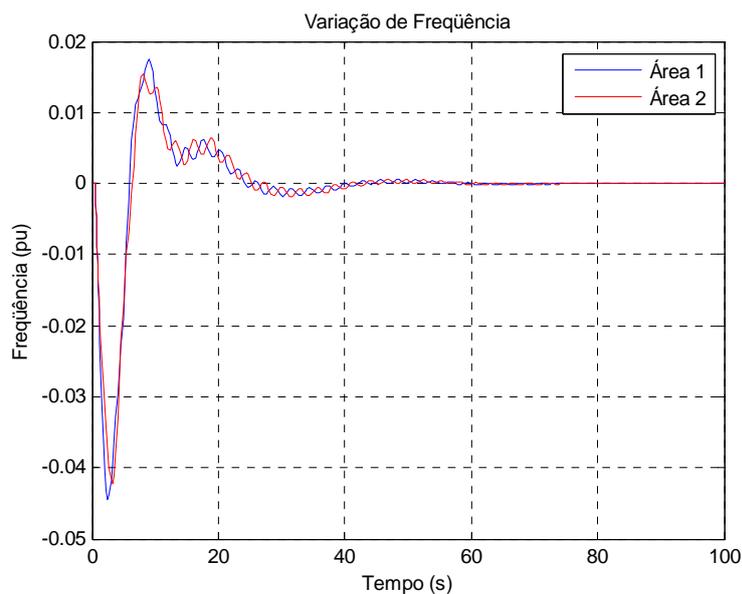


Figura 7.64 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14

O aumento das cargas nas duas áreas provoca oscilações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir valores máximos de -0,0444 pu na área 1 e -0,0422 pu na área 2. Após retornarem ao regime permanente a variação de frequência se anula.

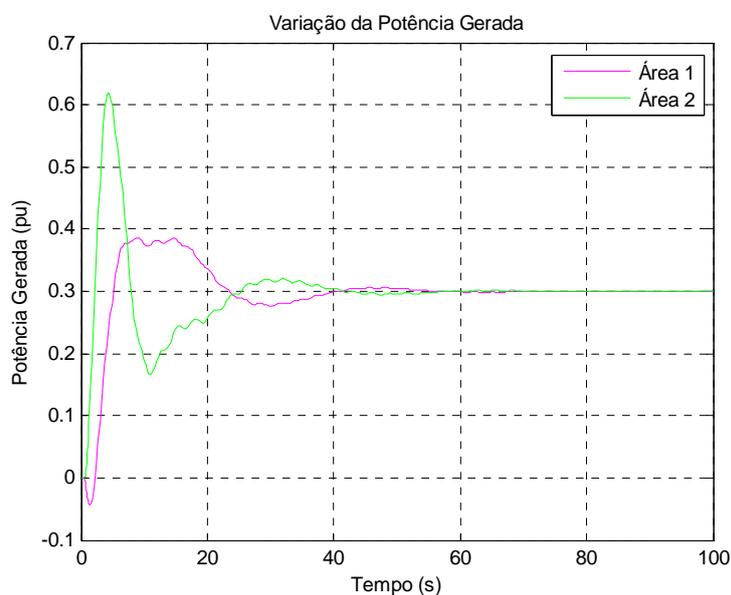


Figura 7.65 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14

Ocorrem variações nas potências geradas de cada área, após o impacto estas sofrem variações de suas gerações que chegam a 0,3867 pu na área 1 e 0,6201 pu na área 2.

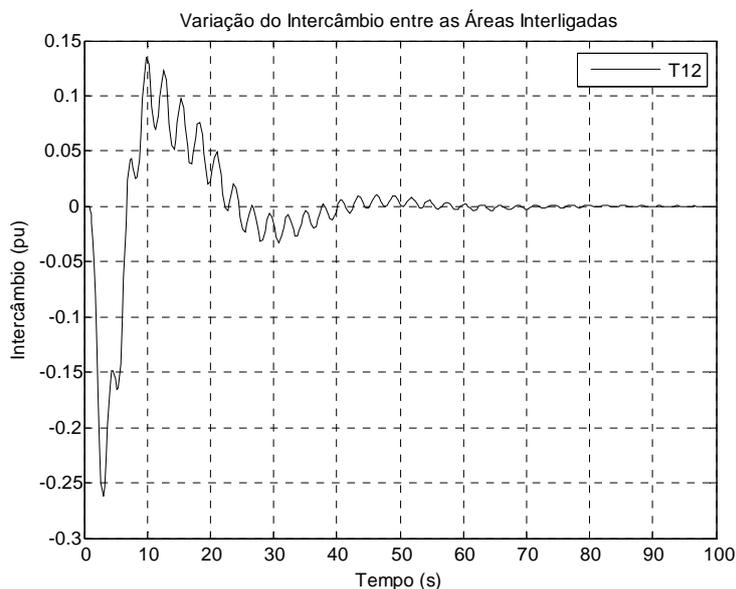


Figura 7.66 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 14

Enquanto cada uma das áreas não gera potência necessária para atender o crescimento das cargas, ocorre intercâmbio involuntário entre as mesmas.

7.3.7 Caso 15

Neste caso tem-se uma área com geração térmica sem reaquecimento, com regulação secundária, interligada a uma com geração a gás Heavy-Duty, somente com sua regulação primária. Para esta configuração, tem-se o diagrama de blocos mostrado na figura 7.67. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 4 e 7. O Bias foi ajustado para 20 e o coeficiente de potência sincronizante para 2.

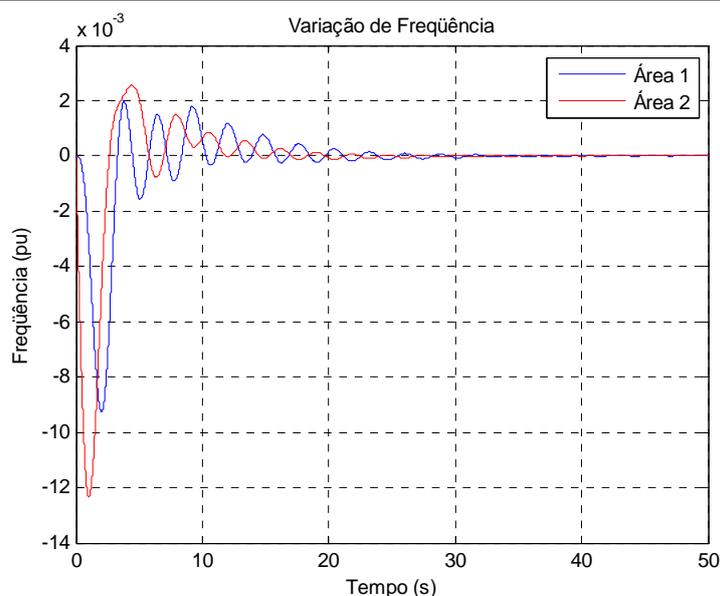


Figura 7.68 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15

A oscilação de frequência nestes sistemas atinge variação de -0,0093 pu na área 1 e a -0,0123 pu na área 2. Os sistemas retornam a operar em regime permanente em suas frequências antes do impacto. A regulação secundária presente na área 2 assume o controle da variação de frequência dos sistemas interligados e auxilia a área 1, somente com regulação própria, a retornar a operar em regime permanente até que a variação de sua frequência seja nula.

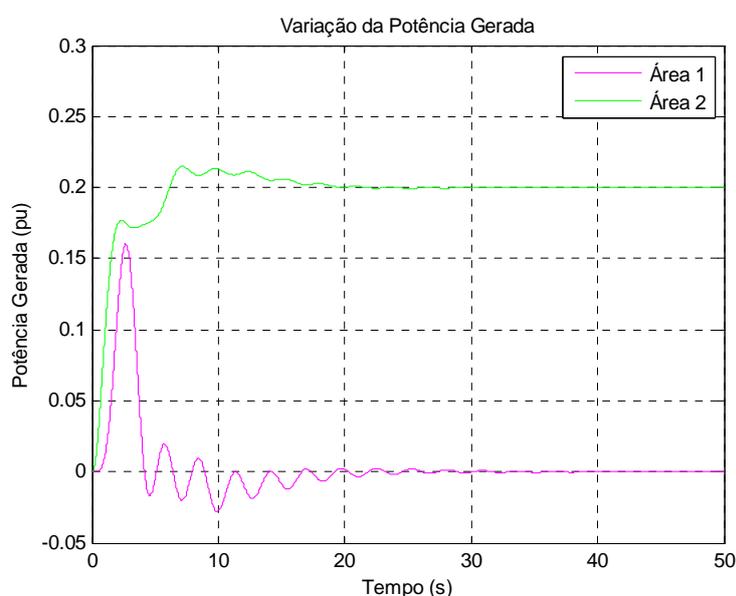


Figura 7.69 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender o aumento da carga na área 2, as variações atingem 0,1605 na área 1 e 0,2148 na área 2.

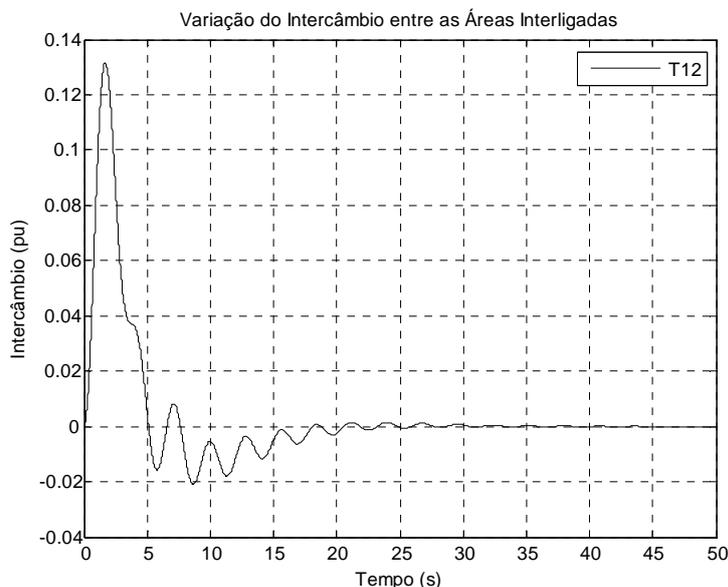


Figura 7.70 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 15

Neste caso a área 1 fornece potência para a área 2 atender o aumento de carga logo após a ocorrência deste, a partir do instante em que a área 2 gera potência suficiente para suprir esta nova demanda, este intercâmbio vai se reduzindo até se anular.

7.3.8 Caso 16

Neste caso tem-se uma área com geração hidráulica interligada a uma com geração a gás aeroderivativa avançada com dois spools, ambas com regulação secundária. Para esta configuração, tem-se o diagrama de blocos mostrado na figura 7.71. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 8 e 10. Os ganhos dos CAGs foram ajustados para 0,5 para as duas áreas, e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2.

