



PROJETO DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO SINAIS REMOTOS VIA ALGORITMOS GENÉTICOS

Sergio León Escalante Cárdenas

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Março de 2011

PROJETO DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO SINAIS REMOTOS VIA ALGORITMOS GENÉTICOS

Sergio León Escalante Cárdenas

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2011

Escalante Cárdenas, Sergio León

Projeto de Estabilizadores de Sistemas de Potência Utilizando Sinais Remotos via Algoritmos Genéticos/
Sergio León Escalante Cárdenas. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XVII, 226 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Djalma Mosqueira Falcão

Tese – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 196-207.

1. Ajuste de Estabilizadores. 2. Controle Hierárquico.
3. Estabilidade Dinâmica. 4. Algoritmos genéticos.
I. Taranto, Glauco Nery *et al* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica.
III. Título.

*Aos meus pais, Adolfo e Victoria Nelly
e a minhas irmãs, Veronica e Angelica.*

*À minha esposa Pollyana
pelo apoio, compreensão e paciência
demonstrado em todo momento
na realização deste sonho.*

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos ao Prof. Dr. Glauco Nery Taranto (COPPE/UFRJ) e ao Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão (COPPE/UFRJ), pelos seus conselhos, pela sua amizade e frequentes orientações no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Dr. Antônio Bergamo do Bomfim (ELETROBRAS) pela ajuda e apoio, e pela grande experiência transmitida, fruto de inúmeras discussões que tivemos ao longo deste trabalho.

Aos Professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE pelos ensinamentos compartilhados no decorrer desses anos.

Aos meus colegas amigos do Laboratório de Sistemas de Potência (LASPOT) da UFRJ, pelos momentos de alegria e amizade que tornaram mais prazerosa esta etapa da minha vida profissional. Em especial a Denis pelo apoio na finalização deste trabalho.

À LIGHT pelo apoio nos projetos P&D Simulight 2.0 e Simulight 3.0.

Ao CNPq pelo suporte financeiro concedido através da bolsa de estudo, o qual permitiu a implementação do presente trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PROJETO DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO SINAIS REMOTOS VIA ALGORITMOS GENÉTICOS

Sergio León Escalante Cárdenas

Março /2011

Orientadores: Glauco Nery Taranto
Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Esta tese trata do problema de projeto de Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESP), considerando a possível utilização de sinais remotos das velocidades dos rotores dos geradores. O método de projeto utilizado é o Algoritmo Genético (AG).

É considerada uma metodologia hierárquica sub-dividida num nível local, constituído por ESP convencionais descentralizados, e um nível central constituído por um controlador centralizado. Este último recebe os sinais remotos de velocidade e envia sinais adicionais estabilizantes que somar-se-ão aos sinais estabilizantes do nível local.

A latência de comunicação dos sinais remotos é modelada pela aproximação de Padé, porém modificado. Estes retardos de comunicação foram considerados durante o processo de solução.

A perda de sinais remotos devido a tráfegos e/ou problemas de comunicação é analisada após o término do projeto.

O cálculo dos parâmetros dos ESPs é realizado de maneira coordenada e simultânea para vários pontos de operação dos sistemas testes. São empregados três sistemas testes de pequeno porte e um sistema de grande porte.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

POWER SYSTEM STABILIZERS DESIGN
USING REMOTE SIGNAL VIA GENETIC ALGORITHMS

Sergio León Escalante Cárdenas

March /2011

Advisors: Glauco Nery Taranto
 Djalma Mosqueira Falcão

Department: Engenharia Elétrica

This thesis discusses the problem of Power System Stabilizers (PSS) design considering the availability of rotor speed signals of remote machines. The design method utilized is the Genetic Algorithm (GA).

It is considered a hierarchical scheme sub-divided into two levels: a local level with conventional decentralized PSSs, and a global level with a centralized stabilizer. The latter level receives rotor speed signals of remote machines and sends out stabilizing signals to add at the summing junction of the local excitation systems.

The communication latency of remote signals is modeled by a Padé approximation. These communication delays were considered during the solution process.

Loss of remote signals is analyzed only after the design process.

The design of the local and central PSSs is performed simultaneously considering various operating scenarios.

The design method is applied to three small test systems and to a large one.

ÍNDICE

Agradecimentos	vi
ÍNDICE	ix
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvi
1 CAPÍTULO 1	1
Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Motivação e Objetivos do trabalho.....	3
1.3 Estrutura do Trabalho	3
2 CAPÍTULO 2	5
Conceitos Básicos de um Sistema de Energia Elétrica	5
2.1 Sistema de Energia Elétrica	5
2.1.1 Controle de sistema de potência.....	6
2.1.2 Segurança de sistemas de potência.....	8
2.1.3 Proteção de sistema de potência.....	8
2.2 Estabilidade de Sistema de Potência	10
2.2.1 Estabilidade eletromecânica.....	10
2.2.2 Estabilidade de tensão	14
2.2.3 Estabilidade de frequência.....	15
2.3 Sistema de Controle.....	15
2.3.1 Espaço de estado de sistemas dinâmicos	16
2.3.2 Propriedades da matriz de estado A	18
2.3.3 Sistemas de controle com retardo.....	26
3 CAPÍTULO 3	29
Conceitos Básicos do Sistema de Medição Fasorial e Aplicações em Estudos Dinâmicos ... 29	
3.1 Sistema de Medição Fasorial	29
3.1.1 Unidade de medição fasorial (PMU).....	31
3.1.2 Concentrador de dados de fasores (PDC).....	35
3.1.3 Sistema de posição global (GPS)	37
3.1.4 Enlace de comunicação	38
3.2 Sistema de Medição Fasorial para Estudos Dinâmicos	39
3.2.1 Aplicações das PMUs no mundo	39
3.2.2 PMUs em estudos da estabilidade eletromecânica.....	58
3.2.3 PMUs em estudos da estabilidade de tensão.....	64

3.2.4	PMUs em estudos da estabilidade de frequência	65
4	CAPÍTULO 4	68
	Estrutura de Controle Adotada e Metodologia de Projeto Proposta	68
4.1	Introdução	68
4.2	Estruturas de Controle	68
4.2.1	Controle Centralizado.....	68
4.2.2	Controle Descentralizado.....	70
4.2.3	Controle Hierárquico.....	71
4.3	Projeto do Controlador Proposto.....	72
4.3.1	Metodologia de Controle Proposto.....	72
4.3.2	Otimização.....	74
4.3.3	Função Objetivo Utilizada.....	76
4.4	Desenvolvimento Computacional	81
4.4.1	Interface de Passagens de Mensagem (MPI)	84
4.4.2	Interface de Auxílio em MATLAB	86
5	CAPÍTULO 5	89
	Análise e Resultados da Aplicação da Metodologia nos Sistemas Testes	89
5.1	Introdução	89
5.2	Cálculos Prévios	89
5.2.1	Análise do resíduo.....	89
5.2.2	Algoritmo genético.....	90
5.2.3	Controlador ESP	90
5.2.4	Tempo de atraso	91
5.3	Sistema teste Brasil reduzido (JcIta)	91
5.3.1	Controle descentralizado ou local para o JcIta.....	97
5.3.2	Controle centralizado para o JcIta.....	100
5.3.3	Perda de sinal no JcIta	110
5.3.4	Simulação no tempo para JcIta	112
5.4	Sistema New-England	120
5.4.1	Controle local para o New-England	124
5.4.2	Controle centralizado para New-England.....	126
5.4.3	Perda de sinal no New-England	133
5.4.4	Simulação no tempo para New-England	134
5.5	Sistema Brasileiro Reduzido 33 Barras (S33BR).....	137
5.5.1	Controle descentralizado ou local para o S33BR.....	141
5.5.2	Controle centralizado para o S33BR.....	144
5.5.3	Perda de sinal no S33BR	153
5.5.4	Simulação no tempo para S33BR.....	157
6	CAPÍTULO 6	163

Aplicação da Metodologia ao Caso do Sistema Interligado Nacional.....	163
6.1.1 Aplicação da metodologia no SIN	163
6.1.2 Controle descentralizado ou local para o SIN.....	165
6.1.3 Controle centralizado para o SIN	174
6.1.4 Perda de sinal no SIN	184
6.1.5 Simulação no tempo para o SIN.....	188
7 CAPÍTULO 7.....	193
Conclusões e Desenvolvimento Futuros.....	193
7.1 Conclusões	193
7.2 Desenvolvimentos Futuros	195
Referências Bibliográficas	196
ANEXOS	208
A. Algoritmos Genéticos (AG).....	208
A1. Operadores internos do AG	209
A2. Algoritmo Genético com Pré-aquecimento.....	211
A3. Método de busca por exploração e aproveitamento	212
A4. Redução do espaço de busca.....	212
B. Lista de Sinais considerados no SIN (AG)	217
C. Processamento paralelo implementado no AG	219
C1. Comandos Utilizados do MPI.....	219
C2. Explicação gráfica da criação de grupos de processadores.....	220
C3. Exemplo prático da aplicação do MPI.....	221

Lista de Figuras

Figura 2.1: Hierarquia de controle de um sistema de potência [3].	7
Figura 2.2: Subsistemas de um sistema de potência e seus controles associados [3].	7
Figura 2.3: Classificação de estabilidade de sistema de potência [4].	10
Figura 2.4: Resposta do ângulo do rotor de uma máquina síncrona.	11
Figura 2.5: Sistema de controle de nível.	26
Figura 2.6: Diagrama do Preditor de Smith [6].	27
Figura 3.1: Configuração funcional da PMU [13].	32
Figura 3.2: Primeira PMU da Virginia Tech Microdyn Co. [15].	32
Figura 3.3: Representação de fasor tensão V .	33
Figura 3.4: Convenção para representação de sincrofasores [16].	33
Figura 3.5: Representação da etiqueta de tempo do fasor.	34
Figura 3.6: Representação TVE – erro vetorial total.	35
Figura 3.7: Concentradores de dados de fasores provenientes das PMUs	35
Figura 3.8: Níveis do concentradores de dados em fasor (PDC) [10].	36
Figura 3.9: Grupo de trabalho de NASPI - 2010 [18].	37
Figura 3.10: Órbita dos 24 satélites ao redor da Terra [20].	38
Figura 3.11: Representação geográfica do sistema de monitoração [22].	39
Figura 3.12: Principais interconexões do sistema elétrico Americano [29].	41
Figura 3.13: PMUs instaladas no sistema elétrico Americano [10].	43
Figura 3.14: Sistema elétrico do sistema Chinês [37].	44
Figura 3.15: Plano de defesa coordenado do sistema elétrico Francês [27].	46
Figura 3.16: Localização das PMUs no Japão [47].	48
Figura 3.17: Localização das PMUs na Rússia [49].	49
Figura 3.18: Localização das PMUs nos países nórdicos [57].	50
Figura 3.19: Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN) [62].	54
Figura 3.20: Atuação do ONS no Sistema Interligado Nacional [62].	55
Figura 3.21: Projeto MedFasee, monitoração do SIN em tempo real [71].	58
Figura 3.22: Estrutura de controle convencional de um SEP.	60
Figura 4.1: Representação de um controle centralizado.	69
Figura 4.2: Estrutura de controle descentralizado: ESP com sinal local e/ou remoto.	71
Figura 4.3: Arquitetura geral do sistema de controle hierárquico [95].	72
Figura 4.4: Estrutura de controle hierárquico proposto.	73
Figura 4.5: Estrutura de controle proposto simplificado.	73
Figura 4.6: Representação básico do AG.	75
Figura 4.7: Redução, deslocamento e expansão da região de busca.	76
Figura 4.8: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 1).	78
Figura 4.9: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 2 e F3).	78
Figura 4.10: Exemplo gráfico para a função objetivo (F4 e F5).	79
Figura 4.11: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 6).	79
Figura 4.12: Diagrama de blocos para o controle local.	81
Figura 4.13: AG implementado em MATLAB.	82
Figura 4.14: Processos executados para o ajuste dos controladores.	83

Figura 4.15: Grupos gerados com comando MPI_SPLIT	85
Figura 4.16: Processo do AG paralelo para obtenção do ajuste (*.AJT).....	85
Figura 4.17: Diagrama de fluxo do PGA usando MPI.	86
Figura 4.18: Modulo de interface gráfica em MATLAB.	87
Figura 4.19: Botões com funções específicas.....	88
Figura 5.1: Representação do cromossomo utilizado no AG.	90
Figura 5.2: Configuração do sistema reduzido de Brasil (JcIta).....	91
Figura 5.3: Configuração dos pontos de operação do JcIta.	92
Figura 5.4: Diagrama de pólos do sistema JcIta em malha aberta.	93
Figura 5.5: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 1.....	94
Figura 5.6: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 2.....	94
Figura 5.7: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 3.....	95
Figura 5.8: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 4.....	95
Figura 5.9: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 5.....	96
Figura 5.10: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 6.....	96
Figura 5.11: Diagrama de bloco do controle local.	97
Figura 5.12: Digrama de pólos com controladores locais ajustados.	99
Figura 5.13: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.....	99
Figura 5.14: Diagrama de pólos, mínimo amortecimento e número de pólos da MF.....	100
Figura 5.15: Diagrama de blocos para o controle centralizado.	100
Figura 5.16: Observabilidade e controlabilidade relativas e modo shape do Caso 1 a 4.	102
Figura 5.17: Observabilidade e controlabilidade relativas e modo shape do Caso 5 e 6.	103
Figura 5.18: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 1 ESP.....	104
Figura 5.19: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	104
Figura 5.20: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 6 ESPs).	105
Figura 5.21: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	107
Figura 5.22: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 16 ESPs).....	107
Figura 5.23: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	109
Figura 5.24: Pólos do JcIta com controle centralizado.	109
Figura 5.25: Mínimos amortecimentos e número de pólos de malha fechada central.	110
Figura 5.26: Pólos e zeros do JcIta com controle centralizado.....	110
Figura 5.27: Representação do sistema teste com os eventos a serem simulados.	112
Figura 5.28: Ângulo do gerador 1 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).....	113
Figura 5.29: Ângulo do gerador 4 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).....	113
Figura 5.30: Tensão na barra 5 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).	114
Figura 5.31: Ângulo do gerador 1 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).....	114
Figura 5.32: Ângulo do gerador 4 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).....	115
Figura 5.33: Tensão na barra 5 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).	115
Figura 5.34: Tensão na barra 4 ao abrir a linha 5-6 (Caso 6).	116
Figura 5.35: Ângulo delta do gerador 4 ao abrir a linha 5-6 (Caso 6).	116
Figura 5.36: Frequência nos barramentos dos geradores 4 e 2.....	117
Figura 5.37: Ângulo no gerador 1 (Caso 1).....	118
Figura 5.38: Ângulo no gerador 4 (Caso 1).....	118
Figura 5.39: Ângulo no gerador 3 (Caso 6).....	119
Figura 5.40: Ângulo no gerador 4 (Caso 06).....	119
Figura 5.41: Sistema New-England, 39 barras e 10 geradores.	120
Figura 5.42: Pólos dos três pontos de operação, New-England.....	121
Figura 5.43: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 1).....	122

Figura 5.44: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 2).....	122
Figura 5.45: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 3).....	123
Figura 5.46: Pólos do New-England antes e depois do controle local.	126
Figura 5.47: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 1 e 2).	127
Figura 5.48: Observabilidade e controlabilidade relativa (Casos 3).	127
Figura 5.49: Configuração de controle centralizado com 4 ESPs.....	128
Figura 5.50: Amortecimentos obtidos com controle centralizado, 4 ESPs.	129
Figura 5.51: Diagrama de bloco para o controle centralizado com 9 ESPs.....	130
Figura 5.52: Diagrama de bloco para o controle centralizado com 81 ESPs.....	131
Figura 5.53: Pólos do New-England com controle centralizado (81 ESPs).	133
Figura 5.54: Ângulo do gerador 5 (Delt 34) e 7 (Delta 36), Caso 1.	135
Figura 5.55: Ângulo do gerador 5 (Delt 34) e 7 (Delta 36), Caso 3.	135
Figura 5.56: Ângulo do gerador 8 (Delt 37) e gerador 9 (Delta 38), Caso 1.....	136
Figura 5.57: Ângulo do gerador 8 (Delt 37) e gerador 9 (Delta 38), Caso 3.....	136
Figura 5.58: Configuração do sistema reduzido de Brasil, 33 Barras.....	137
Figura 5.59: Configuração da UHE – Ita (904: 1904, 1905 e 1906) - individualizado.	137
Figura 5.60: Diagrama de pólos do sistema S33BR em malha aberta.	140
Figura 5.61: Número de pólos em malha aberta do S33BR.	141
Figura 5.62: Diagrama de bloco do controle local.....	141
Figura 5.63: Digrama de pólos com controladores locais ajustados.	143
Figura 5.64: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.....	144
Figura 5.65: Diagrama de blocos do controle centralizado.	145
Figura 5.66: Resumo da observabilidade e controlabilidade para a seleção de sinal.....	146
Figura 5.67: Observabilidade e controlabilidade relativos e modo shape do Caso 5 e 6.	147
Figura 5.68: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 9 ESPs.	148
Figura 5.69: Representação gráfica da toma de sinal pela PMU para a UHE Ita.	148
Figura 5.70: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	150
Figura 5.71: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 49 ESPs).....	150
Figura 5.72: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	152
Figura 5.73: Pólos do S33BBR com controle local e controle local-central.	152
Figura 5.74: Mínimos amortecimento e número de pólos de malha fechada do C.Central.	153
Figura 5.75: Representação matricial do controle centralizado.	154
Figura 5.76: Combinações da perda do sinal do controle centralizado.	154
Figura 5.77: Representação do S33BR com os eventos a serem simulados.....	158
Figura 5.78: Detalhe do evento aplicado ao S33BR.	159
Figura 5.79: Ângulo de Ita1(1904) versus GBMunhos1(1800).....	160
Figura 5.80: Ângulo de Ita1(1904) versus S.Osorio (1919).	160
Figura 5.81: Ângulo do gerador SCaxias1 (1808) vs. GBMunhoz1 (1800).....	160
Figura 5.82: Ângulo do gerador SCaxias1 (1808) vs. GBMunhoz1 (1800) e vs. S.Osorio1 (1919) com C. Local e C. Central.	161
Figura 5.83: Ângulos dos geradores de S.Segredo vs. GBMunhoz1 (1800) com C.Local.	162
Figura 5.84: Ângulos dos geradores de S.Segredo vs. GBMunhoz1(1800) com C.Central.	162
Figura 6.1: Configuração do SIN.....	164
Figura 6.2: Diagrama de pólos do SIN em malha aberta.	165
Figura 6.3: Diagrama de blocos para controle local do SIN.....	166
Figura 6.4: Diagrama de blocos do controle local.	166
Figura 6.5: Configuração do laço fechado.	167
Figura 6.6: Modelo do ESP para a obtenção do sinal Vudc.	167

Figura 6.7: Formação das matrizes de estado via o programa PACDYN.	168
Figura 6.8: Diagrama de blocos do ESP a ser ajustado pelo AG.	168
Figura 6.9: Diagrama de pólos com controladores locais ajustados.	173
Figura 6.10: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.	173
Figura 6.11: Diagrama de blocos do controle centralizado.	174
Figura 6.12: Observabilidade e controlabilidade relativa e modo shape do PO 1 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.	176
Figura 6.13: Observabilidade e controlabilidade relativa do PO 2 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.	176
Figura 6.14: Modo shape do PO 2 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.	177
Figura 6.15: Observabilidade e controlabilidade relativa e modo shape do PO 3 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.	177
Figura 6.16: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 25 ESPs.	178
Figura 6.17: Pólos do SIN na utilização de 25 ESPs no controle centralizado.	179
Figura 6.18: Mínimos amortecimento e número de Pólos do CC (25 ESPs).	180
Figura 6.19: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	181
Figura 6.20: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 144 ESPs).	182
Figura 6.21: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	183
Figura 6.22: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.	183
Figura 6.23: Amortecimentos mínimos e número de Pólos do C. Local e C. Central.	184
Figura 6.24: Combinações da perda do sinal do controle centralizado.	185
Figura 6.25: Detalhe do evento a ser aplicado no SIN.	188
Figura 6.26: Ângulo delta da UHE Itumbiara vs. Ilha Solteira.	189
Figura 6.27: Ângulo delta da UHE Marimbondo vs. Ilha Solteira.	189
Figura 6.28: Ângulo delta da UHE Tucuruí.	190
Figura 6.29: Ângulo delta da UTE de Angra.	190
Figura 6.30: Ângulos do rotor das usinas sem controle.	191
Figura 6.31: Ângulos do rotor das usinas com controle local (ESP_{local}).	192
Figura 6.32: Ângulos do rotor das usinas com controle local-central ($ESP_{local+central}$).	192
Figura 0.1: Representação de variável (conjunto de 0s e 1s) e indivíduo ou cromossomo (conjunto de variáveis).	209
Figura 0.2: Representação de cruzamento de 2 pontos para AG binário	210
Figura 0.3: Representação de cruzamento de 2 pontos para AG real.	210
Figura 0.4: Representação da região de busca inicial dentro da região global.	213
Figura 0.5: Nova região de busca: menor (R.1), igual (R.2) e maior (R.3).	215
Figura 0.6: Redução, deslocamento e expansão da região de busca.	216
Figura 0.7: Visão macro dos processadores de um supercomputador.	220
Figura 0.8: Seleção de 16 processadores.	220
Figura 0.9: Novos grupos gerados com MPI_SPLIT.	221
Figura 0.10: Exemplo gráfico da distribuição de tarefas nos processadores.	222
Figura 0.11: Conteúdo do arquivo “pbsexecuta.pbs”.	223

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Comparação entre o sistema SCADA e o sistema fasorial.....	30
Tabela 3.2: Prioridades da aplicação das PMUs [10].....	31
Tabela 3.3: Relação das principais interconexões do sistema americano [31].	41
Tabela 3.4: Recomendação sugeridas pelo NERC [10].	42
Tabela 3.5: Estudos e ações do ONS sobre o SIN	55
Tabela 5.1: Limites dos parâmetros do controlador local e de frequência de oscilação.	90
Tabela 5.2: Cinco pontos de operação com variação de X_{6-7} e X_{5-6}	92
Tabela 5.3: Autovalores, amortecimento e frequências do JcIta.	93
Tabela 5.4: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.	98
Tabela 5.5: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG.	98
Tabela 5.6: Autovalores, amortecimento e frequência do JcIta com ESPs locais.	101
Tabela 5.7: Resultados do controle centralizado 1 ESP.....	104
Tabela 5.8: Resultados do controle centralizado 6 ESPs.	105
Tabela 5.9: Resumo dos valores do Amortecimento com controle centralizado de 6 ESPs.	106
Tabela 5.10: Resultados do AG considerando tempos diferentes.....	108
Tabela 5.11: Resumo dos amortecimentos com controle centralizado para 16 ESPs.	108
Tabela 5.12: Amortecimento com perda de sinal.	111
Tabela 5.13: Pontos de operação para o sistema New-England.	120
Tabela 5.14: Autovalores, amortecimento e frequências do New-England.	121
Tabela 5.15: Valores de resíduo do primeiro e segundo PO do New-England.	123
Tabela 5.16: Valores de resíduo do PO 3 de New-England	124
Tabela 5.17: Parâmetros do AG aplicado a New-England.....	125
Tabela 5.18: Resultados do AG para os parâmetros dos ESPs, New England.	125
Tabela 5.19: Autovalores, amortecimento e frequência do New-England com controladores locais.	126
Tabela 5.20: Resultados do AG para o controle centralizado com 4 ESPs.....	129
Tabela 5.21: Resultados do AG do controle centralizado com 9 ESPs.....	130
Tabela 5.22: Resultados do AG para controle centralizado com 81 ESPs ($ESP_1 - ESP_{40}$).....	131
Tabela 5.23: Resultados do AG para controle centralizado com 81 ESPs ($ESP_{41} - ESP_{81}$).	132
Tabela 5.24: Variação do amortecimento com perda de sinal.	133
Tabela 5.25: Valor de amortecimento com perda de um sinal na entrada e um sinal na saída do controlador centralizado.....	134
Tabela 5.26: Lista das usinas com suas máquinas individualizadas do S33BR.	138
Tabela 5.27: Lista dos 31 PO do S33BR.....	138
Tabela 5.28: Lista da utilização das máquinas para os 31 PO do S33BR.	139
Tabela 5.29: Autovalores, amortecimento e frequências do S33BR (PO: 1-15).	139
Tabela 5.30: Autovalores, amortecimento e frequências do S33BR (PO: 16-31).	140
Tabela 5.31: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.....	142
Tabela 5.32: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG.	143
Tabela 5.33: Autovalores, amortecimento e frequência do S33BR (Caso 1 a 16).....	145
Tabela 5.34: Autovalores, amortecimento e frequência (Caso 17 a 31).....	146
Tabela 5.35: Resultados para o controle centralizado de 9 ESPs.	148
Tabela 5.36: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 9 ESPs.	149

Tabela 5.37: Resultados do AG para o controle centralizado com tempos diferentes.	151
Tabela 5.38: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 49 ESPs.	151
Tabela 5.39: Número de combinações e probabilidade na perda de sinais.	154
Tabela 5.40: Lista de sinais correspondentes aos números de barramentos.	155
Tabela 5.41: Amortecimento com perda de sinal (3 sinais).	155
Tabela 5.42: Amortecimento com perda de sinal (4, 5 e 6 sinais).	156
Tabela 5.43: Resumo de perda de sinais: amortecimentos mínimos.	157
Tabela 5.44: Resumo do PO 29 e evento aplicado ao S33BR.	158
Tabela 5.45: Lista das máquinas ativas para o PO 29 do S33BR.	159
Tabela 6.1: Autovalores, frequências e amortecimento mínimo do SIN.	164
Tabela 6.2: Autovalores, frequências e amortecimento por faixa de oscilação.	165
Tabela 6.3: Limites dos parâmetros do controlador local e de frequência de oscilação.	169
Tabela 6.4: Limites dos parâmetros dos Lead-Lag do ESP de Itumbiara.	169
Tabela 6.5: Limites dos parâmetros para o ESP _{AGi} de Itumbiara.	170
Tabela 6.6: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.	171
Tabela 6.7: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG ou PGA [134].	172
Tabela 6.8: Lista de geradores para os sinais remotos do controle centralizado.	175
Tabela 6.9: Autovalores, amortecimento e frequência do SIN com ESPs locais.	175
Tabela 6.10: Resultados do controle centralizado para 25 ESPs.	179
Tabela 6.11: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 25 ESPs.	180
Tabela 6.12: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 144 ESPs.	182
Tabela 6.13: Número de combinações e probabilidade na perda de sinais.	185
Tabela 6.14: Lista de sinais correspondentes aos barramentos do SIN.	186
Tabela 6.15: Amortecimento com perda de sinal (1 e 2 sinais).	186
Tabela 6.16: Amortecimento com perda de sinal (3 e 4 sinais).	187
Tabela 6.17: Resumo de perda de sinal: amortecimentos mínimos.	187
Tabela 6.18: Lista das curvas graficadas na Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32.	191

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 Considerações Gerais

Desde o início da década de 60 a operação dos sistemas de energia elétrica (SEE) tem evoluído na área de controle a longa distância. Tais desenvolvimentos geraram grandes avanços na área de gerenciamento de energia elétrica. Entretanto, a inserção de novas tecnologias nesse campo provocou um aumento no fluxo de informações obtidas mediante as medições do SEE, ocasionando assim dificuldades aos operadores em administrar os sistemas de energia. Uma possível solução para o problema do controle da informação seria a adoção do sistema de medição fasorial sincronizada (SMFS), o qual traria muito mais vantagens. Dentre as facilidades na adoção do SMFS podem ser destacadas as seguintes: possibilidade de monitoramento e controle em tempo real dos equipamentos de proteção e regulação, maior abrangência da área de comando e ajuste ótimo dos equipamentos do sistema em tempo real. Observa-se que se este tipo de monitoramento e/ou controle em tempo real estiver automatizado, passaríamos a ter um sistema elétrico mais “inteligente”.

Atualmente os sistemas de operação e/ou supervisão utilizam as informações ou leituras provenientes de equipamentos de telemedição (analógicas/digitais) que compõem o sistema *SCADA* (Supervisory Control And Data Acquisition). Todas estas

informações, com erros de medidas e/ou distorções por ruídos, são processadas pelo estimador de estados e por um configurador de redes, fornecendo assim resultados confiáveis das grandezas elétricas e da topologia do sistema elétrico. Os processos não são imediatos e dependendo da distorção das medições os resultados podem não ser confiáveis.

A preocupação com o monitoramento da dinâmica dos sistemas de potência em tempo real tem aumentado. Para isto, é necessária informação com precisão mais elevada e com taxas de atualização mais rápidas do que aquelas fornecidas normalmente pelos sistemas tradicionais *SCADA*. Além disso, estas medidas têm que estar sincronizadas sobre uma área geográfica maior do que os sistemas de proteção tradicionais permitem.

Com a introdução das unidades de medição fasorial, do inglês *phasor measurements unit (PMU)*, e com os avanços da tecnologia em comunicação e processamento computacional, tornou-se tecnicamente viável fazer monitoramento da estabilidade do sistema de potência em pequenas ou grandes áreas em tempo real [1].

O sistema de monitoração e controle de um sistema de energia engloba atividades como: monitoração da segurança, seleção e análise de contingências, controle preventivo, entre outras. Para ter o SEE observável, off-line, passivo ou em tempo não real, são usados os estimadores de estados, mas para ter o sistema observável em tempo real e ativo, isto é, ter a possibilidade de realizar um controle on-line nos equipamentos de controle, regulação e proteção, são utilizados sistemas de medição fasorial sincronizada [2].

Os *SMFS* surgiram pelo grande desenvolvimento na área de computação e de telecomunicações, assim como pela crescente dificuldade em se coordenar informações e operar sistemas de potência cada vez maiores e mais interligados. Estes por sua vez exigem dos operadores uma atenção maior no controle de segurança e medições em tempo real.

1.2 Motivação e Objetivos do trabalho

A motivação da realização deste trabalho tem a sua origem na necessidade do aprimoramento dos instrumentos de monitoração e controle em tempo real dos sistemas de energia elétrica. A existência de um mercado competitivo no setor elétrico, as restrições à expansão da rede de transmissão, a exigência da diminuição do risco de blecautes, a consideração da ação dos organismos reguladores (que estabelecem responsabilidade e padrões de qualidade às empresas de energia elétrica), o rápido desenvolvimento tecnológico e a demanda pela elevação da qualidade nos SEEs são fatores decisivos que influenciam na escolha de procedimentos e métodos de gerenciamento e controle dos SEEs.

A partir dos fatores expostos, a presente tese de doutorado pretende mostrar a aplicação das unidades de medida fasorial dentro dos atuais sistemas elétricos de potência e do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tendo assim como principais objetivos da tese:

- Apresentar os principais conceitos de sistemas de potência assim como uma breve resenha histórica das unidades de medição fasorial e/ou sistemas de medição fasorial sincronizados;
- Mostrar as possíveis aplicações das PMUs dentro dos SEEs, com algumas implementações reais em centros de controle;
- Implementar uma metodologia usando metaheurística para estudos de oscilações eletromecânicas usando os sinais remotos das PMUs;
- Aplicar a metodologia proposta a três sistemas exemplos, de forma preliminar, mas que indique a potencialidade do processo;
- Aplicar a metodologia ao sistema de grande porte como o SIN.
- Indicar os trabalhos futuros a serem desenvolvidas após a conclusão da tese.

1.3 Estrutura do Trabalho

A tese está organizada nos seguintes capítulos:

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos de um SEE. Também são expostos os conceitos de sistema de controle e de medição.

No Capítulo 3 é indicada a revisão bibliográfica sobre a utilização das unidades de medição fasorial para estudos dinâmicos em SEE. Também, é proposta uma metodologia já implementada para estudos de oscilações eletromecânicas aplicando as *PMUs*.

No Capítulo 4 são mostrados a estruturas de controle e a metodologias propostos de controle e de implementação.

No Capítulo 5 são mostrados os resultados da metodologia proposto aplicada aos três sistemas exemplos.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados da metodologia aplicada a um sistema de grande porte como o SIN.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e os futuros desenvolvimentos após o termino da tese.

Por fim são apresentados, nos anexos, os conceitos da metaheurística utilizada no presente trabalho bem como uma introdução da programação paralela utilizada através de um exemplo com código fonte em FORTRAN.

CAPÍTULO 2

Conceitos Básicos de um Sistema de Energia Elétrica

2.1 Sistema de Energia Elétrica

Um sistema de energia elétrica (*SEE*) é composto por vários componentes físicos e lógicos. O sistema de potência elétrica varia em dimensão e na estrutura de componentes, mas todos têm a mesma característica básica: [3]

- Possuem essencialmente o sistema trifásico de corrente alternada que opera a tensões constantes. Os equipamentos de geração e transmissão também são trifásicos, assim como as cargas industriais, residenciais e comerciais. Estes dois últimos em conjunto são distribuídos para formar um sistema de carga trifásico balanceado;
- Utilizam máquinas síncronas para a geração de eletricidade. A fonte de energia primária pode ser fóssil, nuclear e hidráulica. Tanto a energia hidráulica como a nuclear são obtidas por processos mecânicos os quais geram energia mecânica e usando máquinas síncronas, obtém-se a energia elétrica;
- O ponto de geração da energia elétrica geralmente se encontra muito longe dos consumidores, portanto, esta potência é transmitida a grandes distâncias para distribuir aos consumidores finais. É necessária a utilização de um sistema de transmissão que é composto de subsistemas que operam a diferentes níveis de

tensão. É comum classificar a rede de transmissão em sistemas de transmissão (≥ 220 kV), sistema de sub-transmissão (69 kV a 138 kV) e sistema de distribuição (4 kV a 34,5 kV). O sistema de transmissão pode ser classificado como extra alta tensão (138 a 800 kV) e ultra-alta tensão (≥ 1000 kV).

- Também devemos considerar a geração distribuída, localizada próxima aos pontos de carga. Estas produções de energia frequentemente estão conectadas de forma direta às linhas de sub-transmissão ou distribuição.

O objetivo principal dos operadores de sistemas de energia elétrica (*SEE*) é entregar de forma contínua a potência elétrica contratada para todos os consumidores. Isto é, um problema de engenharia complexo, o qual os operadores de sistemas enfrentam. Entre os elementos considerados tem-se que: a tensão e frequência devem estar dentro de seus limites pré-estabelecidos; as formas de onda das tensões e correntes AC devem ser sinusoidais; as linhas de transmissão devem operar efetivamente abaixo de seus limites térmicos e de estabilidade; os tempos de interrupções e corte de energia devem ser mínimos.

2.1.1 Controle de sistema de potência

Um sistema de potência apropriadamente projetado e operado deve atender os seguintes requisitos fundamentais:

- Deve ser capaz de atender contínuas mudanças de carga na demanda de potência ativa e reativa;
- Fornecer energia com mínimo custo e mínimo impacto ecológico;
- A qualidade de potência fornecida deve cumprir os limites pré-estabelecidos de frequência e tensão, níveis de confiabilidade e capacidade aceitáveis.

Para atender esses requisitos, alguns níveis de controle devem ser usados. A Figura 2.1 mostra uma hierarquia de controle, onde se comparamos com o sistema de controle brasileiro, podemos dizer que o primeiro nível, Centro de Controle Geral, seria o centro Operador Nacional do Sistema (ONS); o segundo nível, Centro de Controle do Sistema, seria os centros de controle regionais do ONS e o terceiro nível, sistema de geração, transmissão e distribuição, seriam os centros de controle locais.

O sistema de controle de um SEE pode ser agrupado via subsistemas, tal como é mostrado na Figura 2.2 [3].

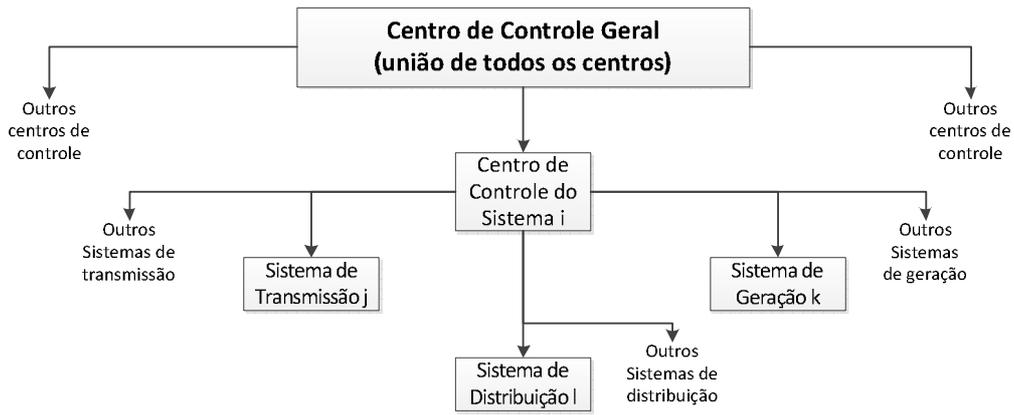


Figura 2.1: Hierarquia de controle de um sistema de potência [3].

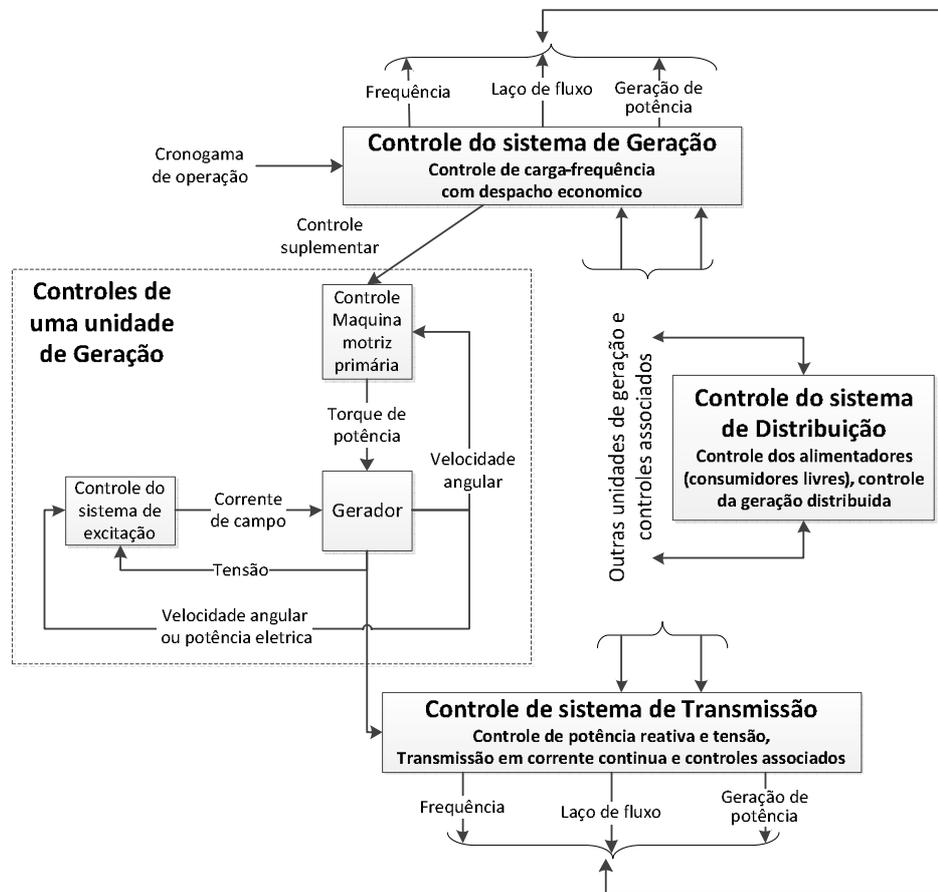


Figura 2.2: Subsistemas de um sistema de potência e seus controles associados [3].

Nesta última figura, pode-se observar que os controles podem atuar diretamente sobre dispositivos individuais: Controle na unidade de geração (sistema de excitação, reguladores, etc.) e sobre vários subsistemas: controle na transmissão, distribuição e geração. Este último permite ter um controle automático de geração (CAG).

Os objetivos de controle dependem do estado de operação do SEE. Em condições normais, o objetivo é controlar o sistema para que opere com tensão e frequência próximos à nominal. Ao ter uma condição anormal (perda de geração, perda de carga, abertura de linhas, etc.) os objetivos de controle mudam para restaurar o sistema e voltar a operar num estado estável.

2.1.2 Segurança de sistemas de potência

A análise da segurança de sistema de potência relaciona a robustez de um SEE relativa às perturbações eminentes. A análise da segurança envolve dois componentes principais: o estático e o dinâmico. Estas análises são muito importantes quando existem mudanças complexas (pequenas ou grandes) e quando o sistema estabelece uma nova condição de operação tal que as restrições físicas não sejam violadas [4].

Considera-se pequena perturbação quando esta é suficientemente pequena para permitir que a linearização das equações do sistema elétrico ainda seja válida para propósitos de análise. As grandes perturbações são resultado da perda de um gerador, grande perda de carga ou que provocadas por um curto-circuito.

Análise de segurança estática. - Envolve análise de regime permanente de sistemas, em condições mínimas de pós-perturbação, para verificar que não se viola nenhuma restrição de tensão dos equipamentos.

Análise de segurança dinâmica. - Envolve a análise das diferentes categorias de estabilidade do sistema como: estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência.

2.1.3 Proteção de sistema de potência

Em um sistema de proteção há inúmeros tipos de relés com funções específicas para cada tipo de aplicação. Dentre eles é importante citar: relé de sobrecorrente temporizado (51) e instantâneo (50), relé de sobre corrente direcional (67), relé de distância (21), relé diferencial (87), relé de subtensão (27) e o relé de sobretensão (59).

A proteção desempenha uma função importante em um sistema confiável e deve ser devidamente considerada ao planejar o sistema. Os disjuntores e relés associados devem atuar para proteger o sistema elétrico dos efeitos gerados pelos curtos-circuitos nos equipamentos e assim minimizar os danos nos equipamentos durante a falta.

Proteção Primária. - A proteção primária é a primeira linha de defesa contra curtos-circuitos. Na maioria dos casos, os relés primários operam dentro de alguns ciclos para iniciar a atuação do disjuntor. O tempo de eliminação da falta tem ordem de três a sete ciclos (60Hz). Cada seção da linha, barra, transformador e gerador de um sistema elétrico são protegidos pela proteção primária por suas respectivas zonas de atuação, isto é, vai depender em que zona foi detectada a falta para que o relé adequado atue.

Proteção de Retaguarda. - A proteção de retaguarda, como o próprio nome indica, é instalada para salvar o sistema no caso da proteção primária falhar. Esta proteção também salvaguarda em caso de falha do disjuntor (ex. o disjuntor não abre para eliminar um curto circuito detectado pela proteção primária).

Seletividade e Coordenação. - Uma zona de proteção primária é seletiva quando cada relé protege uma zona ou equipamento específico e não operará para faltas fora dessa zona. Relés usados para retaguarda precisam ser coordenados para assegurar uma atuação seletiva. Os relés de retaguarda têm que ser seletivos em relação aos relés primários, isto é, eles não devem operar até que seja evidente que o relé primário adequado tenha falhado ou o seu disjuntor associado não tenha atuado.

Proteção de transformadores. - Os transformadores estão sujeitos a falhas do tipo fase-fase, mas frequentemente sofrem faltas do tipo fase-terra, espira-espira, ou do enrolamento de AT para o enrolamento de BT. Nos esquemas de proteção de transformadores podem ser aplicados os seguintes tipos de proteções: análise do gás, proteção diferencial do transformador, proteção diferencial de terra, relé de sobrecorrente instantâneos e de tempo inverso, proteção de sobrecarga, relé de pressão, entre outras.

Proteção de barramento. - A proteção de barramento segue as regras gerais de proteções de equipamento, instalando-se geralmente tanto a proteção primária como a de retaguarda. Em um barramento podemos utilizar diversos tipos de relés, tais como: relé de sobrecorrente conectados diferencialmente, relés diferenciais de tensão entre outros.

Proteção de linhas. - A proteção das linhas de transmissão (LTs) é de fundamental importância, pois devido à sua extensão, são grandes captadoras de descargas atmosféricas e, por tanto, nelas existe maior probabilidade de ocorrerem as faltas. Nas LTs se utilizam os relés de distância, relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado entre outros. Os relés de distância, por medirem a distância entre o local do

relé e o ponto da falta da linha, podem ser utilizados em conjunto com a teleproteção a qual este esquema mandaria abrir instantaneamente os disjuntores nas extremidades da linha em caso de uma falta nela (isolando a falta).

2.2 Estabilidade de Sistema de Potência

A estabilidade de sistema de potência é a capacidade de um SEE para recuperar um novo estado de equilíbrio, após ter sido submetido a perturbações físicas (corte de carga e/ou geração, por exemplo). Este novo estado de operação pode ser igual (topologia intacta) ou diferente ao estado anterior, de modo que praticamente o sistema todo continue intacto [4].

A estabilidade de sistema de potência pode ser classificada em três tipos: estabilidade eletromecânica ou angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência [4], Figura 2.3.

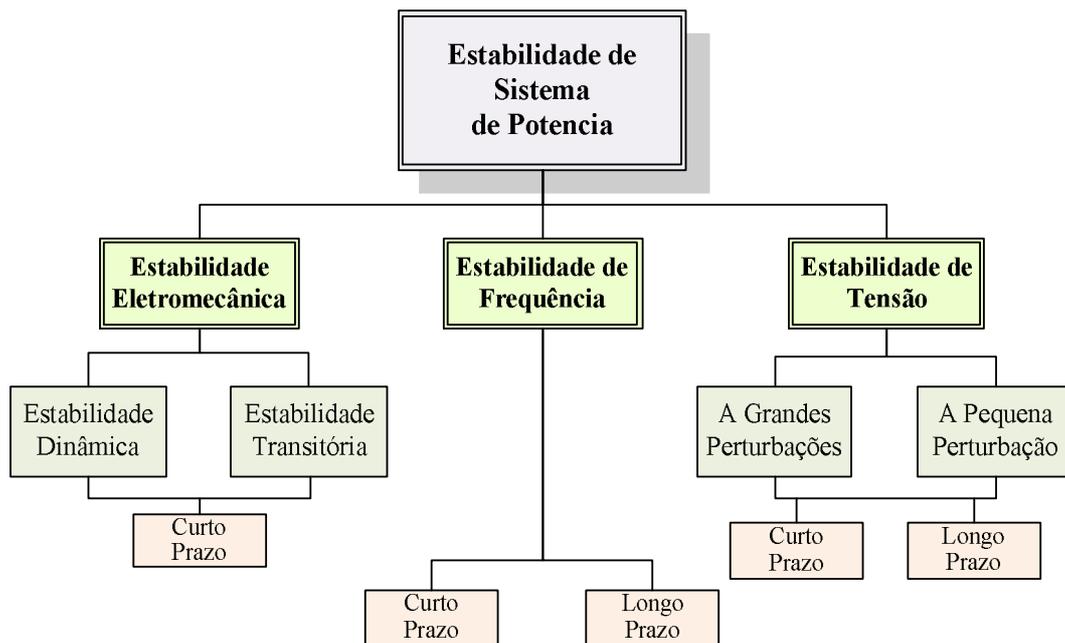


Figura 2.3: Classificação de estabilidade de sistema de potência [4].

2.2.1 Estabilidade eletromecânica

A estabilidade eletromecânica ou angular é referida como a capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interconectado de se manter em sincronismo depois de o sistema ter sido submetido a um distúrbio ou perturbação. Este tipo de estabilidade envolve a manutenção de sincronismo dos geradores do sistema e

está fortemente associada ao balanço de potência ativa (MW). Engloba análise de estabilidade dinâmica (pequenos sinais ou perturbações) e transitória (grandes distúrbios). A tese focaliza a estabilidade dinâmica no sistema elétrico de potência.

Estabilidade dinâmica. - Ou estabilidade em regime permanente ou estabilidade a pequenas perturbações. É a habilidade do sistema de potência em se manter em sincronismo depois de uma pequena perturbação. Geralmente, está associada a pequenas variações de carga ou geração.

Em geral, sistemas elétricos de médio e grande porte ao sofrerem uma perturbação produzem oscilações pela falta do torque de amortecimento. A equação (2.1) representa a variação do torque elétrico de uma máquina síncrona após uma perturbação.

$$\Delta T_e = K_s \Delta \delta + K_d \Delta \omega \quad (2.1)$$

onde $K_s \Delta \delta$ e $K_d \Delta \omega$ é respectivamente o torque sincronizante e de amortecimento.

Na Figura 2.4 mostram-se as possíveis respostas do ângulo do rotor de uma máquina síncrona. Observa-se que a linha contínua (azul) indica uma resposta estável e atinge o regime permanente em 10 segundos. A linha pontuada (vermelho) indica uma resposta instável de oscilação crescente, já a linha tracejada (preto) indica uma resposta instável no primeiro swing ou na primeira oscilação.

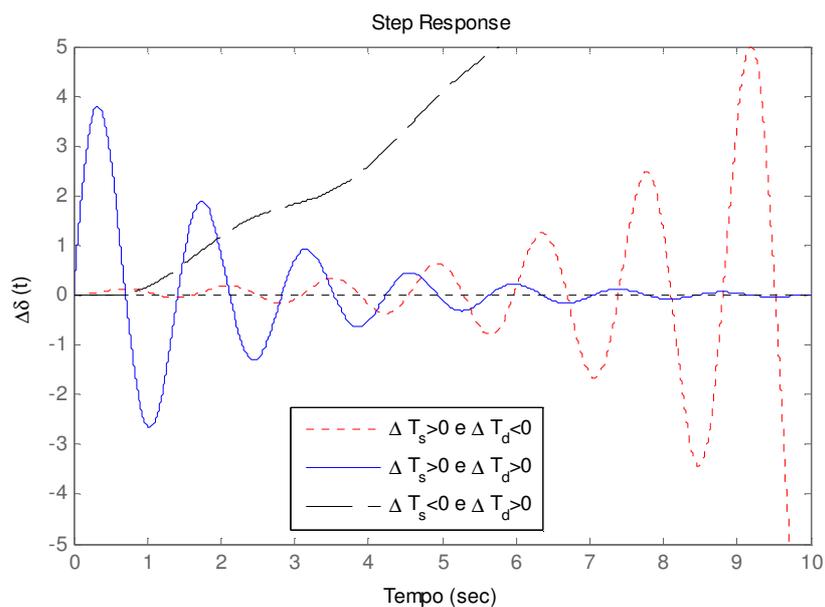


Figura 2.4: Resposta do ângulo do rotor de uma máquina síncrona.

Nos sistemas de potência atuais, a estabilidade a pequenas perturbações quase sempre se relaciona a seu baixo valor de amortecimento para as oscilações.

A estabilidade geralmente é associada aos seguintes tipos de modos de oscilações [3][4]:

Modo inter-máquinas ou intra-planta: associa-se às oscilações entre as unidades de uma mesma usina. As frequências ficam na faixa de 2-3 Hz.

Modo local ou máquina-sistema: liga-se às oscilações entre o conjunto de unidades de uma planta de geração e o restante do sistema de potência. O termo local é utilizado em razão das oscilações estarem localizadas numa usina ou em uma pequena parte do sistema. As frequências naturais dos modos locais ficam geralmente na faixa de 0.7 a 2.0 Hz.

Modo multi-máquinas ou inter-plantas: está associado às oscilações entre usinas eletricamente próximas.

Modo inter-área: vincula-se às oscilações entre grupos de usinas situadas em partes diferentes do sistema interligadas por enlaces frágeis. Este modo inter-área geralmente ocorre de duas formas: *Baixa frequência e Alta frequência*. A primeira envolve todas as usinas do sistema e é dividida em dois grandes grupos oscilando entre si na frequência de 0.1 a 0.3 Hz. A segunda se refere a subgrupos de geradores oscilando entre si, geralmente nas frequências de 0.4 a 0.7 Hz.

Modos de controle: estão, geralmente, associados aos controles dos sistemas de excitação, reguladores de velocidade, conversores dos enlaces de alta tensão em corrente direta (HVDC) e os compensadores estáticos de reativos ajustados em forma inadequada.

Modos torsionais: associados aos componentes rotacionais do sistema dos eixos turbina-gerador. A instabilidade dos modos torsionais pode ser causada pela interação dos eixos com os controles dos sistemas de excitação, reguladores de velocidade, controles de sistemas HVDC e linhas de transmissão com compensação em série.

Modelo Dinâmico do Sistema Elétrico de Potência: A formulação é a mesma indicada na seção 2.1.1, dadas pela equação (2.2).

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}} &= \mathbf{f}(\underline{x}, \underline{r}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{g}(\underline{x}, \underline{r})\end{aligned}\tag{2.2}$$

onde $\underline{\mathbf{x}}$ representa as variáveis de estado, $\underline{\mathbf{r}}$ as variáveis algébricas, \mathbf{f} representa as funções dinâmicas do SEP e \mathbf{g} as equações de regime como fluxo de potência.

Devemos, para estudos de estabilidade, linearizar a equação (2.2) em torno de um ponto de operação inicial $(\underline{x}_0, \underline{r}_0)$ do sistema:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{\mathbf{x}} \\ \underline{\mathbf{0}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \underline{\mathbf{x}} \\ \Delta \underline{\mathbf{r}} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

onde

$$\begin{aligned} J_1 &= \left. \frac{\partial \mathbf{f}(\underline{\mathbf{x}}, \underline{\mathbf{r}})}{\partial \underline{\mathbf{x}}} \right|_{(\underline{x}_0, \underline{r}_0)} & J_2 &= \left. \frac{\partial \mathbf{f}(\underline{\mathbf{x}}, \underline{\mathbf{r}})}{\partial \underline{\mathbf{r}}} \right|_{(\underline{x}_0, \underline{r}_0)} \\ J_3 &= \left. \frac{\partial \mathbf{g}(\underline{\mathbf{x}}, \underline{\mathbf{r}})}{\partial \underline{\mathbf{x}}} \right|_{(\underline{x}_0, \underline{r}_0)} & J_4 &= \left. \frac{\partial \mathbf{g}(\underline{\mathbf{x}}, \underline{\mathbf{r}})}{\partial \underline{\mathbf{r}}} \right|_{(\underline{x}_0, \underline{r}_0)} \end{aligned} \quad (2.4)$$

As equações acima formam a matriz Jacobiano. A matriz de estado (matriz \mathbf{A}) pode ser obtida pela eliminação das variáveis algébricas da matriz Jacobiano. Os autovalores dessa matriz fornecem informações sobre a estabilidade do sistema em torno do ponto de operação $(\underline{x}_0, \underline{r}_0)$:

$$\Delta \underline{\mathbf{r}} = -J_4^{-1} J_3 \Delta \underline{\mathbf{x}} \quad (2.5)$$

$$\Delta \dot{\underline{\mathbf{x}}} = \left[J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3 \right] \Delta \underline{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \underline{\mathbf{x}} \quad (2.6)$$

onde Δ representa a variação incremental próximo ao ponto de operação.

Podemos, ao se obter a matriz de estado \mathbf{A} , relacionar as propriedades vistas na seção 2.3.2.

Os *autovalores* obtidos da matriz de estado \mathbf{A} podem ser números complexos conforme a equação (2.7). Eles fornecem informações sobre a estabilidade local no ponto de operação. A solução no tempo ou resposta no tempo é chamada de modo de oscilação e dada pela equação (2.8).

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (2.7)$$

$$x(t) = x(t_0) e^{\lambda_i t} = x_0 e^{\sigma_i t \pm j\omega_i t} \quad (2.8)$$

A parte real (σ_i) está associada ao crescimento ou decaimento exponencial da resposta e a parte imaginária (ω_i) determina a frequência de oscilação do respectivo modo de resposta ($f_{osc} = \omega_i/2\pi$ Hz). O fator de amortecimento para esta frequência é dada pela equação (2.9) e representa a taxa de decaimento da amplitude da respectiva oscilação.

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (2.9)$$

Estabilidade transitória. - É a habilidade do sistema de potência em se manter em sincronismo depois que é submetido a uma perturbação severa. A resposta do sistema resultante envolve grandes excursões de ângulo do rotor do gerador e é influenciado pela relação não linear *Potência-Ângulo*. A estabilidade transitória depende tanto do estado inicial do sistema quanto da severidade da perturbação.

2.2.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema elétrico de potência de manter tensões estáveis nas barras do sistema após a ocorrência de uma perturbação para uma dada condição de operação. A perda de tal estabilidade pode resultar na queda ou subida progressiva das tensões de algumas barras. Quando a sucessão de eventos que acompanham a perda da estabilidade de tensão conduz a um blecaute ou tensões anormalmente baixas em uma parte significativa do sistema, o termo *Colapso de Tensão* é usado com maior frequência.

A estabilidade de tensão pode ser classificada, similarmente ao caso anterior, em pequenas e grandes perturbações:

Estabilidade de tensão a grandes perturbações. - É habilidade do sistema para manter as tensões constantes seguidas de grandes perturbações. Esta habilidade é determinada pelas características do sistema e de cargas, assim como da interação dos controles - contínuos e discretos - e das proteções.

Estabilidade de tensão a pequenas perturbações. - É habilidade do sistema para manter as tensões constantes quando é submetido a pequenas perturbações tal como mudanças incrementais no sistema de carga. Este tipo de estabilidade é influenciado

pela característica das cargas, controles contínuos e controles discretos em um instante de tempo.

A *estabilidade de tensão em curto prazo* envolve dinâmicas de componentes de carga de ação rápida tal como os motores de induções, cargas controladas eletronicamente e conversores dos enlaces de HVDC. A *estabilidade de tensão em longo prazo* envolve equipamentos de ação lenta bem como as variações de tapes de transformadores, cargas controladas por termostatos e limitadores de corrente de geração.

2.2.3 Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência está referida como a capacidade de um sistema de potência de manter a frequência estável após a ocorrência de um distúrbio severo, resultando em um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga. A perda dessa estabilidade produz oscilações de frequência contínuas, conduzindo ao desligamento de cargas e/ou de unidades geradoras.

2.3 Sistema de Controle

A nova realidade na operação dos Sistemas de Elétricos de Potência (*SEP's*) exige modelos e métodos mais sofisticados, que forneçam resultados mais acurados do que os tradicionais. As incorporações de novas tecnologias nos equipamentos que compõem os *SEP's* têm o objetivo de aumentar a eficiência e a confiabilidade dos mesmos. Assim, a operação destes sistemas requer o uso e conhecimento de sofisticadas técnicas de monitoração e controle, as quais utilizam os mais recentes avanços da tecnologia de computadores e transmissão de dados.

Controladores nos geradores e dispositivos controláveis na rede permitem a automatização de muitas funções de controle do sistema. Os equipamentos controláveis da rede são muitas vezes baseados em dispositivos de eletrônica de alta potência, permitindo o controle rápido de variáveis do sistema.

Os controladores associado aos geradores são também importantes na manutenção da estabilidade para pequenas perturbações ou em regime permanente (estabilidade dinâmica) e para grandes perturbações (estabilidade transitória). O controle de tensão é mais efetivo para o amortecimento das oscilações dos rotores das máquinas a curto prazo. Os três principais sistemas de controle que atuam sobre o

gerador síncrono são: o controle primário de carga-frequência, o controle suplementar de carga-frequência (ou CAG) e o controle de excitação [5].

2.3.1 Espaço de estado de sistemas dinâmicos

Na análise da estabilidade dinâmica é utilizada a linearização do modelo e a representação no espaço de estados, já que este contém informação das características dinâmicas do sistema dinâmico em estudo.

Estado de um sistema dinâmico. - é o menor conjunto de variáveis (chamadas de variáveis de estado), tais que o conhecimento dessas variáveis em $t = t_0$, juntamente com o conhecimento da entrada para $t \geq t_0$, determina completamente o comportamento do sistema para qualquer instante $t \geq t_0$.

Variáveis de estado de um sistema dinâmico. - As variáveis de estado de um sistema dinâmico são aquelas que constituem o menor conjunto de variáveis capaz de determinar o estado desse sistema dinâmico. Se pelo menos n variáveis x_1, x_2, \dots, x_n são necessárias para descrever todo o comportamento do sistema dinâmico, então essas n variáveis formam um conjunto de variáveis de estado.

Vetor de estado. - O vetor de estado é o vetor que tem como componentes n variáveis de estado necessárias para descrever completamente o comportamento de um dado sistema. Assim, um vetor de estado é aquele que determina univocamente o estado do sistema $\underline{x}(t)$ para qualquer instante $t \geq t_0$, uma vez dado o estado em $t = t_0$, e especificada a entrada $u(t)$ para $t \geq t_0$.

Espaço de estados. - O espaço de estados é o espaço n -dimensional, cujos eixos coordenados são formados pelos eixos de x_1, x_2, \dots, x_n , onde x_1, x_2, \dots, x_n são as variáveis de estado.

Equações no espaço de estados. - A análise no espaço de estados envolve três tipos de variáveis que estão presentes na modelagem de sistemas dinâmicos: variáveis de entrada “ u ”, variáveis de saída “ y ” e variáveis de estado “ x ”. A representação de um dado sistema no espaço de estados não é única, mas o número de variáveis de estado é o mesmo para qualquer uma das diferentes representações do mesmo sistema, no espaço de estados.

O sistema dinâmico deve conter elementos que memorizem os valores de entrada para $t \geq t_1$. Uma vez que os integradores em um sistema de controle de tempo contínuo servem como dispositivos de memória, as saídas desses integradores podem

ser consideradas variáveis que definem o estado interno do sistema dinâmico. Assim, estas podem ser escolhidas como variáveis de estado. O número de variáveis de estado que definem completamente a dinâmica de um sistema é igual ao número de integradores existentes no sistema.

Suponhamos que se tenha um sistema que envolva “n” integradores (n variáveis de estado x_1, x_2, \dots, x_n) e que o mesmo possua “r” entradas u_1, u_2, \dots, u_r e “m” saídas y_1, y_2, \dots, y_m .

O sistema pode ser descrito por (2.10):

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}}(t) &= \underline{f}(\underline{x}, \underline{u}, t) \\ \underline{y}(t) &= \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}, t)\end{aligned}\tag{2.10}$$

onde:

$$\underline{x}(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} \quad \underline{u}(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_r(t) \end{bmatrix} \quad \underline{y}(t) = \begin{bmatrix} y_1(t) \\ y_2(t) \\ \vdots \\ y_m(t) \end{bmatrix}\tag{2.11}$$

e:

$$\underline{f}(t) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \\ f_2(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \\ \vdots \\ f_n(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \end{bmatrix} \quad \underline{g}(t) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \\ g_2(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \\ \vdots \\ g_m(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r, t) \end{bmatrix}\tag{2.12}$$

Linearizando-se as equações de (2.10) próximo do estado de operação ou a um ponto de operação (considerado em equilíbrio), resultam as equações mostradas em (2.13).

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}}(t) &= \mathbf{A}(t)\underline{x}(t) + \mathbf{B}(t)\underline{u}(t) \\ \underline{y}(t) &= \mathbf{C}(t)\underline{x}(t) + \mathbf{D}(t)\underline{u}(t)\end{aligned}\tag{2.13}$$

onde $\mathbf{A}(t)$ é a matriz de estado, $\mathbf{B}(t)$ matriz de entrada, $\mathbf{C}(t)$ matriz de saída e $\mathbf{D}(t)$ matriz de transmissão direta, e todas elas são variantes no tempo.

Se nas funções vetoriais \underline{f} e \underline{g} não se considera o tempo t explicitamente, o sistema se denomina sistema invariante no tempo, tendo assim as equações (2.14).

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}}(t) &= \mathbf{A}\underline{x}(t) + \mathbf{B}\underline{u}(t) \\ \underline{y}(t) &= \mathbf{C}\underline{x}(t) + \mathbf{D}\underline{u}(t)\end{aligned}\quad (2.14)$$

Ao sofrer um pequeno distúrbio ou perturbação, o sistema dado por (2.14) é representado por (2.15):

$$\begin{aligned}\Delta\dot{\underline{x}}(t) &= \mathbf{A}\Delta\underline{x}(t) + \mathbf{B}\Delta\underline{u}(t) \\ \Delta\underline{y}(t) &= \mathbf{C}\Delta\underline{x}(t) + \mathbf{D}\Delta\underline{u}(t)\end{aligned}\quad (2.15)$$

onde $\Delta\underline{x}$ é o vetor de estado de ordem n , $\Delta\underline{y}$ vetor de saída de ordem m , $\Delta\underline{u}$ o vetor de entrada de ordem r e as matrizes \mathbf{A} (ordem $n \times n$), \mathbf{B} (ordem $n \times r$), \mathbf{C} (ordem $m \times n$) e \mathbf{D} (ordem $m \times r$) são representados pelas equações (2.16) e (2.17):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

2.3.2 Propriedades da matriz de estado \mathbf{A}

Autovalores. – Os autovalores de uma matriz \mathbf{A} são definidos como os valores do parâmetro escalar λ para o qual existem soluções não triviais da equação (2.18):

$$\mathbf{A}\underline{\phi} = \lambda\underline{\phi} \quad (2.18)$$

onde \mathbf{A} é uma matriz $n \times n$ e $\underline{\phi}$ é um vetor de $n \times 1$. Para encontrar os autovalores, a equação (2.18) pode ser escrito como:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\underline{\phi} = 0 \quad (2.19)$$

E para uma solução trivial temos:

$$\det(A-\lambda I) = 0 \quad (2.20)$$

As n soluções de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, são os autovalores da matriz A .

Autovetores. – Para cada autovalor λ_i da matriz A , existe um vetor $\underline{\phi}_i$ que satisfaz a equação (2.18), o qual é denominado de “autovetor à direita” da matriz A associado ao autovalor λ_i , logo temos:

$$A\underline{\phi}_i = \lambda_i \underline{\phi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

onde $\underline{\phi}_i$ é o vetor coluna representado pela equação (2.22):

$$\underline{\phi}_i = [\phi_{1i} \quad \phi_{2i} \quad \dots \quad \phi_{ni}]^T \quad (2.22)$$

Similarmente, o “autovetor à esquerda” associado ao autovalor λ_i é o vetor $\underline{\psi}_i$ de $1 \times n$ que satisfaz a equação (2.23):

$$\underline{\psi}_i A = \lambda_i \underline{\psi}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.23)$$

onde $\underline{\psi}_i$ é dado por (2.24):

$$\underline{\psi}_i = [\psi_{i1} \quad \psi_{i2} \quad \dots \quad \psi_{in}] \quad (2.24)$$

Autovetores provenientes de diferentes autovalores formam um conjunto de vetores ortogonais o qual é dada pela equação (2.25)

$$\underline{\psi}_j \underline{\phi}_i = 0 \quad \forall i \neq j \quad (2.25)$$

Autovetores correspondentes do mesmo autovalor formam um conjunto de vetores ortonormais (não ortogonais), e é dada pela equação (2.26). Para autovetores normalizados o produto da equação (2.26) é igual a um.

$$\underline{\psi}_j \underline{\phi}_i \neq 0 \quad \forall i = j \quad (2.26)$$

Matrizes modais. – A fim de expressar as auto propriedades da matriz de estado A , introduziremos as seguintes matrizes (2.27):

$$\begin{aligned}\Phi &= \begin{bmatrix} \underline{\phi}_1 & \underline{\phi}_2 & \cdots & \underline{\phi}_n \end{bmatrix} \\ \Psi &= \begin{bmatrix} \underline{\psi}_1 & \underline{\psi}_2 & \cdots & \underline{\psi}_n \end{bmatrix}\end{aligned}\quad (2.27)$$

onde todas as matrizes são da ordem $n \times n$ e de (2.21) e de (2.26) no caso de matrizes normalizadas se tem [3]: $\Psi\Phi = \mathbf{I}$ e $\Psi = \Phi^{-1}$.

Logo temos:

$$\Lambda = \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi \quad (2.28)$$

Sendo Λ uma matriz diagonal cujos elementos são dados pelos autovalores da matriz de estado \mathbf{A} ($\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$).

A utilização de uma matriz de estado \mathbf{A} cheia, implica que a taxa de variação de uma variável de estado seja uma combinação linear de todas as outras variáveis. Esta combinação isola os parâmetros que influenciam de maneira significativa a um certo modo. A diagonalização da matriz de estado \mathbf{A} tem como objetivo eliminar o acoplamento entre os estados [3].

Movimento livre de um sistema dinâmico. – Se nas equações de (2.15) tem-se como valor de entrada zero, considera-se que o sistema dinâmico está em movimento livre, então:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = \mathbf{A} \Delta \underline{x} \quad (2.29)$$

Podendo ser representado por:

$$\dot{\underline{z}} = \mathbf{A} \Lambda \underline{z} \quad (2.30)$$

onde \underline{z} é o vetor que relaciona com o vetor $\Delta \underline{x}$ mediante:

$$\Delta \underline{x} = \Phi \underline{z} \quad (2.31)$$

A equação (2.30) é importante por representar as n equações diferenciais do sistema de primeira ordem desacopladas entre elas mediante (2.32):

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.32)$$

A solução no domínio do tempo é dada por (2.33):

$$z_i(t) = z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (2.33)$$

Voltando à equação (2.30) e usando a (2.34), a resposta em termos do vetor de estado original pode ser dada por (2.35):

$$\Delta \underline{x}(t) = \Phi \underline{z}(t) \quad (2.34)$$

$$\Delta \underline{x}(t) = \begin{bmatrix} \underline{\phi}_1 & \underline{\phi}_2 & \cdots & \underline{\phi}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Logo podemos ter:

$$\Delta \underline{x}(t) = \sum_{i=1}^n \underline{\phi}_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (2.36)$$

Da equação (2.34), tem-se:

$$\begin{aligned} \underline{z}(t) &= \Phi^{-1} \Delta \underline{x}(t) \\ \underline{z}(t) &= \Psi \Delta \underline{x}(t) \end{aligned} \quad (2.37)$$

onde implica ter a equação (2.38):

$$z_i(t) = \underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(t) \quad (2.38)$$

Logo da equação (2.36), podemos obter a resposta para a i -ésima variável de estado (2.39):

$$\Delta x_i(t) = \phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \phi_{in} c_n e^{\lambda_n t} \quad (2.39)$$

onde $c_i = \underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(0)$ é um valor constante que vem de (2.29) para $t=0$.

Esta equação (2.39) é a resposta livre (sem entradas) no domínio do tempo de um sistema dinâmico em termos dos autovalores e dos autovetores à esquerda e à direita. Desta maneira, a resposta livre ou condição inicial é determinada por uma combinação linear de n modos dinâmicos, que correspondem aos n autovalores da matriz de estado.

O produto escalar $c_i = \underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(0)$ representa a magnitude da excitação do i -ésimo modo resultante das condições iniciais. Se as condições iniciais caem ao longo do autovetor j -ésimo, o produto escalar $\underline{\psi}_i \Delta \underline{x}(0) = 0$ para todo $i \neq j$, e por tanto somente o modo j -ésimo é excitado.

Se a representação da condição inicial não for um autovetor, este poderá ser representada por uma combinação linear dos n autovetores. A resposta do sistema será a soma da n respostas.

Se um componente ao longo de um autovetor da condição inicial é zero, o modo correspondente não será excitado.

Modo shape e autovetores. – Da resposta de um sistema em termos dos vetores de estado $\Delta \underline{x}$ e \underline{z} , os quais estão relacionados entre eles por:

$$\Delta \underline{x}(t) = \Phi \underline{z}(t) \quad (2.40)$$

$$\Delta \underline{x}(t) = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \dots \quad \phi_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Também:

$$\underline{z}(t) = \Psi \Delta \underline{x}(t) \quad (2.42)$$

$$\underline{z}(t) = \begin{bmatrix} \underline{\Psi}_1 \\ \underline{\Psi}_2 \\ \vdots \\ \underline{\Psi}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1(t) \\ \Delta x_2(t) \\ \vdots \\ \Delta x_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Na Equação (2.40), observa-se que os autovetores à direita fornecem os chamados “*mode-shapes*”, dando uma medida da atividade de uma variável de estado quando um determinado modo é excitado. Por exemplo, o grau de atividade da variável de estado x_k no i -ésimo modo é dado pelo elemento ϕ_{ki} do autovetor à direita $\underline{\phi}_i$.

As magnitudes dos elementos do vetor $\underline{\phi}_i$ fornecem o grau de atividade de cada variável de estado em relação ao i -ésimo modo, enquanto os ângulos dos elementos do vetor $\underline{\phi}_i$ fornecem as defasagens de cada variável de estado em relação ao i -ésimo modo.

A equação (2.42) mostra que um determinado autovetor à esquerda $\underline{\Psi}_i$ identifica a combinação das variáveis de estado originais que formam o i -ésimo modo. Assim, o

k -ésimo elemento do autovetor à direita $\underline{\phi}_i$ mede o grau de atividade ou resposta da variável x_k no i -ésimo modo, enquanto o k -ésimo elemento do autovetor à esquerda $\underline{\psi}_i$ fornece o peso dessa resposta no i -ésimo modo.

Fator de participação. - Ou “matriz de participação” é a matriz que combina os autovetores à direita e à esquerda a qual é definida pela equação (2.44):

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \underline{p}_1 & \underline{p}_2 & \cdots & \underline{p}_n \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Sendo:

$$\underline{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

onde ϕ_{ki} e ψ_{ik} são, respectivamente, os k -ésimos elementos dos autovetores à direita $\underline{\phi}_i$ e à esquerda $\underline{\psi}_i$.

Cada elemento da matriz de participação é chamado de “fator de participação”, o qual representa a medida de participação de uma variável de estado num determinado modo do sistema. O resultado do produto dos autovetores à direita e à esquerda é adimensional (constante).

Controlabilidade e Observabilidade. – A Controlabilidade é a propriedade do acoplamento entre a entrada e o estado, envolvendo assim as matrizes **A** e **B**. A Observabilidade é a propriedade do acoplamento entre a saída e o estado, envolvendo assim as matrizes **A** e **C**.

Na representação linearizada do sistema mostrada na equação (2.15) para uma resposta do sistema na presença de uma entrada $\Delta \underline{u}$, que repetiremos aqui em (2.46):

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\underline{x}} &= \mathbf{A} \Delta \underline{x} + \mathbf{B} \Delta \underline{u} \\ \Delta \underline{y} &= \mathbf{C} \Delta \underline{x} + \mathbf{D} \Delta \underline{u} \end{aligned} \quad (2.46)$$

Esta equação em termos da variável de transformação \underline{z} , logo se obtém as equações de (2.47)

$$\begin{aligned}\Phi \dot{\underline{z}} &= \mathbf{A}\Phi \underline{z} + \mathbf{B}\Delta \underline{u} \\ \Delta \underline{y} &= \mathbf{C}\Phi \underline{z} + \mathbf{D}\Delta \underline{u}\end{aligned}\quad (2.47)$$

Na forma desacoplada:

$$\begin{aligned}\dot{\underline{z}} &= \mathbf{A}'\underline{z} + \mathbf{B}'\Delta \underline{u} \\ \Delta \underline{y} &= \mathbf{C}'\underline{z} + \mathbf{D}\Delta \underline{u}\end{aligned}\quad (2.48)$$

onde:

$$\begin{aligned}\mathbf{B}' &= \Phi^{-1}\mathbf{B} \\ \mathbf{C}' &= \mathbf{C}\Phi\end{aligned}\quad (2.49)$$

Da equação (2.48), se a i -ésima linha da matriz \mathbf{B}' for nula, pode-se dizer que as entradas não têm efeito sobre o i -ésimo modo do sistema. Nesse caso, diz-se que o i -ésimo modo é “não controlável”. Também, nota-se que a i -ésima coluna da matriz \mathbf{C}' determina o quanto cada variável Φ contribui para a formação das saídas. Se uma coluna é nula, então se diz que o modo correspondente é “não observável”.

A matriz \mathbf{B}' é denominada de “matriz de controlabilidade” e a matriz \mathbf{C}' de “matriz de observabilidade”. A partir da inspeção das matrizes \mathbf{B}' e \mathbf{C}' é possível classificar os modos do sistema quanto a sua controlabilidade e observabilidade.

Função de transferência e espaço de estado. – A função de transferência é outra forma de representar um sistema, a qual relaciona uma entrada a uma saída do sistema. Assim, para um sistema dado, define-se a função de transferência $G(s)$ com saída $Y(s)$ e entrada $U(s)$, da seguinte maneira:

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \dots + b_1 s^1 + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_1 s^1 + a_0}\quad (2.50)$$

Ou na forma fatorada:

$$G(s) = \frac{b_m (s - z_1)(s - z_2) \dots (s - z_m)}{a_n (s - p_1)(s - p_2) \dots (s - p_n)}\quad (2.51)$$

onde os números z_1, z_2, \dots, z_m são chamados de “zeros” em razão de serem valores de s para o qual $G(s)$ é zero. Os números p_1, p_2, \dots, p_n , são os pólos de s .

A representação em função de transferência exprime somente o comportamento do sistema a respeito da relação entrada-saída especificado. A representação no espaço

de estado relaciona tanto as propriedades de entrada e saída do sistema quanto com seu comportamento interno.

É importante observar como ambas as formas de expressão representam o sistema. Para isto temos as equações (2.52):

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\underline{x}} &= \mathbf{A}\Delta \underline{x} + \underline{b}\Delta u \\ \Delta y &= \underline{c}\Delta \underline{x}\end{aligned}\quad (2.52)$$

onde \mathbf{A} é a matriz de estado, $\Delta \underline{x}$ é o vetor de estado, Δu é uma entrada simples, \underline{c} é um vetor linha e \underline{b} é um vetor coluna. Assumindo que y não é função direta de u , tem-se $\mathbf{D} = 0$.

Expressando a relação entre entrada e a saída como função de transferência (2.53):

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \underline{c}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\underline{b} = \frac{b_m(s-z_1)(s-z_2)\cdots(s-z_m)}{a_n(s-p_1)(s-p_2)\cdots(s-p_n)} \quad (2.53)$$

Expandindo em frações parciais:

$$G(s) = \frac{R_1}{(s-p_1)} + \frac{R_2}{(s-p_2)} + \cdots + \frac{R_n}{(s-p_n)} \quad (2.54)$$

onde aqui, R_i é chamado de resíduo de $G(s)$ no pólo p_i .

Escrevendo as equações (2.52) em termos das variáveis desacopladas, obtêm-se:

$$G(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \underline{c}\Phi(s\mathbf{I} - \Lambda)^{-1}\Psi\underline{b} \quad (2.55)$$

Da mesma forma o resíduo pode ser expresso por (2.56), onde se observa que o resíduo da função de transferência pode ser descrita em termos dos autovetores à direita e à esquerda.

$$R_i = \underline{c}\underline{\phi}_i\underline{\psi}_i\underline{b} \quad (2.56)$$

2.3.3 Sistemas de controle com retardo

Em processos de controle é comum ter sistemas afetados por tempos mortos ou tempos de retardo e em muitos sistemas de controle este retardo afeta a estabilidade do sistema.

Um retardo é o intervalo de tempo entre o início de um evento em um ponto do sistema e sua ação resultante em outro ponto do sistema. Para ilustrar este sistema, na Figura 2.5 se mostra um sistema de controle de nível, onde o tempo de retardo é desde a medida do nível da água até que se feche a válvula, mediante o atuador.

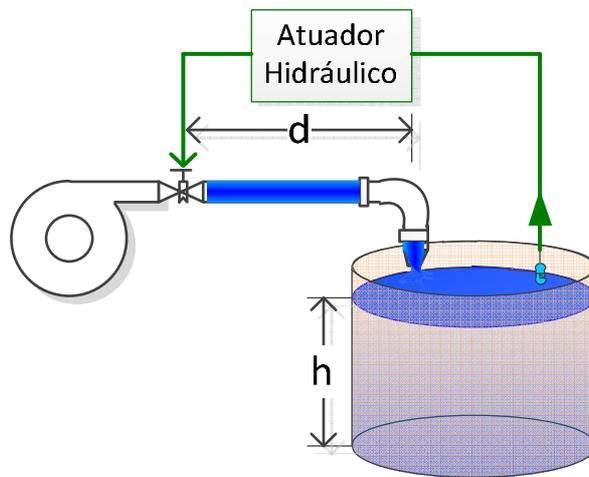


Figura 2.5: Sistema de controle de nível.

Um retardo puro, sem atenuação, é representado pela função de transferência dada na equação (2.57):

$$G(s) = e^{-t \cdot s} \quad (2.57)$$

onde t é o tempo de retardo.

O atraso t de transporte é função do posicionamento do sensor. Este aspecto prático deve ser considerado no projeto de sistemas de controle industriais. O atraso de transporte está presente, por exemplo, nas indústrias de laminação, alumínio, cimento e celulose.

A presença do atraso de transporte em um processo limita o desempenho do sistema clássico de controle por realimentação. Da perspectiva de resposta em frequência, um atraso de transporte adiciona um atraso de fase na malha de realimentação, o que afeta a estabilidade de malha fechada. Logo, o ganho do

controlador deve ser reduzido e a resposta em malha fechada torna-se lenta em comparação com o controle da malha sem atraso.

Uma forma clássica de controle de sistemas com retardo puro é a introduzida por Otto J. Smith nos fins de 1950. O objetivo é projetar controladores para sistemas onde o tempo de atraso é muito maior em comparação com a constante de tempo do sistema. Na Figura 2.6 é mostrado o diagrama do Preditor de Smith [6]. Onde, o tempo de retardo é dado por t , $P(s)$ vem a ser a planta do sistema, $C(s)$ o controlador e $P_R(s)$ é o sistema reduzido da planta $P(s)$.

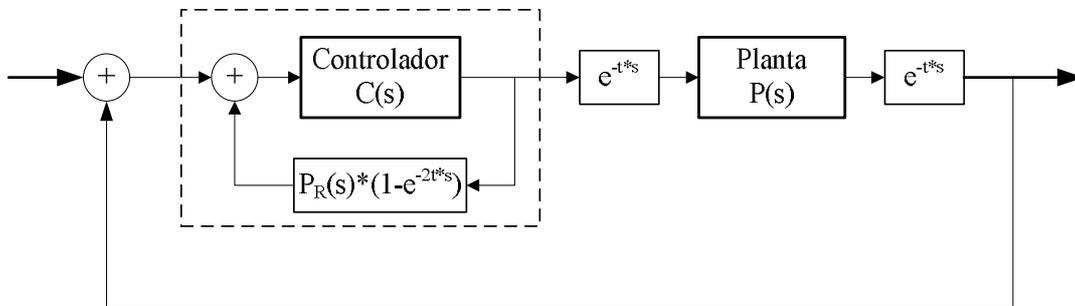


Figura 2.6: Diagrama do Preditor de Smith [6].

Aproximação de Padé. – É uma aproximação racional. Para realizar estudos do desempenho da estabilidade e o projeto do sistema de controle, é necessário aproximar o tempo de retardo por uma função racional em s , que em geral é mediante um quociente de polinômios, equação (2.58), onde $r(x)$ é a função racional de grau $N = n + m$ [7][8].

$$r(x) = \frac{P_n(x)}{Q_m(x)} = \frac{p_0 + p_1x + \dots + p_nx^n}{q_0 + q_1x + \dots + q_mx^m} \quad (2.58)$$

Este quociente aproxima a função $f(x) \in [a, b]$ onde supomos que $0 \in [a, b]$, seja $q_0 = 1$, assim existem $N + 1$ parâmetros do modo que $f^{(k)}(0) - r^{(k)}(0) = 0$ ($f - r$ possui um zero de multiplicidade $N + 1$ em $x = 0$). Expandindo a função f em função em série de *Maclaurin*, temos:

$$f(x) = \sum_{i=0}^{\infty} a^i x^i, \text{ sendo que: } a^i = \frac{f^{(i)}(0)}{i!} \quad (2.59)$$

logo:

$$f(x) - r(x) = \frac{f(x)Q(x) - P(x)}{Q(x)} = \frac{\sum_{i=0}^{\infty} a^i x^i \sum_{i=0}^m q^i x^i - \sum_{i=0}^n p^i x^i}{Q(x)} \quad (2.60)$$

E como $f(x) - r(x)$ possui um zero de multiplicidade $N + 1$ em $x = 0$, escolhemos $q_1, \dots, q_m, p_0, \dots, p_n$ de modo que o numerador da equação (2.59) não tenha termos de grau menor ou igual a N .

$$(a_0 + a_1 x \dots)(1 + q_1 x + \dots + q_m x^m) - (p_0 + p_1 x + \dots + p_n x^n) \quad (2.61)$$

Fazemos então $p_{n+1} = p_{n+2} = \dots = p_N = 0$ e $q_{m+1} = q_{m+2} = \dots = q_N = 0$ e como $(\sum_{i=0}^k a^i q_{k-i}) - p_k$ é o coeficiente de x^k na expressão (2.61), segue que a função racional $r(x)$ é obtida pela aproximação de Padé através da solução do seguinte sistema de ordem $N + 1$:

$$\sum_{i=0}^k a^i q_{k-i} = p_k, \quad k = 0, 1, \dots, N \quad (2.62)$$

Para $N + 1$ incógnitas $(q_1, \dots, q_m, p_0, \dots, p_n)$.

Para a expressão de $f(x) = e^{-x}$, em série de Maclaurin, se tem:

$$e^{-x} = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{(-1)^i}{i!} \quad (2.63)$$

onde a solução do denominador e numerador é dada pela equação (2.64)

$$\begin{aligned} P_n(x) &= \sum_{i=0}^n \frac{(m+n-i)!n!}{(m+n)!i!(n-i)!} (-x)^i \\ Q_m(x) &= \sum_{i=0}^m \frac{(m+n-i)!m!}{(m+n)!i!(m-i)!} (x)^i \end{aligned} \quad (2.64)$$

Logo a aproximação de Padé para e^{-sT} é mudar o valor de x por sT ($x = sT$). A tradicional aproximação de Padé é dada para $n=m$, em [8] se mostra uma melhor aproximação fazendo $m = n + 1$.

CAPÍTULO 3

Conceitos Básicos do Sistema de Medição Fasorial e Aplicações em Estudos Dinâmicos

3.1 Sistema de Medição Fasorial

A complexidade operacional dos sistemas de energia elétrica tem aumentado e hoje em dia, em geral, são operados cada vez mais próximos de seus limites de estabilidade e, portanto, tornam-se menos tolerantes a perturbações e às saídas de equipamentos.

Frente a cenários deste tipo, percebe-se a necessidade de métodos e instrumentos dedicados à monitoração e ao controle da operação dos sistemas elétricos, em tempo real. Dentre as novas tecnologias, o sistema de medição fasorial sincronizada tem recebido grande atenção de grupos de pesquisa e de empresas do setor elétrico, em âmbito mundial.

Atualmente os sistemas de operação e/ou supervisão utilizam as informações ou leituras provenientes de equipamentos de telemedição (analógicas/digitais) que compõem o sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Com a introdução das unidades de medida fasorial ou PMU, e com os recentes avanços em comunicação e computação, tornou-se tecnicamente viável aproximar as distintas

grandes áreas para o monitoramento da estabilidade do sistema de potência como um todo de forma on-line.

Torna-se possível o monitoramento em tempo real da dinâmica dos SEPs e, por isso, estudos e aplicações práticas (protótipos) têm aumentado. É necessário, para isso, obter informação com precisão mais elevada e com taxas de atualização mais rápidas do que aquelas fornecidas normalmente pelos sistemas tradicionais SCADA. Além disso, estas medidas têm que ser sincronizadas sobre uma área geográfica maior do que aquelas que os sistemas de proteção tradicionais permitem.

A Tabela 3.1 apresenta uma comparação dos sistemas SCADA e dos sistemas de unidades fasoriais [9].

Tabela 3.1: Comparação entre o sistema SCADA e o sistema fasorial

SCADA	x	Sistema Fasorial
- Taxa de atualização entre 2 e 5 segundos		- Taxas entre 10 e 60 atualizações por segundo
- Dados não sincronizados no tempo		- Dados sincronizados no tempo
- Link de comunicação tradicional (normalmente lentos)		- Compatível com tecnologias modernas de comunicação
- Permite visualizar o comportamento estático do SEE		- Permite visualizar o comportamento dinâmico do SEE
- Variações de frequência: representam o desbalanço entre geração e carga		- Variações angulares: representam os fluxos de MW no sistema

Os estimadores de estado permitem observabilidade off-line dos SEPs através do sistema SCADA.

Os sistemas de medição fasorial sincronizada, composto pelas unidades de medição fasorial, permitem observabilidade em tempo real e a execução de comandos de operação sobre os equipamentos de controle, regulação e proteção [2] [10].

Um sistema de medição fasorial é composto pelas unidades de medição fasoriais (PMU) que usam o sistema de posicionamento global (GPS – global positioning system) para sincronizar as amostras digitais de diferentes subestações obtidas pelas PMUs, com precisão aproximada de até 100 ns [11]. A Tabela 3.2 mostra uma lista de aplicações da medição fasorial segundo [10].

Tabela 3.2: Prioridades da aplicação das PMUs [10].

Aplicação	Prioridade para operar em tempo real Operação em tempo real	Prioridade para operação off-line	Administração e utilização Planejamento
Sinalizar e ajustar os limites de operação do sistema; Detectar e evitar eventos	Alto	Baixo	Baixo
Base de dados	Alto	Alto	Alto
Classificação da dinâmica das linhas e administração do carregamento delas.	Médio	Alto	Médio
Localização de faltas	Médio	Baixo	Baixo
Oscilação de potencia	Alto	Médio	Médio
Monitoramento e tendência da Estabilidade em domínio da frequência.	Médio	Baixo	Médio
Planejamento da operação	Baixo	Alto	Médio
Restauração das interrupções	Alto	Baixo	Baixo
Integração das fontes	Médio	Baixo	Alto
Esquema de proteção especial e esquema de isolamento	Baixo	Médio	Alto
Estimação de estados	Médio	Baixo	Baixo
Monitoramento da tensão e sua tendência	Alto	Baixo	Baixo
Controle de grandes-áreas	Baixo	Baixo	Alto
Percepção situacional das grandes-áreas	Alto	Médio	Baixo
Análise de eventos	Médio	Médio	Alto
Validação dos modelos dos geradores	Baixo	Alto	Alto
Derivação dos modelos de carga	Baixo	Alto	Alto
Validação dos modelos do sistema	Baixo	Alto	Alto

3.1.1 Unidade de medição fasorial (PMU)

As unidades de medição fasorial introduzidas em meados de 1980 pela Virginia Tech, Macrodyne Co. [12], é um transdutor que converte sinais analógicos de tensões e correntes trifásicas em *sincrofasores* [13]. A taxa de amostragem vai depender do tipo de aplicação que se deseja executar. Seria ideal ter PMUs instaladas em cada barra do sistema e obter assim toda a informação como da tensão, correntes e fluxos nas linhas em tempo real do sistema de potência [14].

O primeiro protótipo da PMU, comercial, foi desenvolvido em 1988 onde incluía receptor GPS, conversor analógico-digital, várias interfaces modem para acesso remoto

à PMU e um concentrador de dados para coleta de dados a partir de várias PMUs. A Figura 3.1 mostra uma configuração funcional em diagramas de blocos de uma típica PMU e a Figura 3.2 mostra uma foto da primeira PMU da Virginia Tech Microdyne Co.

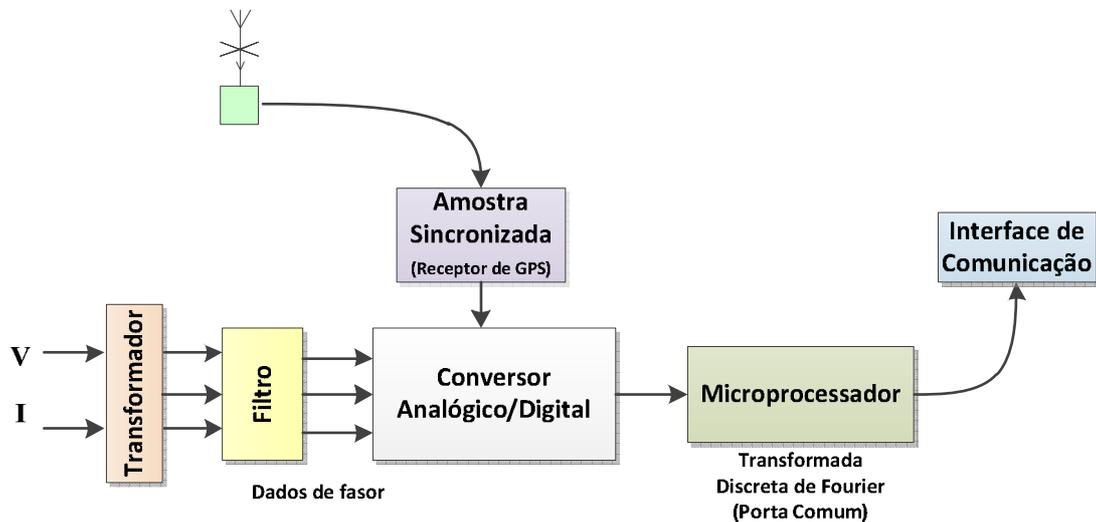


Figura 3.1: Configuração funcional da PMU [13].



Figura 3.2: Primeira PMU da Virginia Tech Microdyn Co. [15].

Sincrofasores. - ou fasor sincronizado, é uma extensão do conceito de fasor (Figura 3.3), que utiliza um padrão de tempo para a referência angular [16].