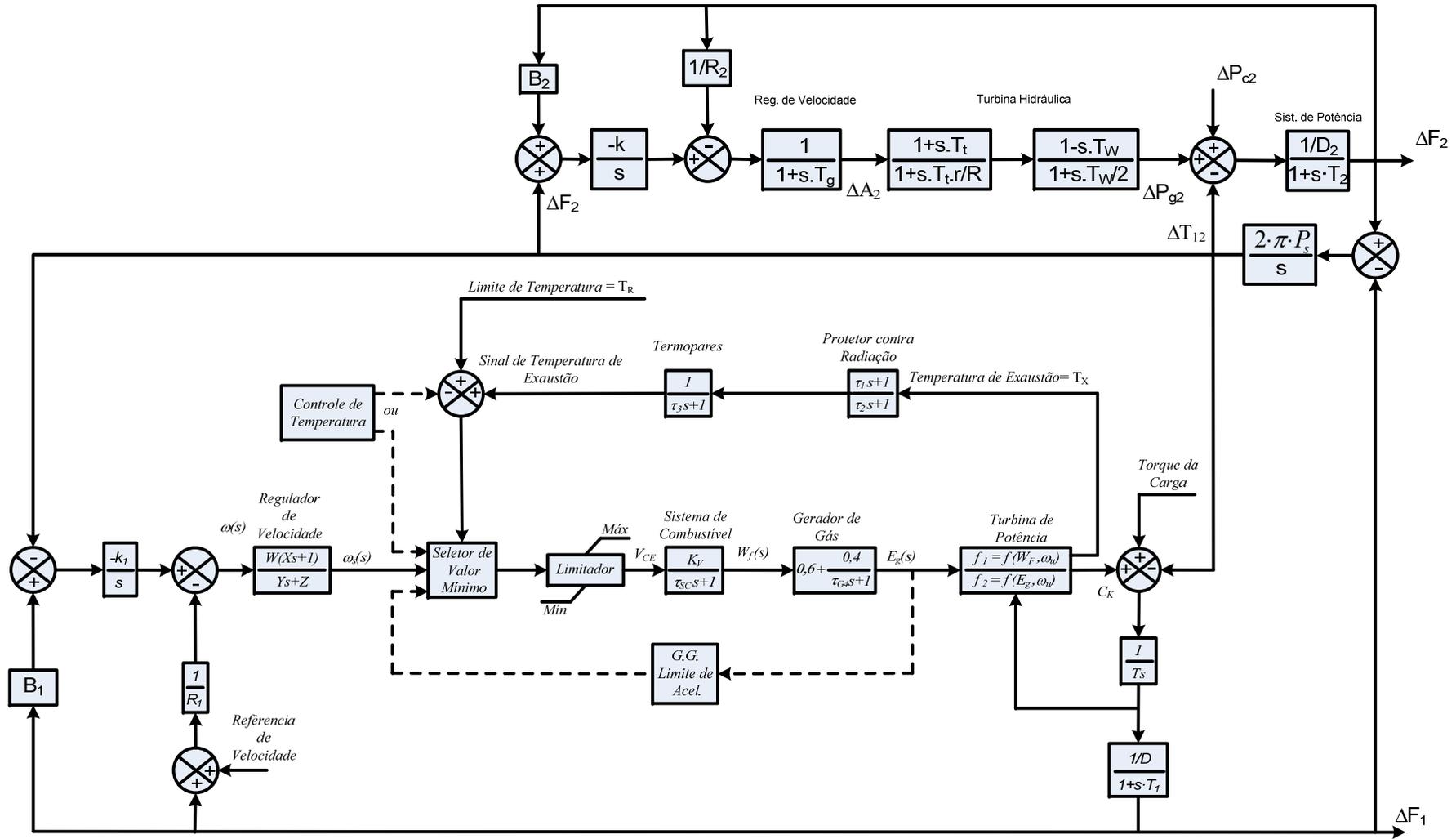


Figura 7.71 - Diagrama de blocos para o caso 16

No caso é considerada a ocorrência de aumento de carga de 10% na área 1 e 20% na área 2. As figuras 7.68, 7.69 e 7.70 mostram a resposta da frequência, potência gerada e intercâmbio entre estas áreas, respectivamente.

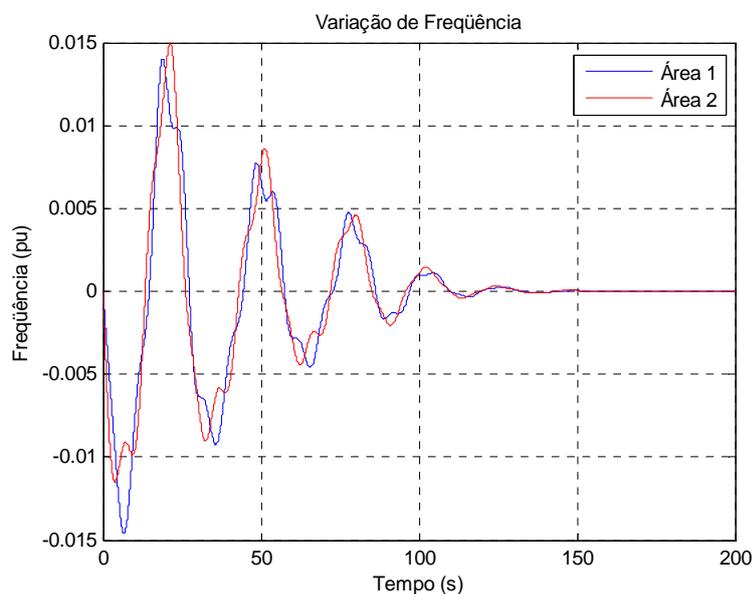


Figura 7.72 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16

O aumento das cargas provoca oscilações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir valores mínimos de -0,0146 pu na área 1 e -0,0115 pu na área 2. Os sistemas retornam a operar em regime permanente em suas frequências antes do impacto.

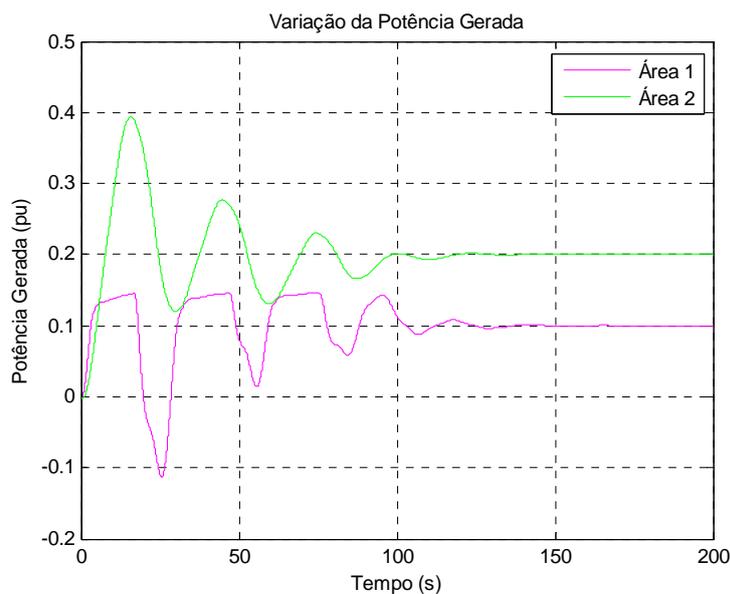


Figura 7.73 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas nas duas áreas, sendo que estas apresentam respostas de acordo com seu tipo de geração e estabelecem em regime permanente um valor correspondente ao aumento da carga em cada área.

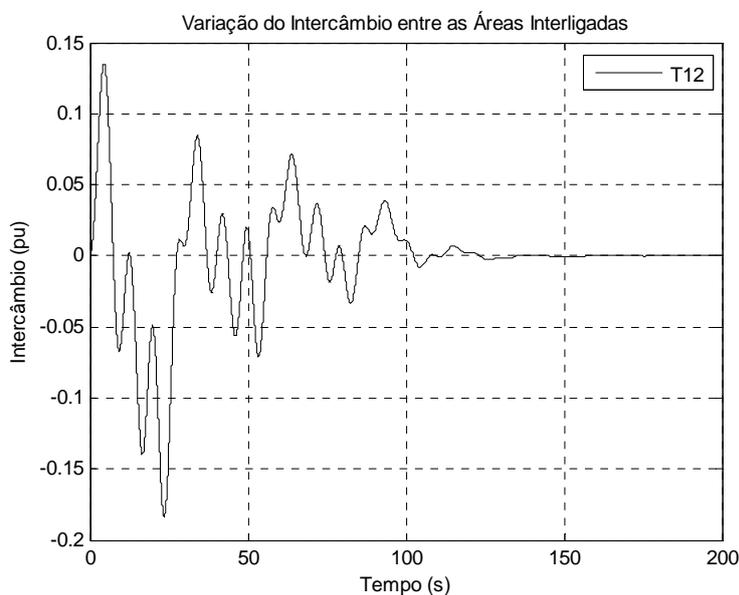


Figura 7.74 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga na área 2 para o caso 16

Enquanto cada uma das áreas não gera potência necessária para atender o crescimento das cargas, ocorre intercâmbio entre as áreas.

7.4 Sistema Interligado com Duas Áreas de Controle e Diferentes Tipos de Geração em cada Área.

7.4.1 Caso 17

Pode-se encontrar mais de um tipo de unidade geradora em uma única área de controle. Para este caso é considerado que uma das áreas possui geração térmica com reaquecimento (Geração 1) e hidráulica (Geração 2) e está interligada a outra com somente geração hidráulica com regulação secundária em ambas. O diagrama de blocos para este caso é mostrado na figura 7.75. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 2 e 3. Os ganhos dos CAGs foram ajustados em 0,075 para as duas áreas, os Bias em 20 pu e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2 pu. A Geração 1 participa com 60% e a Geração 2 participa com 40% da potência total gerada pela área 1.

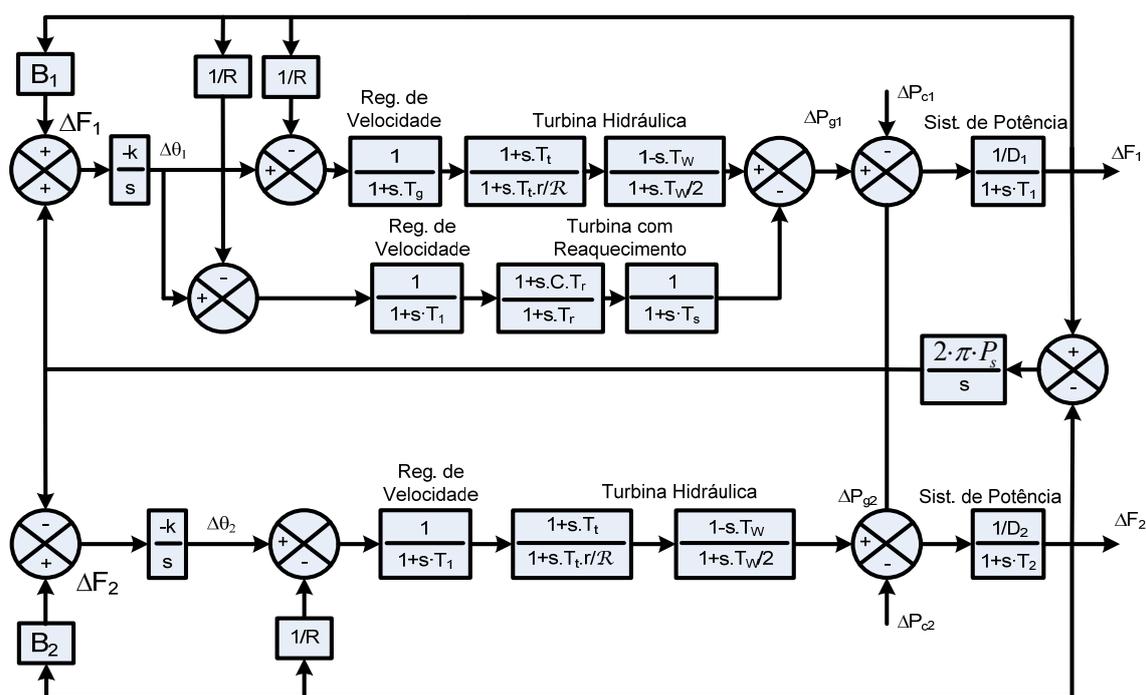


Figura 7.75 – Diagrama de blocos para o caso 17

Ocorrendo aumentos das cargas de 30% para a área 1 e 20% para a área 2, a resposta em relação à frequência é mostrada na figura 7.76, a potência gerada pelas duas áreas na figura 7.77, a repartição de potência em cada unidade geradora presente na área

1 na figura 7.78 mostram a resposta da frequência, potência gerada e intercâmbio entre estas áreas para este caso.

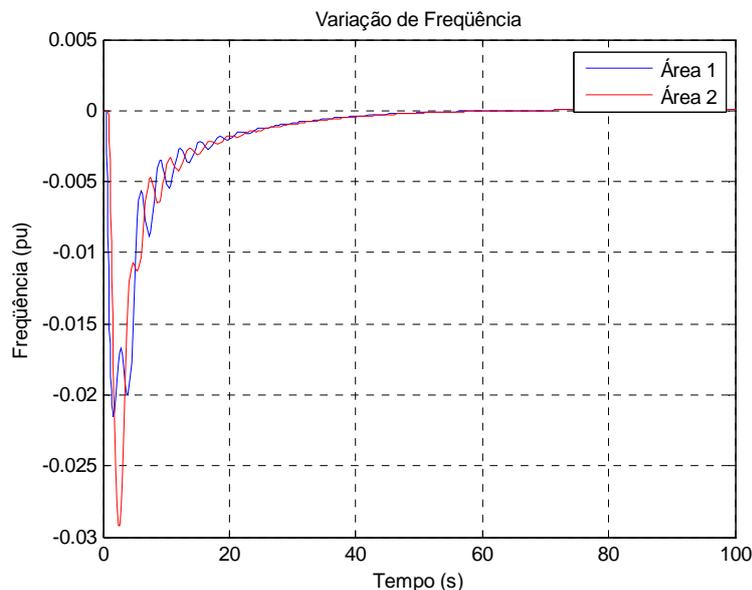


Figura 7.76 – Frequência do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17

O aumento das cargas nas duas áreas provoca oscilações nas frequências dos sistemas interligados, chegando a atingir valores máximos de -0,0215 pu na área 1 e -0,0292 pu na área 2. Após retornarem ao regime permanente a variação de frequência se anula.