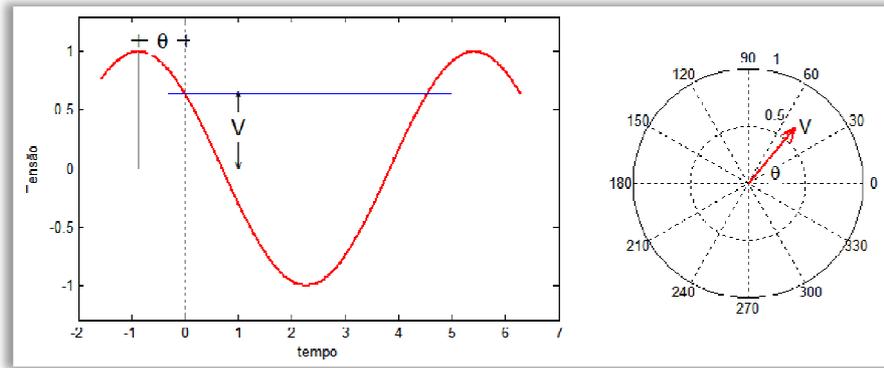


Figura 3.3: Representação de fasor tensão V.

A representação de um sincrofasor X de um sinal $x(t)$ é o valor complexo dada pela equação (3.1):

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} \quad (3.1)$$

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi)$$

onde $X_m/\sqrt{2}$ é o valor eficaz do sinal $x(t)=X_m \cdot \cos(\omega t + \phi)$ e ϕ é seu ângulo de fase instantâneo relativo à cossenóide de frequência nominal sincronizada pelo UTC¹ (Universal Time Coordinated). O ângulo ϕ é definido 0° quando o valor máximo de $x(t)$ ocorre no mesmo instante do pulso do GPS, e -90° quando o cruzamento positivo ocorre no pulso do UTC, tal como é mostrado na Figura 3.4.

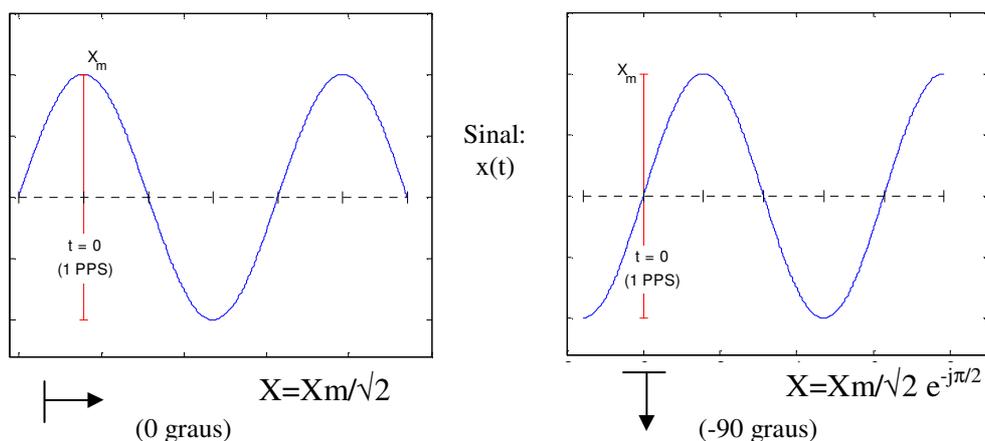


Figura 3.4: Convenção para representação de sincrofasores [16]

¹ O UTC é uma medida de tempo derivada do Tempo Atômico Internacional (TAI) com ajustes de ± 1 seg, se for necessário, para compensar a redução na rotação da Terra.

Etiqueta de tempo do fasor. - Em [16] estabelecem que as etiquetas de tempo devam coincidir com a base de tempo UTC e com múltiplos períodos da frequência nominal do sistema de potência.

A etiqueta de tempo é dada pela equação (3.2):

$$Tempo_{UTC} = SOC + FRASEC / T_{base} \quad (3.2)$$

onde, SOC é a contagem do segundo do século (Second Of Century), FRASEC é a contagem da fração de segundo (FRACtion Of SECond), e T_{base} é o número inteiro de subdivisões do segundo.

A determinação do sincrofasor depende do tamanho da janela de medição ou de amostragem, devendo representar o tempo do fasor teórico que o fasor estimado representa. Graficamente, corresponde ao tempo no centro da janela de amostragem (Figura 3.5), onde os erros de magnitude e fase devem ser compensados.

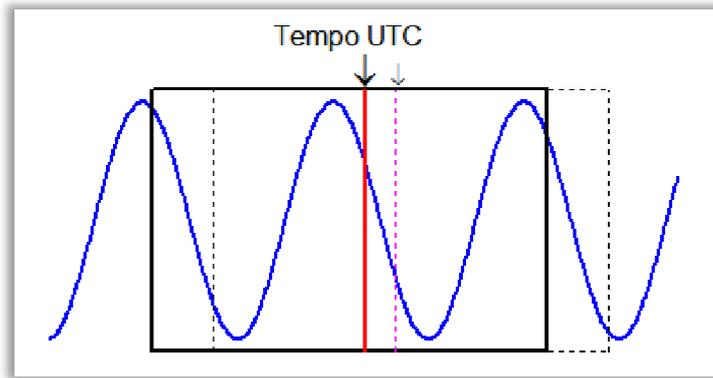


Figura 3.5: Representação da etiqueta de tempo do fasor.

Erro vetorial total. - Em [16] o erro das medidas vetoriais é definido pela equação (3.3):

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (3.3)$$

onde $X_r(n)$ e $X_i(n)$ são as partes real e imaginária do sincrofasor medido, X_r e X_i são as partes real e imaginária do sinal de entrada teórico no instante de tempo medido (equação (3.1)). Graficamente este erro é dado na Figura 3.6. Da figura, o círculo em vermelho representaria o erro, a seta em azul o valor teórico e a seta verde o valor medido. Esta tese não considera os erros de medida obtidos pelas PMUs.

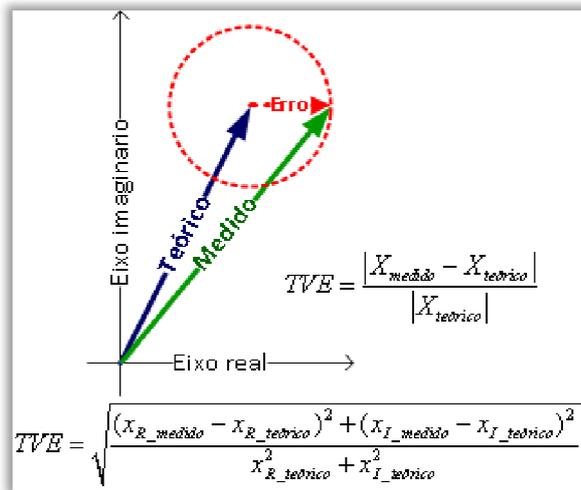


Figura 3.6: Representação TVE – erro vetorial total.

3.1.2 Concentrador de dados de fasores (PDC)

O concentrador de dados (PDC - phasor data concentrator) é o dispositivo que organiza, armazena, e manipula os fasores de forma a eliminar os eventuais erros de transmissão, dando suporte para aplicações on-line e off-line. Praticamente o concentrador de dados é praticamente um processador com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real. Os dados disponibilizados pelas PMUs são continuamente enviados ao PDC, a uma taxa de transmissão de “ f ” fasores por segundo (f depende do tipo de estudo que se está executando). A Figura 3.7 mostra um panorama geral do concentrador de dados.

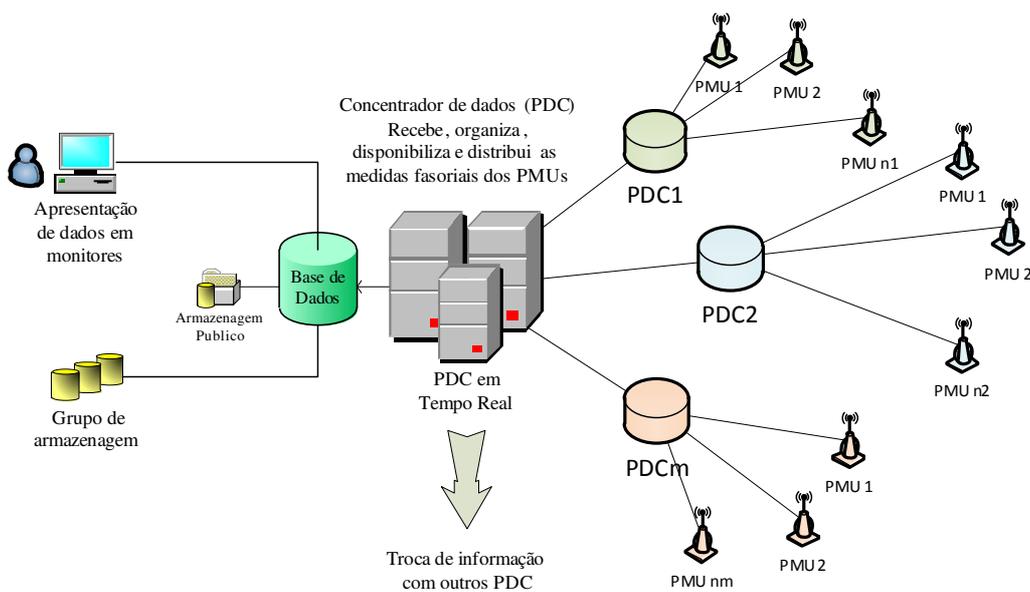


Figura 3.7: Concentradores de dados de fasores provenientes das PMUs

Nesta figura são mostrados os concentradores de dados locais (PDC1, PDC2 e PDCm) e um concentrador de dados central, todos estes concentradores devendo estar sincronizados. A Figura 3.8 mostra os níveis dos PDCs com respeito a números possíveis de PMUs instaladas em um sistema elétrico de potência [10].

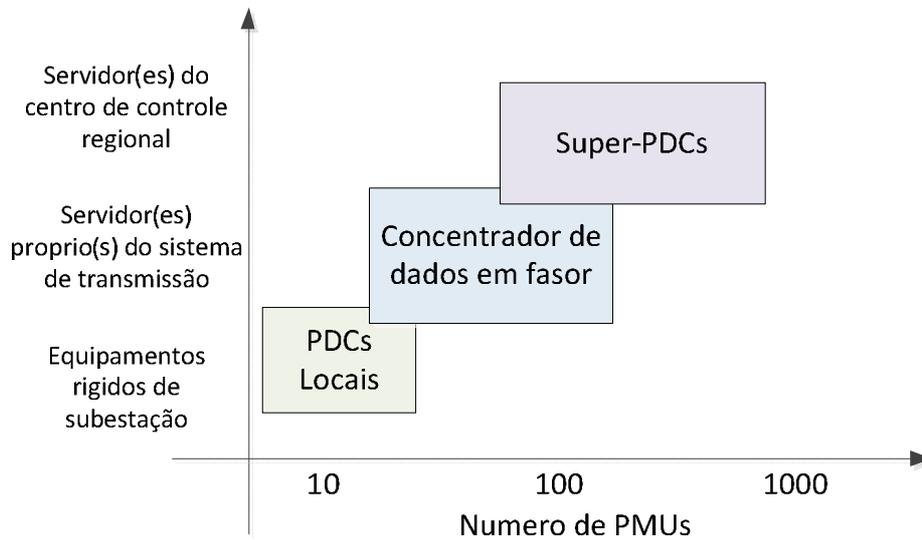


Figura 3.8: Níveis do concentradores de dados em fasor (PDC) [10].

O formato de armazenamento ainda não está completamente padronizado. Por exemplo, em 1991 apareceu o formato COMTRADE (Common format for transient data exchange), que foi obtido a partir do padrão C37.111, compatível com um sistema recomendado pelo CIGRE (WG34.01) [17]. Um formato melhorado foi criado em 1995 pelos membros do IEEE (IEEE Std 1344-1995) que trabalham com a tecnologia de PMU, chegando assim ao formato padrão para *Sincrofasor*. A última revisão deste formato foi em 2005 (IEEE Std C37.118-2005). Este formato é especificamente aplicado à tecnologia de PMU [16].

O grupo NASPI (North American SynchroPhasor Initiative /TC57WG10) está integrando o sistema IEC61850 (Communication Networks and Systems in Substations) com os sincrofasores [18] [19]. O trabalho contempla modelagem de dados para sincrofasores, representação de dados, mapeamento do serviço de comunicação, mapeamento dos formatos padrão do IEEE existentes ao IEC61850 para trabalho conjunto e as exigências para a rede de conexão. A Figura 3.9 mostra o grupo de trabalho do NASPI com seus respectivos comitê de diretores.

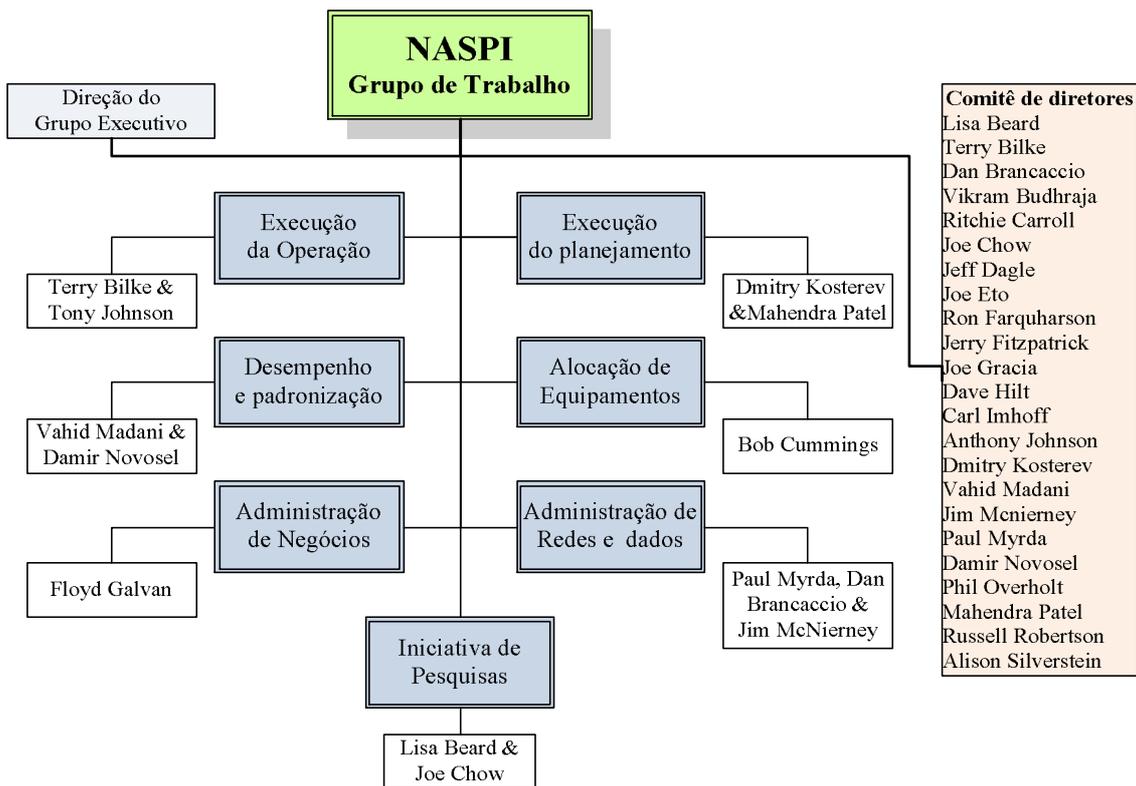


Figura 3.9: Grupo de trabalho de NASPI - 2010 [18].

3.1.3 Sistema de posição global (GPS)

O sistema de posição global (GPS – global positioning system) é um sistema de navegação baseado em satélite, composto de uma rede de 24 satélites² colocada em órbita pelo Departamento de Defesa Norte-Americano, [20].

Os receptores GPS de uso militar têm precisão de 1 m, e os de uso civil, de 5 a 15 m. Existem receptores específicos que podem obter uma posição fixa com precisão de 10 mm. Apenas para ilustração, a Figura 3.10 mostra a Terra com alguns satélites orbitando nela.

Cada satélite emite um sinal que contém: códigos de precisão; código geral e informação de status. Todos os satélites enviam seus sinais de rádio exatamente ao mesmo tempo, permitindo ao receptor avaliar o lapso entre emissão/recepção. A potência de transmissão é de apenas 50 Watts.

A aplicação principal para as PMUs é por seu relógio altamente preciso, obtendo registros com precisão de micro-segundos (0.000001 segundo) quando a amostra foi obtida.

² Atualmente se conta com 30 satélites, mas seis deles são reservas ou para uso militar.

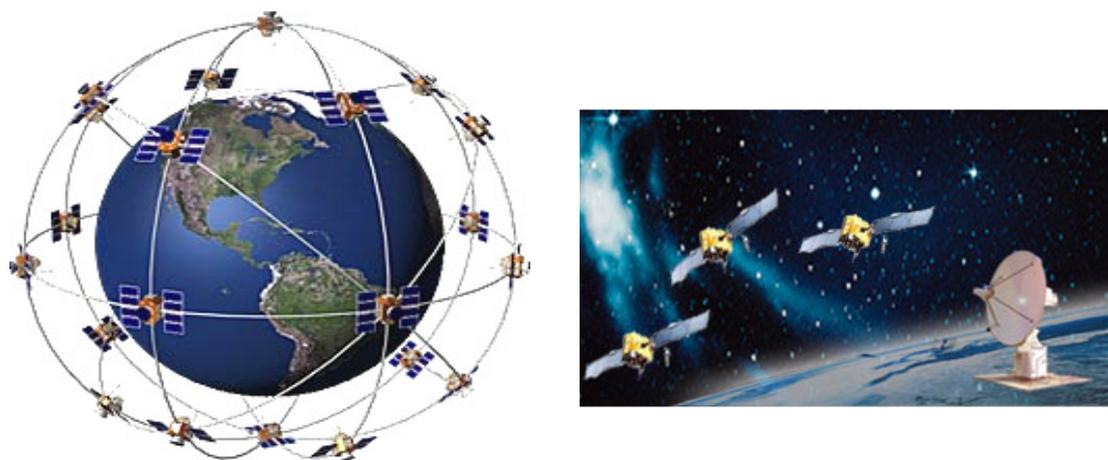


Figura 3.10: Órbita dos 24 satélites ao redor da Terra [20].

A sincronização dos dados obtidos pelas PMUs é dada pelo sistema GPS, recebendo um pulso por segundo. O erro no pulso de sincronização é na ordem de $1\mu\text{s}$, que para uma frequência de 60 Hz, este erro passa a ser de 0.021° .

3.1.4 Enlace de comunicação

Os enlaces de comunicação estão instalados entre as PMUs e os PDCs para viabilizar a transferência de dados, permitindo também a troca de informação entre eles. A comunicação entre as PMUs e os PDCs deve ser automática e rápida (mensagens curtas). É necessário estabelecer uma comunicação ininterrupta entre as PMUs e os PDCs. Estes enlaces de comunicação também podem ser estabelecidos entre PDCs locais e PDC central, para intercâmbio de informação (como indicado na Figura 3.7).

Os canais de comunicação podem ser por meio físico ou por tecnologia sem fio ou wireless. A opção sem fio implica o uso de canais de microondas ou de sistemas de satélites, sendo o mais usado o sistema LEO (Low-Earth Orbiting), e para a opção com fio, pode se citar o uso de cabos de fibra ótica ou mesmo a rede de baixa e média tensão, o que pressupõe o emprego de tecnologia PLC (Power Line Communication) [10][21].

Apenas para ilustração, a Figura 3.11 mostra uma representação geográfica do sistema de monitoração em um centro de controle [22].



Figura 3.11: Representação geográfica do sistema de monitoração [22].

3.2 Sistema de Medição Fasorial para Estudos Dinâmicos

3.2.1 Aplicações das PMUs no mundo

Alguns estudos iniciais na área de proteção mencionam a utilização das medidas em fasor. Por exemplo, em [23] uma lista de funções é apresentada, de forma que as medições em fasor seriam adequadas no estimador de estados e no monitoramento da estabilidade de sistemas de potência. Em [24] e [25], o uso das medidas fasoriais é para controle e monitoração.

Em [25] é mostrado, de forma experimental, considerando erros de medição e de sincronização dos relógios (de cada medidor), que a medição com retardo não tem muita diferença em relação às aproximações obtidas por um estimador de estado. Mas estas medidas requerem maior aproximação nos relógios para serem usados em aplicações de controle.

Em [24] são apresentadas medições de módulo e ângulo da tensão e uma forma de como sincronizar os relógios para ter as ditas medidas sincronizadas. O estudo realizado pelos autores de [24] é na interconexão de Montreal e as Ilhas de Sept no Canadá.

As unidades de medição fasorial foram desenvolvidas em 1988 pela Virginia Tech, Macrodyne Co. [12]. Desde seus inícios, muitas tecnologias têm sido desenvolvidas para que estas sejam utilizadas nos sistemas de energia elétrica e para poderem ter uma aplicação prática na operação dos SEP. Na atualidade, as PMUs podem ser usadas nos sistemas de controle de emergência e proteção de grandes áreas com o propósito de aumentar a capacidade de transmissão e/ou incrementar a segurança dos SEP.

Na literatura, a utilização de PMU em SEP é mais relacionada ao estimador de estados, ao monitoramento de perturbações, ao controle de emergência, e nos últimos anos, também são encontrados estudos experimentais e testes para futuras implementações reais, conforme é apresentado em [26] [27] [28] [29].

China e Estados Unidos são os países com maior número de unidades de PMU ou sistemas de medições fasorial. Outros países como França, Espanha e países nórdicos têm aumentado no uso desta tecnologia. No Brasil, o início das pesquisas para a utilização de sistemas em fasores nasceu com os estudos para instalação de registradores de perturbações de longa duração realizados pela UFRJ no período setembro 1998 a agosto 1999 [30], contratado pelo ONS, um pouco depois de sua criação. Também, no ano de 2002 foi iniciado um estudo da tecnologia das PMUs na Universidade Federal de Santa Catarina [2].

3.2.1.1 Estados Unidos

O sistema elétrico americano é coordenado por diferentes órgãos de operadores independentes, compreendendo assim vários subsistemas. Neste país foi criada a primeira PMU e na atualidade há um número grande de PMUs, assim como a variedade de experiências registradas com a utilização deles [10][31].

A Bonneville Power Administration (BPA) e a Western Area Power Administration (WAPA) foram as primeiras entidades em fazer estudos com PMUs. O projeto de Sistema de Medição de Grandes Áreas (WAMS - Wide Area Measurement System), iniciado em 1995 tinha como objetivo melhorar os processos de monitoração do sistema elétrico. Os equipamentos do projeto registraram os blecautes ocorridos em julho e agosto de 1996, sendo que as informações obtidas foram utilizadas para analisar e avaliar o porquê do evento.

Atualmente o projeto de monitoramento WAMS abrange quase toda a região administrada pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council), constituída por

132 PMUs instaladas e 15 PDCs com comunicação entre eles. A WECC cobre um terço do sistema elétrico dos Estados Unidos.

A Tabela 3.3 mostra a relação das principais interconexões do Departamento de Energia Americano (DOE – Department of Energy).

Tabela 3.3: Relação das principais interconexões do sistema americano [31].

Região Elétrica	Descrição
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
MAAC	Mid Atlantic Area Council
MAIN	Mid America Interconnected Network
MAPP	Mid Continent Area Power Pool
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
SERC	Southeastern Electric Reliability Council
SPP	Southwest Power Pool
WSCC	Western Systems Coordinating Council

O sistema do Alaska (ASCC - Alaska Systems Coordinating Council) é um membro afiliado ao NERC (North American Electric Reliability Council). Na Figura 3.12 é apresentado o sistema elétrico dos Estados Unidos dividido em regiões, é mostrada também as principais interconexões do sistema elétrico americano [31].

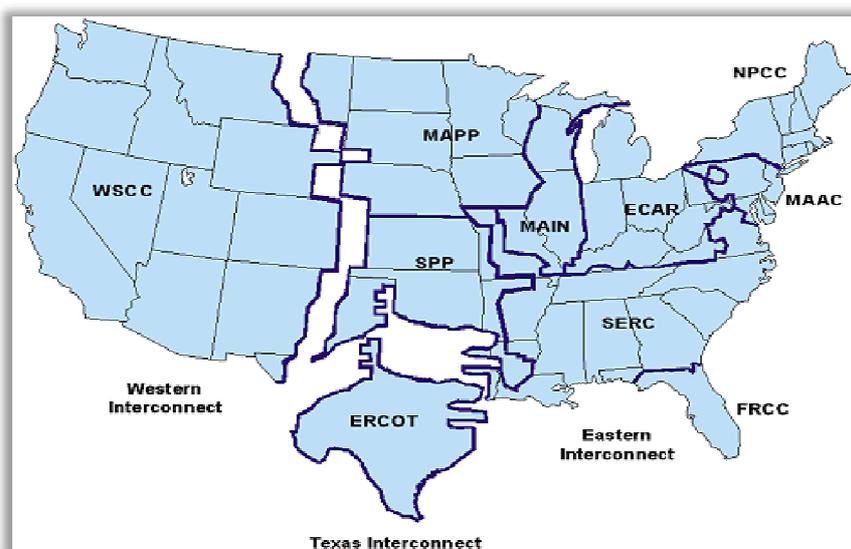


Figura 3.12: Principais interconexões do sistema elétrico Americano [29].

A experiência dos resultados obtidos pelo WECC motivou, em 2003, o DOE a iniciar um projeto com a interconexão elétrica do leste (Eastern Interconnection) chamado de Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP) [32]. O EIPP é organizado por seis grupos de trabalhos cuja missão principal é criar um sistema de medição fasorial robusto e em conjunto criar ferramentas de análise, monitoração e controle. Isso possibilitaria a melhora do planejamento e a operação do sistema, aumentando assim sua confiabilidade.

Após o blecaute de agosto de 2003, que atingiu grande parte do sistema elétrico Americano e parte de Canadá, os dois governos criaram a força tarefa de sistema de potência (U.S.-Canada Power System Task Force). A finalidade dessa força tarefa era de trabalhar em conjunto com o NERC e as empresas elétricas, gerando um relatório sobre as causas do blecaute assim como sugestões de soluções e/ou recomendações, com ênfase em incrementar a confiabilidade do sistema elétrico americano [33].

A seguir, na Tabela 3.4, mostram-se algumas recomendações sugeridas pelo NERC.

Tabela 3.4: Recomendação sugeridas pelo NERC [10].

Recomendação	Descrição
9	Integrar a consideração do “impacto da confiabilidade” dentro do processo da tomada de decisões
20	Estabelecer definições claras para condição do sistema operacional em estado normal, alerta e de emergência.
21	Fazer uso mais eficaz e amplo das medidas do sistema de proteção.
22	Avaliar e adotar ferramentas de tempo real para operar e coordenar com segurança (escolha da melhor ferramenta)
24	Melhorar a qualidade de dados da modelagem do sistema e a prática de intercâmbio deles
26	Protocolos de comunicação curtos, especialmente para comunicação durante alertas e emergências. Atualizar o hardware do sistema de comunicação.
28	Exigir o uso da informação, de tempo sincronizada, dos registradores.
35	Implementar controles para administrar o bom funcionamento do sistema, monitorando a rede e administrando os incidentes.

Na atualidade, os Estados Unidos conta com mais de 250 PMUs e graças ao aumento de novos investidores (\$54M da concessão de investimento de rede inteligente - Smart Grid Investment Grants³ – e \$54M pelo consorcio de proprietários da rede de

³ Smart Grid Investment Grants tem financiamentos federais e provenientes do DOE.

transmissão), tem um projeto que vai até 2018 pelo qual se pretende instalar mais 850 PMUs. A Figura 3.13 mostra as PMUs instaladas no sistema elétrico americano [10].

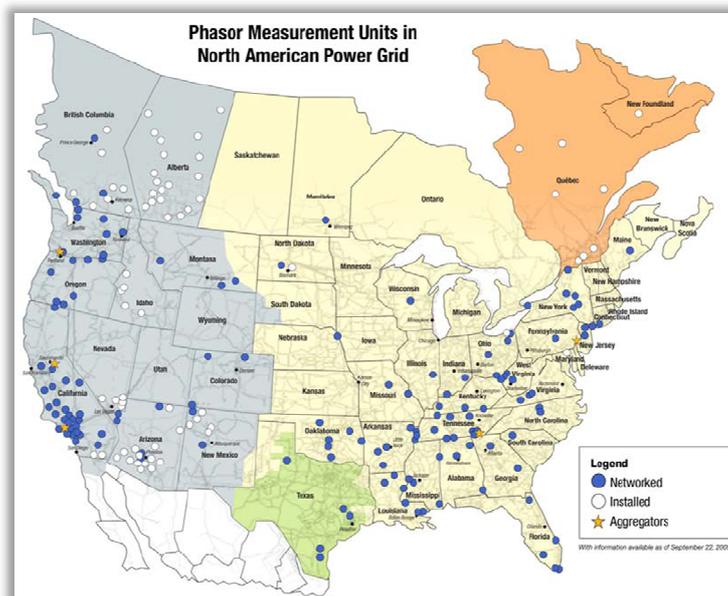


Figura 3.13: PMUs instaladas no sistema elétrico Americano [10].

Estudos experimentais sobre a evolução e avanço das aplicações dos sistemas com medição fasorial em centros de operações reais podem ser encontradas em [34].

3.2.1.2 China

As pesquisas iniciadas na China sobre instalação de um sistema fasorial a base de PMUs, iniciaram-se em 1994. Durante oito anos eles realizaram experiências e testes de comunicação, protocolos de armazenamento de dados e de aplicações com os sistemas GPS (por ex. tempo de precisão, localização de faltas, medição de parâmetros, etc.). Em [35] e [36] mostram-se os relatórios dessas experiências, com a instalação de quatro PMUs no sistema elétrico chinês.

Até início de 2006 o novo projeto de sistema de medição/monitoramento fasorial para grandes áreas (WAMS) foi completado com a instalação de 70 PMUs, as quais se encontram em serviço. O sistema fasorial de toda a China compreende cinco grandes áreas ou sistemas de potências chamados de “regionais” (*Northern, Northeastern, Central, Southern, e Eastern China*) e de cinco sub-sistemas chamadas de “provinciais” (Jiangsu, Henan, Guangdong, Yunnan e Guizhou). A Figura 3.14 mostra a localização das PMUs e os sistemas de medição WAMS [37], até 2006.

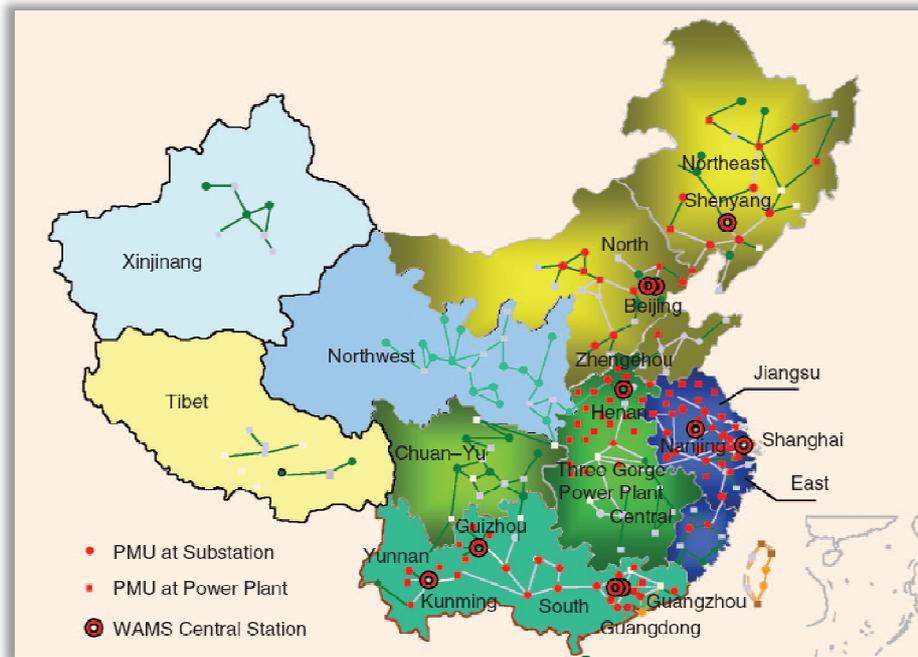


Figura 3.14: Sistema elétrico do sistema Chinês [37].

Na atualidade a China conta com 300 PMUs as quais são distribuídas principalmente nas subestações (medição de fasor) e usinas (medição do ângulo do rotor) de 500kV e 330kV [38]. O sistema de medição fasorial chinês conta com três funções básicas e dez avançadas [37].

Aplicações básicas:

- plataforma de dados de fasores integrados;
- monitoração e análise dinâmica de grandes áreas;
- registro e monitoração de distúrbios;

Aplicações avançadas:

- Monitoração do estado de operação de geradores;
- Análise de oscilações – registro e armazenamento on-line;
- Estimador de estado híbrido – sistema fasorial e SCADA;
- Esquema de controle de emergência, para tomada de decisão prévia – online;
- Monitoração da estabilidade angular – avaliar e prever;
- Identificação de perturbações – localização de faltas, pós-evento;
- Monitoramento da estabilidade de tensão – índices estáticos e dinâmicos;
- Identificação de modelos/parâmetros – geração, linhas, cargas e outros;
- Validação de modelos – evento artificial, aproximação dinâmicas de controle;
- Controle automático de tensão – distribuição de potência reativa ótima;

3.2.1.3 França

Estudos realizados pelo Sistema Elétrico da França (EdF - Electricite de France), tem como ênfase a perda de sincronismo. O objetivo final é propor soluções para este problema. O resultado final seria implementar um sistema coordenado baseado na comparação conjunta centralizada dos ângulos das tensões de determinados pontos do sistema francês [39]. O produto final desta implementação seria um equipamento chamado de “medidor de fase” (phasemeter) o qual registrará os ângulos das grandezas elétricas como da tensão e corrente. As características indicadas em [27] e [39] são identificadas como a de uma PMU.

Em [39] descreve-se uma implementação real da aplicação do sistema de medição fasorial. Esta implementação nasce do projeto: “Plano coordenado de defesa contra instabilidade transitória” a qual iniciou-se com a instalação de cinco PMUs conectadas a um centro de aquisição e tratamento de dados, mediante linhas dedicadas de comunicação. Com a informação obtida das PMUs e com os dados reunidos pelos centros de processamento, implementou-se um sistema de monitoramento e registro de perturbações.

Em [27] se relata que após alguns anos o sistema elétrico Francês passou a contar com um esquema de proteção baseado em medições fasorial chamado de “Plano de defesa coordenado contra perda de sincronismo”.

Esse plano usa um centro de tomada de decisão chamado “Ponto Central”, que tem uma visão geral da operação do sistema de potência com o conhecimento dos ângulos de fase de todas as áreas em tempo real. A partir da comparação destes ângulos de fase, o plano está habilitado a monitorar o sistema continuamente em relação a um quadro de instabilidade transitória.

Sendo detectado, o ponto central tem dois tipos de instruções: a) isolar a região afetada passo a passo, mediante abertura de linhas de transmissão e b) realizar corte de carga, se for necessário, das áreas mais distantes da região do sistema que se quer preservar, de forma a evitar qualquer instabilidade; os comandos de corte de cargas, medidos para um critério de ângulo de fase inicial, são seletivamente enviados às diferentes áreas de acordo com seu balanço de potência e seus relativos laços elétricos fortes e fracos.

O sistema elétrico Francês compreende vinte áreas básicas e cada uma delas é constituída por grupos de geradores coerentes. O plano de defesa coordenado, mostrado na Figura 3.15, é baseado neste esquema.

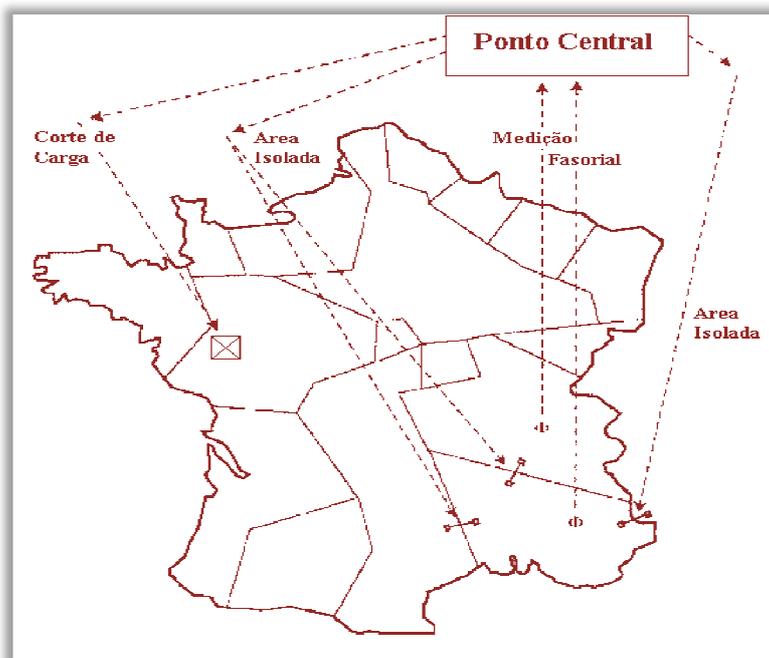


Figura 3.15: Plano de defesa coordenado do sistema elétrico Francês [27].

O Plano de Defesa, até o ano de 1997, esteve operando em caráter experimental. Um longo período de validação foi iniciado, com o objetivo de verificar o cumprimento dos requisitos de confiabilidade e tempo de resposta, além de procurar garantir a boa condição de operação do sistema. Com base nos bons resultados obtidos, o Plano de Defesa Coordenado entrou em operação efetiva na região sudeste francês em 1998 [2].

3.2.1.4 Outros Países

Entre os outros países que se tem informação sobre a utilização de PMU nos sistemas de potência real, temos:

Espanha. – A concessionária de elétrica da Espanha, Companhia Sevillana de Electricidad (CSE), em conjunto com a Siemens Corp., integrou ao seu sistema de aquisição de dados SCADA a capacidade do sistema de medição fasorial. Também adequou-se o estimador de estado para o processamento das medidas fasoriais. Este estimador de estado se encontra atualmente em operação [40].

Itália. – O sistema da Itália utilizou as informações das PMUs para análise e avaliação do blecaute de setembro de 2003, assim como outros distúrbios. Aplicação da medição fasorial, no sistema italiano, pode ser encontrada em [41]. Aqui o autor identifica o risco ou a tendência do colapso da tensão em tempo real antes que este

aconteça. Atualmente, um sistema de medição fasorial está sendo projetado e desenvolvido para aplicações de controle e monitoramento em tempo real assim como de proteção adaptativa [42].

México. – A concessionária de energia elétrica do México, Comisión Federal de Electricidad (CFE), utiliza a informação das PMU para elevar as margens de estabilidade do sistema. Um projeto futuro é o uso de a diferença angular através das medições fasoriais obtidas pelas PMUs para melhorar a confiabilidade dos esquemas de rejeição de geração [43].

Colômbia. – O setor elétrico colombiano se encontra estudando os benefícios das PMUs, sendo que já conta com 6 PMUs instaladas e querem instalar mais quatro até o ano 2011. Tendo como objetivo melhorar a estimação de estados e a monitoração real do sistema, a outra possibilidade é utilizar mais os dados das PMUs que os obtidos por modelos matemáticos. Um dos objetivos principais é criar um dispositivo eletrônico inteligente que receba informações das PMUs e possa enviar sinais de comando de controle, por exemplo, ao detectar alguma anormalidade nas grandezas elétricas [44].

Coréia. – A instalação de um sistema de medição fasorial se iniciou com o projeto do sistema elétrico do Coréia, Korean Electric Power Co. (KEPCO). O objetivo era monitorar a dinâmica do sistema e recolher dados para validação de modelos, instalando assim, oito sistemas fasoriais em oito localidades diferentes até o ano 2002 e depois instalar outras 16 mais, tendo 24 unidades distribuídas em 24 locais diferentes. Na atualidade, o Centro Nacional de Controle da Coréia em parceria com a Universidade da Coréia estão desenvolvendo ferramentas da análise da segurança dinâmica e da estabilidade de tensão [42] [45].

Japão. – Pesquisas realizadas inicialmente tinham o objetivo de desenvolver uma ferramenta para o monitoramento e possível controle das oscilações apresentadas no sistema elétrico japonês. O Japão conta atualmente com 11 PMUs que foram instaladas nos campus das universidades. As PMUs pertencem às seis maiores companhias de energia elétrica de 60Hz [46][47]. A Figura 3.16 mostra a localização das 11 PMUs no sistema elétrico do Japão.

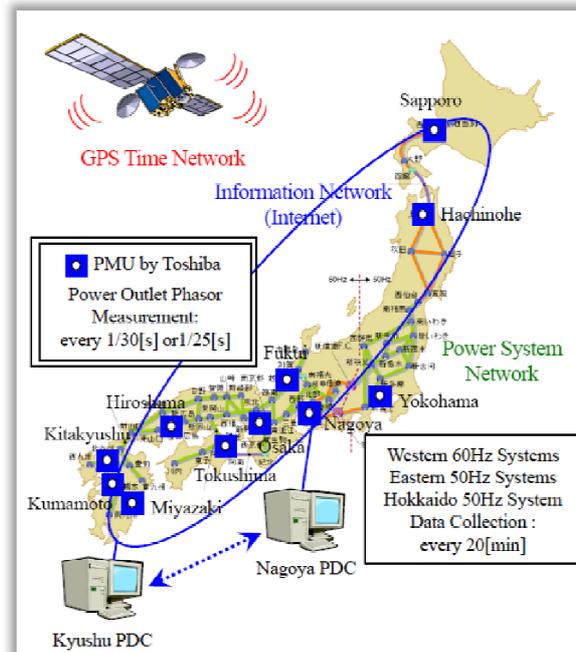


Figura 3.16: Localização das PMUs no Japão [47].

Taiwan. – O sistema de medição fasorial de Taiwan entrou em operação em 2002. O sistema elétrico de Taiwan conta com cinco PMUs instaladas nas principais subestações e tem dois PDCs. Foram desenvolvidas ferramentas para o monitoramento on-line assim como uma aplicação para a localização de faltas nas linhas de transmissão. Eles têm um plano de defesa contra contingências extremas para reduzir a instabilidade no sistema pelo carregamento das linhas e tem também uma estratégia para o restabelecimento destas. Os estudos se concentraram especialmente nas falhas da proteção [48].

Rússia. – Em [49] foi proposto um sistema de medição fasorial de grandes áreas para integrar e unificar os estados independentes da Rússia com os países Bálticos. Os autores também indicam que as PMUs devem ser instaladas nos barramentos de maior carga, em estações de geração e subestações importantes. Com o objetivo de que as medições sincronizadas devem cobrir o país todo assim como os países Bálticos.

A Figura 3.17 mostra a localização das PMUs, onde na época tinha-se duas PMUs e por instalar 42.

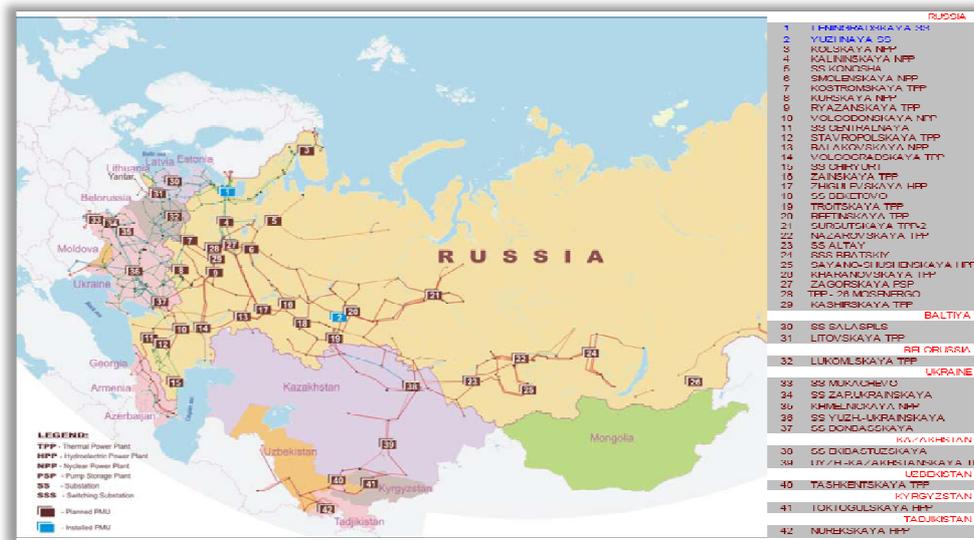


Figura 3.17: Localização das PMUs na Rússia [49.]

Resultados de um experimento realizado no sistema interligado do extremo oriente da Rússia são apresentados em [50]. Este experimento foi realizado com cinco dispositivos de medição fasorial (3 PMUs e 2 registradores digitais de faltas). Depois do experimento, e considerando possíveis perdas de comunicação, os autores propõem um sistema de medição fasorial com 8 PMUs e 3 PDCs.

Escandinavia. – Um estudo realizado pela “Lunds Universitet”, mostra a tecnologia WAMS (wide area measurement system) aplicada à realidade dos sistemas elétricos dos países Nórdicos [51].

Publicações sobre a evolução dos sistemas WAMS nestes países mostram a utilização de PMUs na Dinamarca, Islândia e Noruega [52][53][54]. A instalação foi realizada pela ABB (Asea Brown Boveri) em conjunto com os operadores dos sistemas de cada país correspondente. A Dinamarca utiliza as PMUs para desenvolver ferramentas de monitoramento e análise dinâmica de sistemas elétricos. Islândia inicia estudos de medição fasorial com um projeto para ajuste e/ou instalação de ESP [55], eles fazem um estudo da dinâmica do sistema elétrico baseados em medições na baixa tensão. Noruega utiliza as medições fasoriais para incrementar as técnicas de estimação de estado, com o objetivo de exportar energia para Suécia sem riscos de instabilidade de tensão [56].

Os países nórdicos (Dinamarca, Finlândia, Islândia, Suécia e Noruega), atualmente, contam com mais de 20 PMUs e 3 PDCs, sendo 4 da Noruega. A Figura

3.18 mostra de forma geográfica a localização das PMUs nos países nórdicos, que são gerenciados pelo operador do sistema de transmissão Nórdico (Nordic TSO) [57].



Figura 3.18: Localização das PMUs nos países nórdicos [57].

Têm-se informações até 2005 [42], que alguns países estão integrando unidades de medição fasorial para pesquisar e desenvolver um protótipo para monitoração e controle. Entre eles temos: Suíça com 4 PMUs, Croácia com 2 PMUs, Grécia com 2 PMUs [9]. Nova Zelândia tem 14 PMUs, a qual desde o 2005 estão sendo usados para registrar as fortes oscilações entre suas duas ilhas mediante dois WAMS (da ilha norte e a ilha sul).

O sistema elétrico da África do Sul encontra-se com vários problemas como: instabilidade transitória, instabilidade de tensão, blecautes, estresse de linhas de transmissão entre outros. Uma solução é incrementar seu sistema de geração e transmissão assim como de implantar o sistema WAMS. A companhia Eskom tem planejado incrementar sua geração de 40 GW para 56 GW até 2017 e dobrá-la a 80 GW para o ano 2026 e também de implantar o sistema WAMS com a instalação de 30 PMUs distribuídas nas principais subestações [58].

Na Índia, a comissão central reguladora de eletricidade de New Delhi tem um projeto de instalar de 25 a 30 PMUs, onde um dos objetivos é desenvolver algoritmos de estratégia para localização de PMUs a fim de incrementar a observabilidade e a segurança [59].

3.2.1.5 Brasil: Setor Elétrico Brasileiro

O crescimento das principais cidades do Brasil favoreceu as primeiras iniciativas de uso da energia elétrica ao mesmo tempo em que elas ocorriam na Europa e nos EUA.

O sistema de energia no Brasil teve seus inícios no Rio de Janeiro, em 1879, com a inauguração da iluminação elétrica permanente da estação central da ferrovia Dom Pedro II (atual estação central). A primeira central geradora do Brasil foi uma unidade termoelétrica de 52KW de capacidade, que alimentava 39 lâmpadas na cidade de Campos, RJ, sendo este a primeira prestação do serviço público de iluminação da América do Sul. Por outro lado, nesse mesmo ano foi construída a primeira usina hidroelétrica em Diamantina, município de Minas Gerais, especificamente para ser usada na extração de diamante [60].

O setor elétrico no Brasil teve seu maior crescimento entre os anos 1883 e 1900, isto graças ao crescimento das pequenas usinas termoelétricas e hidroelétricas, passando de uma capacidade instalada de 61kW a 10850 kW com 53% hidráulica.

Nos anos 40, o governo passa a atuar na produção de energia elétrica e, via um decreto lei de outubro de 1945, cria a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) para aproveitar os recursos hídricos do rio do mesmo nome.

Na mesma época, um grupo formado por técnicos americanos e brasileiros (Missão Cook), apontou ao setor de energia elétrica como um dos principais gargalos que restringiam o crescimento industrial do país. Entre suas recomendações, indicavam a necessidade de um planejamento mais abrangente da expansão, interligando os diversos sistemas de energia elétrica (hoje em dia o sistema interligado nacional operado pelo ONS); e sugeriu também a criação de um banco de investimentos que gerasse recursos de novos impostos (o que poderia ser o BNDS).

Houve várias mudanças na década de 90, sendo a primeira em 1993, com a extinção da equalização tarifária e a criação dos contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores. Depois vieram as licitações para novos empreendimentos de geração; a criação da figura do Produtor Independente de Energia; a determinação do

livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para os grandes consumidores escolherem onde adquirir seus suprimentos de energia [60].

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia implanta o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), tendo como consequência principal a desverticalização da cadeia produtiva: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; tornando-se, então, áreas de negócio independentes.

Diante dessa nova configuração, em 1996 o Governo Federal cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja função é regular as atividades do setor. Outras mudanças foram implantadas com o objetivo de organizar o mercado e a estrutura da matriz energética brasileira, com destaque para a criação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos em 1997 e do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), em 1998 [61].

O sistema de geração brasileiro é essencialmente hidroelétrico e no ano de 2000 houve escassez de chuvas, prejudicando assim a geração de energia elétrica. Então, em Maio de 2001, o governo foi obrigado a adotar medidas emergenciais para evitar um colapso na oferta da energia.

Diante esta crise, houve a necessidade de introduzir novas formas de geração no sistema energético nacional, ganhando destaque as termoelétricas que utilizam como combustível o bagaço de cana (biomassa) e o gás natural. O governo também adotou medidas que apóiam o desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), fontes não-convencionais e conservação de energia.

Entre 2003 e 2004 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico a longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no lugar do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), para organizar as atividades de comercialização de energia no sistema interligado [61].

Em 2007, o Governo Federal anunciou o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), amplamente difundido, com previsão de investimentos no setor elétrico para o

triênio 2007-2010, visando, principalmente, evitar a ocorrência de “apagões”. Atualmente, os Institutos que compõem o setor e suas atribuições legais são [60]:

- estabelecimento de políticas e diretrizes para o setor elétrico: Congresso Nacional, Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e Ministério de Minas e Energia (MME);
- planejamento e garantia do suprimento de energia: Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- órgão regulador e poder concedente: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- supervisão, controle e operação dos sistemas: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- contabilização e liquidação das diferenças: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- execução e prestação dos serviços: agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é considerado único no âmbito mundial e pode ser comparada aos sistemas elétricos Americano, Canadense e Chinês.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [62].

A Figura 3.19 mostra um mapa do SIN para horizonte de 2012

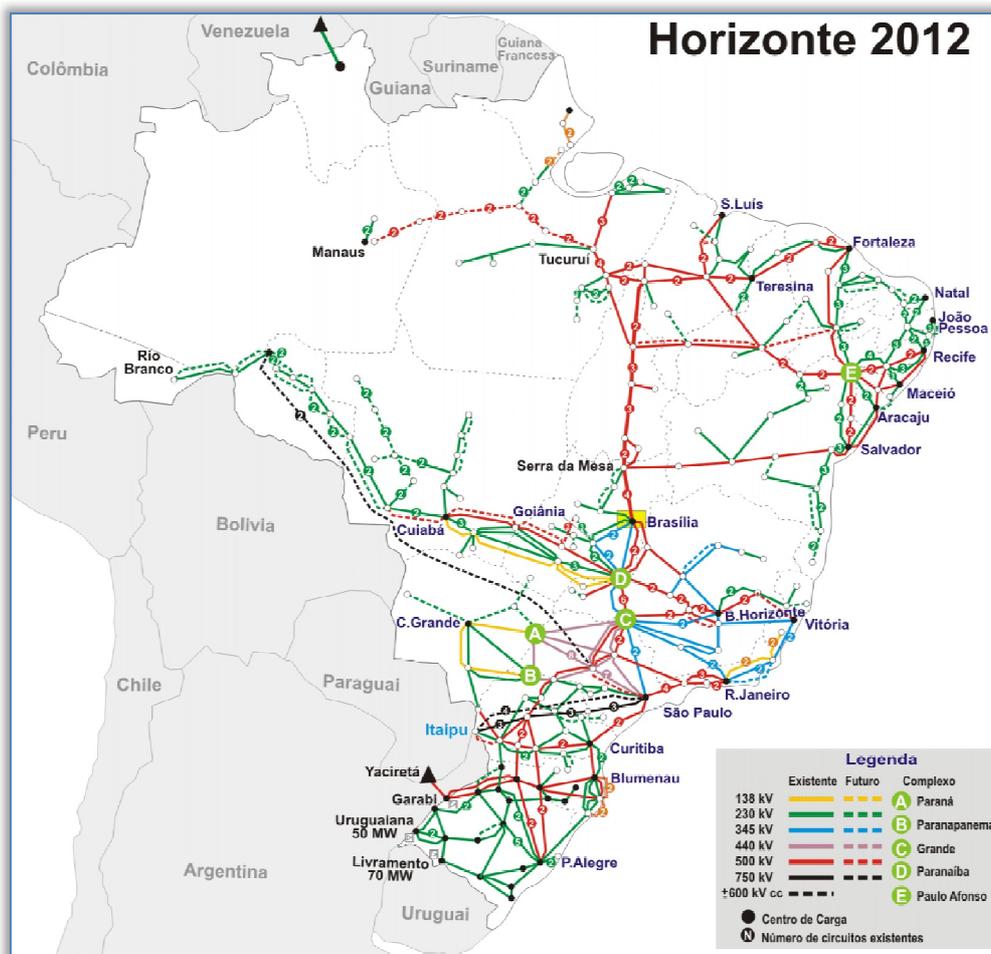


Figura 3.19: Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN) [62].

Atuação do ONS sobre o SIN

O Operador Nacional do Sistema Elétrico desenvolve uma série de estudos e ações, conforme a Figura 3.20 que têm como base dois insumos fundamentais: os Procedimentos de Rede, que são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação e, as informações externas que o ONS necessita receber das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN para a execução de suas atividades, conforme estabelecido nos próprios Procedimentos de Rede.

Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões iguais ou maiores que 230 kV) podem ser agrupados em diferentes macroprocessos, tal como é mostrado na Tabela 3.5.

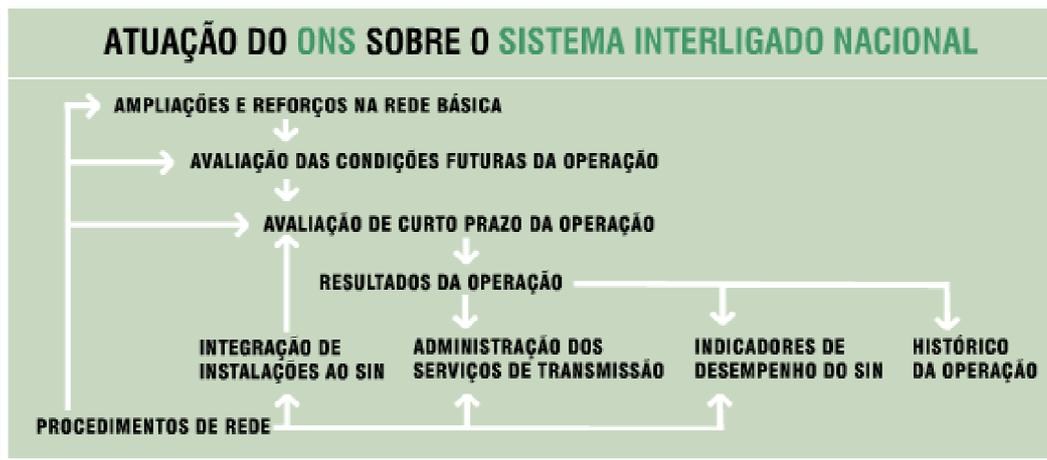


Figura 3.20: Atuação do ONS no Sistema Interligado Nacional [62].

Tabela 3.5: Estudos e ações do ONS sobre o SIN

Estudos pelo ONS	Descrição
Ampliações e Reforços na Rede Básica	É elaborado a cada ano, com um horizonte de três anos. Propor obras do sistema de transmissão para preservar o desempenho da rede e a segurança do suprimento.
Avaliação das Condições Futuras da Operação	Estudos elétricos, de análise do desempenho da rede de transmissão, e energéticos, de gestão do uso dos recursos disponíveis para produção de energia, com diferentes horizontes de análise
Avaliação de Curto Prazo da Operação	Os estudos de segurança operacional visam a manter e aumentar a capacidade do SIN de suportar contingências extremas, originadas por defeitos múltiplos. Para evitar sua propagação e reduzir o tempo de restabelecimento do sistema. Os estudos de planejamento operativo de curto prazo servem de base para a definição das metas e diretrizes que são seguidas na programação diária e na operação em tempo real.
Resultados da Operação	A operação em tempo real do SIN faz o monitoramento e correção das condições operativas em função das variações da carga e das condições de funcionamento dos equipamentos que compõem o SIN a cada instante. Os resultados da operação do SIN são disponibilizados aos agentes com diferentes horizontes e objetivos específicos
Indicadores de Desempenho do SIN	Os indicadores de continuidade do serviço mais utilizados são a Duração da Interrupção do Ponto de Controle - DIPC - e a Frequência da Interrupção do Ponto de Controle - FIPC. Os indicadores de qualidade da operação mostram a evolução do número de perturbações no sistema e de seu impacto sobre o atendimento aos consumidores.
Histórico da Operação	Os resultados da operação do SIN formam um registro histórico das condições operativas no passado. Esses dados de livre acesso são utilizados para estudos e análises pelos agentes associados e por vários analistas de economia.
Integração de Novas Instalações ao SIN	O ONS elabora estudos e análises visando à correta integração dessas novas instalações ao SIN. O processo de integração compreende: solicitação e emissão do Parecer de Acesso, estudos pré-operacionais e de comissionamento, e estudos de proteção.
Administração dos Serviços de Transmissão	Gestão de contratos de uso do sistema de transmissão por geradores, distribuidores consumidores livres, bem como os contratos de prestação do serviço de transmissão. Também envolve a gestão de novas solicitações de acesso e conexão à rede e estabelecimento padrões de desempenho.

Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Atualmente, em atendimento à Resolução Normativa nº 115 da ANEEL, de 29.11.2004, os Procedimentos de Rede estão em processo de revisão para adequação à legislação e regulamentação vigentes e para assegurar a aderência à prática adotada pelo ONS e pelos diversos agentes setoriais.

As revisões dos módulos dos Procedimentos de Rede aprovadas pela ANEEL através do Despacho SRT/ANEEL nº 2744/2010 e da REN nº 372/2009 estão disponibilizados no site do ONS [62].

3.2.1.6 Aplicação das PMUs no Brasil

No Brasil o subcomitê de estudos elétricos (SCEL), parte do grupo coordenador para operação interligada (GCOI), iniciou estudos para aplicação de medição fasorial, principalmente para o desempenho dos registradores dinâmicos durante perturbações, através do projeto “Localização de Registradores de Perturbação de Longa Duração”, contratado pelo ONS à COPPE/UFRJ [30].

O interesse sobre as aplicações cresceu depois da análise realizada dos blecautes de março de 1999 e janeiro de 2002. Os estudos realizados pelo ONS têm dado resultados satisfatórios [14]. Uma previsão inicial, para os anos 2007 até 2009, indicava

dois novos projetos que contemplavam o sistema de medição fasorial sincronizada. O objetivo principal dos projetos⁴ [63] é a utilização dos dados obtidos pelas PMUs para implementar ferramentas de análise de perturbações, e poder monitorar o sistema de potência interconectado brasileiro (BIPS – Brazilian Interconnections Power System) ou sistema interligado nacional (SIN).

O ONS já tem estudado a normatização e localização das PMUs e PDCs, assim como já definiu os barramentos ou subestações onde se instalaram as PMUs [64]. O projeto do ONS é de grande porte e pode ser comparada com os projetos realizadas na China e até com os Estados Unidos. Na atualidade, o ONS se encontra implementando o projeto chamado de “Rede de Gerenciamento de Energia - REGER”, assinado em 22 de junho 2009. Este projeto é formado por dois contratos, um com o consórcio Siemens-Cepel e outro com a OSIsoft, e será desenvolvido em aproximadamente 20 anos. O objetivo do projeto é dar maior confiabilidade, unicidade e mais segurança às informações provenientes dos cinco centros de controle, mediante uma plataforma unificada de supervisão e controle [62]. As responsabilidades dos projetos para o ONS e para os agentes integrantes do SIN são dadas pela ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica) [65].

Por outro lado, em 2003 foi iniciado um projeto P&D entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Reason Tecnologia S.A. chamado MedFasee [9][66]. O objetivo do projeto era desenvolver um protótipo de sistema de medição fasorial e de aplicações na monitoração e no controle na operação de energia elétrica. Na atualidade, o protótipo conta com 14 PMUs e um PDC, que já estão sendo utilizadas para monitoramento da frequência e de distúrbios. Estudos sobre localização de faltas, posicionamento de PMUs e sistemas de controle utilizando os dados das PMUs estão sendo desenvolvidos [67] [68] [69] [70]. A Figura 3.21 mostra o projeto MedFasee realizada pela UFSC [71].

O projeto MedFasee conta com dois protótipos; o primeiro são PMUs instaladas na baixa tensão, e o outro PMUs instaladas na alta tensão de 500kV. Esta última proveniente do projeto P&D “protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada no

⁴ Os projetos que foram incluídos são: projeto 6.2 – *Implantação do sistema de registro de fasores* (off-line) e projeto 11.11 – *Aplicação da tecnologia de medição fasorial para suporte à decisão em tempo real* (on-line). Estes projetos surgiram de um estudo para a implantação de registradores de perturbações de longa duração.

sistema de transmissão da ELETROSUL” [9] [72], dará inícios aos trabalhos de pesquisa para a instalação de um protótipo nas linhas de transmissão da companhia de transmissão de energia elétrica paulista (CTEEP).

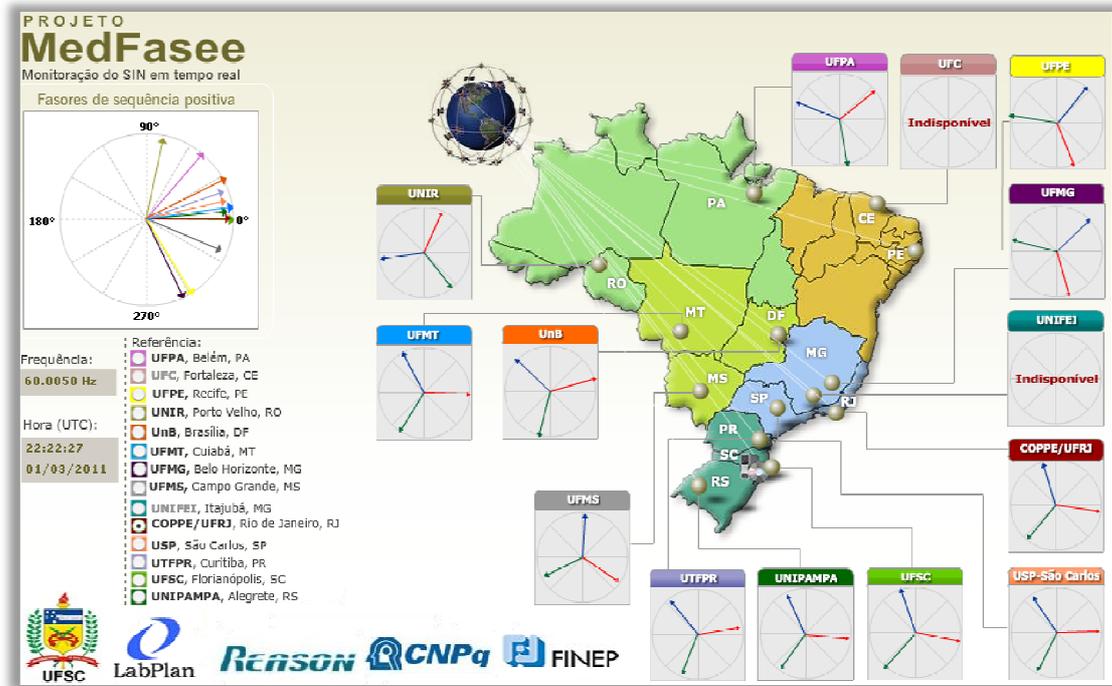


Figura 3.21: Projeto MedFasee, monitoração do SIN em tempo real [71].

3.2.2 PMUs em estudos da estabilidade eletromecânica

Dentre os estudos da estabilidade eletromecânica temos: estabilidade em pequenas perturbações ou estabilidade dinâmica; e estabilidade para grandes perturbações ou transitório.

Diversas publicações referentes à utilização de PMUs no SEP têm os seguintes objetivos: a) determinar a localização destes no mesmo visando a observabilidade do sistema para serem utilizados nos estimadores de estado ou b) monitorar o SEP em tempo real para serem utilizados nos esquemas de proteção.

Esta tese, por outro lado, tem como objetivo a aplicação das PMUs nos estudos dinâmicos de sistemas elétricos de potência.

3.2.2.1 PMUs na estabilidade dinâmica: ESP com sinal local e remoto

Os estabilizadores de sistemas de potência (ESP), do inglês Power System Stabilizer-PSS, são os equipamentos mais utilizados para suprir a falta de torque de amortecimento das máquinas síncronas, que são produtoras das oscilações eletromecânicas. O ESP amortece as oscilações, produzindo um componente no *Torque Elétrico* em fase com as variações da velocidade angular do rotor da máquina (equação (2.1)). Se os parâmetros do ESP estão bem ajustados é possível ter um sistema com um valor grande de amortecimento, podendo, assim, suportar um maior número de perturbações.

No passado, os controladores ESP eram equipamento adicionais à máquina síncrona. Hoje estão incluídos na sua compra. Os projetos para localização e/ou ajuste dos parâmetros de ESP com ênfase de melhorar o amortecimento são ampliados pela diversidade de técnicas e métodos utilizados, conforme [73] [74]. Existem, também, propostas para melhorar a estabilidade dinâmica usando a modulação de carga ativa como apresentados em [55] e [75].

Devido à alta velocidade de resposta de controle, os equipamentos FACTS (Flexible AC Transmission System) também são utilizados para aumentar o amortecimento do sistema de potência. Um projeto descentralizado robusto para amortecimento de oscilações inter-área usando SVC (Static Var Compensator) e TCSC (Thyristor Controller Serie Compensator) é apresentado em [76]. Em [77] é encontrado um estudo considerando um ajuste conjunto de ESP e FACTS de conexão em série.

A Figura 3.22 apresenta a conexão de ESP para cada gerador, aumentando a robustez do sistema com relação às oscilações eletromecânicas depois de uma perturbação.

Os ESPs usam, geralmente, sinais emitidos pelos geradores. Estes sinais são locais por estarem conectadas no mesmo local do gerador e representam a velocidade angular ou a potência elétrica ou a potência de aceleração da máquina síncrona.

A interação entre os ESPs e os controladores FACTS para o amortecimento também tem sido tema de investigação. Em [78], por exemplo, é apresentado um ajuste dos ganhos para ESP, SVC e TCSC, mostrando os efeitos destes controladores frente às oscilações eletromecânicas procurando de melhorar os modos oscilatórios e o desempenho do sistema. Os autores indicam as interações indesejáveis encontradas quando se utilizam todos os controladores, isto é, como o ajuste de um afeta os outros.

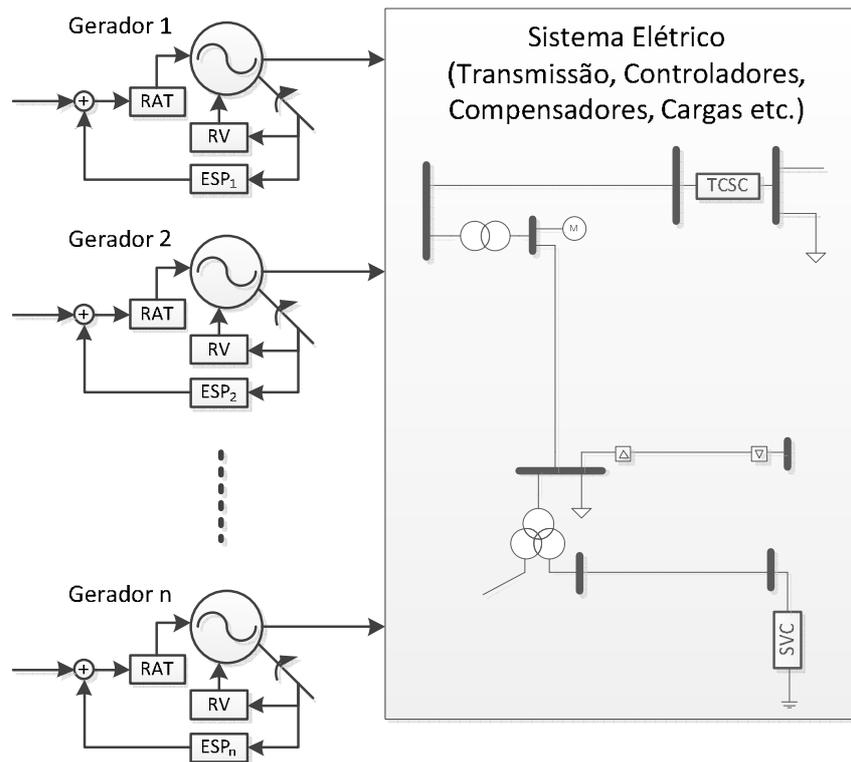


Figura 3.22: Estrutura de controle convencional de um SEP.

Em [76] se faz um ajuste simultâneo de SVC e TCSC melhorando o valor de amortecimento. Os autores utilizam métodos de projeto de controle robusto e descentralizado utilizando sinais que tenham um alto conteúdo de modos inter-área – que utilizam as medições de tensões e correntes locais – para sintetizar o ângulo das máquinas das áreas coerentes.

Uma interação entre o ajuste de ESP e FACTS de forma simultânea pode ser encontrada em [79], a qual os autores utilizam algoritmos genéticos para conseguir o bom desempenho de resposta. É possível encontrar grande variedade de publicações sobre a interação entre ESP e FACTS como em [77] [80] [81] [82] [83] [84].

Um dos primeiros estudos que mencionam sinais remotos pode ser encontrado em [85]. Este estudo introduz a idéia de ESP-Híbrido, que é uma estrutura de controle de dois níveis, sendo uma de nível para entrada de sinal local para modos de oscilação local, e outra de nível para entrada de sinal global para modos de oscilação inter-área. O sinal de estabilização é obtido pela soma ponderada dos sinais de controle local e global.

Em [86] é apresentado um projeto de controlador de oscilações usando sinais globais, no qual o ESP consiste de duas entradas: a primeira é especificamente para

amortecer os modos locais usando a velocidade do rotor; a segunda para sinais globais visando amortecer os modos inter-área. Os autores sugerem a utilização de dois sinais globais: sinal da diferença de potência ativa da linha de conexão das áreas em oscilação e sinal de diferença das velocidades do rotor.

Em [87] e [88] é proposta a utilização de sinais locais e remotos com ESP e FACTS. A estrutura de controle em [87] de ESP e TCSC possui entradas de sinais múltiplos os quais podem ser remotos. A idéia básica é combinar em conjunto os sinais de controle (global e local) de entrada mediante a utilização de pesos, podendo alocar os *zeros*, melhorando assim o amortecimento dos modos inter-áreas sem afetar os demais modos. Neste artigo o autor faz a inclusão do tempo de atraso nos sinais globais ou remotos. Em [89] [90] [91] também é mostrado um estudo de controle para grandes áreas, considerando o tempo de atraso na transmissão do sinal. Em [92] há a utilização ESP e STATCOM com a finalidade de melhorar o amortecimento. Os autores chamam de controle de retroalimentação local quando o sinal de entrada ao ESP é obtido localmente (local de instalação). O sinal de entrada, quando tem origem remota é chamado de controle de retroalimentação remota. Os autores ajustam os controladores usando análise do resíduo, que são incluídos na técnica de projeto linear LMI (Linear Matrix Inequalities).

Em [93] é apresentada uma metodologia de laço múltiplo o qual melhora a estabilidade dinâmica e transitória do sistema assim como o aumento da capacidade de transmissão existente. Esta metodologia é baseada em dois estágios: o primeiro constrói um algoritmo de identificação robusta para identificar pequenos sinais de ordem reduzida; o segundo é selecionar uma estrutura apropriada de controle para logo ajustar seus parâmetros. O trabalho consiste em um projeto especial de controle de estabilidade sendo chamado de configuração hierárquica descentralizada, o qual considera um conjunto de controladores que utilizam sinais locais e remotos ou globais.

Em [45] os autores propõem um controlador de muitas variáveis, com entradas múltiplas e saída simples. O controlador é projetado para um TCSC visando melhorar o amortecimento de modos inter-áreas críticas. Os sinais estabilizantes são obtidos de locais remotos baseados na observabilidade dos modos críticos. Os controladores são sequencialmente projetados. Isto é, ao termino do desenho de um controlador, que amortece, fecha-se o laço para projetar o controlador seguinte. Os autores concluem que os controladores descentralizados, usando sinais locais, é uma opção confiável, mas, em sistemas de potência práticos, de grande ou meio porte, o número de modos dominantes

inter-área é muito maior que número de equipamentos de controle disponíveis. Por isso, o desenho de uma estrutura de controle centralizado, usando sinais globais ou remotos, é uma ótima opção.

Em [94] os autores mostram a utilização do controle global em um supercondutor magnético armazenador de energia (SMES) para melhorar a estabilidade de oscilação inter-área. O autor usa técnicas de observabilidade e controlabilidade geométrica para selecionar os sinais de entrada e saídas do controlador global

Em [95], os autores enfatizam a utilização das medições fasoriais. O desafio deles é melhorar a utilização dos ESP convencionais com as medições instantâneas das PMUs remotas. Para isto, os autores projetam uma arquitetura de controle hierárquico descentralizada de dois laços, uma para alimentação local e outra para alimentação remota. Para o sinal local os ESPs usam a velocidade do rotor. Para o sinal global utilizam a diferença de frequência da medida feita pelas PMUs entre duas áreas (áreas eletricamente coerentes). Os sinais globais fecham o laço com os ESPs que tem maior controlabilidade nos modos de interesse (inter-área). Para incrementar o benefício dos laços de controle os autores recomendam fazê-lo de forma coordenada.

A implementação de um controlador centralizado usando sinais globais pode ser economicamente muito caro, até mais do que instalar um novo equipamento de controle [87].

3.2.2.2 PMUs em estudos da estabilidade transitória

O blecaute de agosto de 2003, nos Estados Unidos, motivou a realizar estudos sobre a integração dos sistemas de medição fasorial ao SEP, para assim ter uma monitoração contínua e poder realizar aplicações nas áreas de controle e proteção. Depois surgiram as novas metodologias para tomada automática de decisões visando a melhoria do desempenho dinâmico do sistema de potência [96]. Assim como nos Estados Unidos, outros países já apresentam resultados, os quais foram expostos na seção 3.2.

Em [97] os autores propõem um método para prever a saída de geradores do SEP usando medições fasoriais. O método requer uma PMU em todas as barras terminais dos geradores. O método inicia com a seleção de grupos coerentes, usando como índice os ângulos de fase dos geradores. Depois, a cada grupo coerente é agregado a um modelo de gerador equivalente. Os parâmetros deste gerador equivalente, assim

como os estados do sistema, são estimados usando medição fasorial. Este gerador equivalente prediz o ângulo de fase para pontos futuros. Por último, a saída entre grupos coerentes pode ser detectada verificando o ângulo de fase equivalente que foi previsto. A análise é realizada num sistema elétrico reduzido do sistema oeste japonês.

Em [98] e [99] é apresentada uma metodologia para estimar a estabilidade transitória em tempo real. A autora de [98] utiliza o critério da aproximação da energia, isto é, a energia total de um sistema no momento da limpeza da contingência é comparada com sua energia potencial no ponto de equilíbrio instável de controle (CUEP-Controlling Unstable equilibrium Point). Se a energia total é maior que a energia potencial o sistema é considerado instável, caso contrário, é estável.

Métodos híbridos como SIME (Single Machine Energy) utiliza medições em tempo real para realizar o controle de emergência da estabilidade transitória. Este método usa medições fasoriais para avaliar a margem da estabilidade e identificar as máquinas relevantes. O princípio de funcionamento é baseado na redução por máquina equivalente e assim, facilitar a análise. Para isto, usa-se o critério das áreas iguais em uma máquina barra infinita (OMIB – One Machine-Infinite Bus). Detalhes adicionais do método podem ser encontrados em [100].

Em [101] é apresentado um esquema de controle rápido contra as instabilidades transitórias. O esquema é para, principalmente, prevenir blecautes no sistema devido às faltas severas no sistema de transmissão de extra e alta tensão, com transferências altas de potência entre duas áreas. A ação de controle é baseada em dois estágios. O primeiro é detectar e localizar as faltas, usando as informações das PMUs, sendo esta importante para evitar uma sequência indesejada de erros produzidos pelos relés de proteção. O segundo estágio é estimar os parâmetros de um sistema simplificado de uma máquina barra infinita (OMIB-One Machine-Infinite Bus) usando as medidas fasoriais em tempo real, realizando assim uma redução do sistema multimáquinas em duas máquinas equivalentes. Após as análises, como medida emergencial, é proposto corte de carga e atuação nas válvulas das turbinas. Os autores utilizam o critério das áreas iguais.

Em [102] e em [103] é mostrada uma metodologia para o controle de emergência. Esta metodologia usa a mesma técnica dada por [100], SIME, o qual se baseia no sistema reduzido de OMIB. O método desenvolvido é chamado de E- SIME (Emergency - Single Machine Equivalent) e conta com as medidas em tempo real, após a contingência, para a avaliação e execução das ações de controle de emergência,

mantendo assim a integridade do sistema. Os autores de [102] assim como os de [103] supõem que as medições provem das plantas de geração.

A predição dada pela metodologia de [103] é feita utilizando a expansão de série de Taylor do valor dos ângulos dos geradores após a perturbação, tipicamente 100ms. Os geradores com maiores aberturas angulares são selecionados como candidatos ao conjunto de máquinas críticas. O método SIME determina as margens de estabilidade fazendo a construção respectiva do OMIB. A escolha correta dos geradores a serem retirados do conjunto de máquinas críticas não é trivial já que depende de como a perturbação foi desenvolvida. Para solucionar isto, os autores mostram algumas estratégias como o uso de redes neurais artificiais.

Em [104] apresenta-se um sistema on-line de controle da estabilidade transitória, que se encontra operando na China. O sistema conta com mais de nove PMUs localizadas na província de Jiangsu. O sistema fasorial fornece dados de módulo e ângulo para o estimador de estados em tempo real. Após executar o estimador de estado, realiza-se uma avaliação da estabilidade transitória usando simulação no domínio do tempo. Logo, estes resultados são utilizados para o ajuste do controle de emergência e para recomendações no controle preventivo. Em [105] o sistema fasorial é usado para fazer uma correta seleção de geradores que sairão depois de ocorrida uma falta. A estratégia dos autores é que, depois de ocorrido uma falta, o centro de controle analisa, detectando-a ou localizando-a, e mediante uma tabela de procura on-line, busca casos de simulações já feitas anteriormente (off-line). Finalmente, com estas informações fazem o corte de geração.

3.2.3 PMUs em estudos da estabilidade de tensão

O crescimento elevado dos consumidores em conjunto com o lento crescimento de novas linhas de transmissão, faz com que o sistema sempre opere muito próximo a seus limites de estabilidade. O evento de colapso de tensão de maior severidade aconteceu na França em 1978 e outros eventos similares, reportados, também ocorreram em os outros países da Europa (ex. Dinamarca 1979), Ásia (Japão 1970) e América (Florida 1982, Brasil 1997) [106].

O tema de maior pesquisa é o colapso de tensão. A variedade de técnicas e métodos para prever, evitar e corrigir o colapso de tensão pode ser encontrado em [107], [108], [109], etc.. Mas o método mais utilizado pelas empresas de energia elétrica é o método para calcular e traçar as curvas P-V e P-Q das barras de carga selecionadas [69].

Em [110] apresenta-se uma metodologia simples para calcular um índice de aproximação ao colapso de tensão mediante a utilização dos fasores aproximados das tensões. Estes fasores são aproximados devido ao fato de não possuírem medidas reais. Já em [111] é apresentada uma técnica para prever o colapso de tensão, usando as informações em fasor da tensão (módulo e ângulo) das barras do sistema e a matriz de admitância nodais do sistema. As medidas em fasor são dadas por um sistema de medição fasorial. A técnica deriva das equações básicas do fluxo de potência e é aplicada para qualquer número de barras. Os autores definem um índice para previsão do colapso de tensão, sendo definido para cada barra do sistema. Os valores dos índices determinam a proximidade de uma determinada barra ao colapso de tensão. E estes valores -conforme são indicados pelos autores- podem ser usados pelos centros de despacho de carga, para prever o colapso de tensão do sistema de potência on-line o qual pode ajudar a tomar as ações corretivas.

Em [106] os autores propõem uma técnica de agrupamento de medições que é baseada em um relacionamento da coerência entre as barras de carga do sistema e o uso da teoria de grafos para a determinação de conjuntos coerentes das medidas. O critério de coerência é baseado na matriz Jacobiana, onde a inversa desta matriz relaciona as variações da tensão (módulo e ângulo) com as mudanças no carregamento do sistema que as estão causando.

Em [112] é apresentado um projeto para executar esquemas de proteção para frequência, estabilidade a pequeno sinal e instabilidade de tensão, onde o foco principal é a aplicação dos sistemas fasoriais ao controle emergencial da estabilidade de tensão.

3.2.4 PMUs em estudos da estabilidade de frequência

São poucos os estudos específicos na utilização de PMUs para a estabilidade de frequência. Existem relatos experimentais de alguns países, assim como no Brasil, de que monitorando a frequência em pontos de baixa tensão podem-se registrar os eventos ocorridos no próprio sistema elétrico de potência [9][113].

A dinâmica de frequência é uma das mais importantes medições de um sistema elétrico de potência. Medições confiáveis da frequência são um dos pré-requisitos para um efetivo controle de potência, redução ou corte de carga, restauração de carga e proteção de geradores. A medição sincronizada da frequência, com sua respectiva sincronização de tempo e concentração total deles, abre a possibilidade de aplicações para controle e proteção em grandes áreas [114]. Por exemplo, em [115] mostra uma

metodologia para detectar a perda de sincronismo utilizando o critério da função de energia.

Uma rede de monitoramento da frequência para grandes áreas, baseados na sincronização de GPS em tempo real, via internet (FNET-Frequency NETWORK) foi proposta por [116], sendo constituída pelas seguintes características: a internet é utilizada como infra-estrutura de comunicação para transmitir e acumular dados de grandes áreas. Somente os dados da informação da frequência da área do sistema de potência serão medidos e as medidas serão realizadas nas tomadas de energia monofásica de 110V em vários lugares do país. Os dados da frequência com tempo-etiquetado serão armazenados num servidor via internet, baseado em tempo quase real (no estudo, um servidor da Virginia Tech). Os autores também certificam as distintas utilidades do FNET, como: fornecer aos operadores do sistema o estado do sistema em tempo real; detectar distúrbios no sistema; preparar a reconstrução de cenários pós-distúrbios; verificar os modelos e parâmetros do sistema usados nas simulações; seguir a sequência de eventos que conduzem a uma emergência; fornecer referências para ações de controle do CAG (controle automático de geração) e FACTS.

Em [117] é apresentada uma implementação do FNET no sistema elétrico americano. O FNET fez observações a toda a rede do sistema de potência dos Estados Unidos a um custo bem menor. O sistema FNET tem um custo de instalação mínimo por serem instalados em tomadas de energia de baixa tensão. A primeira fase do sistema FNET foi com a instalação de 12 registradores do distúrbio da frequência (FDR – Frequency disturbance/data recorder), distribuídos estrategicamente em todo o país americano e um sistema de administração da informação (IMS – Informations Management System) em Virginia Tech. Segundo os autores, o estimador de frequência funciona sem erros desde 52 até 70 Hz. O sistema FNET entrou em operação em novembro de 2003 e na atualidade tem 50 FDR e todos integrados com o sistema de sincronização GPS em tempo real.

Já em [118] é descrita uma aplicação de visualização dos valores da frequência do país todo com a utilização de FNET, assim como da utilização de PMUs, mediante a sincronização em tempo real por GPS (melhorando a precisão em ± 0.0005). Os autores utilizam a tecnologia de cliente inteligente (Smart Client Technology). Esta aplicação da visualização pode mostrar a posição, a magnitude e a mensagem do evento relacionado na exibição da frequência em tempo real. A visualização pode também ser usada para

melhorar a análise pós-distúrbios. A tecnologia de cliente inteligente, usada no monitoramento e visualização da frequência, tem melhor desempenho na utilização de computadores via internet e serviços Web. Para melhorar a base de dados das medições da frequência se armazenam dados da frequência por 12 segundos: 2 segundos antes do evento e 10 segundos após dele. O desenvolvimento do sistema de monitoramento e visualização da frequência em tempo real foi realizado pela Tennessee Valley Authority, Virginia Tech University e EPRI.

Um controle preventivo da estabilidade de frequência se apresenta em [114]. Os autores propõem um método para controle de frequência emergencial. O método também facilita no esquema de corte de carga por subfrequência (48-48.5 Hz para 50 Hz e 57-58.5 Hz para 60 Hz), retardo na resposta e sobre dimensionamento de corte. Tipicamente o corte de carga é usado nos sistemas de proteção por instabilidade de frequência e são feitos gradualmente, baseados numa medida de frequência local, de 5 a 20% (do total da carga alimentada). Muitos autores configuram os relés de corte de carga por subfrequência usando a taxa de alteração de frequência para a configuração final, tal como é indicado em [119]. Os autores de [119] supõem valores conhecidos, como a constante de inércia do sistema, a sensibilidade da frequência da carga e a sensibilidade de tensão da carga. Isto faz que os relés sejam difíceis até impossíveis de serem ajustados, de modo que se opera confiantemente. O método proposto em [114] evita as suposições anteriores por usar as medições fasoriais e a única necessidade é o ajuste de alguns parâmetros que são fáceis de serem escolhidos. A estratégia do controle é fazer primeiro um modelo equivalente de máquina simples com as medições. O modelo é utilizado para calcular o desequilíbrio de potência ativa e subseqüentemente predizer a frequência de estado estacionário. Utilizando o mesmo modelo, é calculada a quantidade de carga a ser cortada para manter a frequência sobre algum valor definido. A partir da quantidade calculada, a carga é alocada em diferentes alimentadores. Este método é usado para monitorar a estabilidade da frequência e determinar a quantidade correta de carga ou de geração a cortar a fim de restaurar a frequência a um valor pré-definido. Um estudo similar, mas com a consideração do tempo de atraso na comunicação pode ser encontrado em [120].

CAPÍTULO 4

Estrutura de Controle Adotada e Metodologia de Projeto Proposta

4.1 Introdução

Este capítulo descreve sucintamente as estruturas de controle encontradas na literatura para o problema de estabilização de sistemas de energia elétrica e indica aquela adotada nesta tese. Em seguida é apresentada a principal contribuição da tese, que se resume na aplicação de Algoritmos Genéticos Paralelo (PGA) no ajuste hierárquico dos ESPs a nível local e central em um problema de otimização, cuja função objetivo possibilita ponderações distintas entre os amortecimentos dos modos inter-áreas, locais e intra-planta. O capítulo descreve ainda de forma macro a estrutura e o desenvolvimento computacional paralelo implementado. A metodologia proposta é validada em sistemas de pequeno e grande porte nos capítulos 5 e 6, respectivamente.

4.2 Estruturas de Controle

4.2.1 Controle Centralizado

Controle centralizado é aquele que a partir de um ponto central (especificamente não geográfico) pode observar o comportamento do sistema de potência elétrico,

monitorando grandezas como tensão, potência ativa, potência reativa e frequência. O centro de controle centralizado com equipamentos adequados, como as PMUs sincronizadas através de GPS ou sistemas de medição fasorial sincronizado, pode monitorar as grandezas em tempo real com erros mínimos de tempo e exatidão. Com as informações obtidas pelos sistemas fasoriais e com ajuda de implementações que se executam de forma off-line/on-line, pode-se determinar e prever futuros eventos e, assim, aplicar as medidas corretivas antes que aconteçam os fenômenos.

Para um controle centralizado em tempo real, os sinais remotos precisam de uma comunicação efetiva com atrasos mínimos. Isto é importante para o intercâmbio de informação (medições e execuções) entre o centro de controle e os centros onde estão instalados os equipamentos, físicos e/ou elétricos, a serem controlados remotamente. Na Figura 4.1 é representado um esquema do controle centralizado.

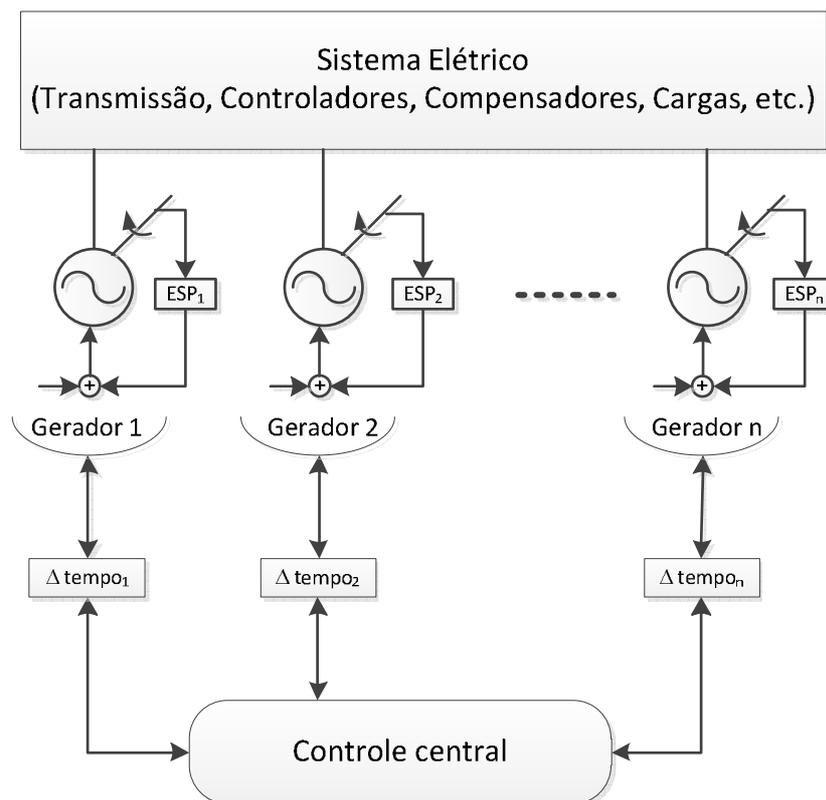


Figura 4.1: Representação de um controle centralizado.

As setas da Figura 4.1 indicam que os sinais remotos vão e voltam do centro de controle até o sistema de potência, especificamente aos ESPs dos geradores. Observa-se, também, os tempos de atraso para cada conexão desde o centro de controle até os

geradores. O atraso é representado por $\Delta t_{\text{tempo}_i}$, onde i varia de 1 até n geradores, e os tempos são diferentes para cada gerador tal como nos sistemas reais.

Uma vantagem do sistema de controle centralizado é a não necessidade de alteração no esquema local de controle. O controle global ou centralizado atua como um sinal adicional ao sinal de controle local. Uma desvantagem de se ter um controle completamente centralizado é a perda dos sinais remotos.

Alguns trabalhos que tratam do controle centralizado, com ou sem consideração de tempo de atraso, podem ser encontrados em [121] [122] [123].

4.2.2 Controle Descentralizado

O controle descentralizado é feito no local onde se realizam medições das grandezas elétricas, ajustes dos parâmetros de controle, proteção, etc.; e manipulações manuais e/ou automáticas dos sistemas de potência.

Os ESPs estão localizados, por exemplo, nos geradores. O sinal de entrada será um sinal local proveniente do gerador, podendo ter entrada de sinais remotos, sendo estes provenientes de outros lugares via comunicação remota.

Na Figura 4.2 é representada a estrutura de um sistema de controle descentralizado. Nesta figura são mostrados três tipos de controle descentralizado. Em **C** e **D** os geradores só recebem sinais locais e em **A** e **B** os geradores recebem sinais remotos. A configuração de **A** é diferente de **B**: o primeiro é um controle tipo SISO (Single Input-Single Output) [124] (um só ESP) e o segundo é um controle tipo MISO (Multi Input-Single Output) [87] (dois ESPs que recebem sinais diferentes). Observa-se, também, que os sinais remotos de **A** e **B** têm, respectivamente, um atraso de tempo Δt_1 e Δt_2 .