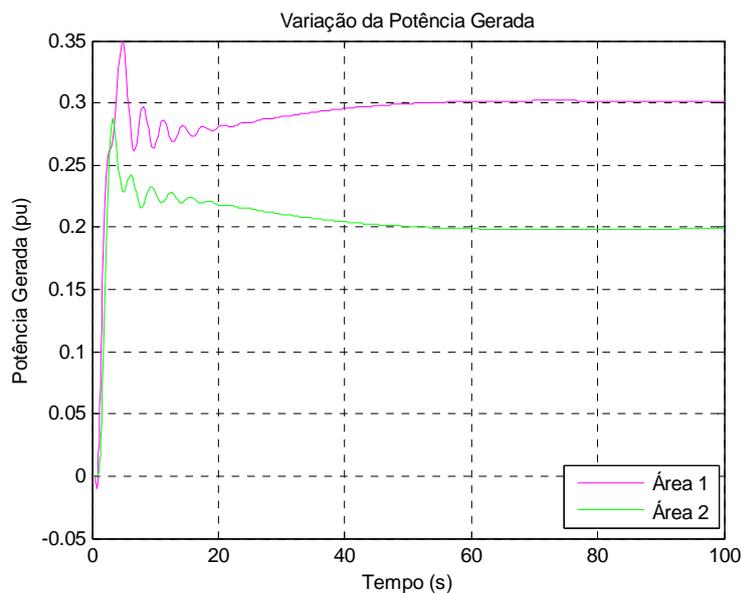


Figura 7.77 – Potência gerada no sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de 0,3499 na área 1 e de 0,2869 na área 2 e estabelecem em regime permanente um valor correspondente ao aumento da carga em cada área.

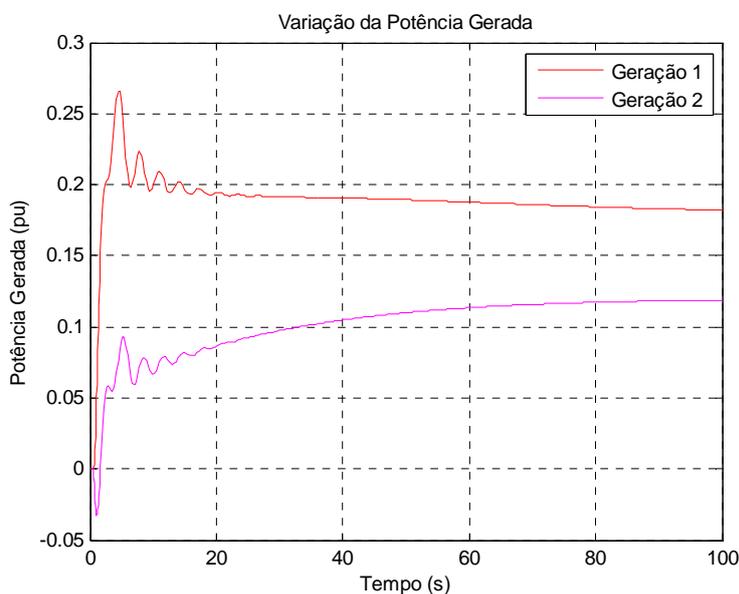


Figura 7.78 – Potência gerada na área 1 em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17

Cada uma das unidades geradoras presentes na área 1 fornece potência para atender o aumento de 30% da carga. A variação de potência na turbina térmica com reaquecimento (Geração 1) atinge 0,2658 pu enquanto que na turbina hidráulica atinge -0,033 pu. Em regime permanente a turbina térmica com reaquecimento fornece 60% de potência (0,18 pu) enquanto que a hidráulica fornece os 40% restantes (0,12 pu).

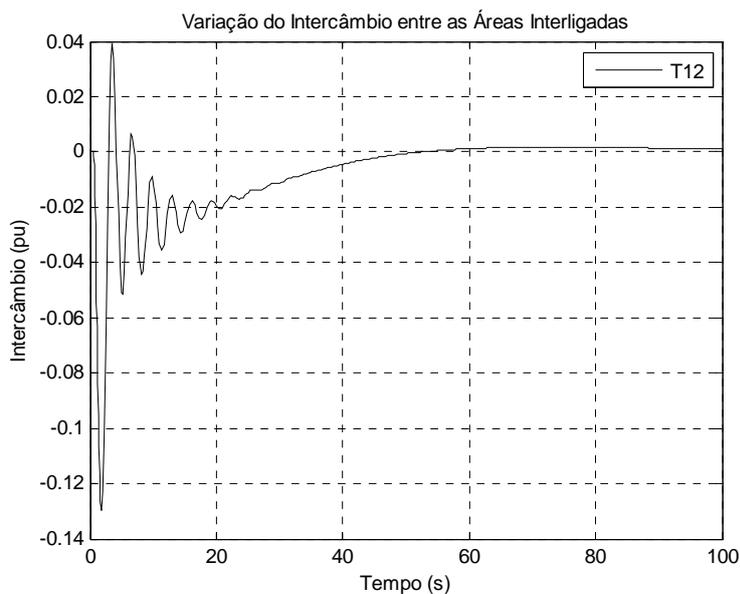


Figura 7.79 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento da carga em ambas as áreas para o caso 17

Enquanto cada uma das áreas não gera potência necessária para atender o crescimento das cargas, ocorre intercâmbio entre as áreas. Logo após o aumento de carga a área 2 envia potência à área 1 e com o aumento de geração de potência em cada área, este intercâmbio vai diminuindo até se anular.

7.5 Sistema Interligado com Quatro Áreas de Controle

7.5.1 Caso 18

Para este caso são consideradas quatro áreas com geração térmica com reaquecimento interligadas, sendo que uma delas possui somente regulação primária enquanto as restantes contam com a regulação secundária. Para esta configuração, tem-se o diagrama de blocos representativo mostrado na figura 7.80. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos caso 2 e 7. Os bias foram ajustados em 100, os ganhos dos CAGs foram ajustados em 0,075, e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2 pu.

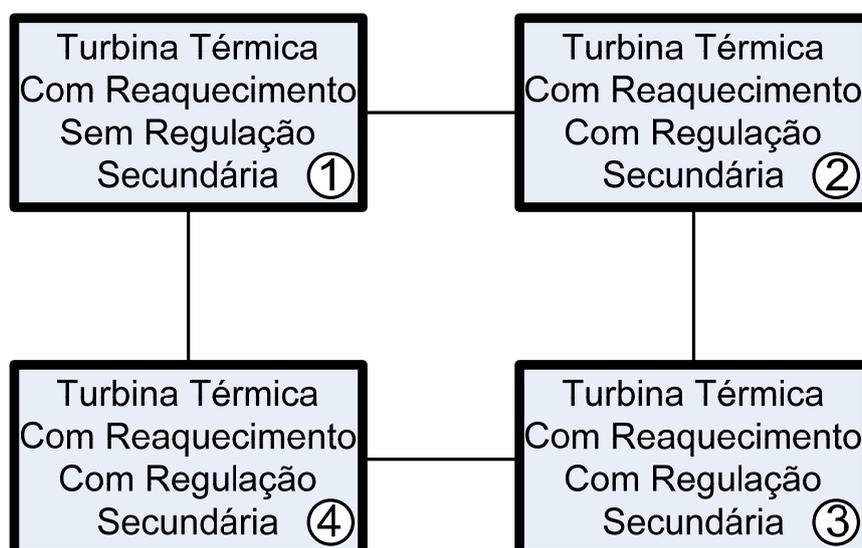


Figura 7.80 – Diagrama de representativo para o caso 18

Neste sistema considera-se a ocorrência de aumentos nas cargas de 10% para as áreas 1 e 2, 30% para a área 3 e 20 % para a área 4. A resposta deste sistema interligado a estas variações é mostrada na figura 7.81, em relação à frequência, na figura 7.82 para a potência gerada, na figura 7.83 para o intercâmbio entre as áreas.

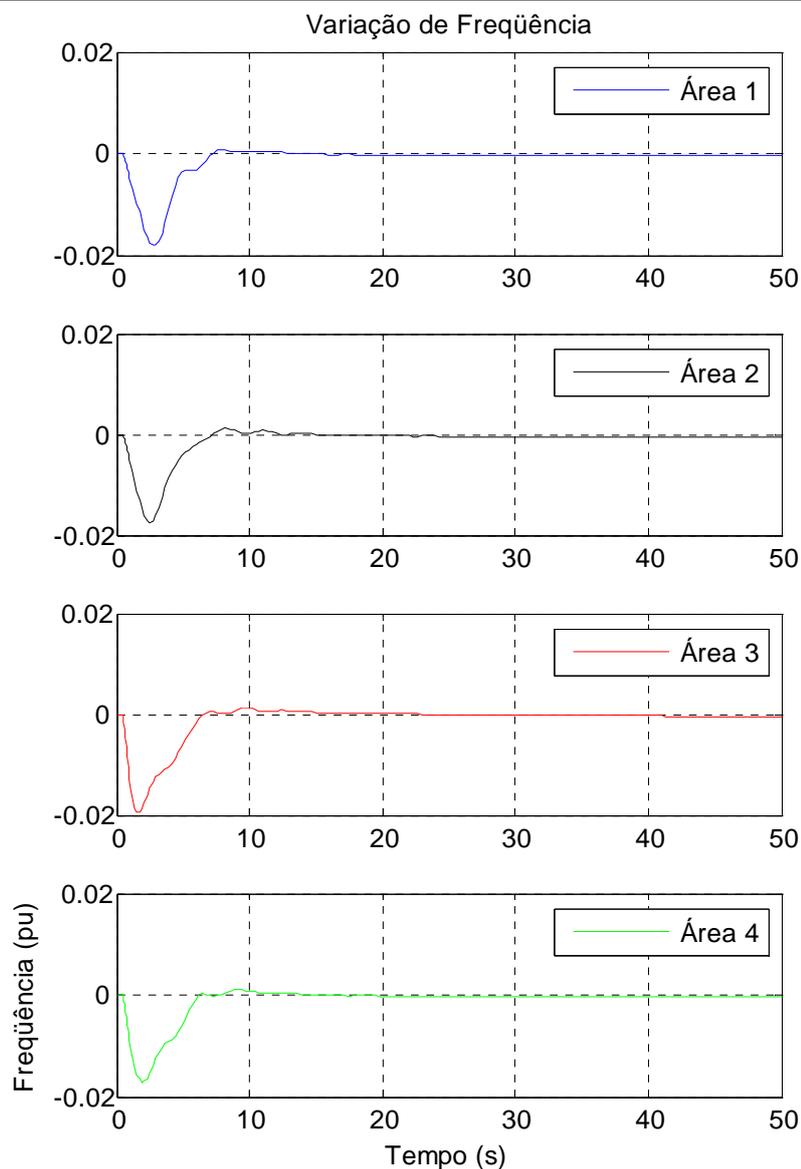


Figura 7.81 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 18

O aumento das cargas nas áreas provoca oscilações nas frequências destes sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,018 pu nas áreas 1 e 2, -0,020 pu na área 3 e a -0,017 pu na área 4. Após os sistemas entrarem em regime permanente de operação, as variações de suas frequências se anulam.

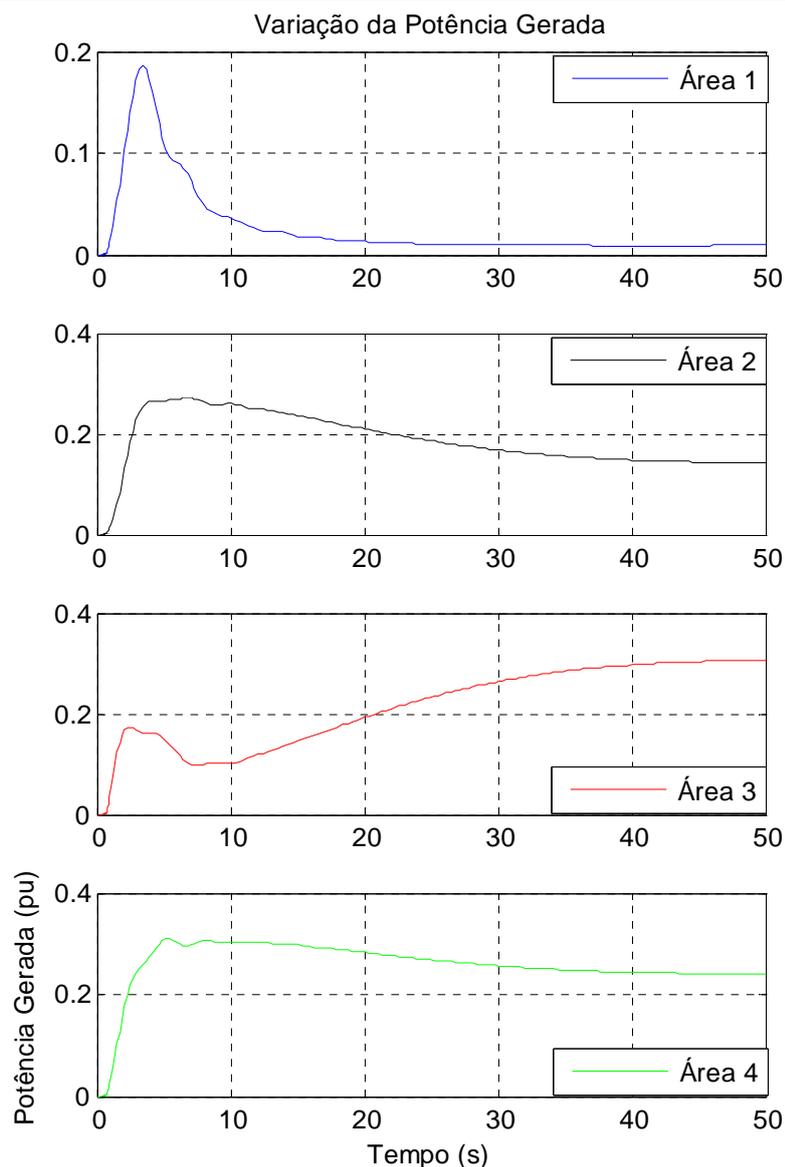


Figura 7.82 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da Carga para o caso 18

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de 0,19 na área 1, 0,27 na área 2, 0,17 na área 3 e 0,31 na área 4, logo após o impacto do aumento de carga. Após este sistema entrar em regime permanente, a área 1 que só possui regulação primária não consegue suprir o novo cenário de carga e recebe potência das áreas as quais está conectada, ou seja, as áreas 2 e 4, e estas geram potência suficiente para suprir o aumento de carga próprio e para auxiliar a área 1 que é carente. A área 3 consegue gerar potência suficiente para atender o seu novo montante de carga.