Uma desvantagem para um controle descentralizado é a necessidade de reconfigurar ou ajustar os parâmetros dos ESPs de diversas empresas com o objetivo de melhorar o desempenho global do sistema, o que nem sempre pode ser realizado facilmente. Outros equipamentos podem ajudar no controle descentralizado, como os FACTS, tal como foram descritos nos itens anteriores (3.2.2, 3.2.3 e 3.2.4) e não somente para o controle da tensão e do fluxo da potência.

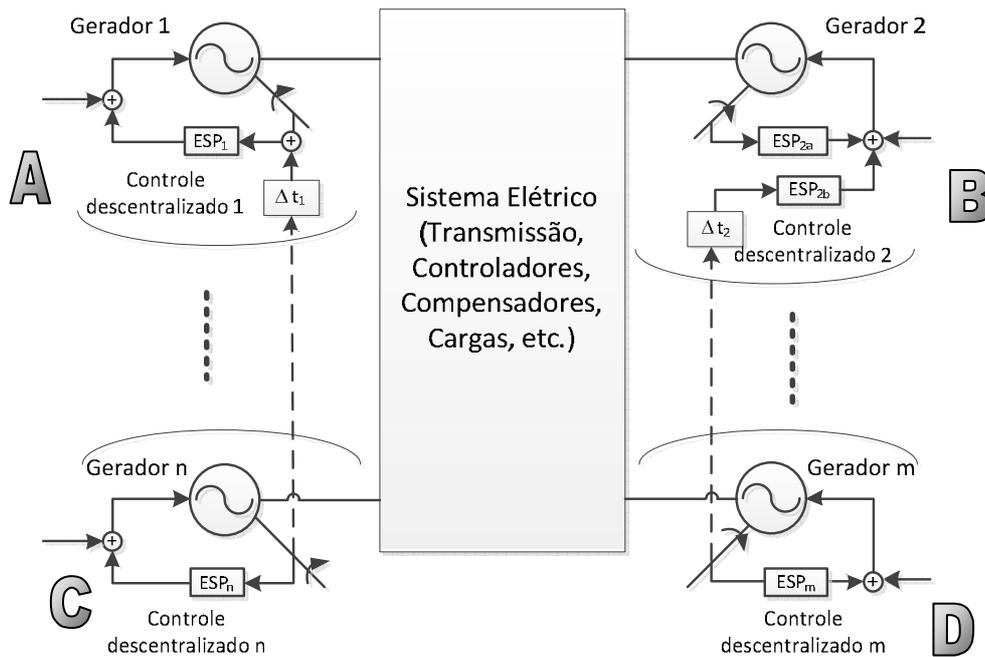


Figura 4.2: Estrutura de controle descentralizado: ESP com sinal local e/ou remoto.

Alguns trabalhos que tratam do controle descentralizado, com ou sem a consideração de tempo de atraso, podem ser encontrados em [76] [124] [125] [126].

4.2.3 Controle Hierárquico

O controle hierárquico é a combinação do controle centralizado e o controle descentralizado, ambos com intercâmbio de informação para realizar os devidos controles e/ou execuções via sinais remotos. A Figura 4.3 mostra a arquitetura do controle hierárquico [95].

Nesta Figura 4.3, são mostrados os tempos de atraso de comunicação antes e depois da passagem pelo centro de controle. As setas indicam que o fluxo de sinal de controle é para ambas as direções. As medidas feitas pelas PMUs são transmitidas ao centro de controle (mediante PDCs, por exemplo) para serem processadas e realizadas as tomadas de decisões. Estas decisões podem ser de controle e/ou de execuções que reenviam – mediante o envio de sinais remotos – comandos aos centros locais que fazem um controle descentralizado nesses pontos.

É observada, da mesma forma, uma combinação de sinais nos centros de controle local ou na planta, aumentando a controlabilidade do sistema de potência.

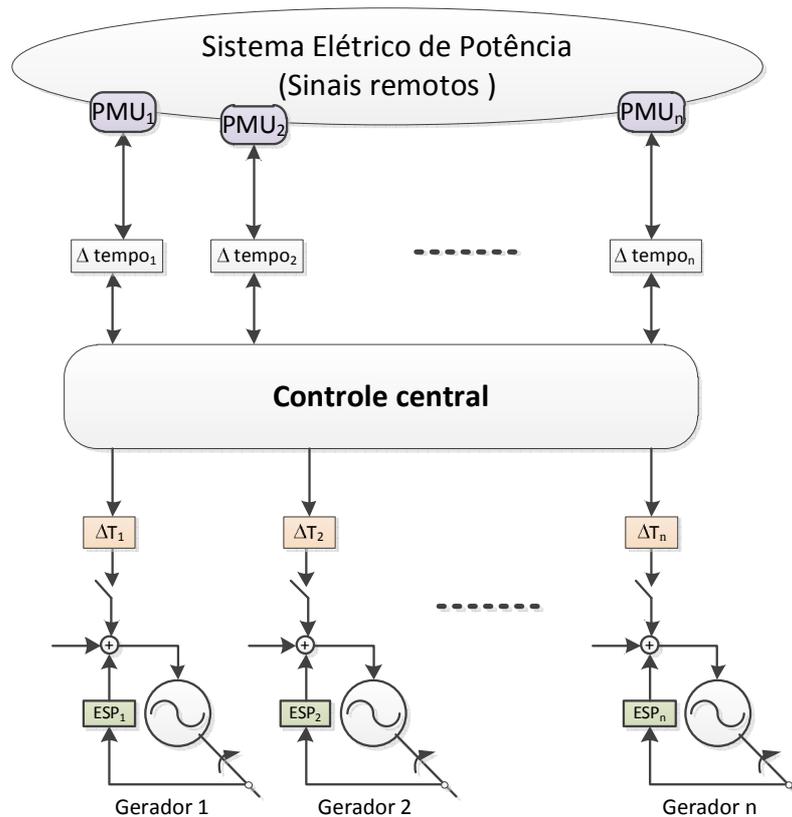


Figura 4.3: Arquitetura geral do sistema de controle hierárquico [95].

Alguns trabalhos que tratam o controle hierárquico, com ou sem consideração de tempo de atraso, podem ser encontrados em [75] [87] [95] [127] [128] [129].

4.3 Projeto do Controlador Proposto

4.3.1 Metodologia de Controle Proposto

Esta tese adota a estrutura de controle hierárquico apresentada anteriormente.

O projeto hierárquico leva em conta o controle local ou controle descentralizado, que melhora o amortecimento do sistema. Esta tarefa é, entretanto, de complexa execução, pois não se tem uma visão geral do que acontece com o resto do sistema de potência. A Figura 4.4 mostra a estrutura de controle hierárquico utilizada.

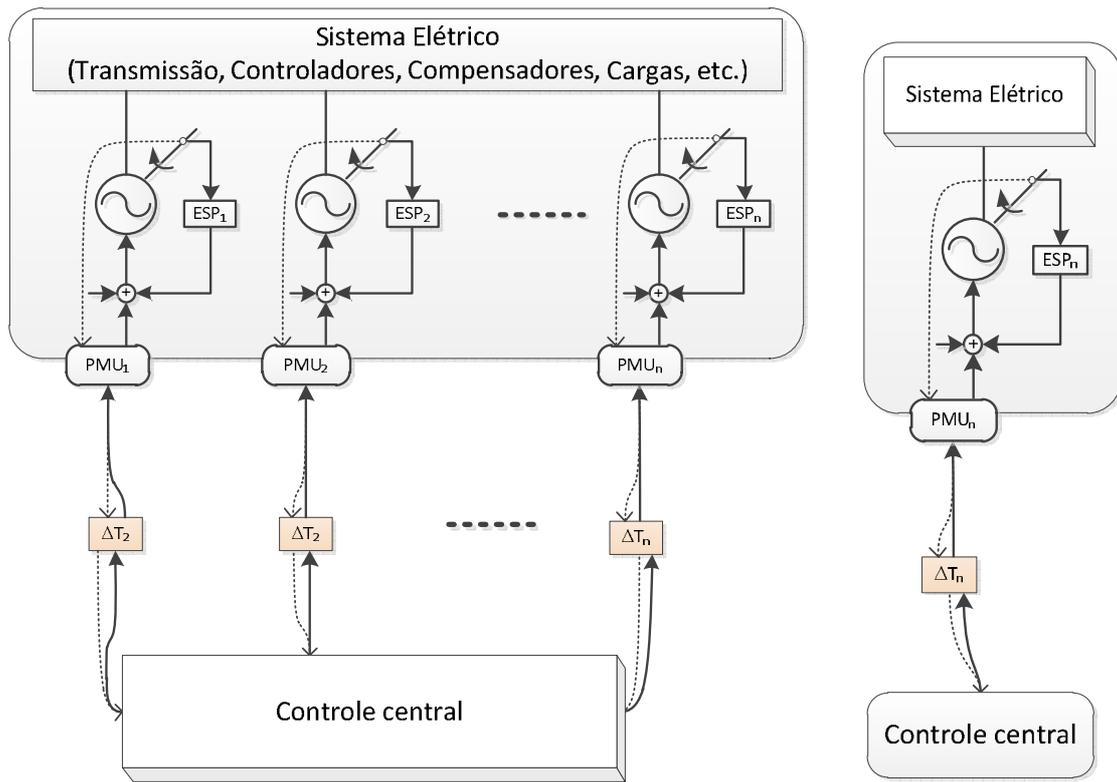


Figura 4.4: Estrutura de controle hierárquico proposto.

Conforme mostrado na Figura 4.4, as setas têm duplo sentido para ida e vinda da informação do centro de controle. Neste caso, os tempos de atraso das comunicações nas PMUs e/ou PDCs são diferentes e se assemelham a um caso real. A Figura 4.5 mostra a mesma estrutura de controle hierárquico da Figura 4.4, porém simplificada, a qual será implementada computacionalmente e usada para maximizar o menor valor de amortecimento do sistema de malha fechada.

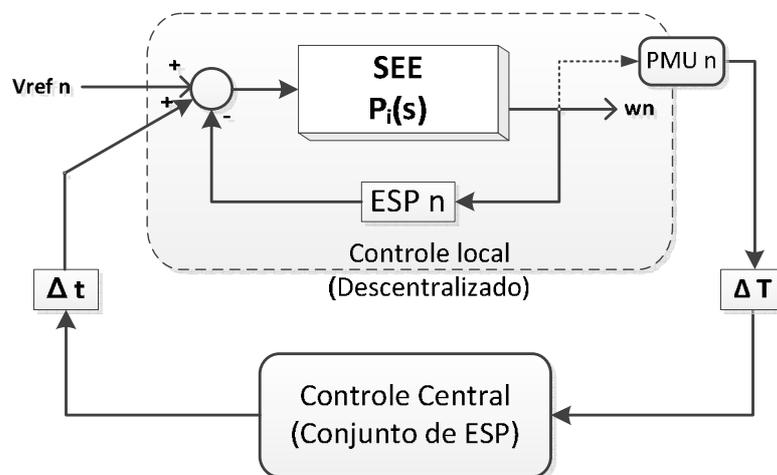


Figura 4.5: Estrutura de controle proposto simplificado.

Os tempos de atraso de comunicação mostrados na Figura 4.5 serão considerados iguais ($\Delta t = \Delta T$) em algumas aplicações. O controle centralizado é calculado depois de se ter um ajuste otimizado no controle descentralizado com os ESPs convencionais. O conjunto de ESPs no controle centralizado é uma alternativa para melhorar a solução encontrada pelos ajustes dos parâmetros dos ESPs locais.

Este projeto conta com duas etapas: a primeira realiza um controle local, isto é, ajustam-se todos os ESPs dos geradores na procura de um valor máximo de amortecimento; a segunda consiste em aumentar o valor de amortecimento encontrado na primeira etapa mediante o ajuste dos parâmetros do controle centralizado (conjunto de ESPs). Os sinais de entrada deste controlador serão obtidos através de informações extraídas das PMUs instaladas em cada gerador. Estudos prévios com o método do resíduo [3] e índice de observabilidade e controlabilidade [130] são realizados antes do projeto de controle. No cálculo dos valores de ajuste para o controlador centralizado (conjunto de ESPs) não é considerada a perda de sinal das PMUs, mas sim os tempos de atraso.

4.3.2 Otimização

Embora a grande maioria dos projetos de ESPs optem por técnicas de análise linear conforme [129], [131] e [132], o presente estudo aplica uma metodologia de otimização metaheurística, os Algoritmos Genéticos (AGs).

Os AGs, para problemas reais, são capazes de encontrar soluções melhores do que as encontradas por métodos tradicionais ou determinísticos. Alguns trabalhos que utilizam esse tipo de metodologia podem ser encontrados em [79], [125], [133] e [134].

4.3.2.1 Algoritmo genético

Algoritmos genéticos (AG) são procedimentos de procura inspirados nos processos naturais da evolução aplicando a idéia de Darwin da seleção natural das espécies [135]. Um AG típico usualmente codifica as variáveis do problema de otimização, em cadeias de 0s e 1s. Estas cadeias são chamadas de cromossomos, pela analogia ao processo genético natural e a relação com o valor real pode ser estabelecido de acordo ao tipo do problema. Um cromossomo é uma estrutura representada por símbolos como, por exemplo, números *binários* ou *reais*.

Os AG contam com três operadores internos: seleção, cruzamento e mutação; os quais são aplicados a uma população de indivíduos. O resultado gera uma nova

população que é avaliada na função objetivo. A Figura 4.6 mostra a estrutura básica de um AG.

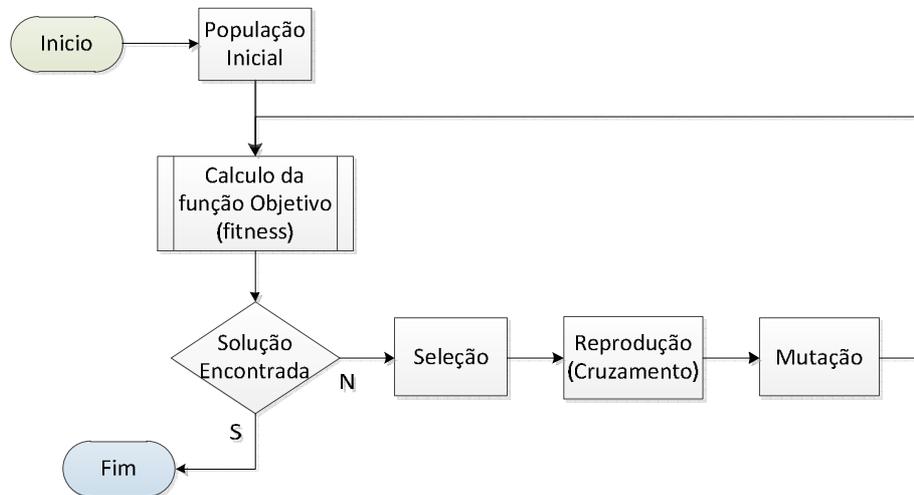


Figura 4.6: Representação básico do AG.

4.3.2.2 Estratégias adotadas para melhorar o AG

Em [136] [137] novas técnicas são apresentadas. Além disso, outras publicações e livros são listados em [138], que é uma coletânea bibliográfica sobre o assunto. Na implementação do AG, aplicou-se algumas estratégias como pré-aquecimento e busca por exploração e aproveitamento [137] (Anexo A2 a A4).

Pré-aquecimento do AG: Executa um AG inicial na procura de um conjunto de soluções básicas de adequabilidade pré-definida. Este conjunto de soluções iniciais é utilizado pelo AG.

Método de busca por exploração e aproveitamento: Ao encontrar uma solução (P_0) no espaço de busca (via exploração), aproveita-se esta solução para procurar na sua vizinhança (R_0).

Reduzindo o espaço de busca: numa solução encontrada na exploração (P_0), reduzimos o espaço de busca inicial criando uma pequena região (R_0) com base na solução anteriormente encontrada.

Varição da região de busca: a nova solução (P_1) encontrada no espaço reduzido anterior será utilizada como o centro do novo espaço, podendo ser maior, igual ou menor que a anterior (R_1).

Deslocamento do espaço de busca: depois de encontrar uma nova solução (P_2) na região anterior (R_1) deve-se deslocá-la gerando um novo indivíduo (P_3) com região inicial (R_2) igual à anterior (R_1). Logo, para não perder a solução encontrada (P_2), expande-se a região inicial (R_2), obtendo-se a nova região expandida (R_3).

A Figura 4.7 mostra a estratégia adotada para melhorar o AG.

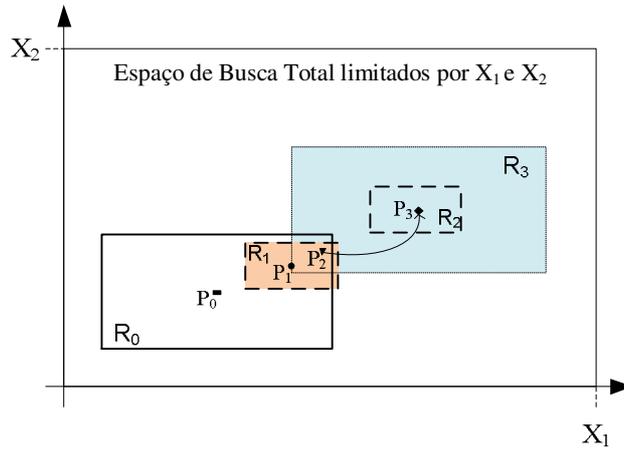


Figura 4.7: Redução, deslocamento e expansão da região de busca.

4.3.3 Função Objetivo Utilizada

A função objetivo é convertida em função *fitness*. A função normaliza a função objetivo numa faixa conveniente que logo é usada para avaliar cada indivíduo. A função objetivo ou *fitness* que o AG utilizará para maximizar é dada pela equação (4.1)

$$F = \begin{cases} 1. & \min(\zeta_{IP}, \zeta_{LC}, \zeta_{IA}) + f & \text{se } \zeta_{IP} \text{ ou } \zeta_{LC} \text{ ou } \zeta_{IA} < 0 \\ 2. & \zeta_{IP} \cdot (a \cdot \zeta_{IP} + b \cdot \zeta_{LC} + c \cdot \zeta_{IA}) \cdot d \cdot (\varepsilon_0 + \varepsilon_1) + g & \text{se } \begin{cases} \zeta_{LC} - \zeta_{IP} > \varepsilon_0 \text{ e } \zeta_{IA} - \zeta_{LC} > \varepsilon_1 \text{ e} \\ 0 < \zeta_0 < \zeta_{IP}; \varepsilon_0 \geq \underline{\varepsilon}_0 \text{ e } \varepsilon_1 \geq \underline{\varepsilon}_1 \end{cases} \\ 3. & \zeta_{\min} \cdot (a \cdot \zeta_{IP} + b \cdot \zeta_{LC} + c \cdot \zeta_{IA}) + g & \text{se } \begin{cases} (0 < \zeta_{IP} < \zeta_{LC} < \zeta_{IA}) \text{ e} \\ (0 < \zeta_{IP}, \zeta_{LC}, \zeta_{IA}) \end{cases} \\ 4. & \zeta_{\min} \cdot [p \cdot \zeta_{IP} + q \cdot (\zeta_{LC} + \zeta_{IA}) + g] & \text{se } \begin{cases} (\zeta_{IP} > \zeta_{LC} \text{ e } \zeta_{LC} < \zeta_{IA}) \text{ e} \\ (0 < \zeta_{IP}, \zeta_{LC}, \zeta_{IA}) \end{cases} \\ 5. & \zeta_{\min} \cdot [p \cdot \zeta_{LC} + q \cdot (\zeta_{IP} + \zeta_{IA}) + g] & \text{se } \begin{cases} (\zeta_{IP} < \zeta_{LC} \text{ e } \zeta_{LC} > \zeta_{IA}) \text{ e} \\ (0 < \zeta_{IP}, \zeta_{LC}, \zeta_{IA}) \end{cases} \\ 6. & \zeta_{IA} \cdot [q \cdot \zeta_{IA} + p \cdot (\zeta_{IP} + \zeta_{LC}) + g] & \text{se } \begin{cases} (\zeta_{IP} > \zeta_{LC} \text{ e } \zeta_{LC} > \zeta_{IA}) \text{ e} \\ (0 < \zeta_{IP}, \zeta_{LC}, \zeta_{IA}) \end{cases} \end{cases} \quad (4.1)$$

onde ζ_{IP} , ζ_{LC} e ζ_{IA} são os menores valores de amortecimento que pertencem às faixas de oscilação intra-planta, local e inter-área, respectivamente; a , b , c e d são constantes de ponderação para cada valor de amortecimento correspondente, sendo $a < b < c$, $d=100$; ζ_0 é um valor de amortecimento inicial maior que zero; p e q são constantes de ponderação e $p \ll q$; ζ_{\min} é o mínimo valor de ζ_{IP} , ζ_{LC} e ζ_{IA} , quando eles são positivo; $\underline{\varepsilon}_0$ e $\underline{\varepsilon}_l$ são variações mínimas entre amortecimentos dos modos; f é um valor proporcional ao número de amortecimentos negativos; g é a soma de todos os valores de amortecimentos positivos. Para um ponto de operação, f e g são dados na equação (4.2) e caso haja mais de um ponto de operação, f e g são dadas pela equação (4.3):

$$f = -\left(\sum_{i=1}^{n_g} i\right)^2 \quad \text{para todo } \zeta_i < 0$$

$$g = \sum_{l=1}^n \zeta_l \quad \text{para todo } \zeta_l > 0$$
(4.2)

onde n_g é o número de amortecimentos negativos; $l \in \{1, 2, \dots, n\}$ e n é a ordem da matriz de estados de malha fechada.

$$f = -\sum_{k=1}^m \left[\sum_{i=1}^{n_{g,k}} i \right]^2 \quad \text{para todo } \sigma_i > 0 \quad \text{ou} \quad \forall \zeta_i < 0$$

$$g = \sum_{k=1}^m \left[\sum_{l=1}^{n_k} \zeta_l \right] \quad \text{para todo } \sigma_l < 0 \quad \text{ou} \quad \forall \zeta_l > 0$$
(4.3)

onde $i \in \{1, 2, \dots, n_{g,k}\}$ e $n_{g,k}$ é número de amortecimentos negativos de malha fechada no ponto de operação k ; $l \in \{1, 2, \dots, n_k\}$ e n_k é número de amortecimentos positivos de malha fechada no ponto de operação k ; $k \in \{1, 2, \dots, m\}$ e m é o número de condições de operação, o qual assegura a robustez do método.

A parte 1 da função objetivo (equação (4.1)) é usada quando um dos menores valores de amortecimentos (intra-planta ou local ou inter-área) é negativo. A Figura 4.8 mostra um exemplo de resposta dada pelo AG onde a parte 1 de F é utilizada.

A parte 2 da função objetivo é usada para todos os valores de amortecimento positivos e maiores que o valor mínimo pré-definido (ζ_0). A parte 2 é a mais utilizada, na tese, já que a resposta tem forma de dente de serra. A Figura 4.9a mostra um exemplo de resposta do AG, onde $\varepsilon_0 \geq 3\%$ e $\varepsilon_1 \geq 5\%$ e com $\zeta_0 = 5\%$.

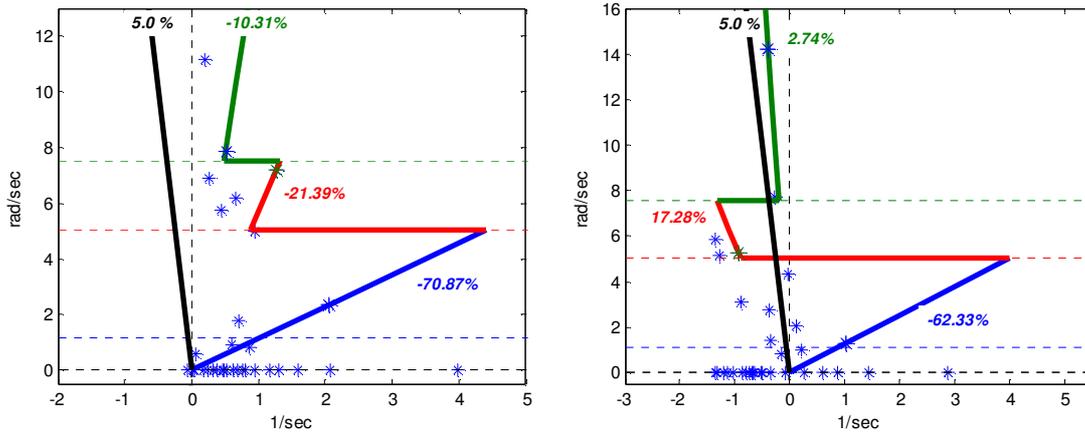


Figura 4.8: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 1).

A parte 3 da função objetivo é similar à parte dois, a única diferença é que os valores de amortecimentos (intra-planta, local ou inter-área) podem ser maiores ou não ao valor pré-definido (ζ_0). A Figura 4.9b mostra um exemplo de resposta do AG, onde $\zeta_{IP} = 2.03\%$, $\zeta_{LC} = 10.94\%$, $\zeta_{IA} = 27.03\%$ e com $\zeta_0 = 5\%$.

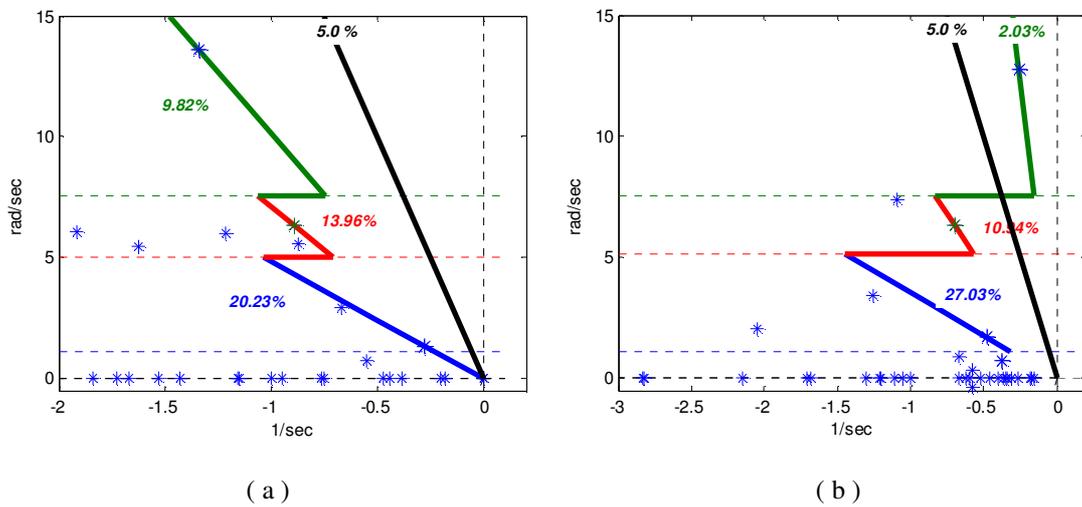


Figura 4.9: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 2 e F3).

A parte 4, 5 e 6 da equação (4.1) são utilizadas em caso de não cumprirem as restrições da parte 2. A Figura 4.10, mostra um exemplo de resposta do AG, para a parte 4 e 5 e um exemplo para a parte 6 é mostrada na Figura 4.11.

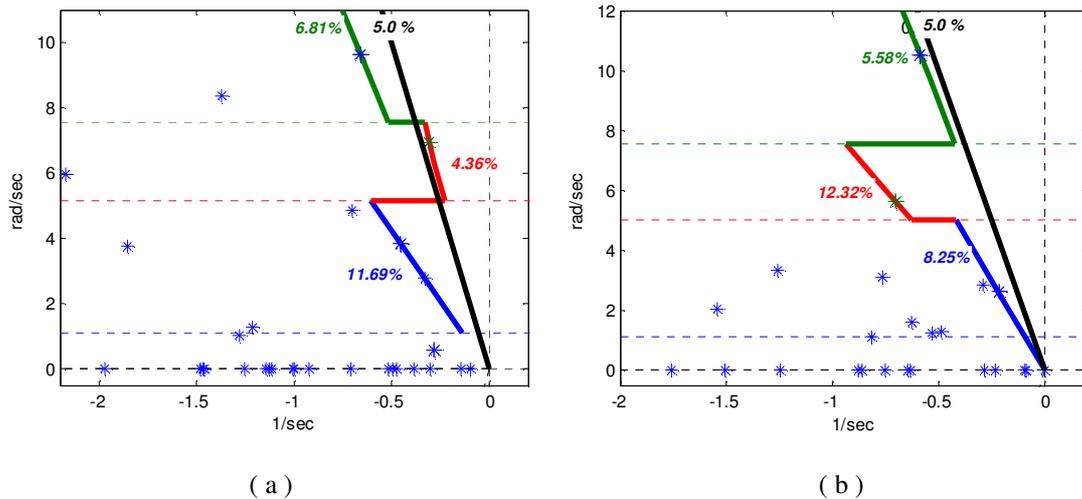


Figura 4.10: Exemplo gráfico para a função objetivo (F4 e F5).

O valor de ponderação p , na parte 4, 5 e 6 de F, é uma espécie de penalização por não cumprir as restrições da parte 3 de F ($0 < \zeta_{IP} < \zeta_{LC} < \zeta_{IA}$). Esta é uma estratégia para forçar ao AG a cumpri-las. A penalização na parte 4 de F é para ζ_{IP} já que este é maior que ζ_{LC} . Na parte 5, a penalização é para ζ_{LC} , já que este é maior que ζ_{IA} . Na parte 6, a penalização é para ζ_{IP} e ζ_{LC} , por ζ_{LC} ser maior que ζ_{IA} e ζ_{IP} maior que ζ_{LC} .

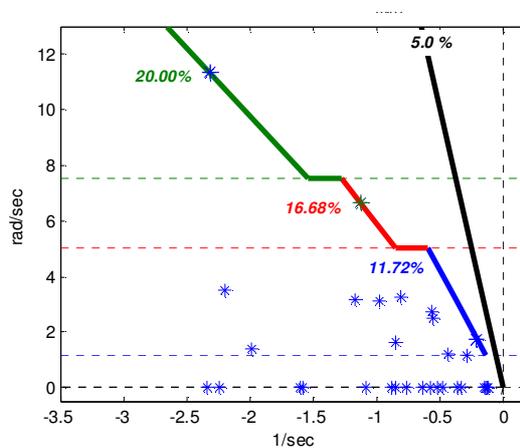


Figura 4.11: Exemplo gráfico para a função objetivo (F 6).

A Função objetivo ou *fitness* dada em (4.1) é generalizada e vai depender dos valores de ponderação (a, b, c, d, p e q). Por exemplo, se queira aumentar o valor mínimo de amortecimento, sem importar a faixa de oscilação que pertence, é só fazer $a=b=c=d=0$, $\epsilon_0 = \epsilon_1 = 0$ e $p=q=0$. Se quiser dar maior ênfase a um valor de amortecimento

pertencente a uma faixa de frequência⁵, como das oscilações inter-áreas (0.18 a 0.82), o valor de ponderação a de ζ_{IA} será maior da que ζ_{LC} e ζ_{IP} .

O AG para de ser executado caso se alcance os valores pré-objetivos ($\zeta_{ipOK}=10\%$, $\zeta_{lcOK}=15\%$ e $\zeta_{iaOK}=20\%$) ou caso se atinja o número máximo de gerações.

4.3.3.1 Controlador (ESP) que o AG vai ajustar

Cada controlador é composto por um controle clássico, conforme a equação (4.4).

$$K_i(s) = k_{ii} \times \underbrace{\frac{(T_w s)}{(1+T_w s)}}_{\text{Washout}} \times \frac{\left(1 + \frac{\sqrt{\alpha_i} s}{\omega_i}\right)^l}{\underbrace{\left(1 + \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_i}} s\right)^l}_{\text{Lead-Lag}}} = k_{ii} \times \frac{(T_w s)}{(1+T_w s)} \times \frac{(1+T_{1i} s)^l}{(1+T_{2i} s)^l} \quad (4.4)$$

onde T_w é a constante de tempo não crítica (do ponto de vista do *Washout*) e l é o número de blocos de filtro de avanço e atraso (*Lead-Lag*). T_w e l serão parâmetros conhecidos. Para os sistemas de pequeno e médio porte, $T_w = 3.0$ e $l = 2$. Para o caso do sistema de grande porte, T_w e l serão definidos pelo seu próprio banco de dados.

Também, da equação (4.4), temos restrições de desigualdade para o processo de otimização do AG, dadas por (4.5):

$$\begin{aligned} k_{ii_{\min}} \leq k_{ii} \leq k_{ii_{\max}} & \quad k_{ii_{\min}} \leq k_{ii} \leq k_{ii_{\max}} \\ \alpha_{i_{\min}} \leq \alpha_i \leq \alpha_{i_{\max}} & \quad \text{ou} \quad T_{1i_{\min}} \leq T_{1i} \leq T_{1i_{\max}} \\ \omega_{i_{\min}} \leq \omega_i \leq \omega_{i_{\max}} & \quad T_{2i_{\min}} \leq T_{2i} \leq T_{2i_{\max}} \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde k_{ii} é o ganho do controlador, α_i é o parâmetro que fornece a compensação de fase (bloco *Lead-Lag*) e ω_i é a frequência onde acontece a máxima compensação de fase e T_{1i} e T_{2i} são definidos em (4.4).

O AG sorteia os parâmetros correspondentes aos estabilizadores de potência e sobre eles aplica os operadores genéticos no processo de otimização.

⁵ Frequência de oscilação consideradas no trabalho: intra-planta maior que 1.2 Hz, local entre 0.82 e 1.2 Hz e inter-área entre 0.18 e 0.82 Hz.

A descentralização dos estabilizadores é garantida através da construção de uma matriz bloco-diagonal, representada em cada bloco o modelo matemático do ESP(s) utilizado. A Figura 4.12 mostra o diagrama de blocos para o controle descentralizado e a matriz bloco-diagonal é representada na equação (4.6), onde o elemento diagonal é dado por (4.4).

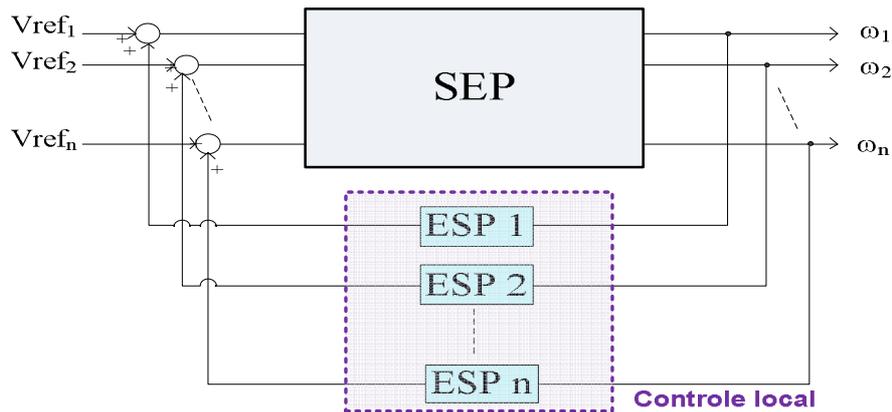


Figura 4.12: Diagrama de blocos para o controle local.

$$\mathbf{K}_{\text{controle local}}(s) = \begin{bmatrix} \text{ESP}_1(s) & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \text{ESP}_2(s) & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \text{ESP}_n(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_1(s) & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & K_2(s) & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & K_n(s) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

4.4 Desenvolvimento Computacional

Desenvolveu-se um protótipo em MATLAB [139], com código próprio, do controle hierárquico proposto. Este protótipo funciona satisfatoriamente para qualquer tipo de sistema. O tempo de processamento computacional é proporcional à dimensão do sistema a avaliar e ao tamanho do controlador centralizado a ajustar. A Figura 4.13 mostra o diagrama de blocos da implementação do AG feita em MATLAB.

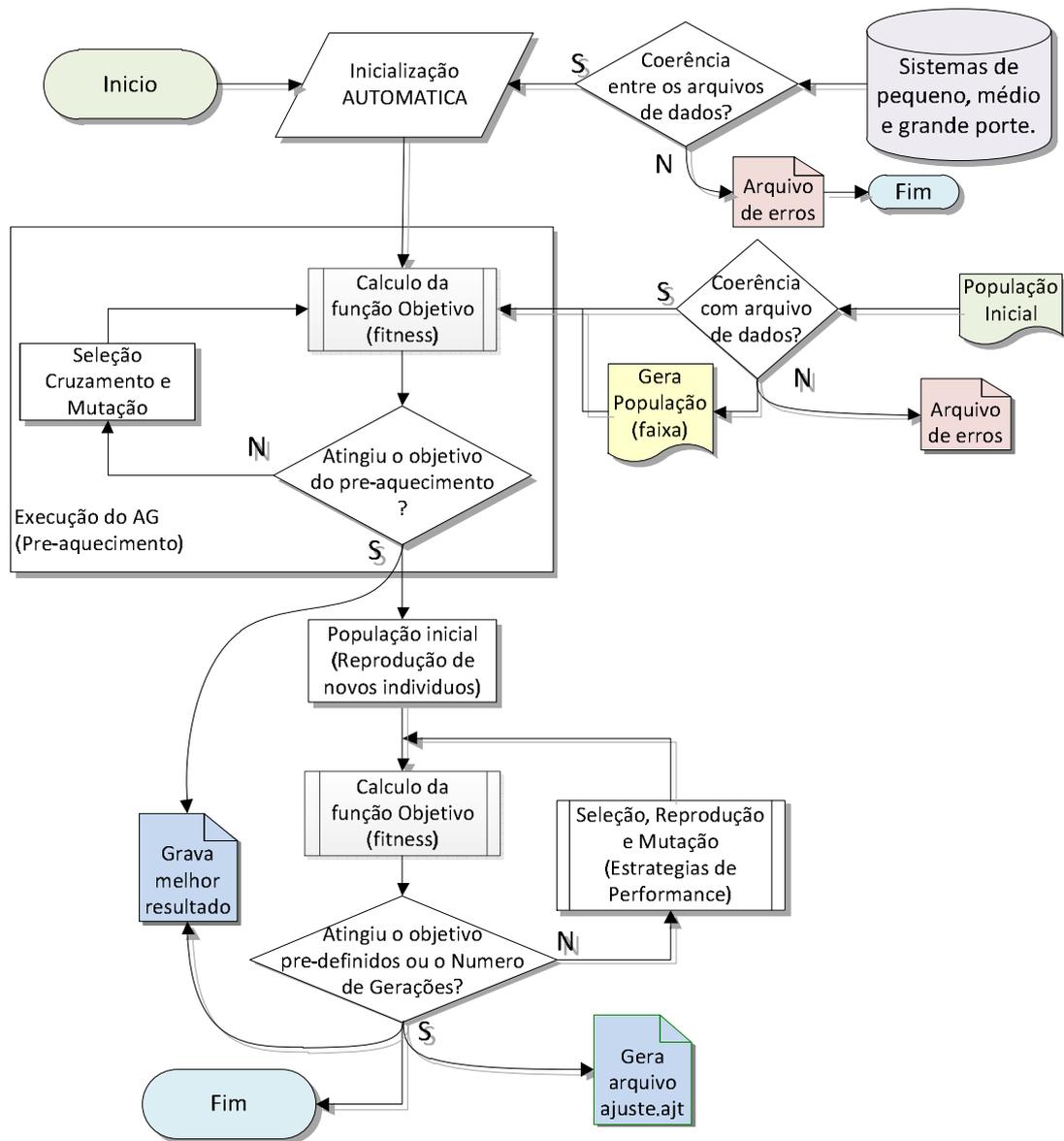


Figura 4.13: AG implementado em MATLAB.

Para melhorar o tempo de processamento, o protótipo foi reescrito em linguagem FORTRAN 95/2003, onde se logrou um ganho de 30%. Finalmente, para melhorar ainda mais o tempo de processamento, sobretudo quando é usado sistemas de grande porte, levou-se a implementação anterior a uma programação paralela em FORTRAN 90/95, chamado de algoritmo genético paralelo (PGA) [140], onde o ganho obtido foi de até 90% em comparação a do MATLAB.

A Figura 4.14 representa os passos realizados para o processo de ajuste para o controle local e controle local mais centralizado, da metodologia de controle proposto. Nesta figura é indicado o processo para a obtenção dos arquivos que são utilizados em

cada passo da metodologia proposta, assim como os programas comerciais usados para conseguir os resultados finais apresentados nos capítulos 5 e 6.

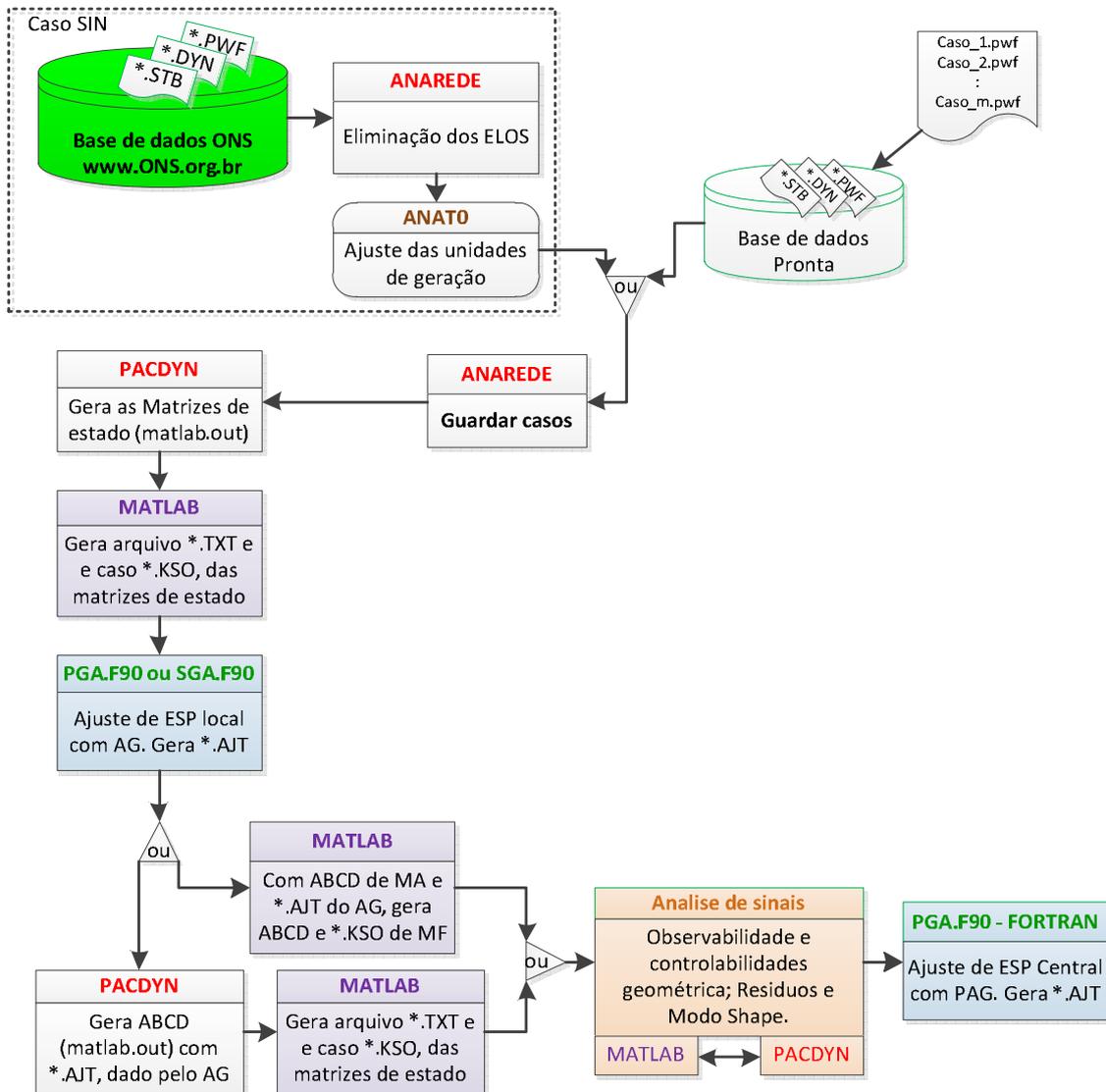


Figura 4.14: Processos executados para o ajuste dos controladores.

Os arquivos de pontos de operação convergidos (*.HIS ou *.SAV) foram gerados utilizando o ANAREDE e ANATO [141], as matrizes de estado como as de controle (A, B, C e D) foram obtidas com o PACDYN [142]. Para a validação dos resultados obtidos no projeto de estabilizadores utilizou-se o programa ANATEM [143]. Para a edição dos textos o EditCEPEL [144] e para as visualizações das curvas foi empregado o PlotCEPEL [145].

4.4.1 Interface de Passagens de Mensagem (MPI)

A implementação do PGA em FORTRAN é mais focada para sistemas de grande porte a ser executada tanto em processadores pessoais (2 ou 4 cores) ou num supercomputador (múltiplos processadores) utilizando metodologia de programação distribuída e paralela [140]. Este último utiliza o padrão de comunicação de dados em computação paralela conhecida como MPI, do inglês Message Passing Interface ou interface de passagem de mensagens, (ver Anexo C).

O MPI foi desenvolvido nos anos 1993-1994 por um grupo de pesquisadores da indústria, governo e acadêmicos. MPI é um conjunto de funções e macros tipicamente usada para executar programas paralelos em cluster de computadores e supercomputadores, seja em linguagem de programação feitos em C, FORTRAN ou C++. O objetivo do padrão MPI é facilitar a comunicação entre processos mediante funções básicas de envio e recebimento de mensagens [146] [147].

Esta tese usou o Supercomputador do Núcleo de Atendimento em Computação de Alto Desempenho (NACAD) da UFRJ: SGI – ALTIX 450, que conta com 36 CPUs DUAL Core Intel Itanium2, 1.66 GHz (72 cores - 256 CPU) [145].

Um dos comandos importante do MPI é adicionar [Include 'mpif.h'] no início do programa principal e no início de todas as funções e todas as subrotinas. Outro comando importante utilizado é MPI_COM_WORLD, por ser o comando para a comunicação entre os processadores.

Para a geração de grupos com seus respectivos mestres é usado o comando MPI_SPLIT. A Figura 4.15 mostra um conjunto de 16 processadores separados em três grupos (círculo, triângulo e quadrado) via MPI_SPLIT. Quando é formado um grupo novo os processadores ganham nova identificação (numeração inferior dos processadores mostrada na Figura 4.15) e novo comunicador entre eles (new_comm).

A separação em grupos de um conjunto de processadores ajuda a reduzir o tempo de processamento no de cálculo do fitness de uma população. No PGA o tempo de execução do processo depende do número de processadores mestres (deve ser menor dos processadores totais) e processadores escravos (igual a processadores totais menos mestres).

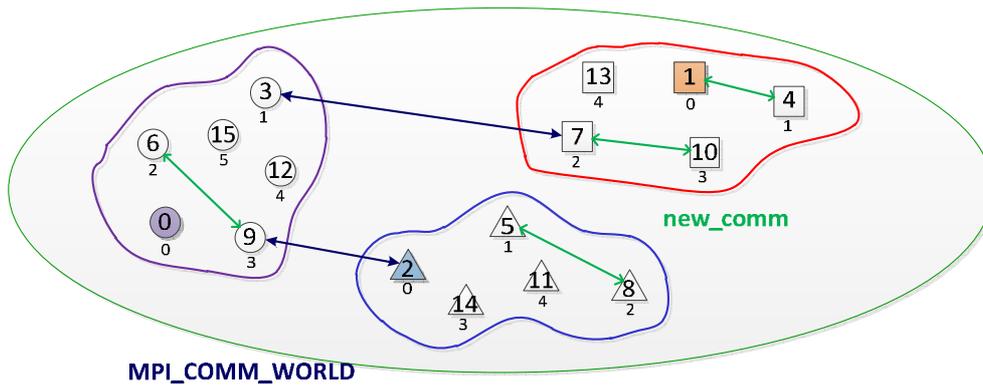


Figura 4.15: Grupos gerados com comando MPI_SPLIT.

Na Figura 4.16 é mostrado como é executado o PGA para a obtenção do ajuste dos ESP para o controle local ou central (obtenção dos arquivos: *.AJT).

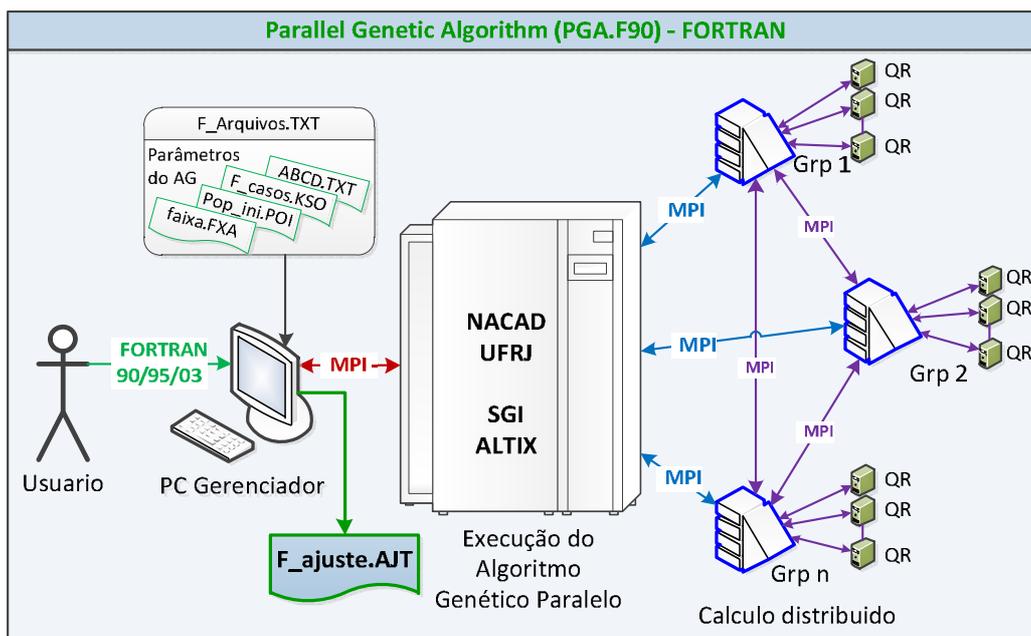


Figura 4.16: Processo do AG paralelo para obtenção do ajuste (*.AJT).

A Figura 4.17 mostra um diagrama de fluxo reduzido do PGA. O programa implementado é para ser executado em computadores com mais de dois processadores que tenham o sistema operacional LINUX, FORTRAN e o padrão MPI.

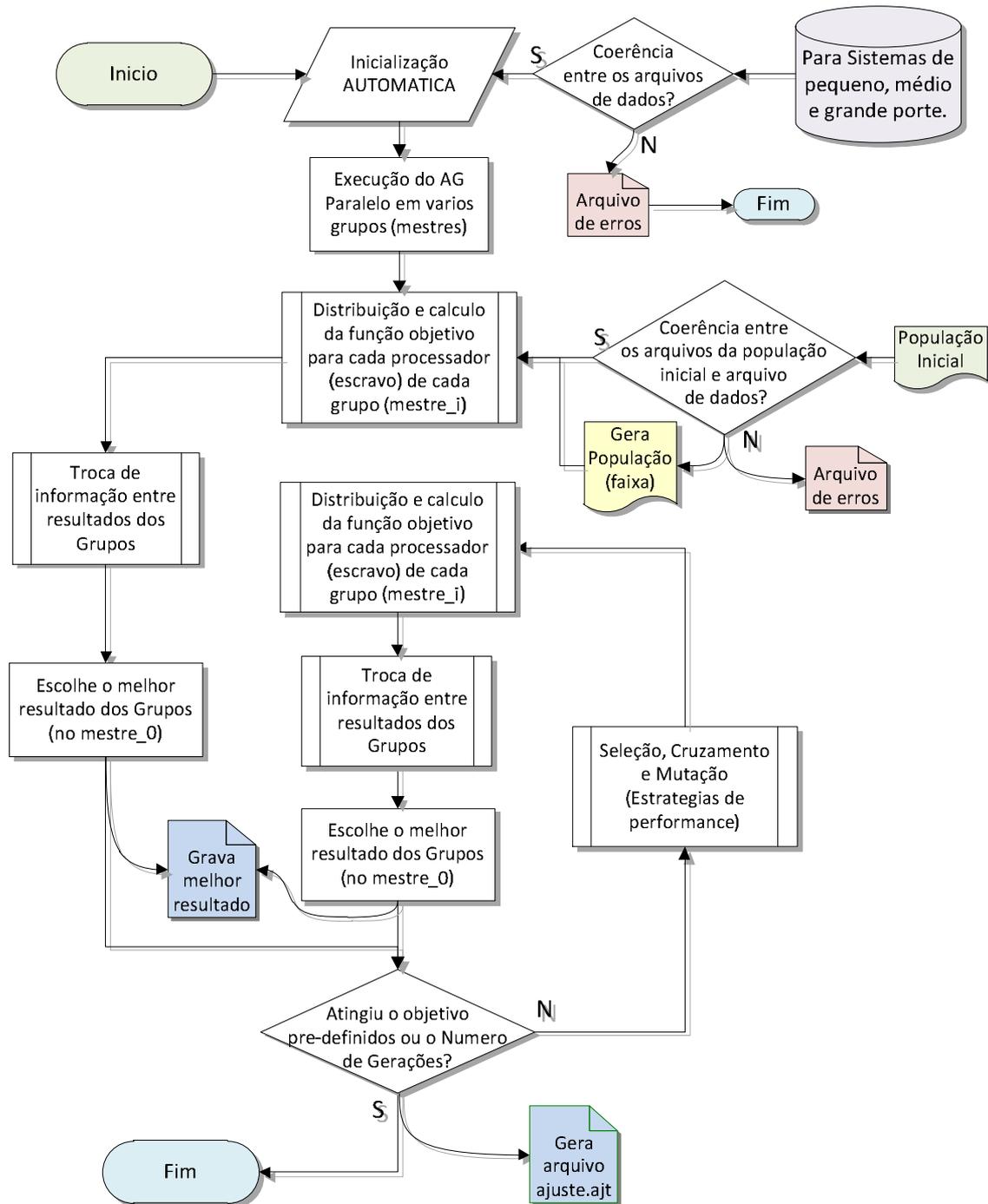


Figura 4.17: Diagrama de fluxo do PGA usando MPI.

Para auxiliar o PGA, com alguns arquivos textos, assim como o processo de solução mostrada nos capítulos 5 e 6, criou-se uma interface gráfica em MATLAB.

4.4.2 Interface de Auxilio em MATLAB

Para automatizar os processos, criou-se um módulo de interface gráfica programada em MATLAB, tal como é mostrado na Figura 4.18.

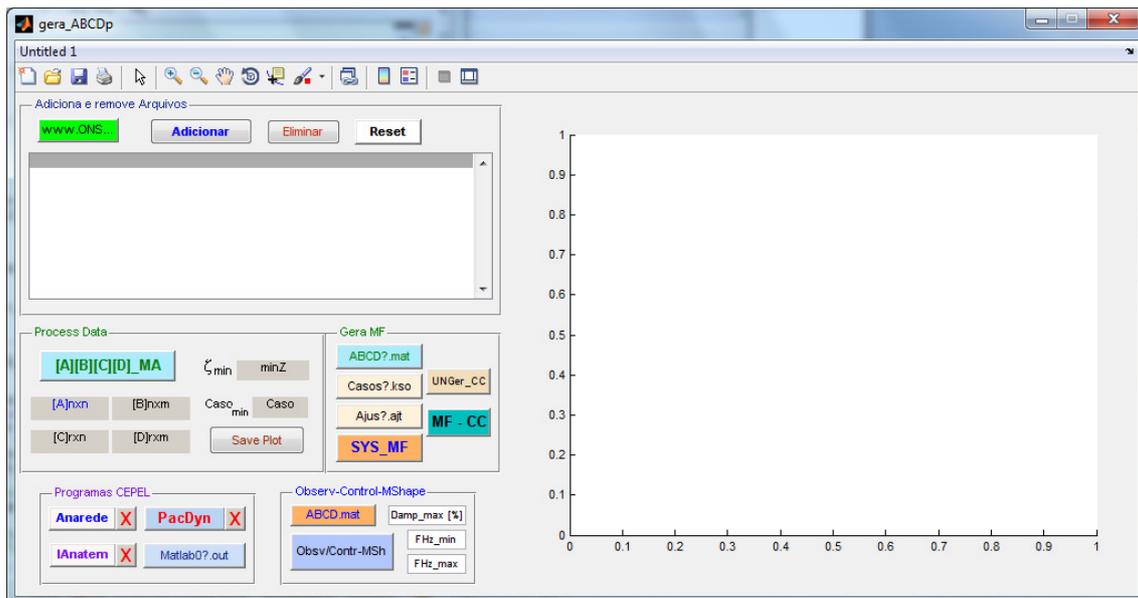


Figura 4.18: Modulo de interface gráfica em MATLAB.

Onde cada botão tem uma função específica a executar (Figura 4.19):

- [www.ONS]: Abrirá a página do ONS para poder carregar os arquivos correspondentes a análise de pequenas (PACDYN) e grandes (ANATEM) perturbações.
- [Adicionar]: Carrega os arquivos “matlab.out” de uma base de dados. Estes arquivos são gerados pelo PACDYN (matrizes de estado).
- [Eliminar]: Em caso de um arquivo for carregado por *error*.
- [Reset]: Reinicializa as funções de todos os botões.
- [Anarede]: Executa o programa ANAREDE, o qual será usado para ajustar os novos casos provenientes do site do ONS. Por exemplo, para guardar os casos após a eliminação dos elos, assim como depois de ajustar as unidades das máquinas ao executar ANAT0 (os arquivos que utiliza ANAT0 estão na base de dados de ANATEM).
- [PacDyn]: Executa o programa PACDYN para gerar as matrizes de estado.
- [Matlab?.out]: Carrega e muda os nomes automaticamente em uma numeração crescente.
- [Anatem]: Executa o programa de interface ANATEM. Esta função é para a validação dos ajustes encontrados.

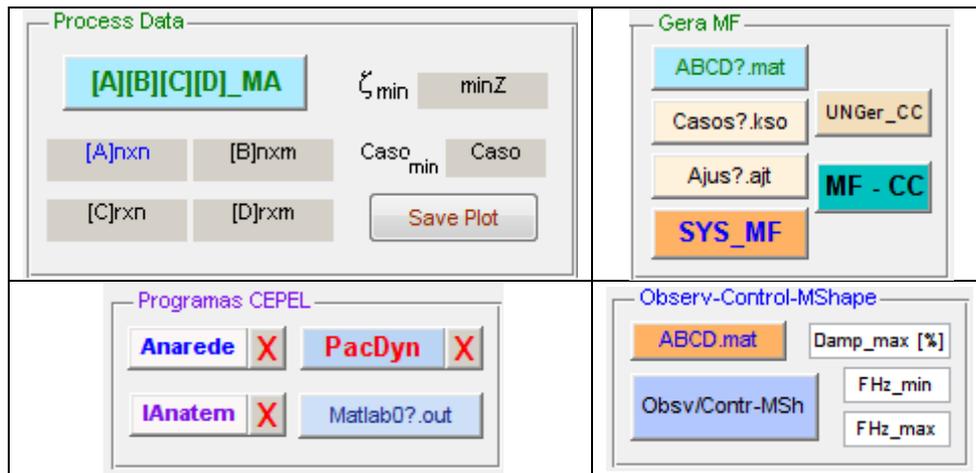


Figura 4.19: Botões com funções específicas.

- `[ABCD_MA]`: converte os arquivos `*.out` em formato texto (usado no AG ou PGA), em uma sequência de casos, isto é, o número de casos gerados vai ser igual ao número de arquivos `*.out` carregados. Este botão também irá gerar o gráfico de pólos (a ser mostrada no lado direito) e preencherá os campos de dimensões das matrizes, do mínimo valor de amortecimento assim como o ponto de operação ou caso em que foi encontrado dito mínimo.
- `[SYS_MF]`: gera as matrizes de malha fechada correspondente ao arquivo de malha aberta `[ABCD?.mat]`, ponto de operação ou casos `[Casos?.kso]` e do arquivo de ajuste `[Ajuste?.ajt]`.
- `[MF-CC]`: gera mapa de pólos e zeros, mostra o menor valor de amortecimento para o sistema de malha fechada com controle centralizado. Necessário saber o sinal remoto e tempo de atraso que vão ser considerados no calculo, esta informação se encontra no arquivo `*.UNG` que é carregada com o botão `[UNGer_CC]`.
- `[Obsv/Contr-MSh]`: este botão executa a função de observabilidade, controlabilidade, resíduo e modo shape da matriz em malha fechada com controle local, gerado com `[SYS_MF]`. Esta função requer informação do amortecimento máximo a qual se quer observar e as faixas de frequência de interesse.

CAPÍTULO 5

Análise e Resultados da Aplicação da Metodologia nos Sistemas Testes

5.1 Introdução

Esta seção mostra os resultados para os três sistemas testes (JcIta, New England e S33BR), utilizando a metodologia implementada na seção 0. Algumas figuras e gráficos foram obtidos utilizando os programas comerciais mencionados na seção 0.

5.2 Cálculos Prévios

É necessário para a aplicação da metodologia, realizar alguns cálculos ou análises prévias como: Análise do Resíduo, algoritmo genético, estabilizadores e retardo.

5.2.1 Análise do resíduo

Para a análise do resíduo é usada a função de transferência dada por (5.1) ou (5.2), dependendo o caso de estudo a realizar. Esta função de transferência é utilizada em ambos os sistemas testes.

$$p/\text{Testes: } FT_{ESP_i} = \frac{V_{ref_i}}{\omega_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_{ESP} \quad (5.1)$$

$$p/\text{SIN: } FT_{ESP_i} = \frac{V_{ref_i}}{V_{UDC_i}}, \quad i = 1, 2, \dots, n_{ESP} \quad (5.2)$$

onde V_{ref_i} e ω_i são a tensão de referencia e a velocidade angular de cada gerador i respectivamente, V_{UDC_i} é o sinal num ponto especifico dos ESPs reais do SIN.

5.2.2 Algoritmo genético

O cromossomo utilizado no algoritmo genético é mostrado na Figura 5.1, onde os valores dos genes são números reais.

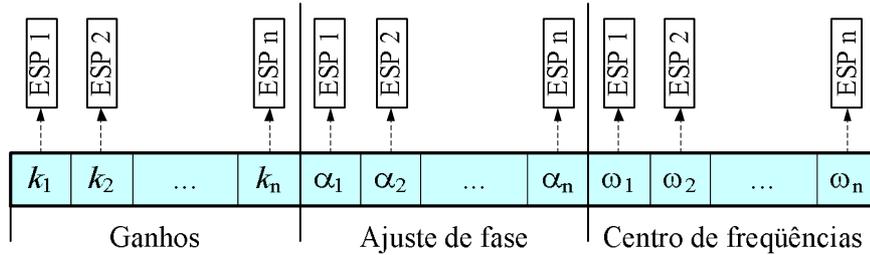


Figura 5.1: Representação do cromossomo utilizado no AG.

5.2.3 Controlador ESP

A função de transferência do controlador ESP é mostrada na equação (4.4), a qual é repetida aqui em (5.3):

$$K_i(s) = k_{ii} \cdot \frac{(T_w s)}{(1 + T_w s)} \cdot \frac{\left(1 + \frac{\sqrt{\alpha_i}}{\omega_i} s\right)^2}{\left(1 + \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_i}} s\right)^2} \quad (5.3)$$

Os valores de variação, mínima e máxima, para os parâmetros do controlador assim como das frequência de oscilação, são mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Limites dos parâmetros do controlador local e de frequência de oscilação.

	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq.(ωi)	freq_{IP}	freq_{LC}	freq_{IA}
Mínimo	0.01	0.1	1.25	0.12	0.82	1.20
Máximo	20.0	10	30.0	0.82	1.20	>

5.2.4 Tempo de atraso

O tempo de atraso foi modelado usando a técnica de Padé (Item 0 - Aproximação de Padé). Usou-se aproximação de segundo grau para todas as variações de tempo utilizando a equação dada em (2.64). Na equação (5.4) é mostrada a aproximação utilizada em função de s , para qualquer atraso T , utilizada na metodologia proposto.

$$e^{sT} = \frac{6 - 2(sT)}{6 + 4(sT) + (sT)^2} \quad (5.4)$$

5.3 Sistema teste Brasil reduzido (JcIta)

Os dados do sistema teste Brasil reduzido encontram-se em [148]. Para a aplicação da metodologia têm-se seis pontos de operação (PO) ou Casos diferentes, dos quais cinco são do artigo [121], o sexto é o Caso 1 com cargas modificadas (para ter fluxo zero na linha 5-6). O sistema teste está representado na Figura 5.2 e é conhecido como JcIta ou sistema NM.

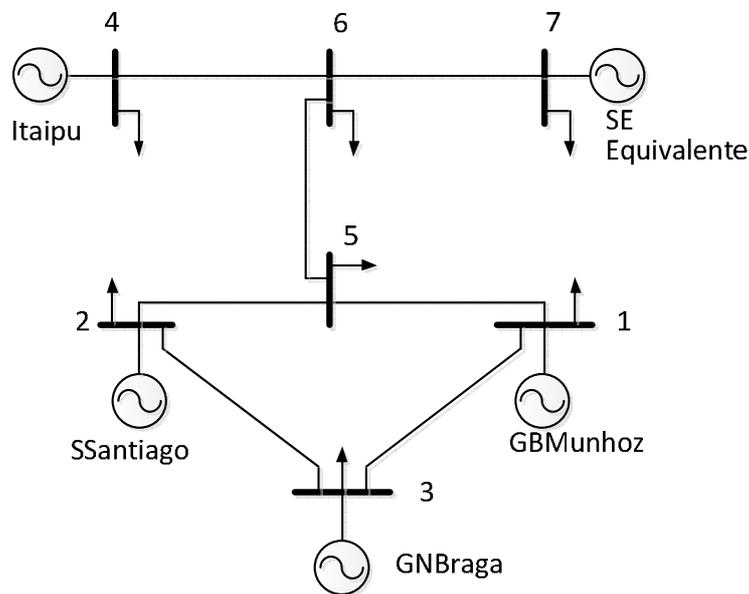


Figura 5.2: Configuração do sistema reduzido de Brasil (JcIta).

Na Tabela 5.2 são mostradas as mudanças realizadas nos dados de linha do sistema para obter os seis pontos de operação e, de uma forma visual, na Figura 5.3, onde se mostra a imagem do arquivo *.PWF (formato ANAREDE) dos 6 Casos: de (a) até (f).

Tabela 5.2: Cinco pontos de operação com variação de X_{6-7} e X_{5-6} .

Caso #	X_{6-7} (pu)	X_{5-6} (pu)
1	0.39	0.57
2	0.50	0.57
3	0.80	0.57
4	0.39	0.63
5	0.39	0.70
6	Carga modificada	

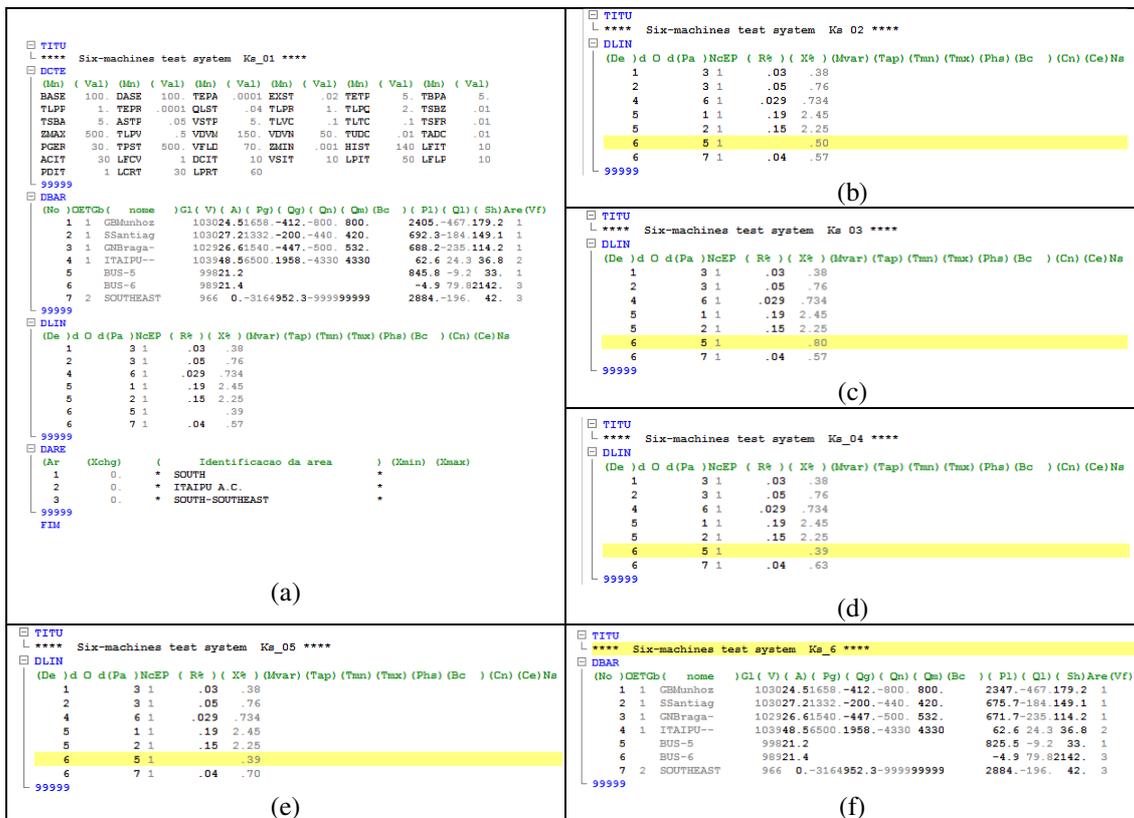


Figura 5.3: Configuração dos pontos de operação do JcIta.

A Tabela 5.3 mostra como se encontra o sistema nos seis pontos de operação. Observa-se que o menor valor de amortecimento é dado pelo Caso 5 no Modo 17 com -16.59 %, e frequência de oscilação de 0.81Hz. O Modo 15 tem seu mínimo valor de amortecimento no Caso 6 com -12.68% e frequência de oscilação de 0.86 Hz.

Tabela 5.3: Autovalores, amortecimento e frequências do JcIta.

Caso #	Modo	Autovalor	Amort. (%)	Freq(rad)	Freq (Hz)
1	15	0.646 + 5.392i	-11.90	5.43	0.86
	17	-0.226 + 5.877i	3.84	5.88	0.94
2	15	0.656 + 5.378i	-12.11	5.42	0.86
	17	-0.202 + 5.772i	3.50	5.78	0.92
3	15	0.683 + 5.347i	-12.66	5.39	0.86
	17	-0.153 + 5.511i	2.77	5.51	0.88
4	15	-0.237 + 5.850i	4.04	5.85	0.93
	17	0.74 + 5.219i	-14.04	5.27	0.84
5	15	-0.243 + 5.818i	4.18	5.82	0.93
	17	0.841 + 5.001i	-16.59	5.07	0.81
6	15	0.686 + 5.367	-12.68	5.41	0.86
	17	-0.210 + 5.862	3.59	5.83	0.93

A Figura 5.4 mostra os pólos dos seis pontos de operação em malha aberta. As linhas ponteadas horizontais indicam a faixa de frequência de oscilação (intra-planta, local e inter-área).

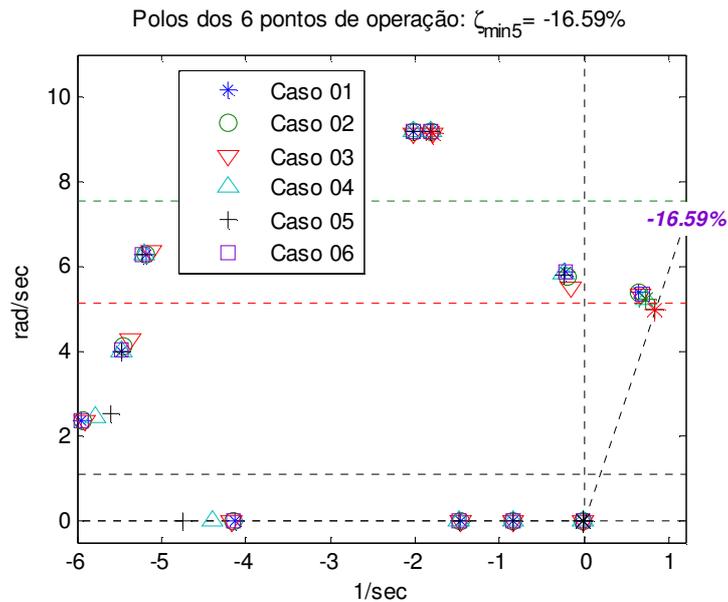


Figura 5.4: Diagrama de pólos do sistema JcIta em malha aberta.

Depois de conhecer o estado do sistema para os seis Casos, realiza-se o estudo do resíduo (Item 5.2.1 Pg. 89) e da observabilidade e controlabilidade relativa, dos modos instáveis, com respeito aos geradores.

A representação gráfica da observabilidade e controlabilidade relativa e do resíduo, para cada ponto de operação, são mostradas nas Figura 5.5 à Figura 5.10.

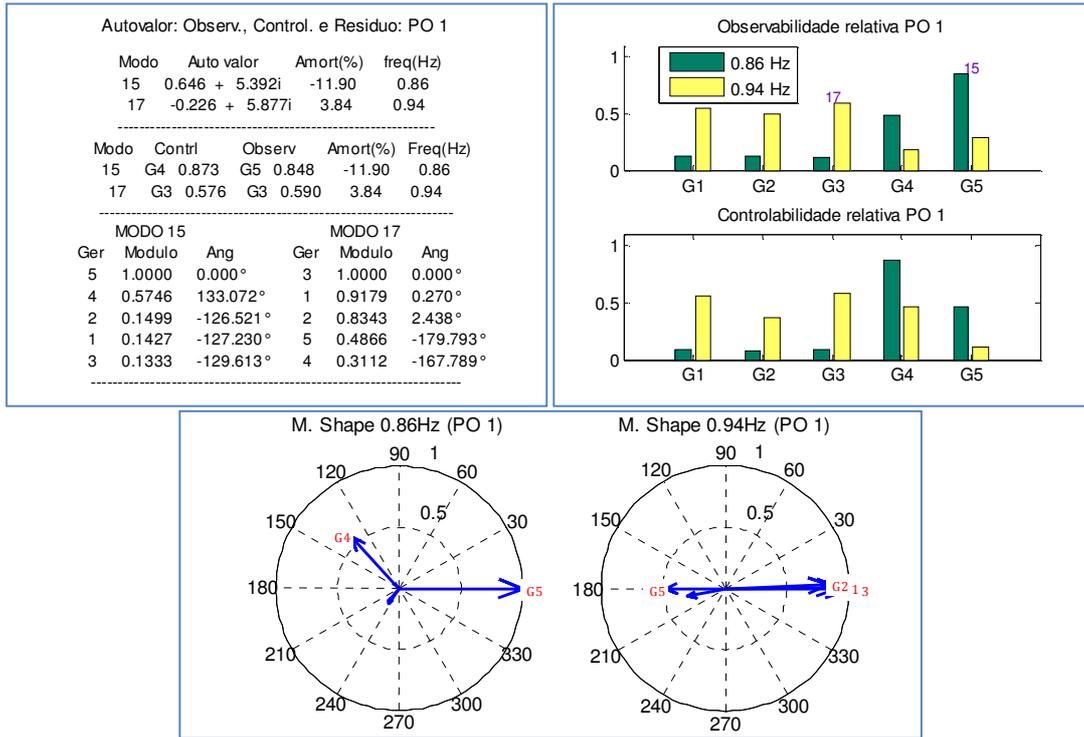


Figura 5.5: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 1.

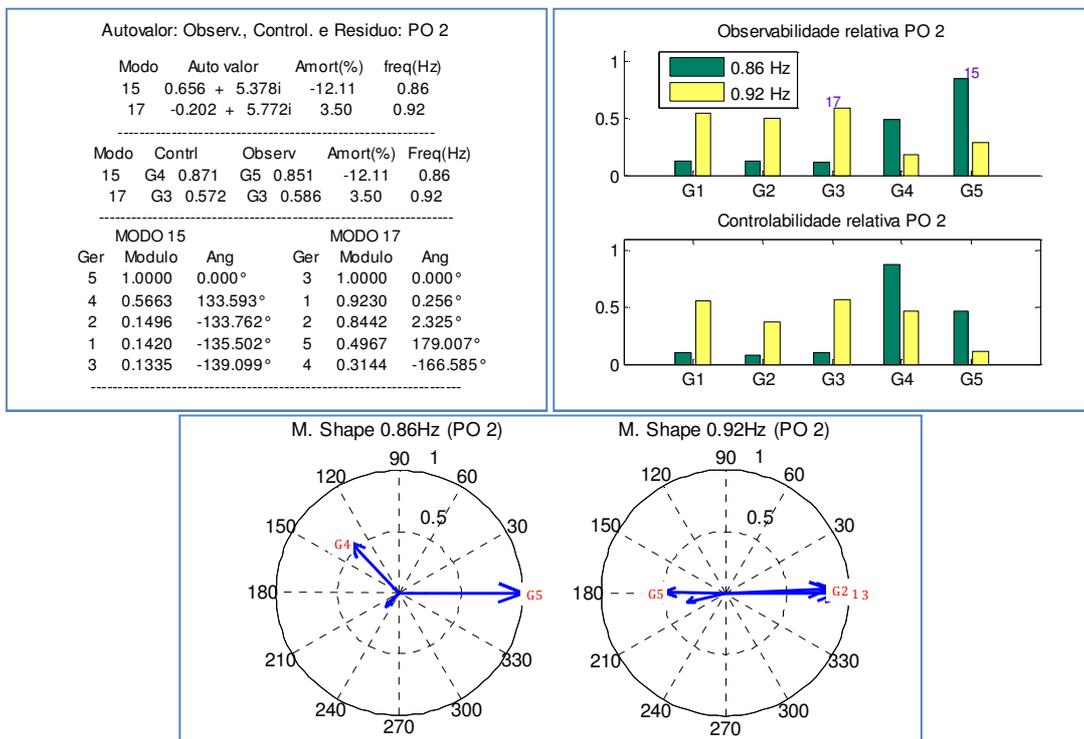


Figura 5.6: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 2.

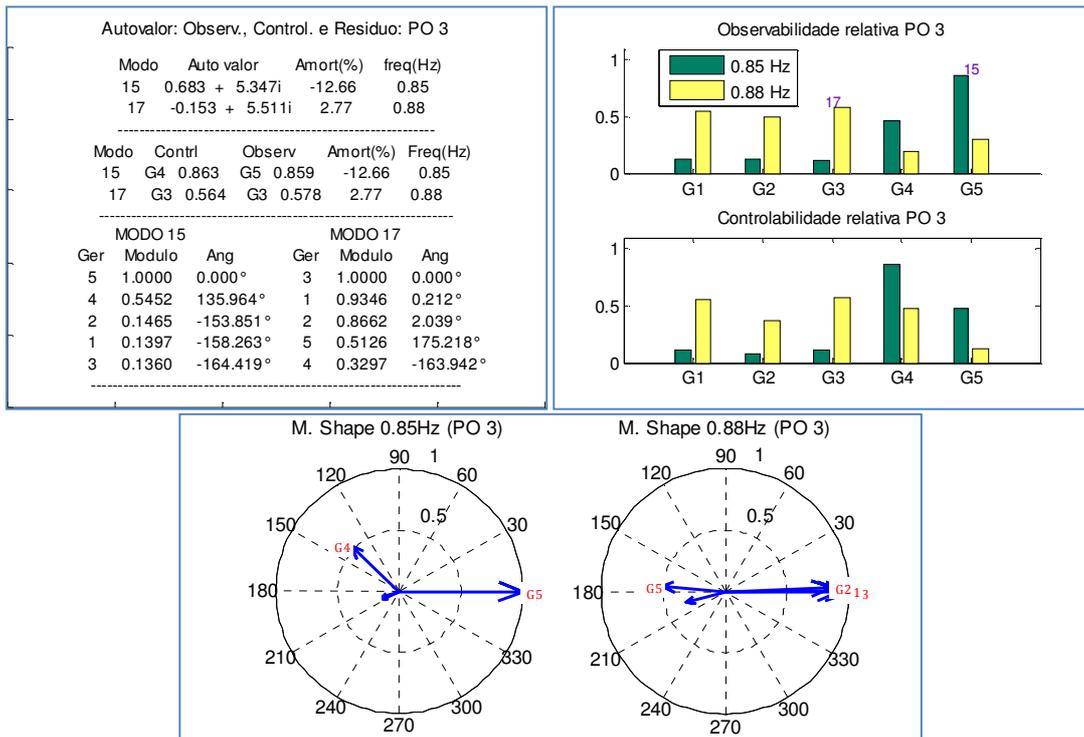


Figura 5.7: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 3.

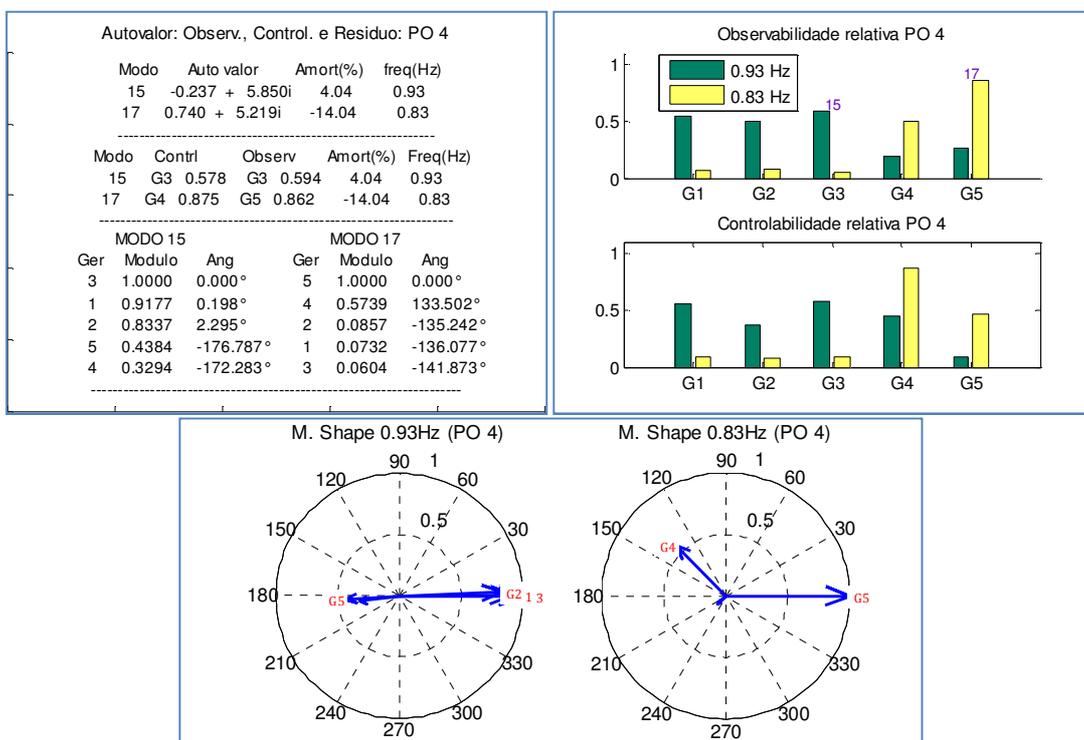


Figura 5.8: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 4.

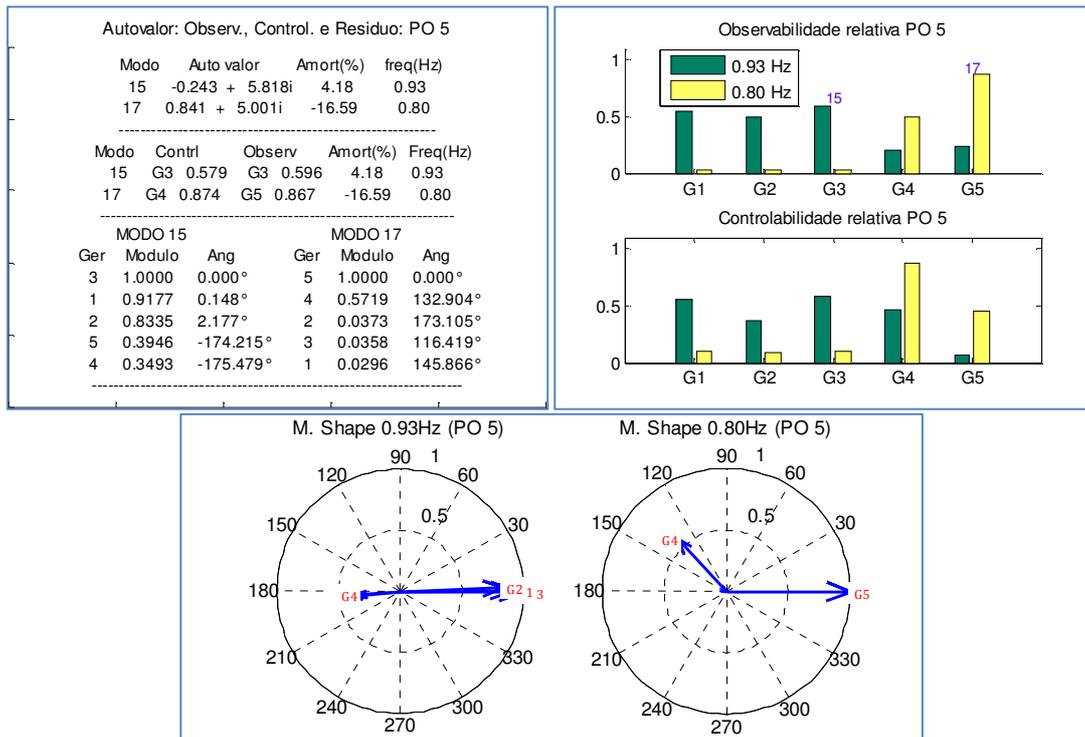


Figura 5.9: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 5.

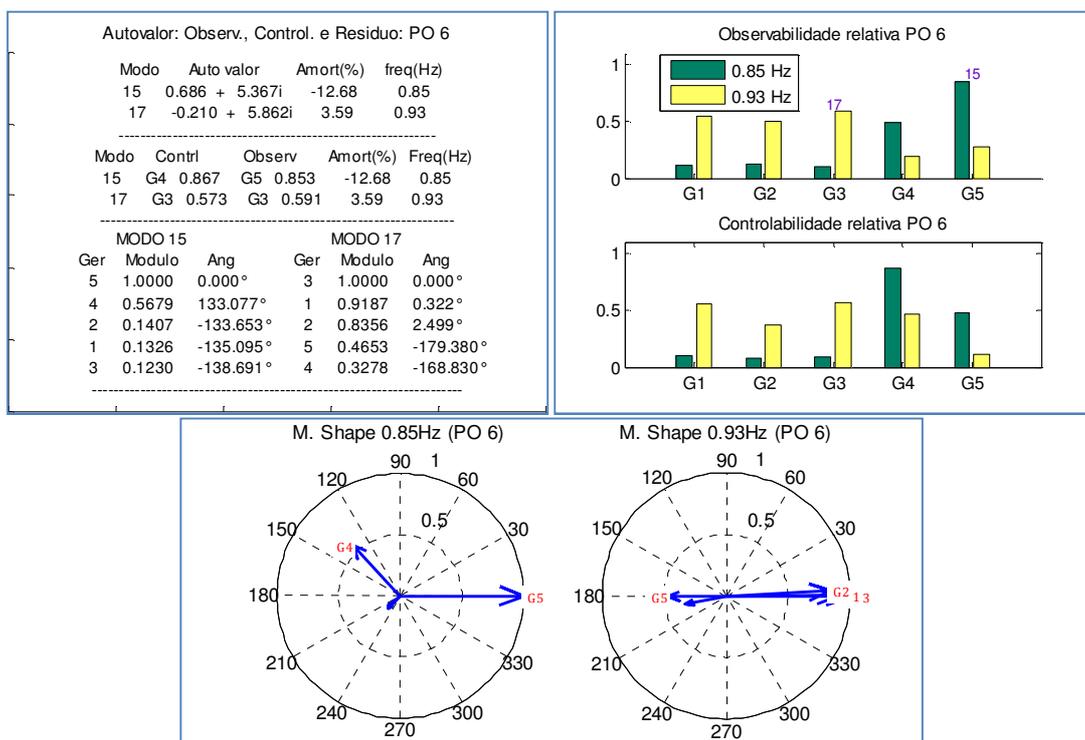


Figura 5.10: Observabilidade, controlabilidade e resíduo do Caso 6.

Da análise dos resultados obtidos é determinado o comportamento do sistema e sua possível solução. Por exemplo, é fácil dizer, que com o estudo do resíduo no modo 15 do Caso ou PO 1, o gerador 4 da barra 4 oscila com respeito ao gerador equivalente 5 (conectada na barra 7). Já no modo 17 (do PO 1), os geradores conectados nas barras 1, 2 e 3 oscilam frente aos geradores das barras 4 e 7.

Com o estudo da observabilidade e controlabilidade relativa, o modo 15 é observável pelos geradores 4 e 5, fortemente controlável pelo gerador 4 e em menor proporção pelo gerador 5.

Do resultado final, observando os seis Casos ou POs, pode-se dizer que a melhor solução, utilizando somente dois sinais, é pegar os sinais dos geradores 3 e 4.

5.3.1 Controle descentralizado ou local para o JcIta

Como é observado no diagrama de pólos do sistema JcIta, Figura 5.4, todos os pontos de operação contém amortecimento negativo. Agora, prossegue-se a realizar o controle local mediante os ajustes dos ESPs. Estes serão ajustados de forma que seja encontrado o valor máximo de amortecimento do sistema JcIta utilizando a metodologia citada na seção 4.3.1.

Na Figura 5.11 é mostrado o diagrama de blocos utilizado nesta primeira etapa para ajustar os parâmetros dos ESPs.

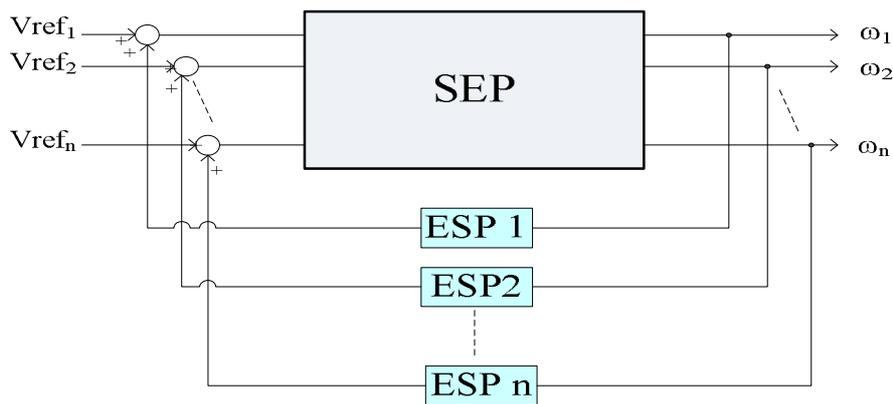


Figura 5.11: Diagrama de bloco do controle local.

Os parâmetros do algoritmo genético são dados na Tabela 5.4, assim como o valor do tempo de wash-out (T_{ω}) considerado para este sistema.

Tabela 5.4: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.

Parâmetro	Descrição
Codificação utilizada	Real
População	30
Numero máximo de gerações	50
Tipo de Cruzamento	Cruzamento três pontos
Probabilidade de Cruzamento	80 %
Operador de Mutação	Decresc. Exponencial
Probabilidade mutação máxima P_m^{\min}	10.0 %
Probabilidade mutação mínima P_m^{\max}	5 %
Pré-aquecimento	1
Indivíduos no pré-aquecimento	5
Número Indivíduos no Torneio	3 indivíduos
Geração máxima na redução	5
Geração no deslocamento e expansão	10
Fator de redução	0.7
Fator de deslocamento	1.3
Tempo de atraso	0.0 seg
Imprimir resultados	1
Tempo de wash-out (T_ω)	3
Mínimo Intra-planta/parar	15
Mínimo Local/parar	20
Mínimo Inter-área/parar	25

Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.5. A última coluna indica os mínimos valores de amortecimentos em porcentagem ($Damp_{\min}$ %). O menor valor de amortecimento mínimo é 10.19 % e pertence ao modo de oscilação intra-planta (Ip).

Tabela 5.5: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG.

Esp_Ger	Ganho(Ki)	Alfa(α_i)	Freq.(ω_i)	T1i	T2i	$Damp_{\min}$ (%)
Esp_1	14.951	0.728	23.343	0.037	0.050	$\zeta_{Ip} = 10.19$
Esp_2	6.913	3.766	15.890	0.122	0.032	$\zeta_{Lc} = 15.21$
Esp_3	16.152	4.878	23.508	0.094	0.019	$\zeta_{Ia} = 50.71$
Esp_4	14.124	9.873	5.429	0.579	0.059	min= 10.19

A Figura 5.12 mostra o diagrama de pólos com os controladores locais ajustados pelo AG, passando-se de um amortecimento negativo de -16.59 % a +10.19% para os seis pontos de operação. Ela também mostra os mínimos valores de amortecimento conseguidos para cada faixa de frequência de oscilação, obtendo-se amortecimento

mínimo intra-planta de 10.19%, mínimo local de 15.21% e mínimo inter-área de 50.71%.