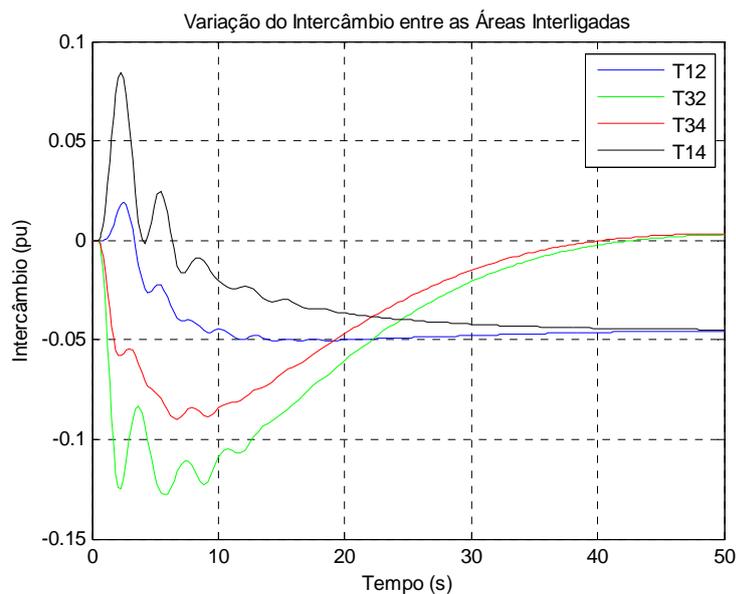


Figura 7.83 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 18

Após ocorrer o aumento da carga estes sistemas interligados estabelecem intercâmbios entre si. Em regime permanente de operação, o intercâmbio entre a área 3 e as áreas 2 e 4 é nulo, mas a área 1 recebe potência das áreas 2 e 4, as quais está conectada, já que esta opera somente com a regulação primária.

7.5.2 Caso 19

Neste caso é analisado um sistema com quatro áreas interligadas sendo que as áreas 1 e 2 possuem geração hidráulica, a área 3 possui geração térmica com reaquecimento e a área 4 possui geração térmica sem reaquecimento. As áreas 2, 3 e 4 dispõem de regulação secundária enquanto a área 1 conta somente com sua regulação primária. O diagrama de blocos representativo é mostrado na figura 7.84. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 3, 6, 7 e 8. Os bias foram ajustados em 50, os ganhos dos CAGs foram ajustados em 0,075, e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2 pu.

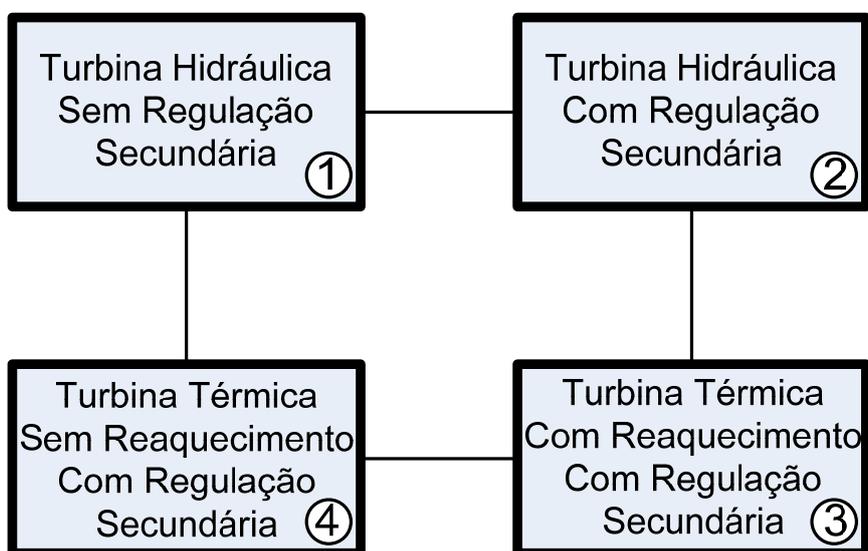


Figura 7.84 – Diagrama de representativo para o caso 19

Neste caso é considerado aumento de carga de 10% na área 1 e 30% para as áreas 3 e 4. A resposta deste sistema interligado a estas variações é mostrada na figura 7.85 em relação à frequência, na figura 7.86 para a potência gerada, na figura 7.87 para o intercâmbio entre as áreas.

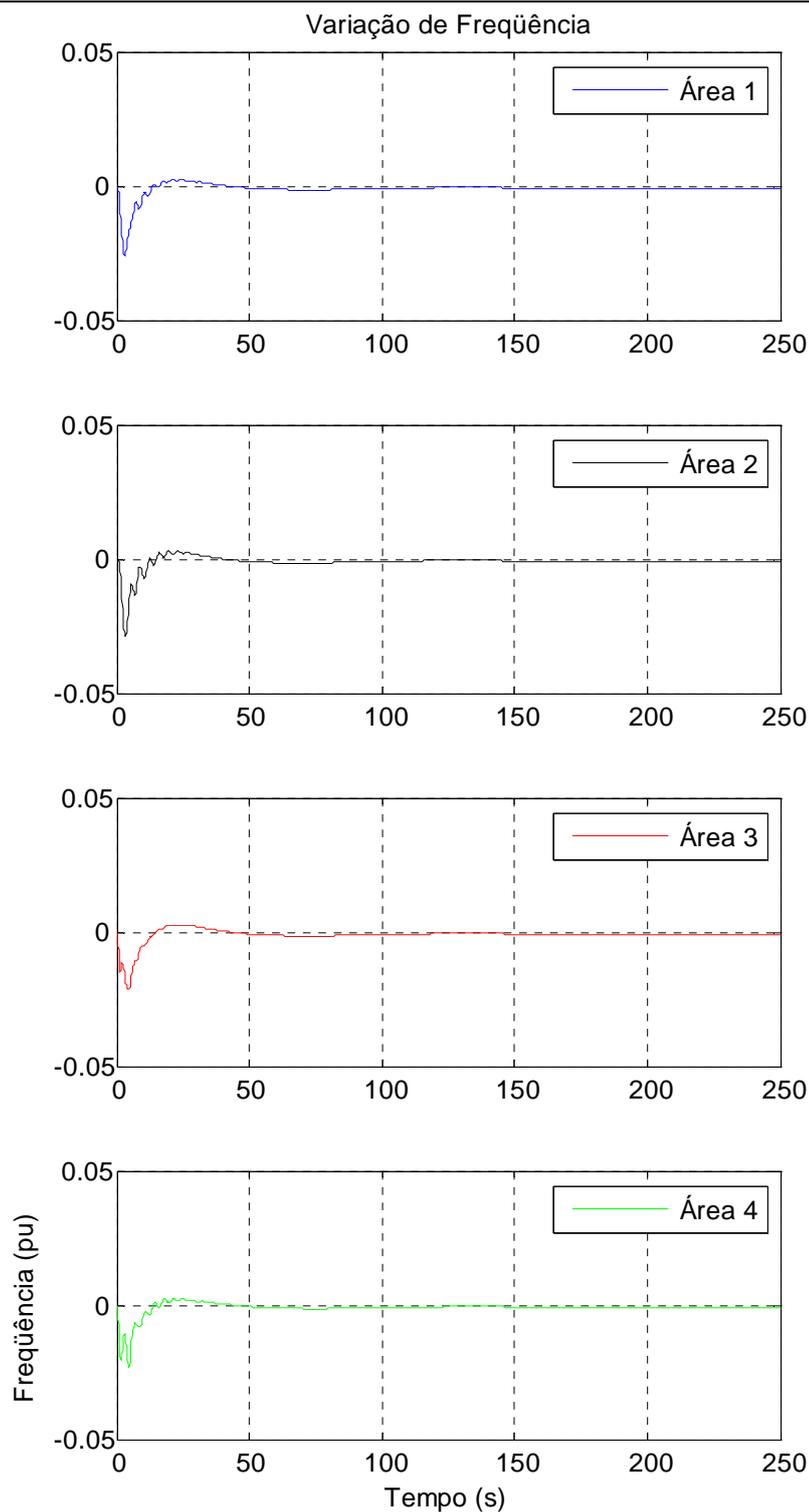


Figura 7.85 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 19

O aumento das cargas nas áreas provoca oscilações nas frequências destes sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,026 pu na área 1, -0,029 pu na área 2, -0,021 pu na área 3 e a -0,023 pu na área 4. Após os sistemas

entrarem em regime permanente de operação, as variações de suas frequências se anulam.

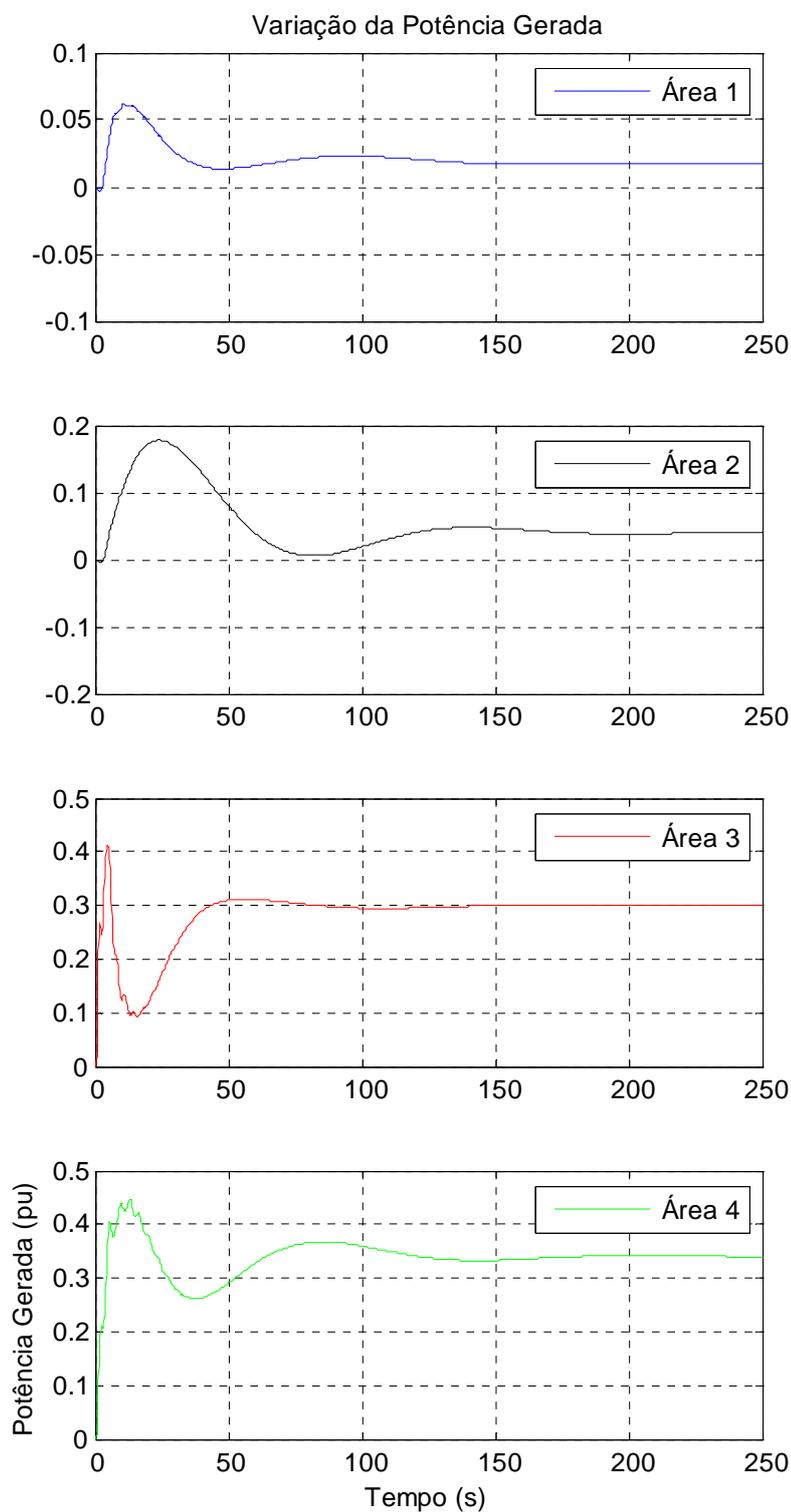


Figura 7.86 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 19

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de até 0,06 na área 1, 0,18 na área 2, 0,41 na área 3 e 0,45 na área 4, logo após o impacto do aumento de carga. Após este sistema entrar em regime permanente, a área 1 que só possui regulação primária, não consegue suprir o novo patamar de carga. Assim, na área 2, que não sofre aumento de carga mas ocorre geração de potência, e na área 4, que gera potência além do montante de seu aumento de carga próprio, auxiliam a área 1, as quais estas estão conectadas. A área 3 consegue gerar potência suficiente para atender o seu novo montante de carga.

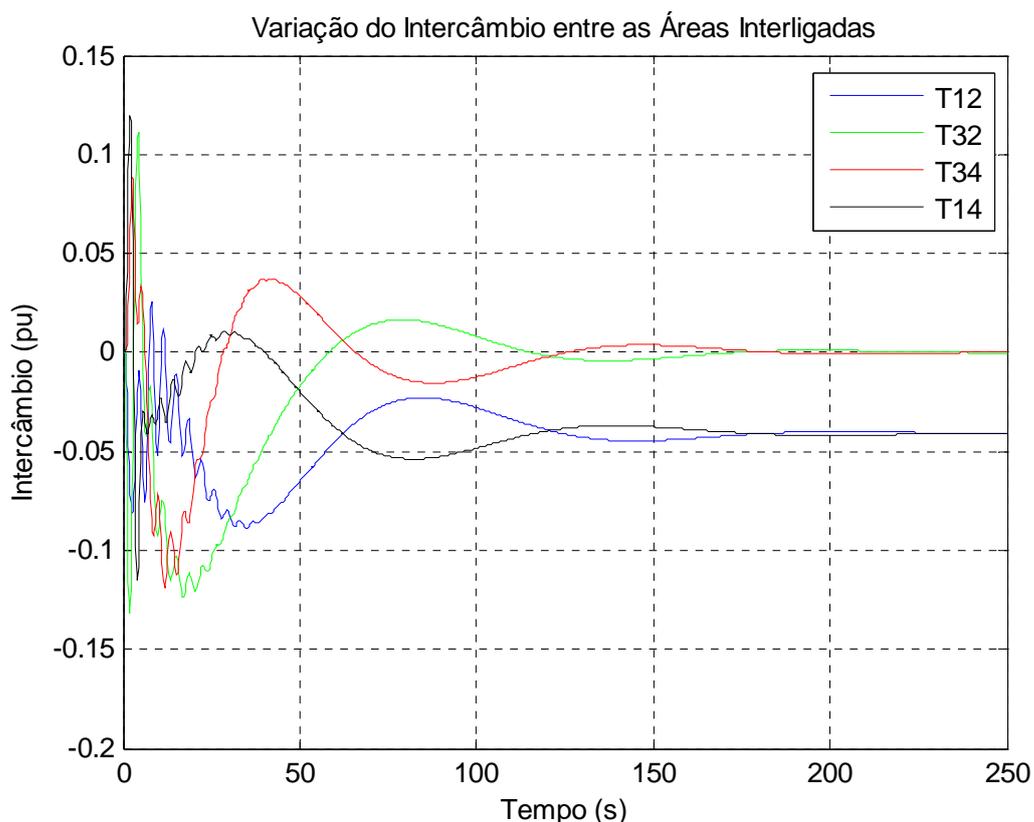


Figura 7.87 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 19

Após ocorrer o aumento da carga estes sistemas interligados estabelecem intercâmbios entre si. Em regime permanente de operação, o intercâmbio entre a área 3 e as áreas 2 e 4 é nulo, mas a área 1 recebe potência das áreas 2 e 4, já que esta opera somente com a regulação primária.

7.5.3 Caso 20

Considerando o mesmo arranjo do caso 19, é modificado o tipo de geração da área 1 que passa a ser a gás Heavy-Duty, as áreas restantes não são modificadas. As áreas 2, 3 e 4 dispõem de regulação secundária enquanto a área 1 conta somente com sua regulação primária. O diagrama de blocos representativo é mostrado na figura 7.88. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 4, 6, 7 e 8. Os bias foram ajustados em 50, os ganhos dos CAGs foram ajustados em 0,075, e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2 pu.

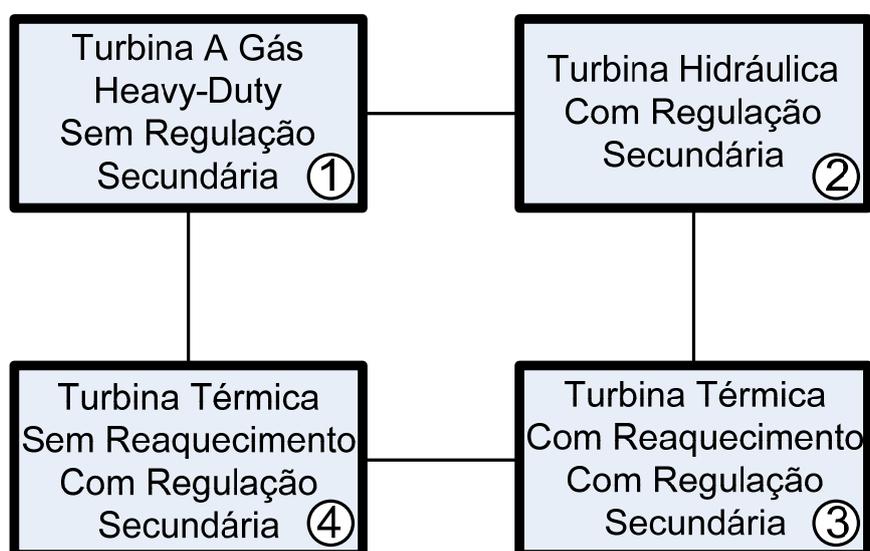


Figura 7.88 – Diagrama de representativo para o caso 20

Neste caso são considerados aumentos de carga de 10% para a área 1 e 20% para as área 2 e 4. A resposta deste sistema interligado a estas variações é mostrada na figura 7.89 em relação à frequência, na figura 7.90 para a potência gerada, na figura 7.91 para o intercâmbio entre as áreas.

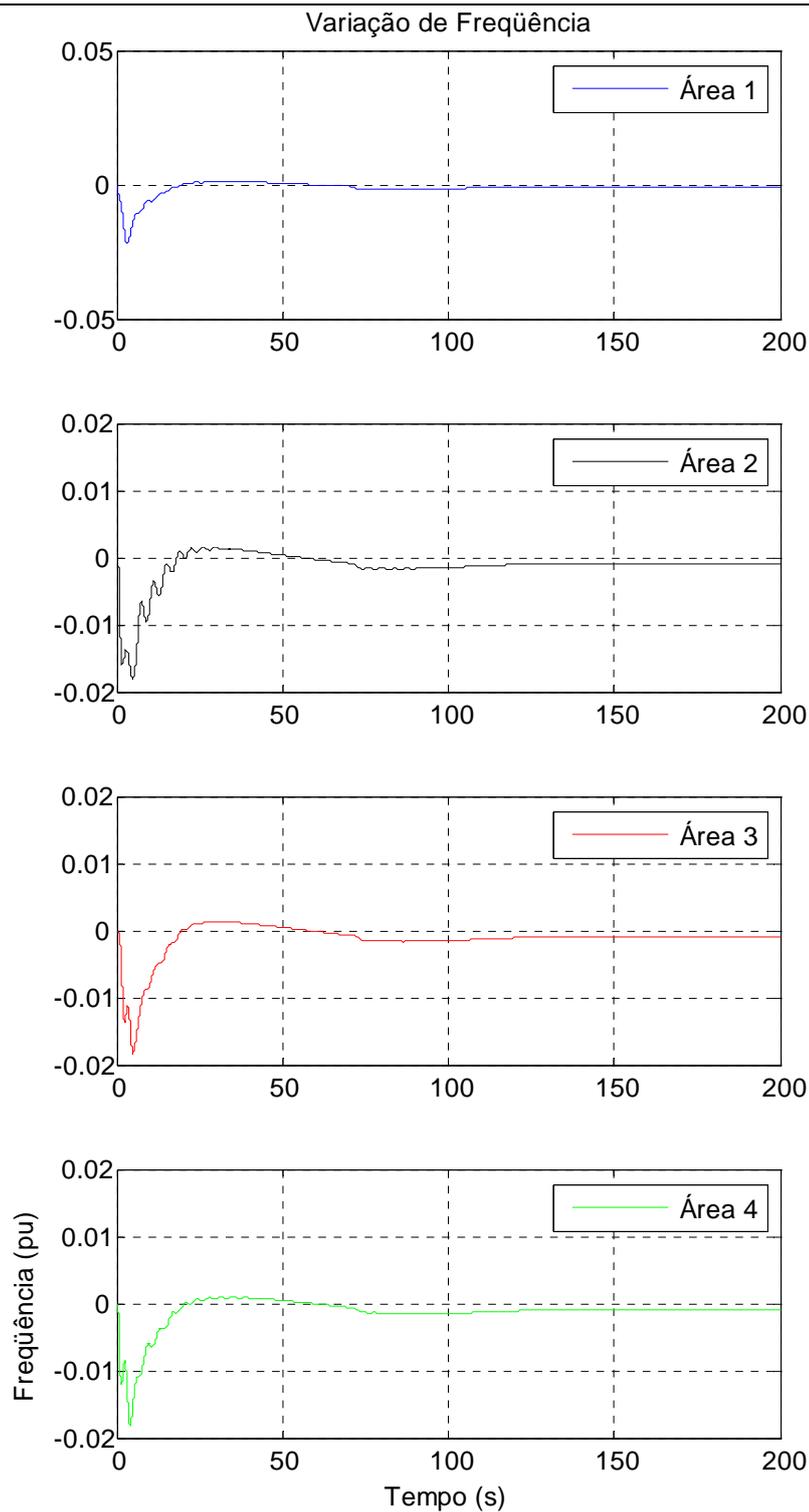


Figura 7.89 – Frequência de cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 20

O aumento das cargas nas áreas provoca oscilações nas frequências destes sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,022 pu na área 1 e

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de até 0,01 na área 1, 0,35 na área 2, 0,29 na área 3 e 0,40 na área 4, logo após o impacto do aumento de carga. Após este sistema entrar em regime permanente, a área 1 que só possui regulação primária, não consegue suprir o novo patamar de carga. Assim, as áreas 2 e 4, geram potência além do montante de seu aumento de carga próprio para auxiliar a área 1, aos quais estas estão conectadas. Como não ocorre variação de carga na área 3, após os sistemas entrarem em regime permanente a variação de potência se anula.

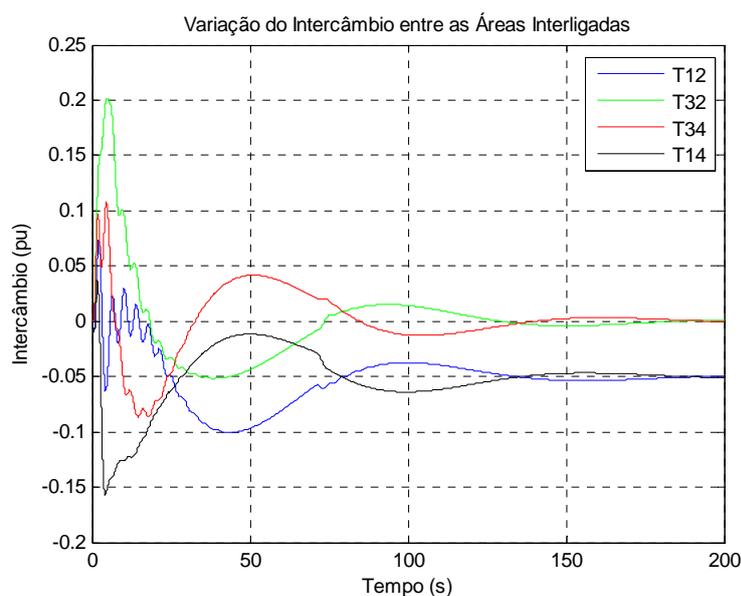


Figura 7.91 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 20

Após ocorrer o aumento da carga estes sistemas interligados estabelecem intercâmbios entre si. Em regime permanente de operação, o intercâmbio entre a área 3 e as áreas 2 e 4 é nulo, mas a área 1 recebe potência das áreas 2 e 4, já que esta opera somente com a regulação primária.