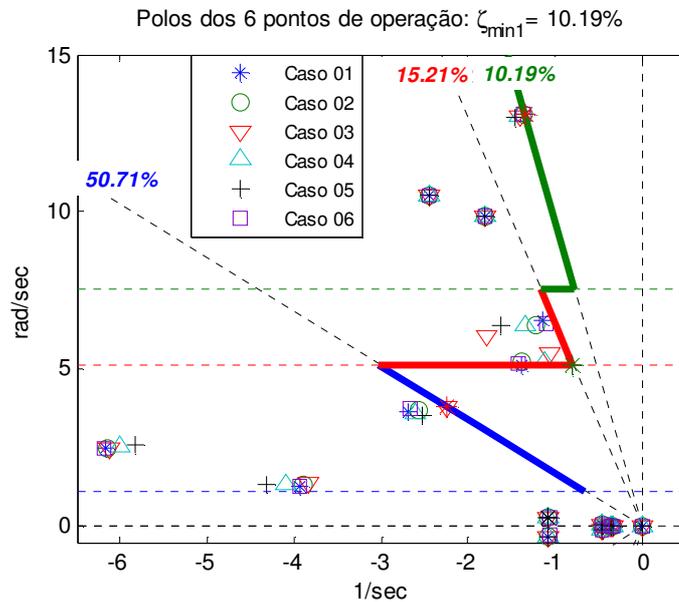


Figura 5.12: Digrama de pólos com controladores locais ajustados.

A Figura 5.13a mostra os mínimos valores de amortecimento para cada ponto de operação da malha fechada. Observa-se que todos os pólos que geram valores mínimos correspondem à faixa de frequência de oscilação intra-planta (Freq>1.2Hz). A Figura 5.13b e Figura 5.13c mostram o número de pólos existentes nas faixas de frequência para, respectivamente, malha aberta e malha fechada (com ESP locais) nos seis pontos de operação.

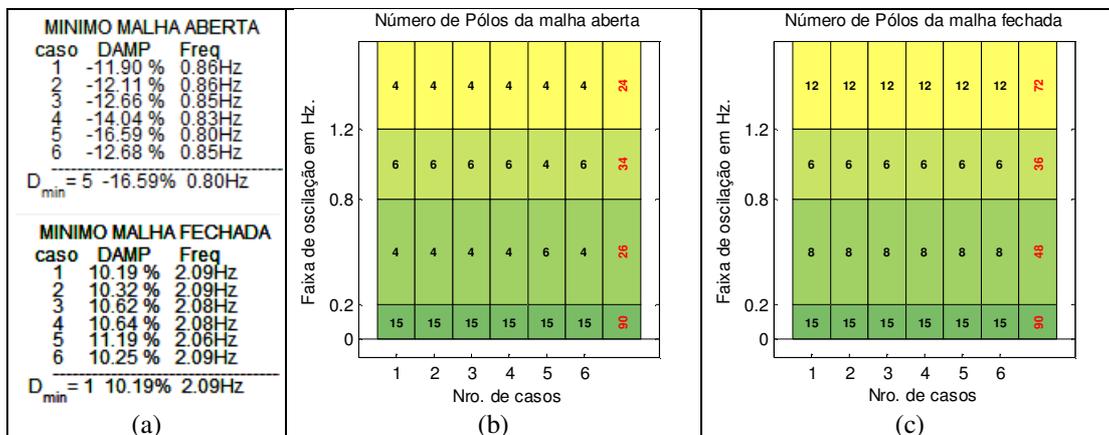


Figura 5.13: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.

Este valor de amortecimento (10.19%) poderia ser maior se a função objetivo fosse maximizar o mínimo valor de amortecimento, sem considerar as faixas de frequência de oscilação inter-áreas, tal como é mostrada na Figura 5.14, o que não é interessante neste trabalho.

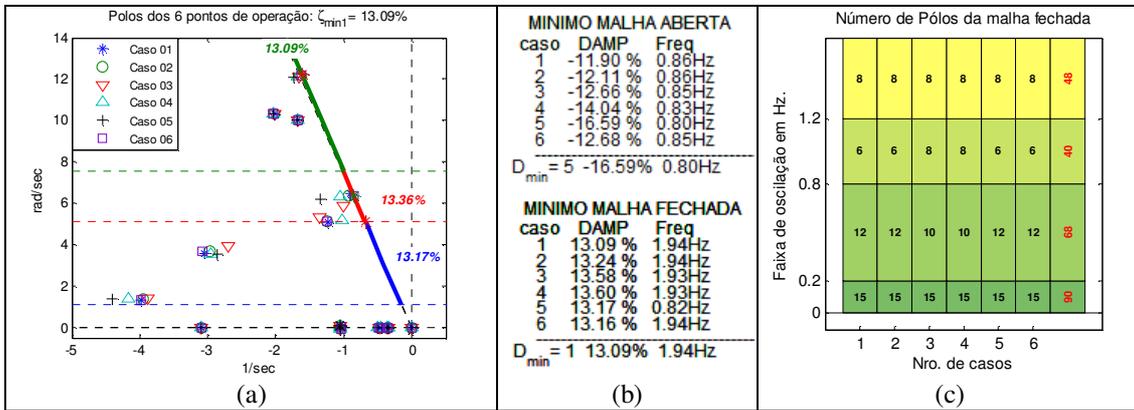


Figura 5.14: Diagrama de pólos, mínimo amortecimento e número de pólos da MF.

5.3.2 Controle centralizado para o JcIta

Para melhorar os resultados obtidos com o controle local, prossegue-se a seguinte etapa que é o cálculo dos parâmetros do controle centralizado o qual utiliza sinais remotos obtidos pelas PMUs. Para o cálculo deste controle se utiliza o diagrama de blocos mostrado na Figura 5.15. Considerar-se-á iguais os tempos de atraso de comunicação (ΔT) na entrada e na saída.

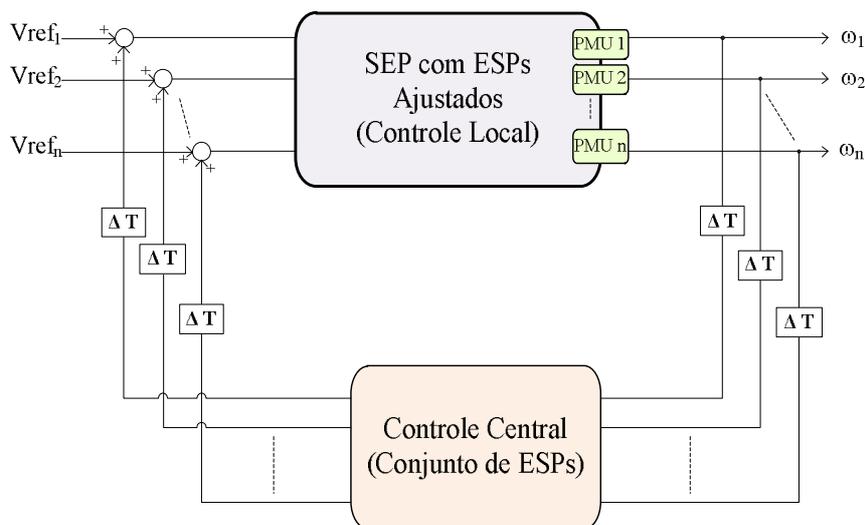


Figura 5.15: Diagrama de blocos para o controle centralizado.

Para se determinar quais são os melhores sinais para aumentar o amortecimento, calculam-se os índices de observabilidade e controlabilidade relativos dos novos modos com menor valor de amortecimento, similar ao estudo inicial (Pg. 93), antes do controle local. Os menores amortecimentos da malha fechada (sistema com ESPs locais) são mostrados na Tabela 5.6. A última coluna (Tp) indica se o modo de oscilação da segunda coluna pertence à faixa de frequência de oscilação intra-planta (Ip), local (Lc) ou inter-área (Ia).

Tabela 5.6: Autovalores, amortecimento e frequência do JcIta com ESPs locais.

Caso #	Modo	Autovalor		Amort(%)	freq(Hz)	Tp
1	15	-1.344	+ 13.125i	10.19	2.09	Ip
	24	-1.141	+ 6.576i	17.1	1.05	Lc
	31	-2.681	+ 3.651i	59.19	0.58	Ia
2	15	-1.359	+ 13.102i	<u>10.32</u>	2.09	Ip
	24	-1.218	+ 6.422i	18.63	1.02	Lc
	31	-2.569	+ 3.731i	56.71	0.59	Ia
3	15	-1.394	+ 13.052i	<u>10.62</u>	2.08	Ip
	26	-1.05	+ 5.528i	18.66	0.88	Lc
	31	-2.245	+ 3.816i	50.71	0.61	Ia
4	15	-1.396	+ 13.053i	<u>10.64</u>	2.08	Ip
	24	-1.34	+ 6.425i	20.42	1.02	Lc
	31	-2.611	+ 3.599i	58.73	0.57	Ia
5	15	-1.46	+ 12.970i	<u>11.19</u>	2.06	Ip
	26	-0.793	+ 5.153i	15.21	0.82	Lc
	31	-2.528	+ 3.550i	58.0	0.57	Ia
6	15	-1.351	+ 13.111i	<u>10.25</u>	2.09	Ip
	24	-1.099	+ 6.429i	16.85	1.02	Lc
	31	-2.677	+ 3.742i	58.18	0.60	Ia

Nesta Tabela 5.6, mostram-se os menores valores de amortecimentos nos seis Casos ou pontos de operação (PO), correspondentes às faixas de frequências de oscilação a que pertencem. Os menores valores de amortecimento para os seis POs pertencem à faixa intra-planta (modo 15) e o menor deles é do primeiro ponto de operação ($\zeta_{PO1} = 10.19\%$). Os menores valores de amortecimentos com relação às faixas de frequência de oscilação a que pertencem são: $\zeta_{Ip_min} = 10.19\%$, $\zeta_{Lc_min} = 15.21\%$ e $\zeta_{Ia_min} = 50.71\%$.

Calculou-se a observabilidade e controlabilidade relativas, as quais são mostradas graficamente na Figura 5.16 e Figura 5.17.

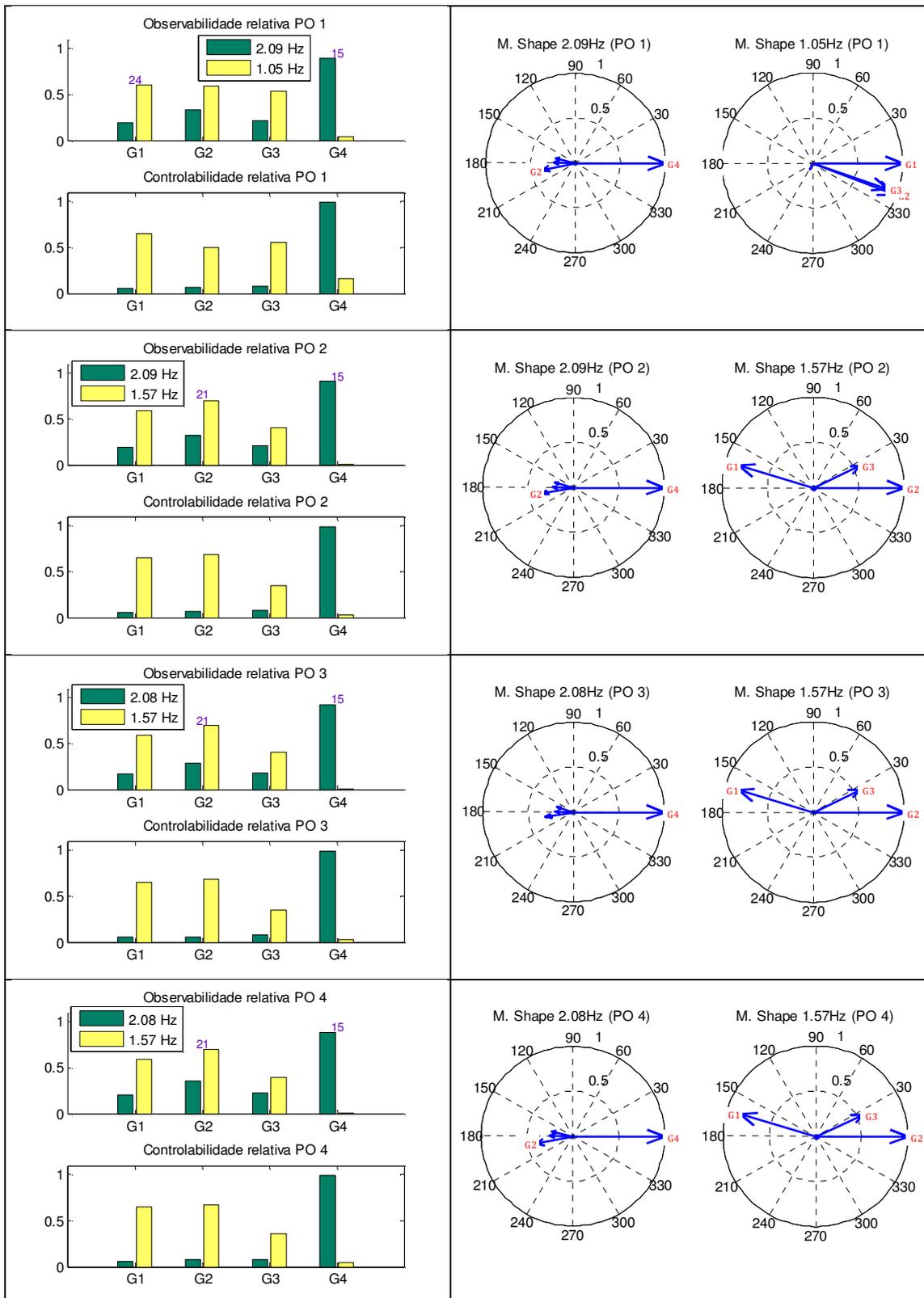


Figura 5.16: Observabilidade e controlabilidade relativas e modo shape do Caso 1 a 4.

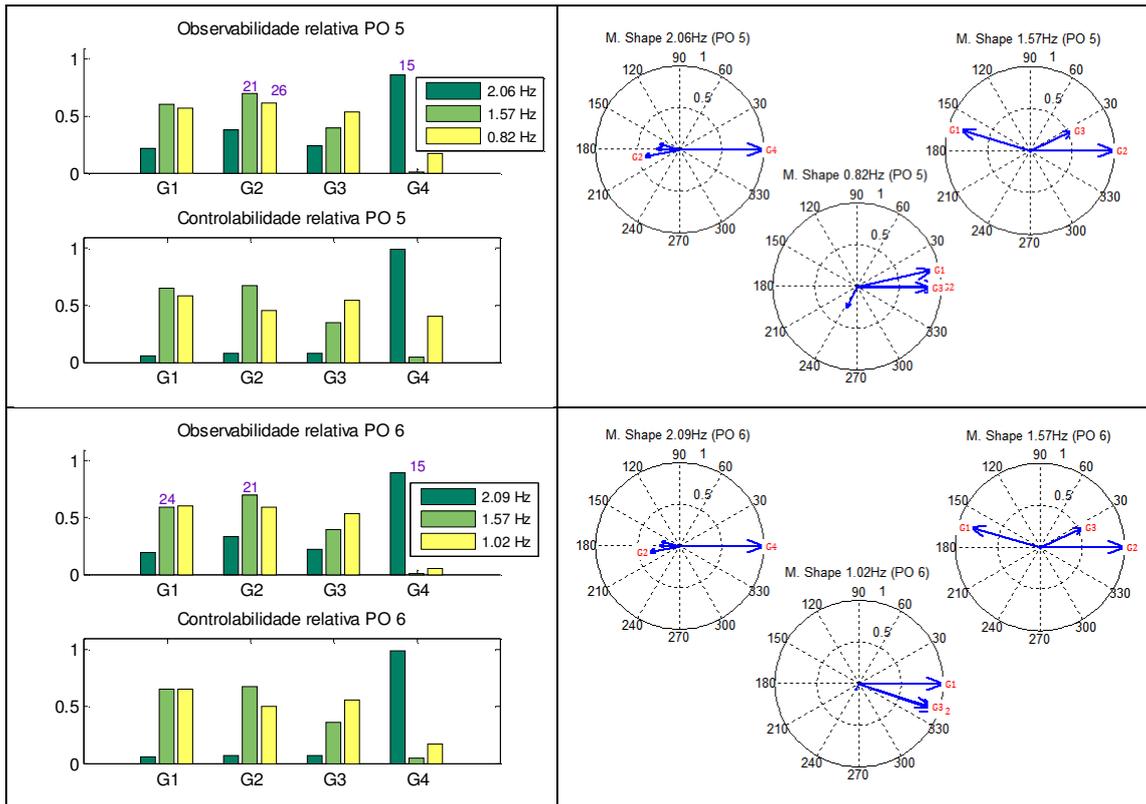


Figura 5.17: Observabilidade e controlabilidade relativas e modo shape do Caso 5 e 6.

Analisando os resultados obtidos de observabilidade, controlabilidade e resíduo da Figura 5.16 e Figura 5.17, pode-se dizer que o melhor sinal seria os dos geradores 4, 2 e 1, que correspondem, respectivamente, aos barramentos 7, 2 e 1. Observa-se que nas figuras anteriores não aparece o gerador 5(G5) como aparecia no caso de malha aberta, isto porque este gerador é considerado uma barra infinita.

A seguir, alguns resultados para os quais o controlador centralizado terá vários conjuntos de ESP: a) considerando só sinal do gerador 4; b) considerando os sinais do gerador 4 e 2; c) considerando os sinais dos geradores 4, 2 e 1; e por último d) considerando sinal de todos os geradores.

5.3.2.1 Considerando o sinal de G4: 1 ESP

A Figura 5.18 mostra um diagrama de blocos da conexão do controle centralizado. No lado direito desta figura, a representação em produto matricial para um ESP.

A Tabela 5.7 mostra os resultados do AG para o controle centralizado, para vários tempos de atraso nas comunicações entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operação).

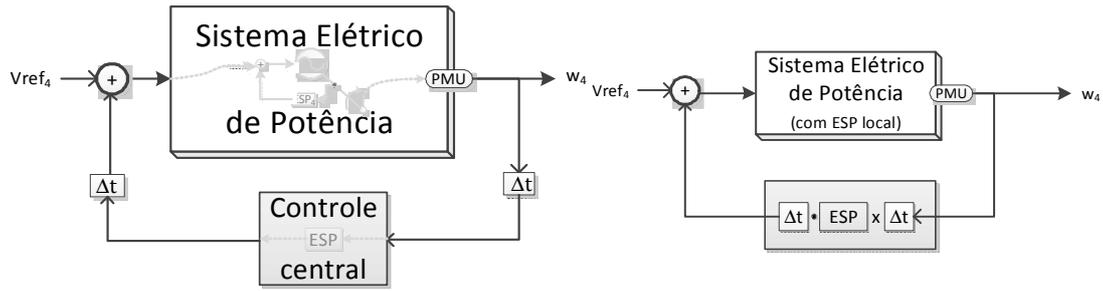


Figura 5.18: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 1 ESP.

Observa-se que nos resultados da Tabela 5.7 temos tempos de até mais de 2seg (última linha), isto é, considerando tempo de tomada do sinal (coluna 2) mais o tempo de injeção do sinal ao sistema (coluna 6). Também, observa-se que os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 12.2%, 15.55% e 64.85%, para tempos de 100 ms e 300 ms. Uma representação da variação do amortecimento com respeito ao tempo de atraso é mostrada na Figura 5.19, onde o segundo eixo (lado direito) indica a variação do amortecimento inter-área.

Tabela 5.7: Resultados do controle centralizado 1 ESP.

ESP	$\Delta t_{in}(ms)$	Ganho(Ki)	Alfa(α)	Freq.(ω)	$\Delta t_{out}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$
ESP ₁	50	4.348	2.57	2.516	50	10.65	12.66	59.4
ESP ₁	100	3.263	6.543	5.636	100	12.20	14.20	55.17
ESP ₁	200	1.902	10.00	8.993	200	11.57	13.57	53.73
ESP ₁	300	16.277	0.248	5.974	350	10.21	15.55	64.85
ESP ₁	500	2.836	0.901	19.437	550	10.20	15.21	62.49
ESP ₁	1000	3.054	7.072	4.190	1050	10.24	15.02	57.52

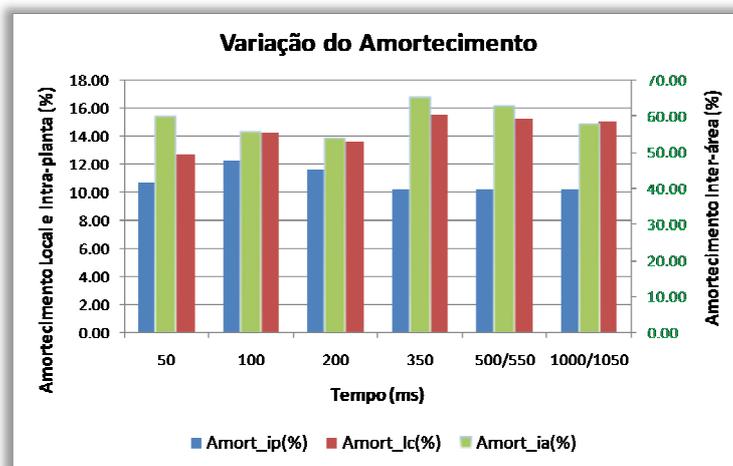


Figura 5.19: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

5.3.2.2 Considerando os sinais de G1, G2 e G4: 6 ESPs

Aqui vamos considerar a tomada de sinal de dois geradores e a injeção em três geradores. Na Figura 5.20 é mostrado o diagrama de blocos da conexão do controle centralizado, representada de forma matricial por um conjunto de 6 ESPs.

O número de colunas e filas corresponde, respectivamente, ao número de sinais que saem do SEP (sinais medidos pelas PMUs – nosso caso ω), e ao número de pontos que entram no SEP (nosso caso, nos RAT dos geradores).

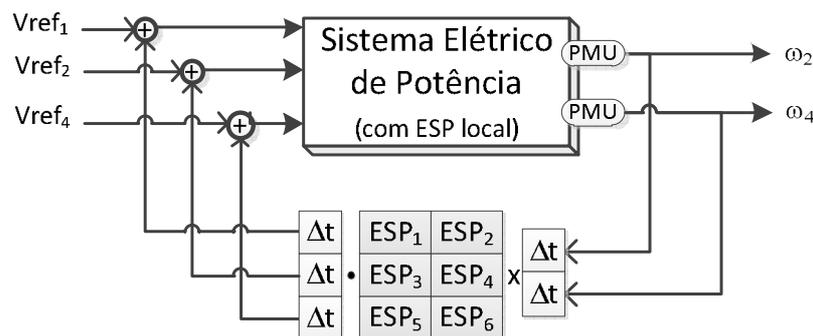


Figura 5.20: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 6 ESPs).

Na Tabela 5.8, mostram-se os resultados do AG para o controle centralizado, para vários tempos de atraso entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operações). Ela também mostra tempos diferentes na entrada e na saída do controle centralizado.

Tabela 5.8: Resultados do controle centralizado 6 ESPs.

ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t / \zeta_{IP/LC/IA}$	-----	ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t / \zeta_{IP/LC/IA}$		
ESP ₁	0.739	9.862	19.986	50 ms		ESP ₁	0.881	9.835	10.985	100 ms		
ESP ₂	4.521	9.945	25.228			ESP ₂	12.892	0.374	8.752			
ESP ₃	3.084	8.287	23.134			ESP ₃	0.699	9.042	29.360			
ESP ₄	19.607	8.288	18.176		14.56%	ESP ₄	10.377	9.564	13.827		14.58%	
ESP ₅	10.713	0.756	29.357		16.63%	ESP ₅	2.127	6.418	18.386		16.60%	
ESP ₆	15.473	2.302	2.986		53.24%	ESP ₆	6.700	5.702	7.555		54.27%	
ESP ₁	1.151	2.632	26.336	200 ms		ESP ₁	1.719	0.443	20.839	300 ms		
ESP ₂	1.963	3.424	28.234			ESP ₂	1.118	9.800	29.752		350 ms	
ESP ₃	0.810	8.055	29.908			ESP ₃	1.426	8.910	11.230			
ESP ₄	1.837	0.192	26.515		11.99%	ESP ₄	1.468	9.821	29.901			10.31%
ESP ₅	0.559	2.916	18.015		14.02%	ESP ₅	4.627	2.073	17.949			15.10%
ESP ₆	3.476	9.958	11.266		66.15%	ESP ₆	9.492	0.309	29.063			50.68%

ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t/\zeta_{IP/LC/IA}$	-----	ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t/\zeta_{IP/LC/IA}$
ESP ₁	1.936	7.7191	14.7898	500 ms		ESP ₁	1.161	5.695	0.645	1.00s
ESP ₂	3.5875	8.865	29.6756	550 ms		ESP ₂	4.834	9.676	9.912	1.05s
ESP ₃	2.7809	0.609	5.4945			ESP ₃	14.026	29.826	29.997	
ESP ₄	12.6946	0.5752	16.7671	10.35%		ESP ₄	1.161	5.695	0.645	10.46%
ESP ₅	4.7993	3.7187	12.5878	18.33%		ESP ₅	4.834	9.676	9.912	15.76%
ESP ₆	19.0327	1.6379	4.0187	52.57%		ESP ₆	14.026	29.826	29.997	52.28%
ESP ₁	3.192	7.499	11.654	$\infty/50ms$		ESP ₁	1.310	8.891	9.564	$\infty/100ms$
ESP ₂	11.697	3.587	28.591	100/100ms		ESP ₂	4.762	5.626	28.006	120/140ms
ESP ₃	6.172	0.680	12.903	100/100ms		ESP ₃	3.027	0.647	23.374	150/130ms
ESP ₄	15.891	8.982	21.088	18.65%		ESP ₄	13.045	5.741	11.214	14.38%
ESP ₅	3.854	4.143	17.317	20.72%		ESP ₅	1.225	0.266	16.752	17.65%
ESP ₆	19.074	3.568	7.470	59.35%		ESP ₆	4.018	6.769	8.178	50.71%

Observa-se que na Tabela 5.8 temos tempos de até mais de 2seg, isto é, considerando tempo de tomada do sinal (1.0 s) mais o tempo de injeção do sinal ao sistema (1.05s). A Tabela 5.9 mostra um resumo dos mínimos valores de amortecimentos com respeito aos tempos de atraso dos sinais remotos. Observa-se que a primeira e última coluna desta tabela indicam, respectivamente, os tempos de atraso de entrada e saída ao controle centralizado. Ela também mostra que os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 18.65%, 20.72% e 66.15%, para vários tempos de atraso.

Tabela 5.9: Resumo dos valores do Amortecimento com controle centralizado de 6 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
50	14.56	16.63	53.24	50
100	14.58	16.6	54.27	100
200	11.99	14.02	66.15	200
300	10.31	15.1	50.68	350
500	10.35	18.33	52.57	550
1000	10.46	15.76	52.28	1050
$\infty/100/100$	18.65	20.72	59.35	50/100/100
$\infty/120/150$	14.38	17.65	50.71	100/140/130

A Figura 5.21 mostra a variação do valor de amortecimento com respeito a vários tempos de atraso. O segundo eixo (lado direito) indica a variação do inter-área (esta figura é obtida da tabela anterior).

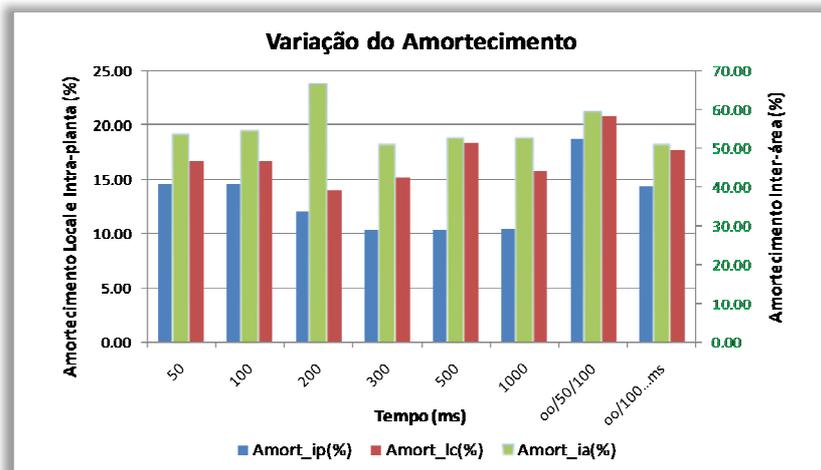


Figura 5.21: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

5.3.2.3 Considerando os sinais de G1, G2, G3 e G4: 16 ESPs

Aqui vamos a considerar a tomada de sinal de dois geradores e a injeção a três geradores. A Figura 5.22 mostra o diagrama de blocos da conexão do controle centralizado, representada de forma matricial por um conjunto de 16 ESPs (quatro sinais de entrada e quatro sinais de saída).

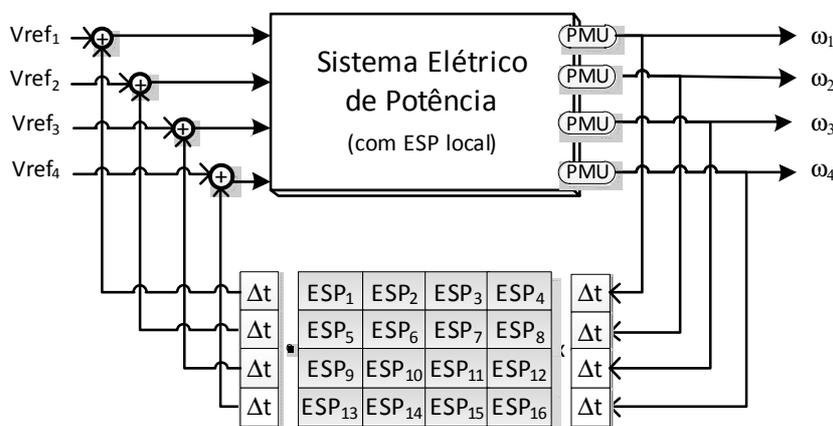


Figura 5.22: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 16 ESPs).

A Tabela 5.10 mostra dois resultados do AG para o controle centralizado para tempos de atraso diferentes entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operações). A quinta coluna desta tabela indica os tempos de atraso na entrada e na saída do controlador centralizado, assim como os valores dos amortecimentos para intra-planta, local e inter-área.

Tabela 5.10: Resultados do AG considerando tempos diferentes.

ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t/\zeta_{IP/LC/IA}$	---	ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t/\zeta_{IP/LC/IA}$
ESP ₁	1.873	7.549	8.267	Δt_{in}		ESP ₁	1.246	7.361	4.844	Δt_{in}
ESP ₂	0.476	6.505	19.691	200 ms		ESP ₂	4.488	6.963	22.051	100 ms
ESP ₃	0.194	8.066	28.317	200 ms		ESP ₃	0.143	7.770	21.619	200 ms
ESP ₄	7.777	7.115	26.943	200 ms		ESP ₄	10.623	3.184	28.976	250 ms
ESP ₅	1.479	6.011	16.088	200 ms		ESP ₅	5.401	7.344	19.318	150 ms
ESP ₆	0.765	3.604	24.009			ESP ₆	3.223	5.702	22.615	
ESP ₇	2.748	0.674	13.714	Δt_{out}		ESP ₇	4.056	0.365	29.079	Δt_{out}
ESP ₈	8.182	6.870	24.274	100 ms		ESP ₈	4.132	6.794	20.603	120 ms
ESP ₉	2.310	0.388	17.494	100 ms		ESP ₉	1.544	3.788	24.319	150 ms
ESP ₁₀	2.054	0.243	24.148	200 ms		ESP ₁₀	4.140	1.553	17.428	200 ms
ESP ₁₁	2.348	6.831	21.341	220 ms		ESP ₁₁	2.606	0.304	9.244	220 ms
ESP ₁₂	1.394	9.298	24.637			ESP ₁₂	4.162	8.811	13.274	
ESP ₁₃	1.021	8.960	16.227	$\Delta_{IP/LC/IA}$		ESP ₁₃	1.777	5.943	27.714	$\Delta_{IP/LC/IA}$
ESP ₁₄	1.522	8.893	24.628	12.24		ESP ₁₄	6.996	4.997	29.676	14.74
ESP ₁₅	2.725	0.272	23.763	15.08		ESP ₁₅	0.012	1.027	23.120	16.80
ESP ₁₆	15.020	7.065	15.966	68.63		ESP ₁₆	17.428	9.087	17.657	69.39

A Tabela 5.11 mostra um resumo dos resultados do AG para vários tipos de tempos de atraso que vai de 25 ms até 1s (desde o ponto medido até o controle centralizado) e 25 ms até 1.05s (desde o controle centralizado até o ponto de injeção do sinal remoto). Ela mostra que os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 19.09%, 33.80% e 69.39%, para vários tempos de atraso.

Como nos sistemas reais tempos de atraso de ida e volta são diferentes, considerou-se esse caso para alguns exemplos.

Tabela 5.11: Resumo dos amortecimentos com controle centralizado para 16 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
25	16.59	21.11	55.50	25
50	19.09	33.80	53.55	50
100	17.28	22.09	52.45	100
300	10.07	11.25	59.57	350
500	10.28	13.81	59.33	550
1000	10.10	15.94	65.72	1 050
200/200/200/200	12.24	15.08	68.63	100/100/200/200
100/200/250/150	14.74	16.80	69.39	120/150/200/220

A Figura 5.23 mostra a variação do valor de amortecimento com respeito a vários tempos de atraso, o segundo eixo (lado direito) indica a variação do inter-área.

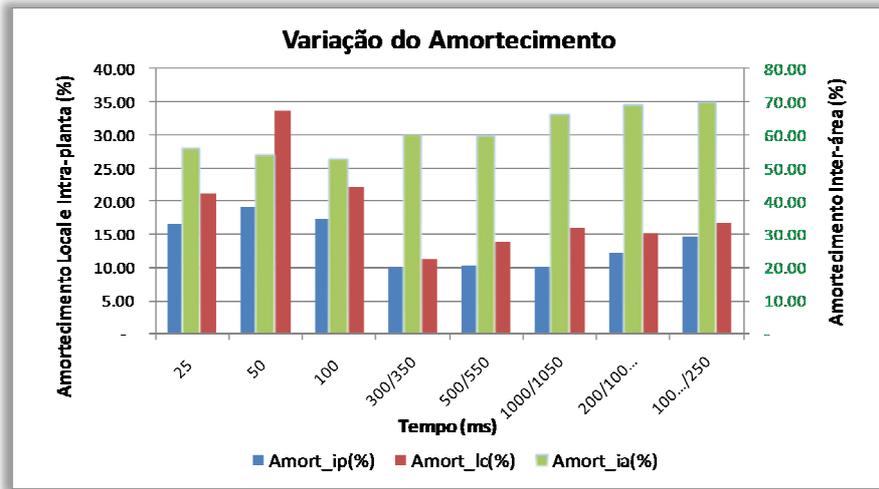


Figura 5.23: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

No gráfico da Figura 5.24 é mostrada a evolução do valor de amortecimento com controle local de 10.19 %, 15.21% e 50.71% e com controle local e central de 14.74 %,16.80% e 69.39% para o sistema JcIta.

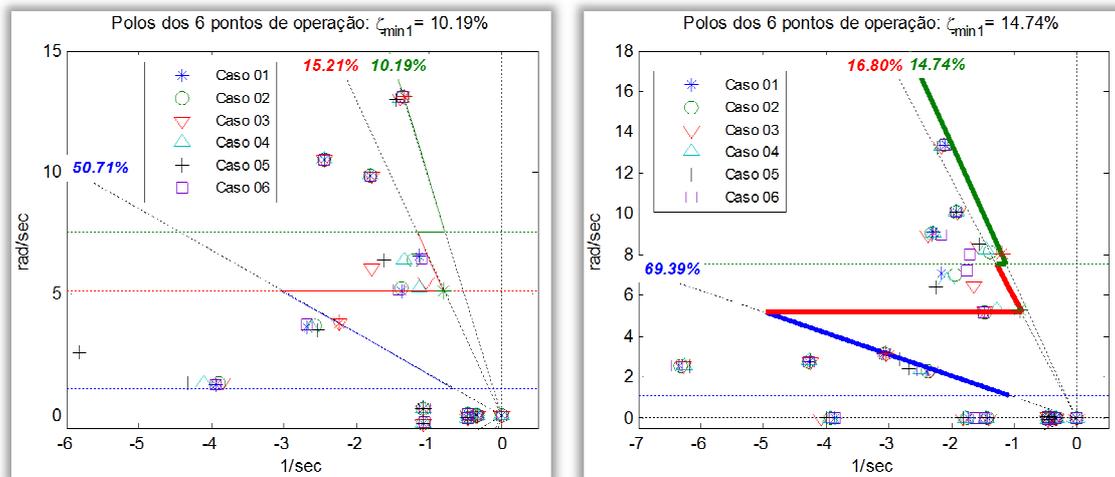


Figura 5.24: Pólos do JcIta com controle centralizado.

A Figura 5.25 mostra os mínimos valores de amortecimento para o caso de controle local (CL) ou malha fechada local (na figura: MÍNIMO MALHA FECHADA CL) e controle local mais controle centralizado (CC) ou malha fechada central (na figura: MÍNIMO MALHA FECHADA CC). Ao lado direito da figura é mostrada o número de pólos que correspondem a cada faixa de frequência considerada (intra-planta, local e inter-área). A Figura 5.26 mostra o diagrama de pólos e zeros para o caso do sistema com os dois controles: local e central.

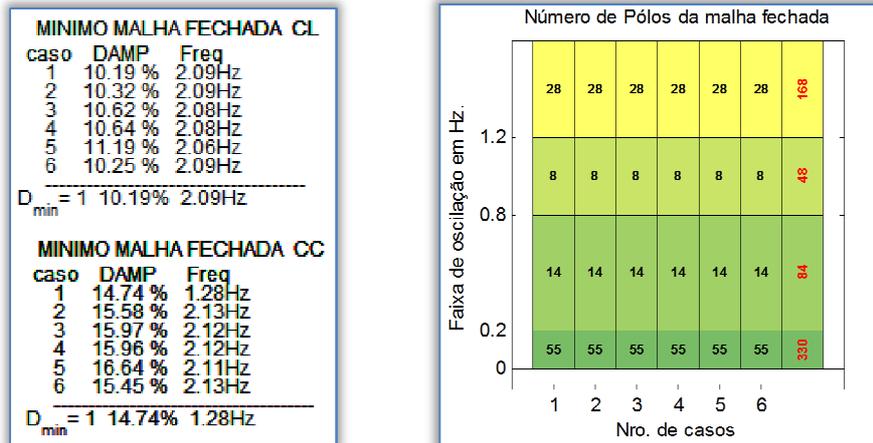


Figura 5.25: Mínimos amortecimentos e número de pólos de malha fechada central.

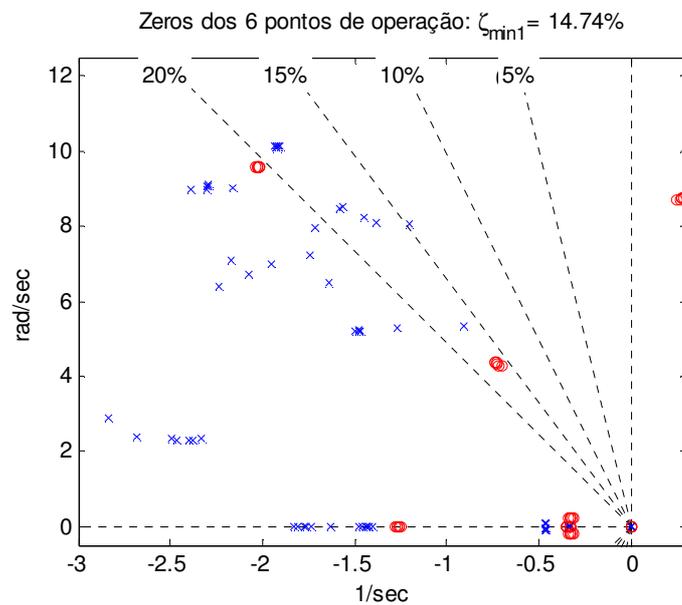


Figura 5.26: Pólos e zeros do JcIta com controle centralizado.

5.3.3 Perda de sinal no JcIta

Aqui mostraremos o que acontece quando se perde tanto o sinal de entrada como o de saída do controlador centralizado. Esta análise será feita para o caso de observabilidade e controlabilidade total, isto é, quatro sinais na entrada e quatro na saída.

A Tabela 5.12 mostra as variações do valor de amortecimento intra-planta, local e inter-área em caso da perda do sinal remoto. A primeira coluna indica o número de

sinal perdido: se for na entrada, in; na saída, out. A segunda coluna indica a ordem do sinal perdido. Por exemplo, para 2e-4s, a segunda entrada e a quarta saída foram perdidas.

Em caso perca 3 sinais na entrada (3in), o menor valor de amortecimento local aparece ao se perder o primeiro, terceiro e quarto sinal; e o menor valor de amortecimento intra-planta e inter-área aparece ao perder o segundo, terceiro e quarto sinal (fila 13 e 14 da última coluna).

Tabela 5.12: Amortecimento com perda de sinal.

No. Sinais	Perdas	sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{ic}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$	
1	1in	3e	8.82	9.19	54.18	1
	1in	4e	9.4	45.96	15.77	2
	1ou	1s	15.43	6.7	27.14	3
	1ou	3s	7.99	10.86	53.22	4
2	2in	1e,3e	15.39	4.65	25	5
	2in	2e,4e	8.72	15.22	12.34	6
	2in	3e,4e	7.31	78.32	13.67	7
	2out	1s,2s	15.35	6.76	41.63	8
	2out	3s,4s	6.23	81.65	13.92	9
	1in-1out	1e-4s	10.34	5.02	22.72	10
	1in-1out	3e-4s	6.18	8.62	15.93	11
	1in-1out	4e-3s	6.86	79.09	12.88	12
3	3in	1e,3e,4e	10.13	6.94	19.46	13
	3in	2e,3e,4e	9.3	81.64	11.5	14
	3out	1s,3s,4s	10.18	9.81	17.27	15
	3out	2s,3s,4s	9.63	81.29	12.66	16
	1in-2out	3e-1s,4s	10.35	6.14	18.43	17
	1in-2ou	3e-3s,4s	4.67	81.65	12.83	18
	1in-2out	4e-2s,3s	9.85	13.98	11.12	19
	2in-1out	1e,3e-4s	10.34	5.1	22.03	20
	2in-1out	2e,4e-2s	7.1	13.71	11.23	21
	2in-1out	3e,4e-3s	5.46	81.65	11.9	22
	2in-2out	1e,3e-3s,4s	10.18	6.49	18.55	23
	2in-2out	2e,4e-2s,3s	6.39	13.6	11.02	24
2in-2out	3e,4e-3s,4s	4.66	81.65	11.37	25	
4	1in-3out	2e-2s,3s,4s	6.45	13.88	11.26	26
	1in-3out	3e-1s,2s,3s	15.18	6.58	47.06	27
	3in-1out	1e,3e,4e-4s	10.19	6.19	16.4	28
	3in-1out	2e,3e,4e-2s	6.86	14.2	11.46	29
	3in-1out	2e,3e,4e-3s	9.67	81.65	11.17	30
	2in-3out	1e,3e-1s,2s,3s	15.21	6.73	49.32	31
5	2in-3out	2e,3e-2s,3s,4s	6.34	13.8	11.2	32
	2in-3out	2e,4e-2s,3s,4s	6.39	13.53	10.89	33
	3in-2out	1e,3e,4e-3s,4s	10.18	7	15.24	34
	3in-2out	2e,3e,4e-2s,3s	6.28	13.53	10.97	35
	3in-2out	2e,3e,4e-3s,4s	9.33	81.65	10.93	36
	3in-3out	1e,2e,3e-1s,2s,3s	15.13	9.02	56.09	37
6	3in-3out	2e,3e,4e-2s,3s,4s	6.28	13.46	10.84	38

Observa-se, na Tabela 5.12, que o menor valor de amortecimento intra-planta, que é de 4.66%, aconteceria ao se perder quatro sinais: dois da entrada (terceira e quarta) e dois da saída (terceira e quarta), e o menor valor local de 4.65% aconteceria ao se perder dois sinais de entrada (primeira e terceira). O menor valor inter-área que é de 10.84% aconteceria ao se perder 6 sinais do controle centralizado: três da entrada (segunda, terceira e quarta) e três na saída (segunda, terceira e quarta).

5.3.4 Simulação no tempo para JcIta

Foram simulados dois grandes eventos no programa ANATEM para a validação dos valores encontrados com essa metodologia. Para a obtenção de uma das curvas, consideraram-se dados de ESPs locais encontrados em [146], os quais são bons valores para os parâmetros de ESP.

Aqui vamos simular os casos de abertura de linha de transmissão e curto circuito para dois pontos de operação: casos 1, 5 e 6. A Figura 5.27 mostra o diagrama do sistema teste com os eventos que vão ser executados individualmente.

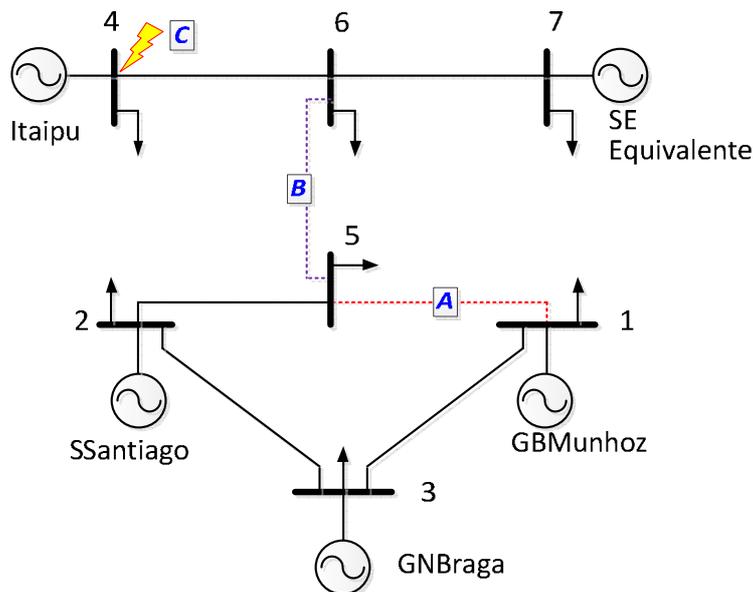


Figura 5.27: Representação do sistema teste com os eventos a serem simulados.

Abertura da linha entre barra 1 e barra 5: Aqui simularemos para o primeiro ponto de operação ou Caso 1.