7.5.5 Caso 21

Neste caso é analisado um sistema com quatro áreas interligadas com diferentes tipos de geração. Na área 1 tem-se uma turbina aeroderivativa avançada com dois spools, na área 2 tem-se uma turbina hidráulica, na área 3 tem-se turbina térmica com reaquecimento e na área 4 tem-se turbina térmica sem reaquecimento. Todas as áreas dispõem de regulação secundária. O diagrama de blocos representativo é mostrado na

figura 7.92. Os valores das constantes foram mantidos iguais aos dos casos 6, 7, 8 e 10. Os bias foram ajustados em 50, os ganhos dos CAGs foram ajustados em 0,075, e o coeficiente de potência sincronizante igual a 2 pu.

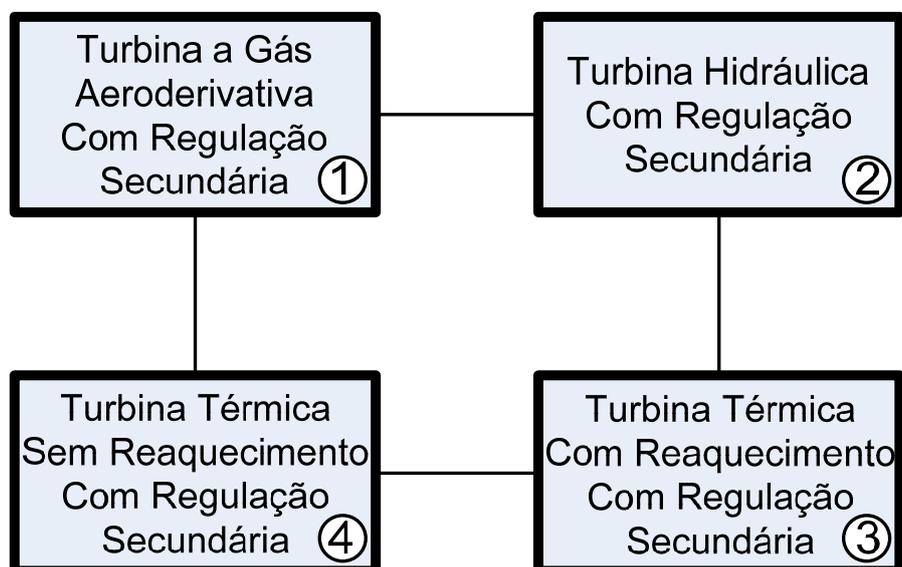


Figura 7.92 – Diagrama representativo para o caso 21

Neste caso são considerados aumentos de carga de 10% todas as áreas. A resposta deste sistema interligado a estas variações é mostrada, na figura 7.93 em relação à frequência, na figura 7.94 para a potência gerada, na figura 7.95 para o intercâmbio entre as áreas.

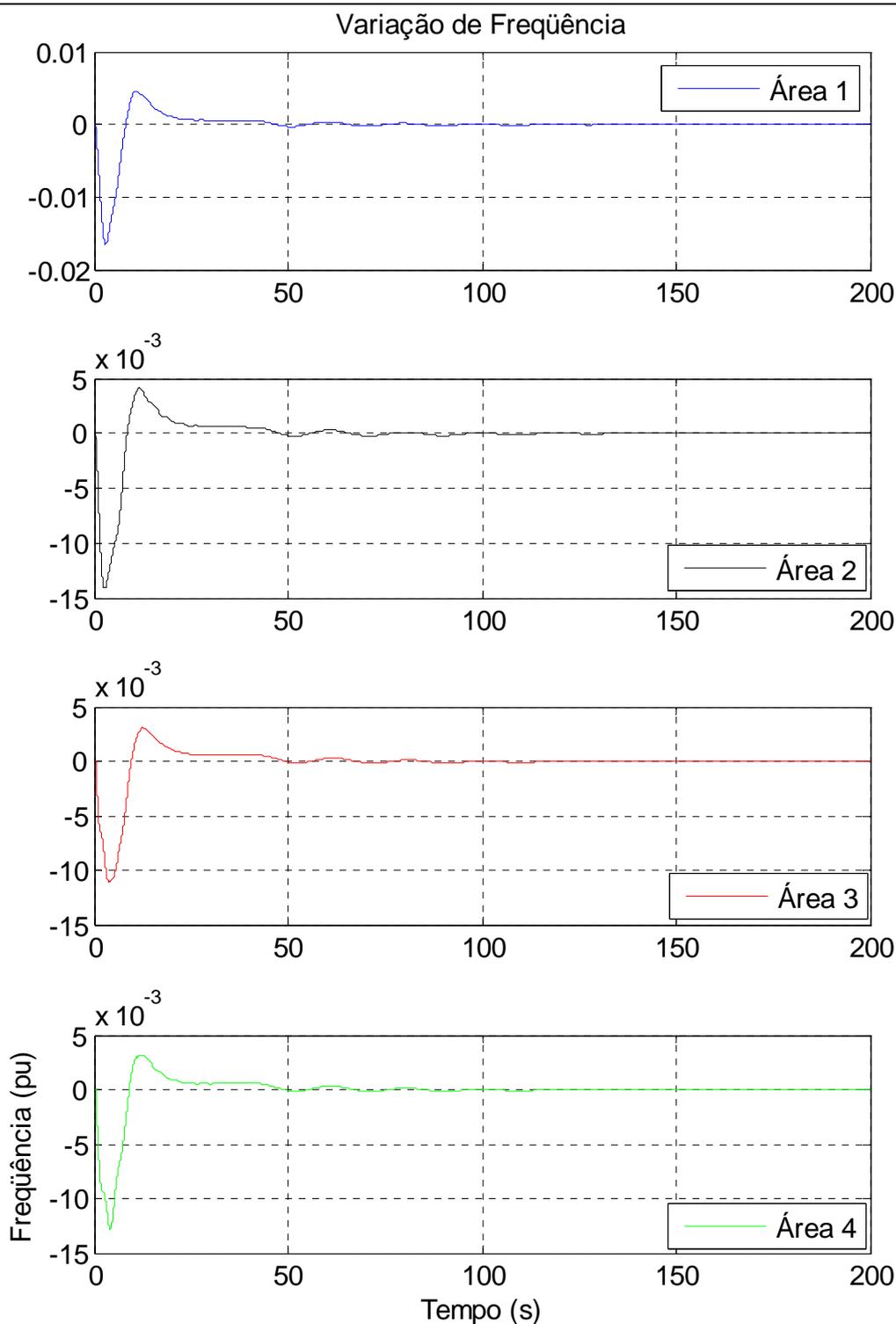


Figura 7.93 – Frequência de cada área em função do tempo para o caso 21

O aumento das cargas nas áreas provoca oscilações nas frequências destes sistemas interligados, chegando a atingir variações de -0,0165 pu na área 1 e -0,0142 pu na áreas 2, -0,0110 pu na área 3 e -0,0128 na área 4. Após os sistemas entrarem em regime permanente de operação, as variações de suas frequências se anulam.

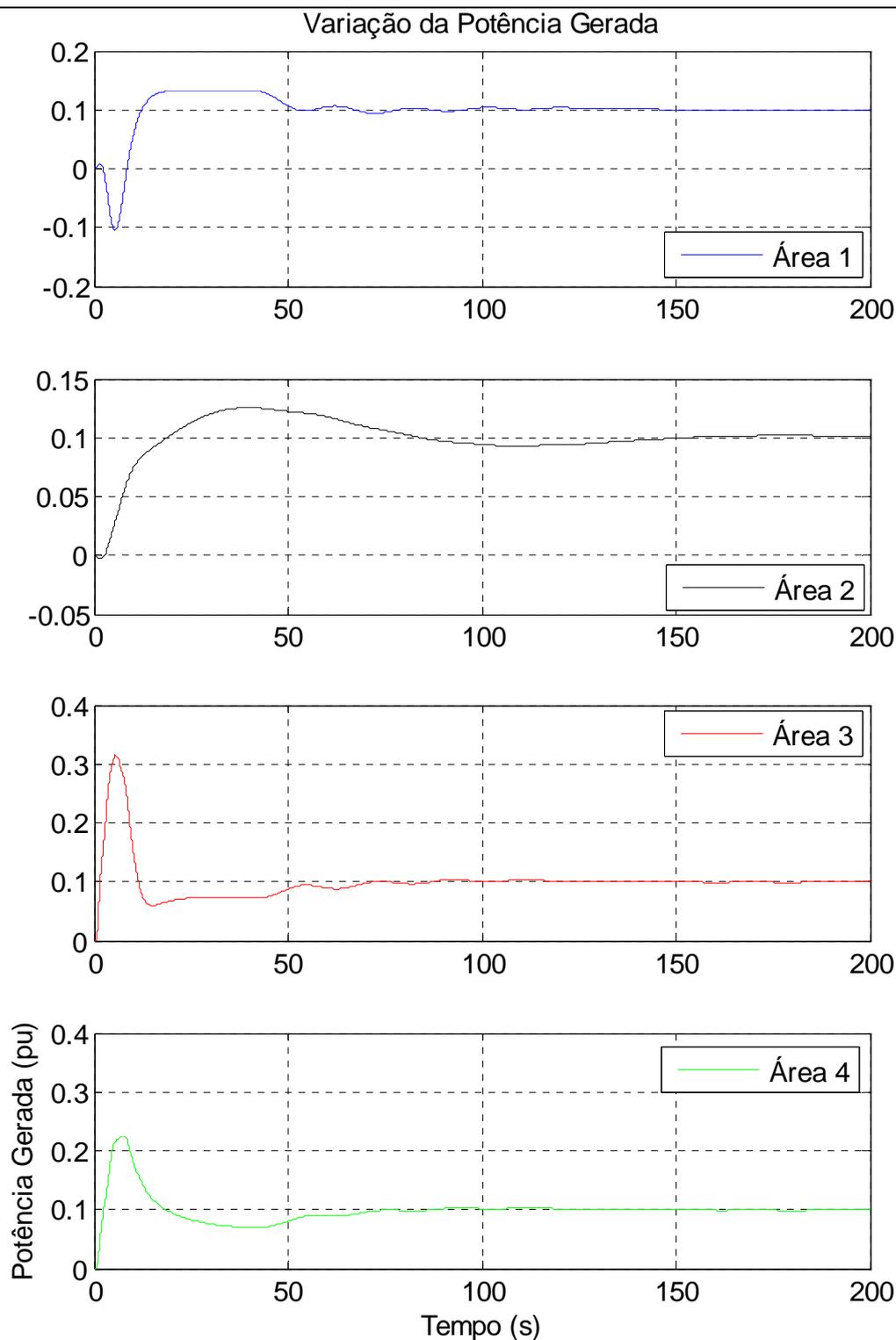


Figura 7.94 – Potência gerada em cada área em função do tempo para aumento da carga para o caso 21

A potência gerada pelas áreas interligadas cresce de modo a atender os aumentos das cargas, atingem variações de 0,1330 pu na área 1, 0,1257 pu na área 2, 0,3151 pu na área 3 e 0,2261 pu na área 4, logo após o impacto do aumento de carga. Após este

sistema entrar em regime permanente cada área consegue atender seu aumento de carga próprio.

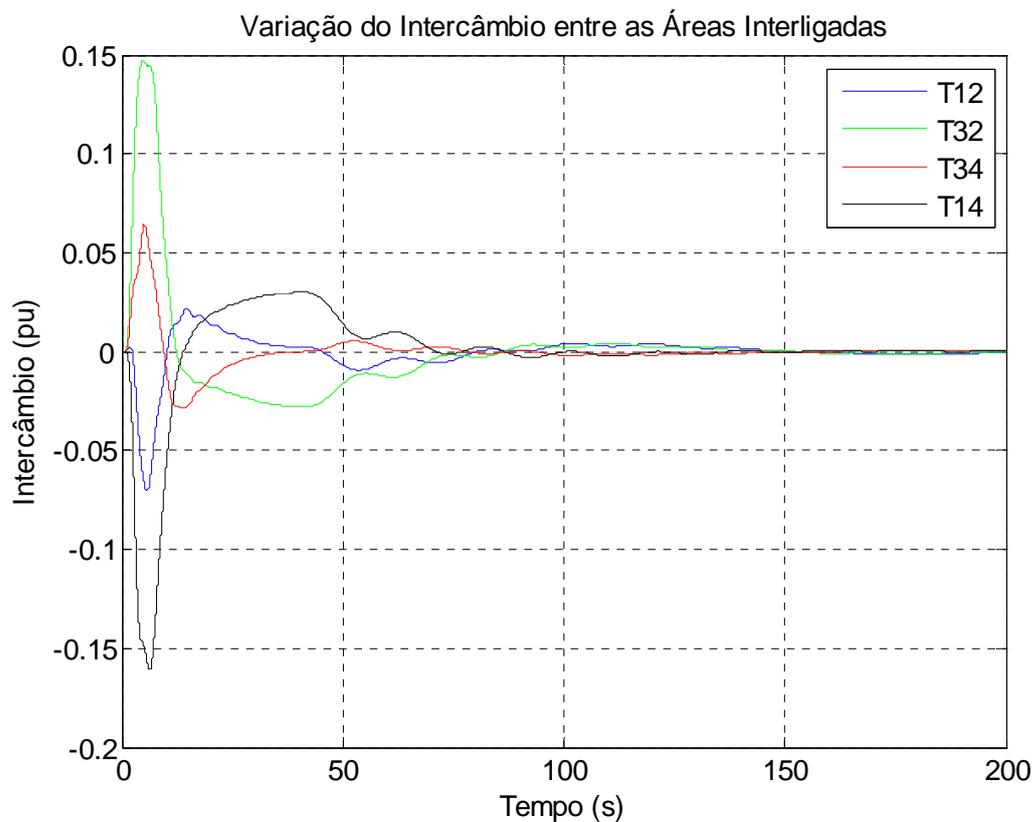


Figura 7.95 – Intercâmbio entre as áreas do sistema em função do tempo para aumento de carga para o caso 21

Após ocorrer o aumento da carga estes sistemas interligados estabelecem intercâmbios entre si, e em regime permanente de operação estes tendem a se anular.

8 Conclusão

Este trabalho apresenta os principais tipos de grupos geradores, presentes no sistema elétrico de potência, configurações, controles e suas influências no comportamento dinâmico dos sistemas simulados.

Foram representados simplificada e em diagrama de blocos, os modelos: sistema elétrico de potência, regulador com queda de velocidade, regulador com queda de velocidade e estatismo transitório, turbina térmica sem reaquecimento, turbina térmica com reaquecimento e turbina hidráulica. Para as turbinas a gás foram utilizados modelos mais detalhados, compostos por regulador de velocidade, controle de aceleração, protetor contra radiação, termopar, controle de temperatura, sistema de combustível, combustor, inércia do compressor, VIGV (Variable Inlet Guide Vane), compressor e eixo da máquina (inércia e amortecimentos mecânicos), gerador de gás das turbinas aeroderivativas, eixo do rotor e caldeira de recuperação.

Através da correta implantação e ajustes adequados destes elementos, compreende-se a importância de sua presença para promover a operação satisfatória de um SEP.

Em sistemas que possuem somente regulação primária, após um aumento de carga, a potência gerada cresce e a frequência diminui, após uma redução de carga a resposta do sistema é inversa, ocorre redução da potência gerada e aumento da frequência. A variação de carga provoca alteração da frequência, após encontrar um ponto de operação estável se estabelece num valor diferente do anterior a esta perturbação. Conseqüentemente a potência gerada também é alterada, esta alteração de frequência resulta numa alteração da carga, além da variação já ocorrida.

O Controle Automático de Geração é uma ferramenta importante para garantir a operação apropriada dos SEPs, mantendo o controle da frequência e/ou das potências ativas de intercâmbio entre áreas, garantindo continuamente o equilíbrio entre carga e geração. Com a utilização da regulação secundária o sistema atende a variação da carga retornando a frequência a valores próximos da original.

Durante as simulações foi possível observar o comportamento dinâmico das diversas unidades geradoras presentes, e que o tempo de resposta de cada tipo de turbina depende da capacidade desta sofrer variação na geração:

- As turbinas a gás apresentaram resposta mais rápida retornando ao regime permanente em pouco tempo. Operam praticamente em sua potência nominal, não tendo muita capacidade disponível para aumentar sua geração;
- As turbinas térmicas a vapor não são tão rápidas quanto as do tipo a gás, exigindo um período de tempo maior para retornarem ao regime permanente, e são projetadas com capacidade de aumentar sua geração de potência.
- As turbinas hidráulicas se mostraram as mais lentas em relação às anteriores em estabelecer um ponto de operação estável após uma variação, devido à elevada constante de tempo da inércia da água nos condutos forçados. São projetadas para gerar grandes quantidades de energia.

Em um sistema interligado com duas áreas com CAG, para variações de carga, ocorrem variações das frequências de cada sistema, que oscilam até se anularem. Estabelece-se um intercâmbio entre as mesmas, que conforme as áreas se adaptam a este novo ponto de operação, tende a se anular. Se numa das áreas não dispor de geração para atender esta variação e a outra possuir geração disponível, o intercâmbio permanecerá entre a área com disponibilidade e a área carente.

Se no sistema interligado, uma das áreas não possuir regulação secundária, a que for controlada por CAG assumirá o controle, minimizando a variação de frequência, e através do intercâmbio estabelecido, atenderá a variação de carga da área que possui somente regulação primária.

Foram analisados casos com quatro áreas interligadas, onde ao menos uma delas não possuía controle secundário. Foi considerado que ocorrem aumentos de carga em todas elas. Após estas variações, os desvios das frequências em cada área se anulam. A área que só possui regulação primária passará a ser controlada pelas áreas com CAG as quais está conectada, recebendo potência destas, através de intercâmbio estabelecido com cada uma. As áreas controladas por CAG aumentam suas gerações de modo a atender este novo cenário e auxiliar a área com regulação primária. Ocorrem intercâmbios entre as áreas com regulação secundária, mas estes tendem a se anular.

O tempo de resposta para os sistemas interligados depende diretamente dos tipos de geração envolvidos, sendo que a presença de unidades hidráulicas é a que causa mais impacto, acarretando num atraso maior para se adequar dentro das premissas adotadas.

Nas simulações de sistemas interligados considerou-se a modalidade de operação TLB (intercâmbios e frequência contantes).

9 Referências Bibliográficas

Bagnasco, A., 1997. "Management and Dynamic Performances of Combined Cycle Power Plants During Parallel and Islanding Operation." IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, nº2 (June), 194 - 201.

Cohn, N., 1961. "Control of Generation and Power Flow on Interconnected" Systems", Wiley, New York.

Cohn, N., 1967. "Considerations in the Regulation of Interconnected Areas", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 12, pp. 1527-1533, December.

Filho, X.V., 1984. "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Rio de Janeiro – Campus – Eletrobrás.

IEEE Power Apparatus and Systems, 1970. "Standard Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems", IEEE Trans. on, Vol. PAS-78, pp1358-1362, July/Aug.

IEEE Power Apparatus and Systems, 1991. "IEEE Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems", IEEE Std. 94.

Jaleeli, N., VanSlyck, L.S., Ewart, D.N., Fink, L.H., Hoffman, A.G., 1992. "Understanding Automatic Generation Control", Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 3, pp. 1106-1111, August.

King, R.L., Ngo, M.D., Luck, R., 1989. "Implications of Frequency Bias Settings on AGC", IEEE, pp. 712-723, May.

Kirchmayer, L.K., 1959. "Economic Control of Interconnected Systems", John Wiley & Sons, Inc., New York – Chapman & Hall, LTD., London.

Mendes, P.P.C., 1989.1. "Otimização do Controle Automático de Geração em Sistemas de Características Diversas" – Dissertação de Mestrado – Engenharia Elétrica – EFEI.

Mendes, P.P.C., Haddad, J., 1989.2. "Dinâmica dos Sistemas Elétricos – Controle Automático de Geração", Apostila do Curso CESE – FUPAI – Itajubá.

Rowen, W.I., and R. L. Van Houssen, 1983. "Gas Turbine Airflow Control for Optimum Heat Recovery" Asme, (January), Vol 105, 71-79.

Rowen, W.I., 1983. "Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines." Journal of Engineering for Power, Vol. 105 (October), 865-869.

Rowen, W.I., 1992. "Simplified Mathematical Representations of Single Shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Service." Turbomachinery International, (July/August), 26-32.

Undril, J., and A. Garmendia, 2001. "Modeling of Combined Cycle Plants in Grid Simulations Studies". IEEE, 657-663.

Wood, A.J., Wollenberg, B.F., 1984. "Power Generation, Operation & Control", John Wiley & Sons.

10 Publicações Associadas

Fera, M.O., 2007 “Análises Do Controle Automático De Geração Aplicado Em Áreas Com Diferentes Tipos De Geração” VII CLAGTEE (Valparaíso - Chile)

11 Anexos

Comparando os sistemas isolados somente com regulação primária apresentados nos casos 1, 2, 3, 4 e 5 do capítulo 7 para um aumento de carga de 10%, temos as respostas apresentadas nas figuras 11.1 e 11.2.

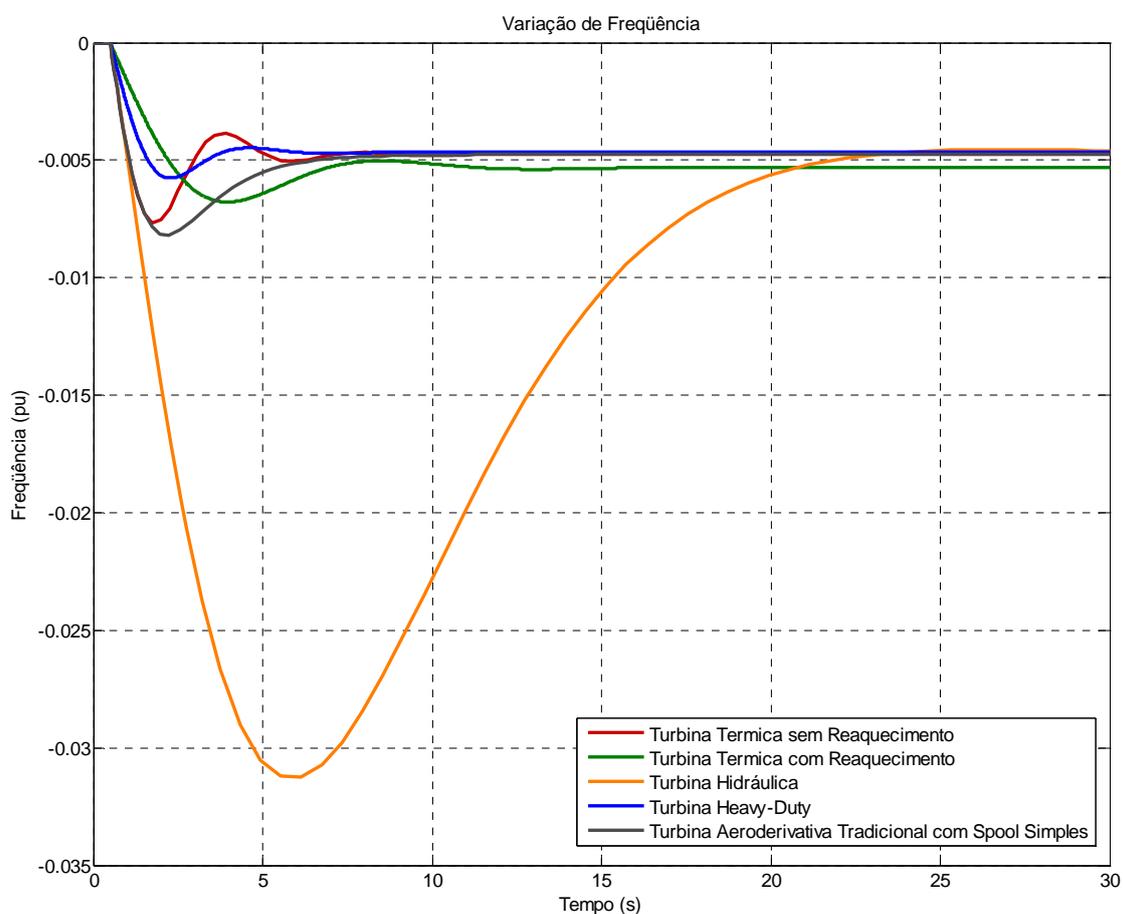


Figura 11.1 – Variação de frequência em sistemas isolados somente com regulação primária

A tabela 11.1 mostra os valores máximos e em regime permanente de variação de frequência para os sistemas isolados.

Tabela 11.1 - Variação de frequência em sistemas isolados somente com regulação primária

Tipo de turbina	Valor Máximo (pu)	Regime permanente (pu)
Termica sem Reaquecimento	-0,0068	-0,0048
Termica com Reaquecimento	-0,0077	-0,0053
Hidráulica	-0,0312	-0,0046
Heavy – Duty	-0,0058	-0,0047
Aeroderivativa Tradicional com Spool Simples	-0,0082	-0,0048

As turbinas a gás aeroderivativa, térmica sem reaquecimento e a gás Heavy-Duty estabelecem em regime permanente a mesma variação de frequência em tempos próximos, seguidos da turbina térmica com reaquecimento. A turbina hidráulica apresentou a maior variação de frequência e foi mais lenta que as demais.

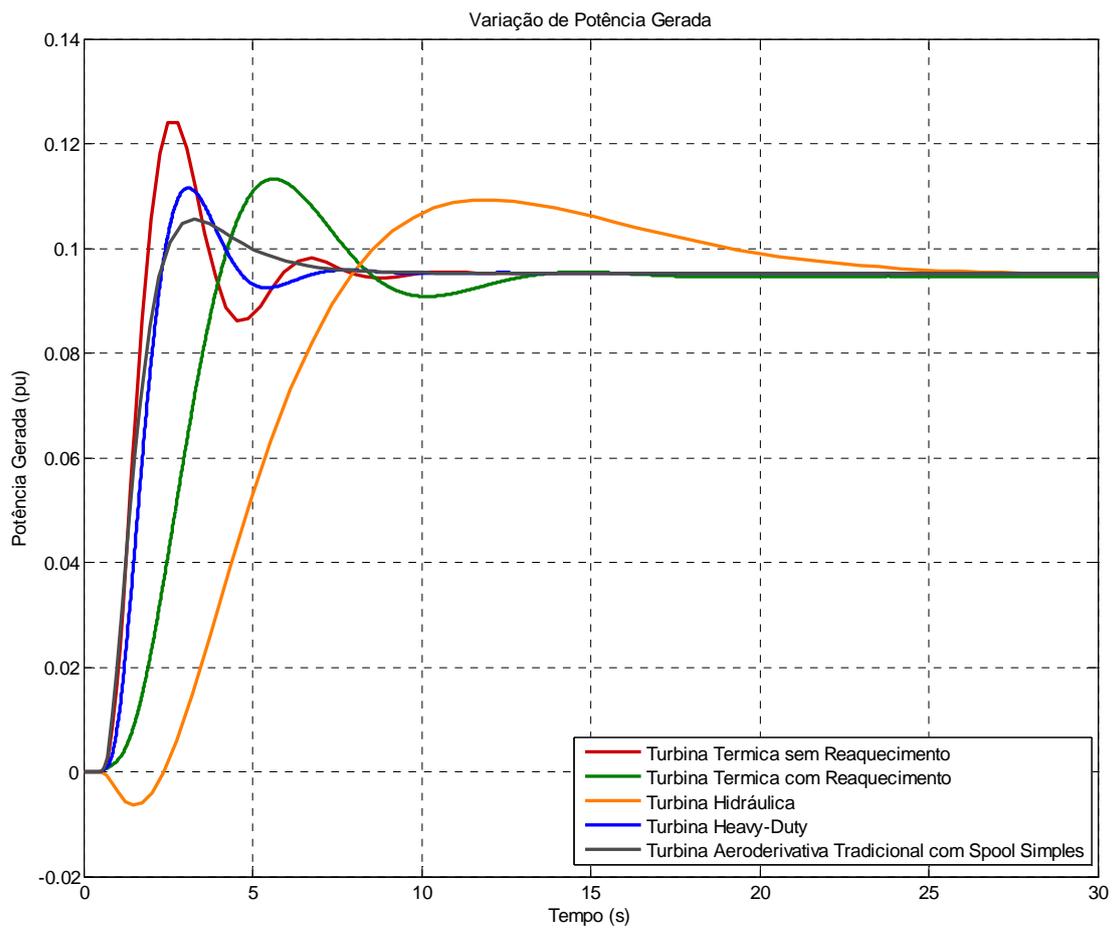


Figura 11.2 – Variação de potencia gerada em sistemas isolados somente com regulação primária

A tabela 11.2 mostra os valores máximos e em regime permanente de variação de potência gerada para os sistemas isolados.

Tabela 11.2 – Variação de potencia gerada em sistemas isolados somente com regulação primária

Tipo de turbina	Valor Máximo (pu)	Regime permanente (pu)
Termica sem Reaquecimento	0,1241	0,0952
Termica com Reaquecimento	0,1132	0,0947
Hidráulica	0,1093	0,0952
Heavy – Duty	0,1115	0,0953
Aeroderivativa Tradicional com Spool Simples	0,1056	0,0952

As turbinas a gás aeroderivativa, térmica sem reaquecimento e a gás Heavy-Duty estabelecem em regime permanente a mesma variação de potência gerada em tempos próximos, seguidos da turbina térmica com reaquecimento e da turbina hidráulica.

Comparando agora os sistemas isolados com regulação secundaria apresentados nos casos 6, 7, 8, 9 e 10 do capítulo 7 para um aumento de carga de 10%, temos as respostas apresentadas nas figuras 11.3 e 11.4.

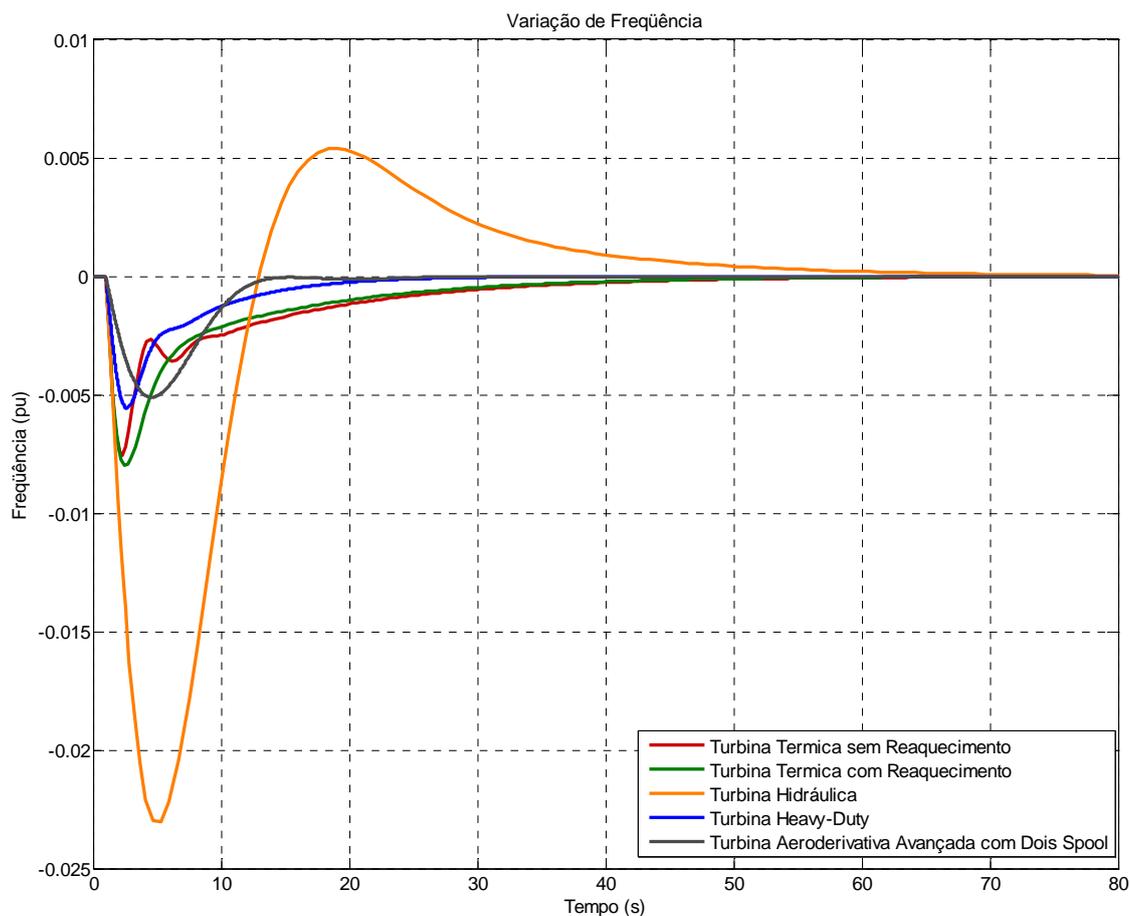


Figura 11.3 – Variação de frequência em sistemas isolados com regulação secundária

A tabela 11.1 mostra os valores máximos e em regime permanente de variação de frequência para os sistemas isolados.

Tabela 11.3 Variação de Frequência em sistemas isolados com regulação secundária

Tipo de turbina	Valor Máximo (pu)
Termica sem Reaquecimento	-0,0076
Termica com Reaquecimento	-0,0080
Hidráulica	-0,0230
Heavy – Duty	-0,0056
Aeroderivativa Avançada com Dois Spools	-0,0051

Todas as turbinas anulam a variação de frequência ocorrida. A turbina hidráulica apresentou a maior variação, seguida das turbinas térmicas sem reaquecimento e com reaquecimento, enquanto as a gás aeroderivativa e Heavy – Duty apresentaram as menores variações.

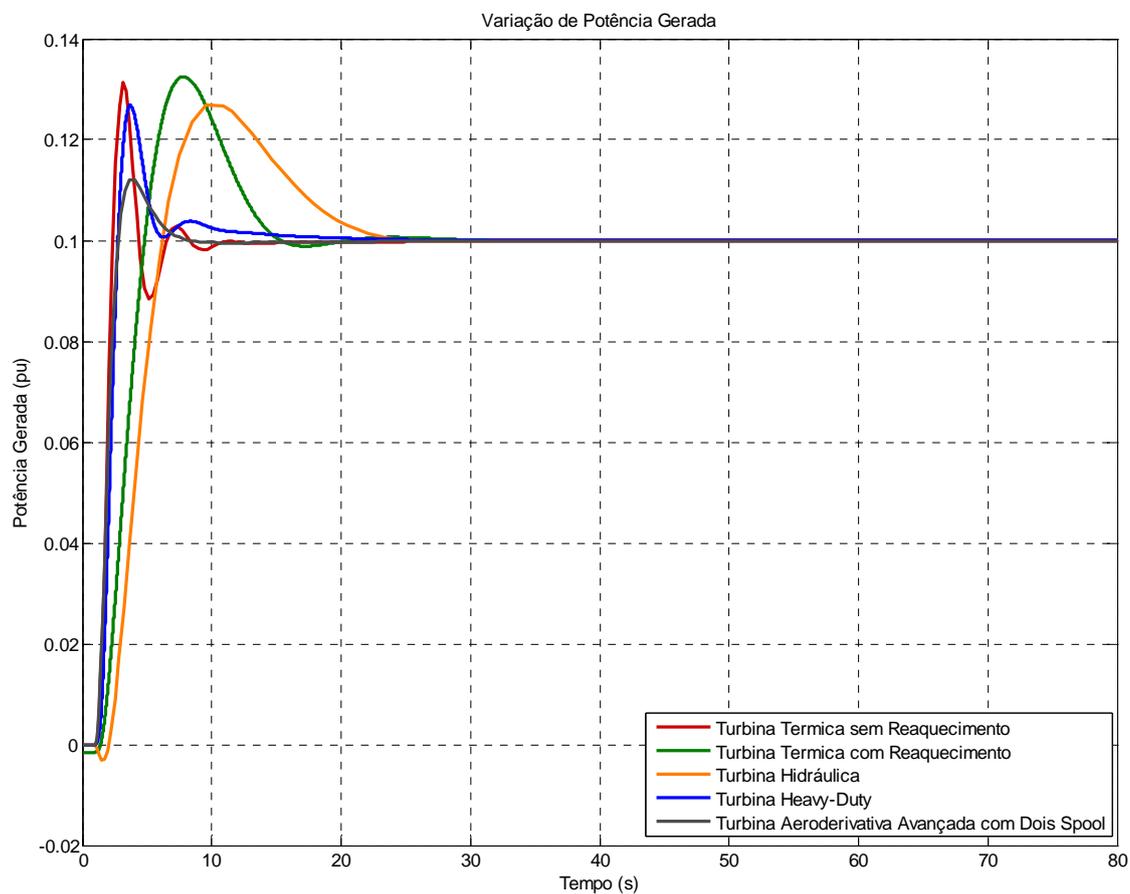


Figura 11.4 – Variação de potencia gerada em sistemas com regulação secundária

A tabela 11.4 mostra os valores máximos de variação de potência gerada para os sistemas isolados.

Tabela 11.4 – Variação de potencia gerada em sistemas isolados somente com regulação primária

Tipo de turbina	Valor Máximo (pu)
Termica sem Reaquecimento	0,1313
Termica com Reaquecimento	0,1325
Hidráulica	0,1269
Heavy – Duty	0,1268
Aeroderivativa Avançada com Dois Spools	0,1121

Todas as turbinas atendem ao aumento de carga. A turbina que sofreu maior variação de potencia gerada foi a térmica com reaquecimento seguida pelas turbinas térmica sem reaquecimento, hidráulica e a turbina a gas aeroderivativa, que sofreu a menor variação de potencia gerada.