A Figura 5.28 mostra as curvas do ângulo no gerador 1 (GBMunhoz), para três opções de controlador. A curva em lilás (...) e em azul (- - -) representam o sistema JcIta com ESPs locais: a primeira com ajuste obtido de [146] e a segunda com ajuste

ótimo do AG. Em ambos os casos o sistema é estável, sendo que a primeira curva atinge o regime permanente em aproximadamente 25 segundos e a segunda em 12 segundos. A última curva, de cor vermelha (—), representa a resposta do sistema JcIta com controle local mais centralizado (local-central), atingindo o regime permanente após 9 segundos.

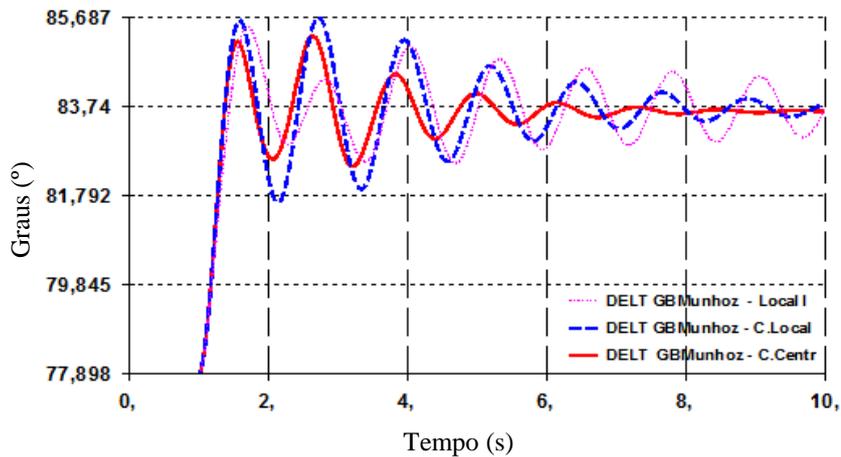


Figura 5.28: Ângulo do gerador 1 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).

As curvas da Figura 5.29 representam as variações do ângulo do gerador 4 (Itaipu) para o sistema JcIta com ESPs locais e local-central. Observa-se que o sistema é estável para os diferentes ajustes. A curva da cor lilás (...) atinge o regime permanente em mais de 20 seg. e a de cor azul (- - -) após 12 seg. A curva em vermelha (—), que representa o sistema com controle local-central, atinge o regime permanente aos 8 seg.

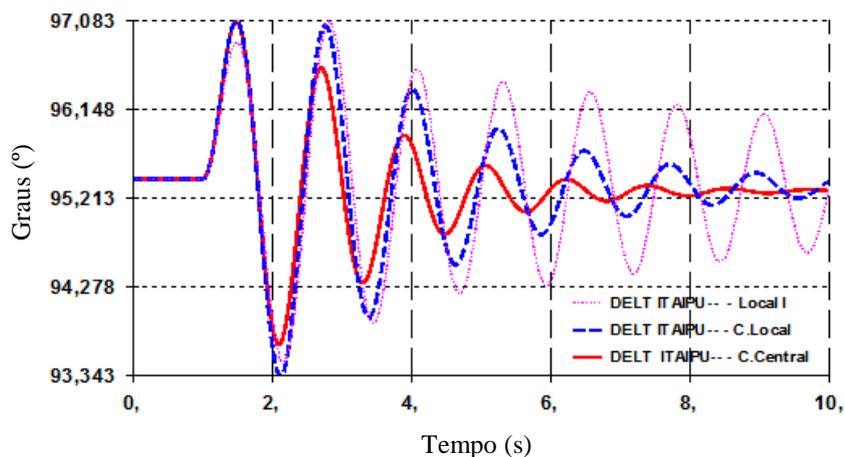


Figura 5.29: Ângulo do gerador 4 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).

Na Figura 5.30 são mostradas as variações da tensão na barra 5. A diferença entre as amplitudes mínima e máxima não é muita, mas é fácil observar as variações para cada tipo de controle utilizado no sistema JcIta.

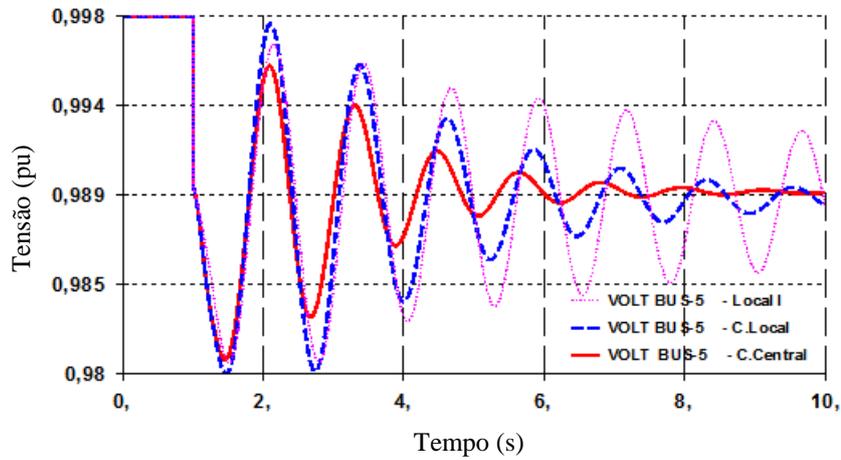


Figura 5.30: Tensão na barra 5 ao abrir a linha 1-5 (Caso 1).

Abertura da linha entre barra 1 e barra 5: Caso 5

A Figura 5.31 e a Figura 5.32 representam as respostas do sistema JcIta para o gerador 1 (GBMunhos) e gerador 4 (Itaipu) com os controles locais e local-central. Observa-se que o sistema com o primeiro controle local, em lilás (...), é instável. Os geradores do sistema JcIta com controle local otimamente ajustados, cor azul (---), ficam estáveis. O mesmo acontece se o sistema conta com um controle local-central, curva vermelha (—). Este tipo de resposta também é observada na tensão da barra 5 (Figura 5.33).

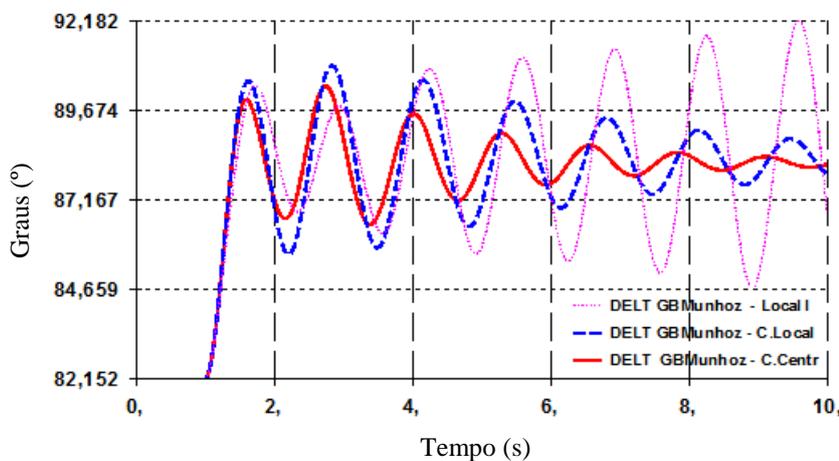


Figura 5.31: Ângulo do gerador 1 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).

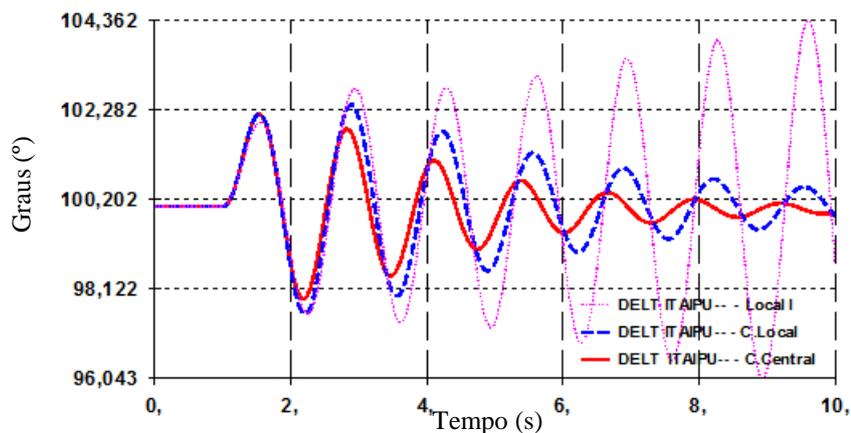


Figura 5.32: Ângulo do gerador 4 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).

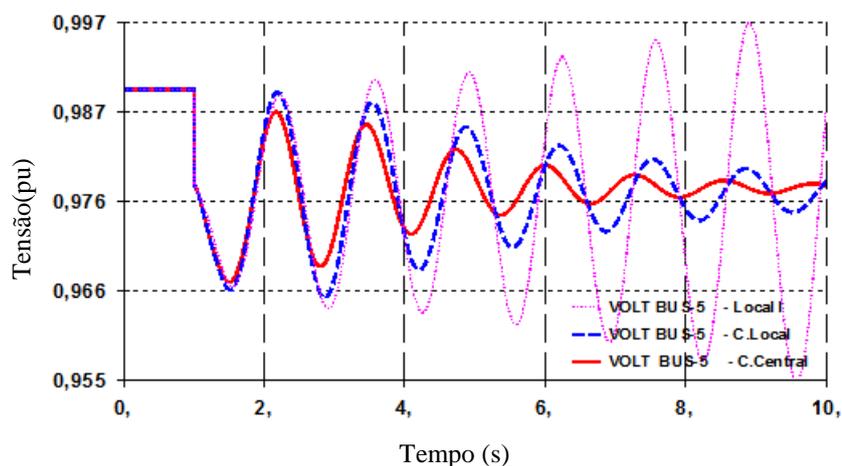


Figura 5.33: Tensão na barra 5 ao abrir a linha 1-5 (Caso 5).

Abertura da linha entre barra 5 e barra 6: Caso 6

Este evento vai gerar duas ilhas elétricas, uma compreendida por três geradores: S.Santiago, GN.Braga e GBMunhoz; e outra que seria a usina de Itaipu e Sul Equivalente. A Figura 5.34 mostra a tensão em Itaipu. Observa-se que o sistema é instável com o ajuste bom dos ESP locais (...). Já com o ajuste ótimo de controle local, assim como a do controle local-central, o sistema é estável. Observa-se também que, para estas duas opções de controle, a tensão não viola o limite superior.

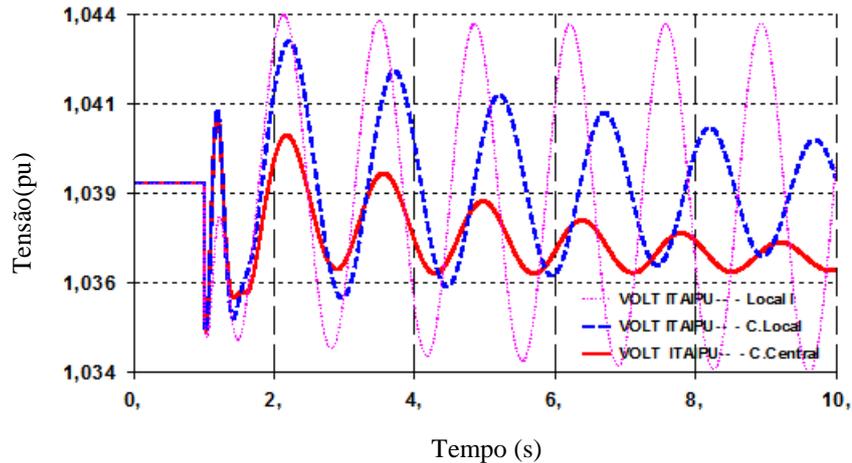


Figura 5.34: Tensão na barra 4 ao abrir a linha 5-6 (Caso 6).

A Figura 5.35 mostra a variação do ângulo delta do gerador de Itaipu. Observa-se que a curva em azul (- - -) é o sistema com ótimo ajuste no controle local. Vemos que o sistema é estável e ele atinge o regime permanente em aproximadamente 30 seg. A curva de linha contínua em vermelho representa o sistema com o controle local-central (ambos com ótimos ajustes), o qual tem um comportamento mais robusto, chegando a atingir o regime permanente em aproximadamente 14 seg.

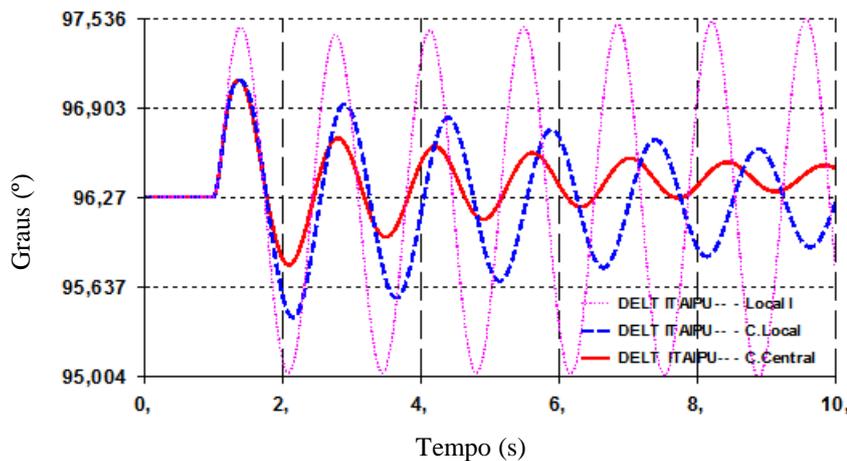


Figura 5.35: Ângulo delta do gerador 4 ao abrir a linha 5-6 (Caso 6).

Este evento, por gerar duas ilhas, implica que a frequência de uma ilha com respeito à outra é diferente. Logo ambos os sistemas tenderão a se estabilizar e encontrar um ponto de equilíbrio nas suas frequências.

A Figura 5.36 mostra a frequência nos barramentos dos geradores das duas ilhas. A figura superior corresponde a de Itaipu (barra 4) e a figura inferior a de S.Santiago

(barra 2). Observa-se que a frequência de Itaipu tende a se estabilizar a uma frequência maior que 60Hz. Já na outra ilha, a frequência tende a se estabilizar em um valor menor que 60 Hz.

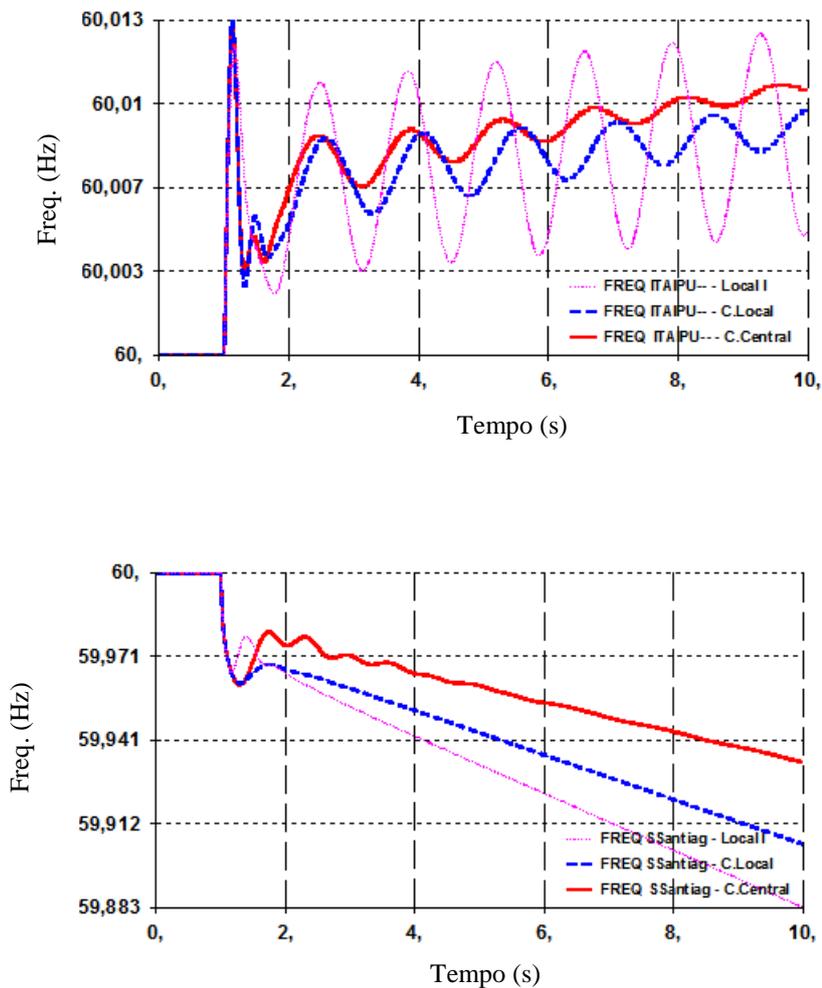


Figura 5.36: Frequência nos barramentos dos geradores 4 e 2.

Curto circuito de 50ms na barra 4 (Itaipu): Caso 1

As variações dos ângulos do gerador 1 (GBMunhoz) e gerador 4 (Itaipu) do sistema JcIta são mostrados na Figura 5.37 e na Figura 5.38.

Nestas figuras, observa-se que o sistema é estável para os três tipos de controle. Para um controle local não ótimo, o sistema atinge o regime permanente aproximadamente após 15 seg.; já para um controle local otimamente ajustado, o sistema atinge o regime permanente em menos de 7 seg., da mesma forma que o sistema com controle local-central. Este último em até menos de 6 seg.

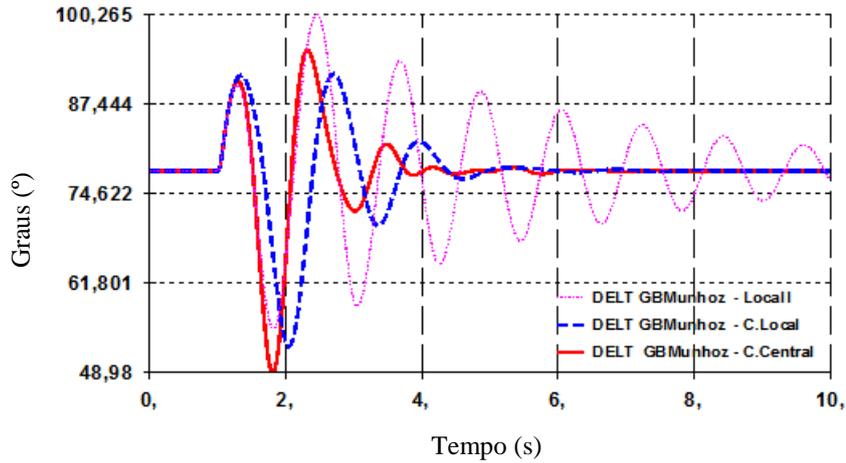


Figura 5.37: Ângulo no gerador 1 (Caso 1).

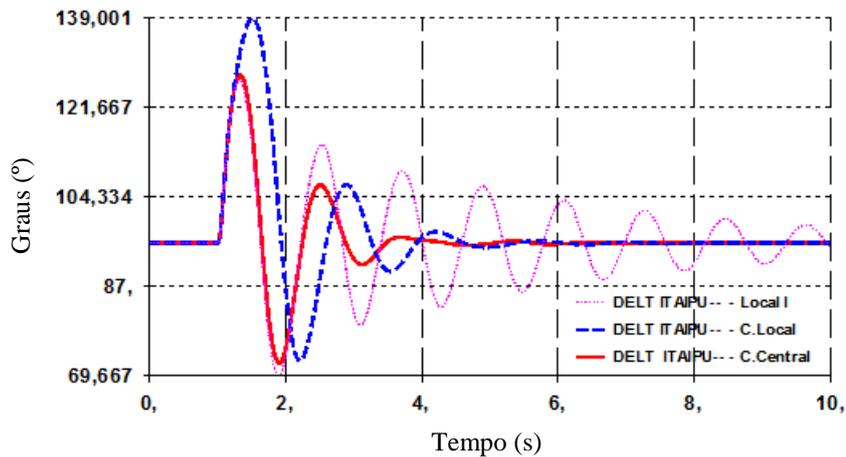


Figura 5.38: Ângulo no gerador 4 (Caso 1).

Curto circuito de 50ms na barra 4 (Itaipu): Caso 6

As curvas para as variações do ângulo no gerador 1 (Areia) e no gerador 4 (Itaipu) são mostradas na Figura 5.39 e na Figura 5.40.

Nestas figuras, observa-se que o sistema é estável para os três tipos de controle. Para um controle local não ótimo, o sistema atinge o regime permanente após 18 seg.; já para um controle local otimamente ajustado, o sistema atinge o regime permanente em menos de 7 seg.; e com controle local-central, em menos de 6 seg.

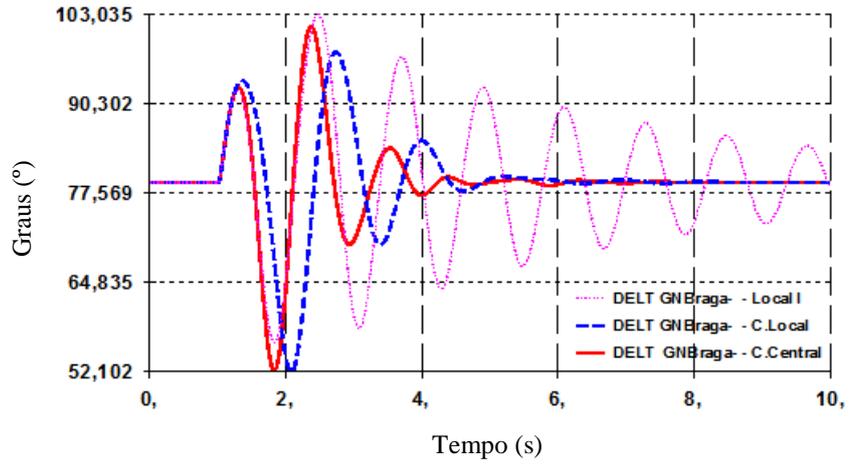


Figura 5.39: Ângulo no gerador 3 (Caso 6).

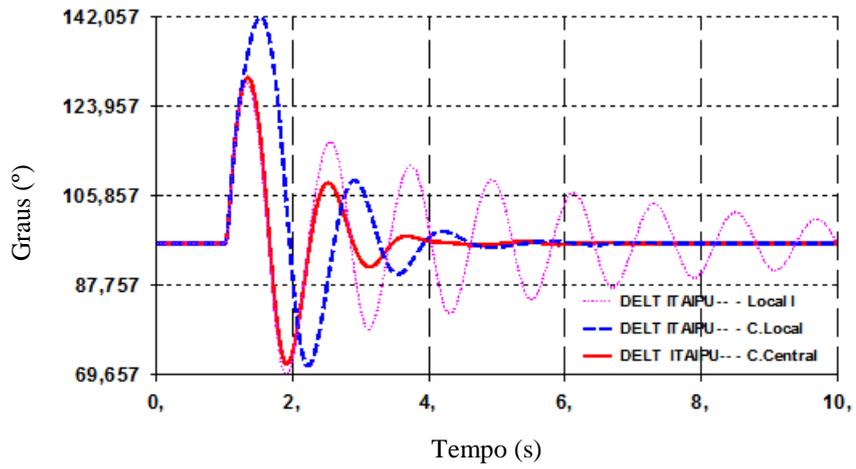


Figura 5.40: Ângulo no gerador 4 (Caso 06).

5.4 Sistema New-England

Os dados do sistema New-England foram obtidos de [73]. O sistema tem 10 geradores e 39 barras. A máquina da barra 39 foi modelada como barra infinita (inércia grande e reatância do eixo direito bem pequena). O sistema é mostrado na Figura 5.41.

Utilizaram-se três pontos de operação (PO), os quais foram obtidos de [125] e as configurações são mostradas na Tabela 5.13.

Tabela 5.13: Pontos de operação para o sistema New-England.

Casos ou PO	Considerações
1	Caso Base
2	Redução de 30% de carga
3	Aumento de 50% de carga nas barras 16 e 21, a linha 21-22 fora de operação.

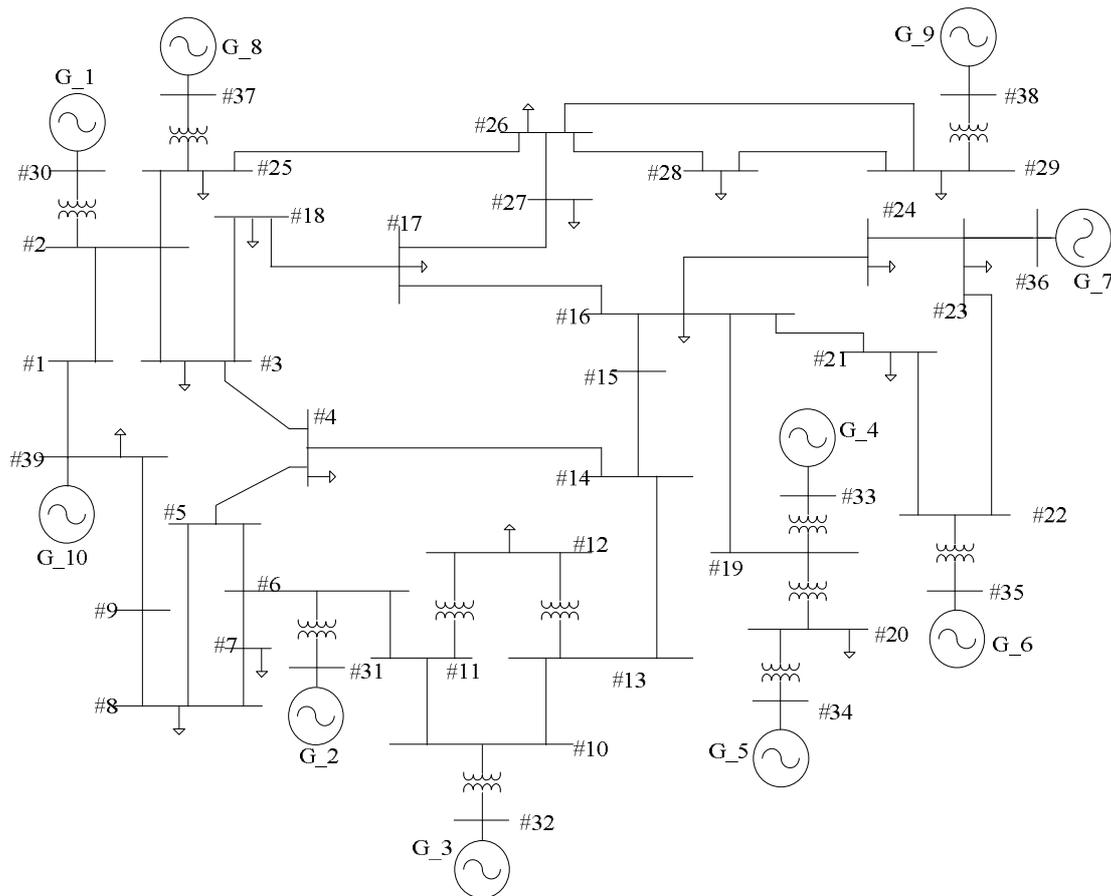


Figura 5.41: Sistema New-England, 39 barras e 10 geradores.

A Tabela 5.14 indica como se encontra o sistema nos três pontos de operação, tendo que o menor valor de amortecimento é dado pelo Caso 2 no Modo 27 com -7.31 %, e frequência de oscilação de 0.487 Hz.

Tabela 5.14: Autovalores, amortecimento e frequências do New-England.

Caso #	Modo	Autovalor		Amort.(%)	Freq.(Hz)
1	24	0.0546	+ 6.2538i	-0.87	0.9954
	27	-0.0262	+ 3.9801i	0.66	0.6335
2	24	0.1136	+ 6.1120i	-1.86	0.9729
	27	0.2237	+ 3.0544i	-7.31	0.4874
	22	0.1439	+ 6.2084i	-2.32	0.9884
3	24	0.0152	+ 5.9829i	-0.25	0.9522
	27	0.0039	+ 3.8514i	-0.10	0.6130

A Figura 5.42 mostra o diagrama de pólos dos três pontos de operação. Podem-se observar os modos instáveis do New-England assim como o modo com o menor valor de amortecimento (-7.31%).

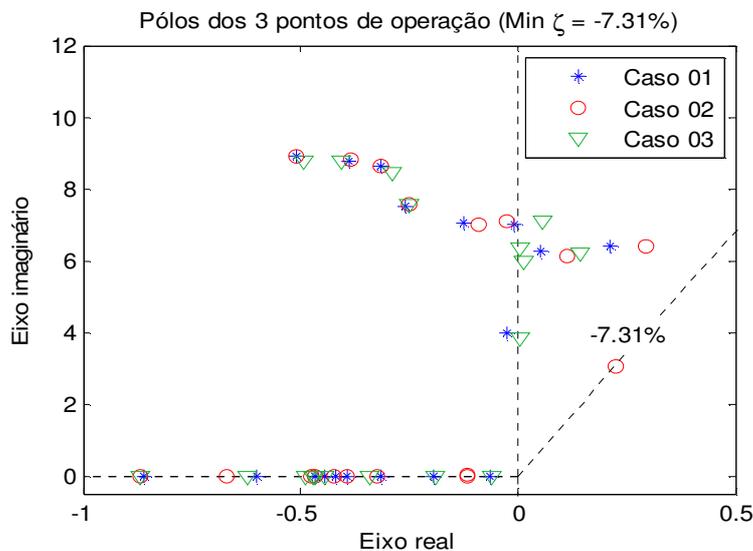


Figura 5.42: Pólos dos três pontos de operação, New-England.

Os resultados da observabilidade e controlabilidade, assim como do resíduo, são mostrados graficamente das Figura 5.43 até Figura 5.45. Os dados para gerar a segunda parte destas figuras (resíduos) são mostrados nas Tabela 5.15 e Tabela 5.16.

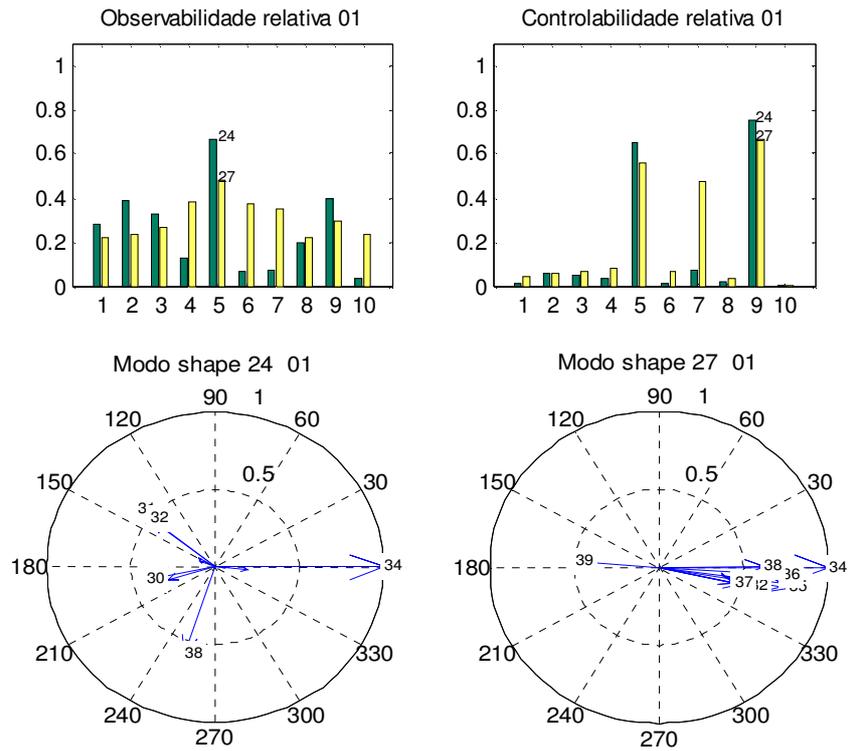


Figura 5.43: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 1)

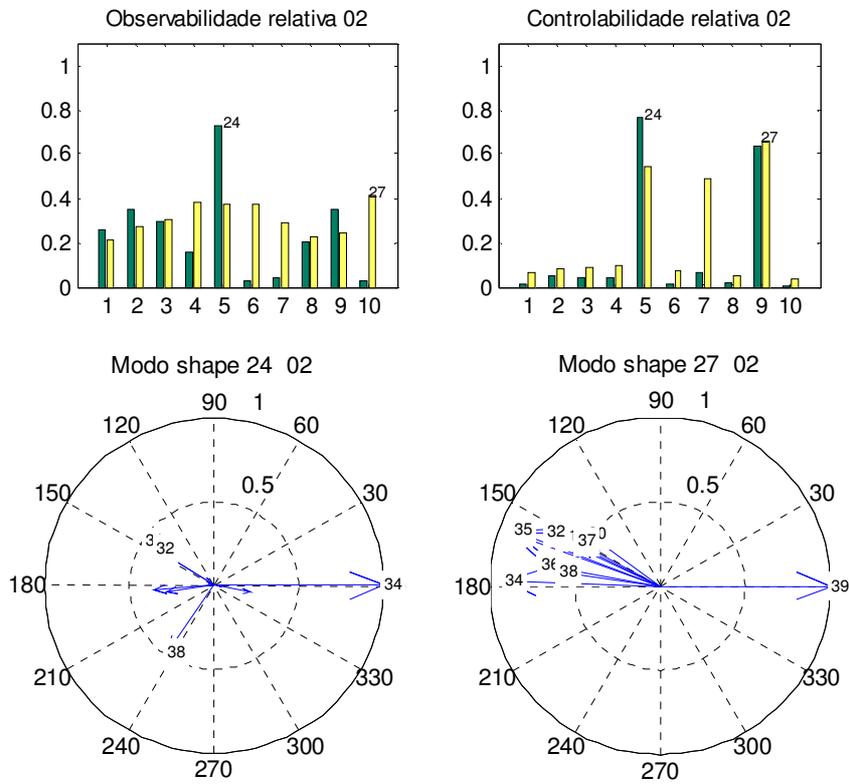


Figura 5.44: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 2).

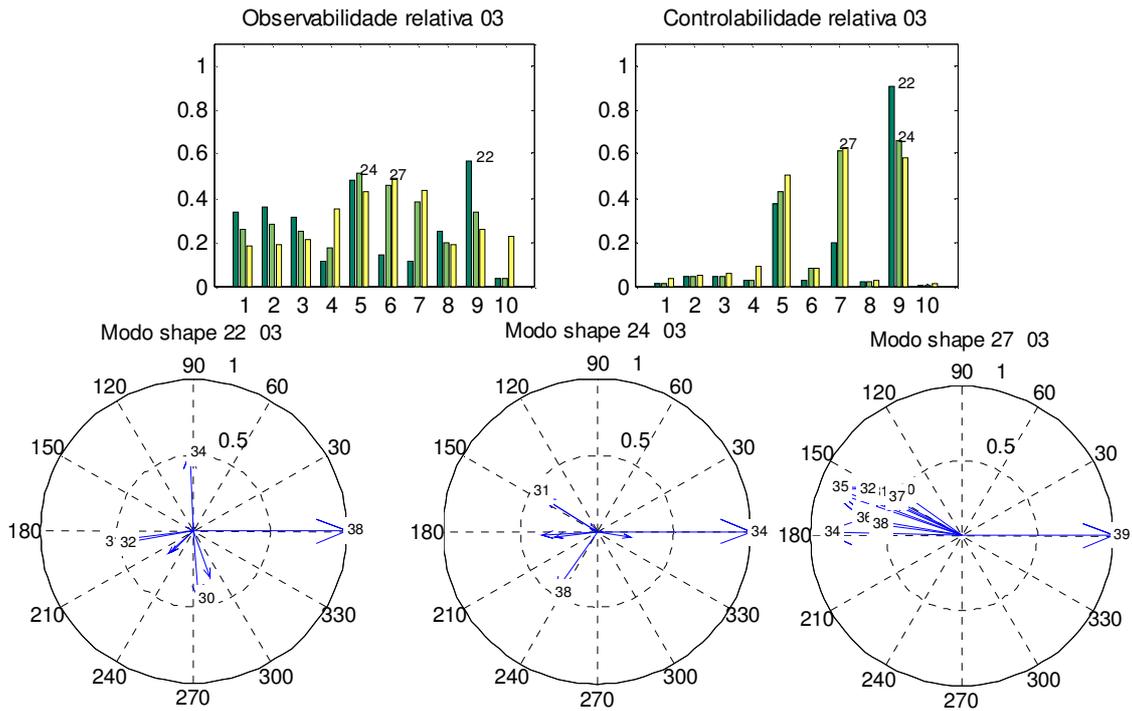


Figura 5.45: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 3).

Dos gráficos anteriores, podemos deduzir que os melhores sinais locais a serem considerados para melhorar o valor de amortecimento seriam os provenientes dos geradores 5 (Barra 34), 7 (Barra 36) e 9 (Barra 8). Com os gráficos obtidos pelo método do resíduo é fácil detectar que máquinas oscilam uma contra outra.

Na Tabela 5.15 são mostrados os valores dos resíduos para os dois primeiros pontos de operação. Na Tabela 5.16 é mostrado o terceiro ponto de operação. Com estes dados foram obtidas a segunda parte da Figura 5.44 até a Figura 5.45.

Tabela 5.15: Valores de resíduo do primeiro e segundo PO do New-England.

Caso	Ger (Barra)	Mod. 24	Âng. 24	---	Ger (Barra)	Mod. 27	Âng. 27
1	$G_5(B_{34})$	1	0		$G_5(B_{34})$	1	0
	$G_9(B_{38})$	0.5929	-108.32		$G_4(B_{33})$	0.7875	-124.49
	$G_2(B_{31})$	0.5876	140.84		$G_6(B_{35})$	0.781	147.81
	$G_3(B_{32})$	0.4974	140.47		$G_7(B_{36})$	0.7309	147.30
	$G_1(B_{30})$	0.4182	-168.38		$G_9(B_{38})$	0.6263	-175.89
	$G_8(B_{37})$	0.2915	-164.93		$G_3(B_{32})$	0.5468	-172.92
	$G_4(B_{33})$	0.1946	-3.24		$G_2(B_{31})$	0.4972	-9.38
	$G_7(B_{36})$	0.1115	150.97		$G_{10}(B_{39})$	0.491	128.20
	$G_6(B_{35})$	0.0968	155.86		$G_8(B_{37})$	0.4618	-2.15
	$G_{10}(B_{39})$	0.0489	-1.83		$G_1(B_{30})$	0.4542	162.23

Caso	Ger (Barra)	Mod. 24	Âng. 24	---	Ger (Barra)	Mod. 27	Âng. 27
2	G ₅ (B ₃₄)	1	0		G ₁₀ (B ₃₉)	1	0
	G ₉ (B ₃₈)	0.484	-8.11		G ₄ (B ₃₃)	0.927	160.47
	G ₂ (B ₃₁)	0.4828	-9.45		G ₆ (B ₃₅)	0.9128	158.98
	G ₃ (B ₃₂)	0.4094	-3.93		G ₅ (B ₃₄)	0.9063	178.51
	G ₁ (B ₃₀)	0.3572	0.25		G ₃ (B ₃₂)	0.7396	154.74
	G ₈ (B ₃₇)	0.2757	-13.09		G ₇ (B ₃₆)	0.7052	169.88
	G ₄ (B ₃₃)	0.2172	-13.48		G ₂ (B ₃₁)	0.6608	153.36
	G ₇ (B ₃₆)	0.062	175.93		G ₉ (B ₃₈)	0.5957	172.45
	G ₁₀ (B ₃₉)	0.038	-12.34		G ₈ (B ₃₇)	0.551	151.98
	G ₆ (B ₃₅)	0.0365	-12.27		G ₁ (B ₃₀)	0.5195	143.88

Tabela 5.16: Valores de resíduo do PO 3 de New-England

Caso	Ger (Barra)	Modo 22	Ângulo 22	Ger (Barra)	Modo 24	Ângulo 24	Ger (Barra)	Modo 27	Ângulo 27
3	G ₉ (B ₃₈)	1	0	G ₅ (B ₃₄)	1	0	G ₁₀ (B ₃₉)	1	0
	G ₂ (B ₃₁)	0.5767	-172.91	G ₉ (B ₃₈)	0.484	-124.49	G ₄ (B ₃₃)	0.927	160.47
	G ₅ (B ₃₄)	0.5166	92.84	G ₂ (B ₃₁)	0.4828	147.81	G ₆ (B ₃₅)	0.9128	158.98
	G ₃ (B ₃₂)	0.4836	-170.67	G ₃ (B ₃₂)	0.4094	147.3	G ₅ (B ₃₄)	0.9063	178.51
	G ₁ (B ₃₀)	0.4397	-85.97	G ₁ (B ₃₀)	0.3572	-175.89	G ₃ (B ₃₂)	0.7396	154.74
	G ₈ (B ₃₇)	0.3226	-70.89	G ₈ (B ₃₇)	0.2757	-172.92	G ₇ (B ₃₆)	0.7052	169.88
	G ₇ (B ₃₆)	0.2114	-138.29	G ₄ (B ₃₃)	0.2172	-9.38	G ₂ (B ₃₁)	0.6608	153.36
	G ₆ (B ₃₅)	0.1926	-136.63	G ₇ (B ₃₆)	0.062	128.2	G ₉ (B ₃₈)	0.5957	172.45
	G ₄ (B ₃₃)	0.0493	141	G ₁₀ (B ₃₉)	0.038	-2.15	G ₈ (B ₃₇)	0.551	151.98
	G ₁₀ (B ₃₉)	0.0324	75.59	G ₆ (B ₃₅)	0.0365	162.23	G ₁ (B ₃₀)	0.5195	143.88

5.4.1 Controle local para o New-England

Nesta seção são apresentados os resultados do AG, nos quais os valores de variação, máxima e mínima, para os parâmetros do controlador são os mesmos apresentados para o sistema JcIta (Tabela 5.1). Neste sistema, a função objetivo considerada foi maximizar o mínimo valor de amortecimento, desconsiderando as faixas de oscilação dos modos intra-planta, local e inter-área (diferente ao sistema JcIta).

Os parâmetros do algoritmo genético são mostrados na Tabela 5.17. Os valores da população e número máximo de gerações para o controle local foram 200 para os ditos parâmetros.

Tabela 5.17: Parâmetros do AG aplicado a New-England.

Parâmetro	Descrição
Codificação utilizada	Real
População*	50/200/200
Numero máximo de gerações*	50/200/200
Tipo de Cruzamento	Cruzamento dois pontos
Probabilidade de Cruzamento	70 %
Operador de Mutação	Decresc. Exponencial
Probabilidade mutação máxima P_m^{\min}	2,0 %
Probabilidade mutação mínima P_m^{\max}	10 %
Pré-aquecimento	1
Indivíduos no pré-aquecimento	5
Número Indivíduos no Torneio	5 indivíduos
Geração máxima na redução	5
Geração no deslocamento e expansão	10
Fator de redução	0.7
Fator de deslocamento	1.4
Tempo de atraso	0 (local) e 25,50,100,150,200, 250 e 300 ms
Imprimir resultados	1
Tempo de wash-out (T_ω)	10

*Os três valores descritos na população e número máximo de gerações, foram utilizados no controle centralizado para 4 ESPs, 9 ESPs e 81 ESPs, respectivamente.

Depois de executar a primeira parte da metodologia os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.18, onde o mínimo valor de amortecimento alcançado foi de 14.63 %.

Tabela 5.18: Resultados do AG para os parâmetros dos ESPs, New England.

Esp_Ger	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq.(ωi)
Esp_1	19.957	9.914	3.195
Esp_2	17.665	5.845	6.035
Esp_3	12.20	9.846	9.343
Esp_4	19.57	8.098	9.847
Esp_5	19.563	4.552	3.317
Esp_6	17.594	9.532	9.522
Esp_7	19.022	3.596	28.923
Esp_8	11.217	9.609	6.956
Esp_9	10.647	2.758	9.269

Na Figura 5.46 é mostrado o diagrama de pólos com os controladores locais ajustados pelo AG, passando-se de um amortecimento de -7.31% até +14,71%.

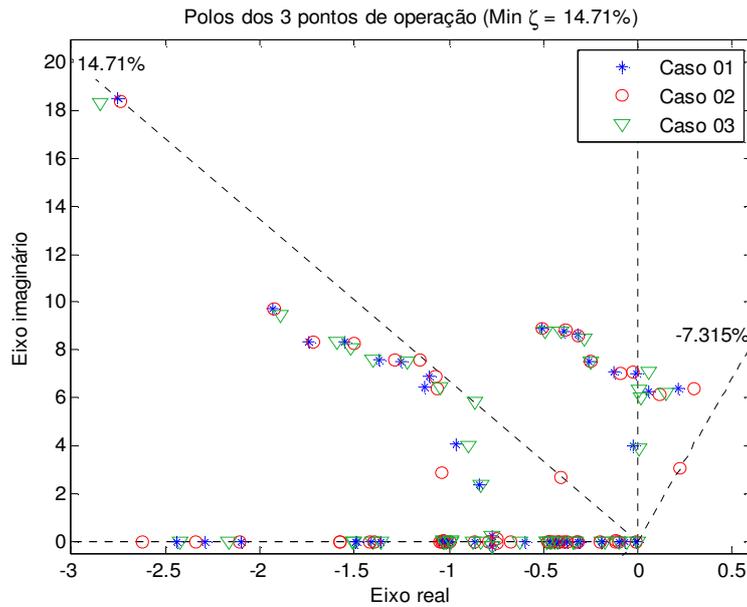


Figura 5.46: Pólos do New-England antes e depois do controle local.

5.4.2 Controle centralizado para New-England

Para melhorar os resultados obtidos pelo controle local, procede-se ao cálculo dos parâmetros do controle centralizado utilizando os sinais remotos obtidos pelas PMUs. Da mesma forma que o sistema JcIta, utiliza-se o diagrama de blocos da Figura 5.15 e tempos de atraso de comunicação dos sinais remotos iguais.

Para se determinar qual é o melhor sinal para conseguir este aumento de amortecimento, calculam-se os índices de observabilidade e controlabilidade relativa dos modos cujos valores de amortecimento são menores. Estes modos são mostrados na Tabela 5.19.

Tabela 5.19: Autovalores, amortecimento e frequência do New-England com controladores locais.

Caso#	Modo	Autovalor	Amort.(%)	Freq.(Hz)
1	16	-2.752 + 18.509i	14.70	2.98
	38	-1.107 + 6.917i	15.8	1.11
2	16	-2.742 + 18.381i	14.76	2.96
	34	-1.152 + 7.576i	15.03	1.22
	38	-1.068 + 6.862i	15.37	1.11
	48	-0.404 + 2.703i	14.78	0.43
3	16	-2.85 + 18.314i	15.38	2.95
	38	-1.049 + 6.470i	16.00	1.04
	40	-0.865 + 5.808i	14.74	0.93

Esta tabela mostra pode-se observar que o menor valor de amortecimento é de 14,70%, que correspondente ao Caso 1.

A observabilidade e controlabilidade relativas são mostradas graficamente para os Casos 1, 2 e 3 nas Figura 5.47 a Figura 5.48.

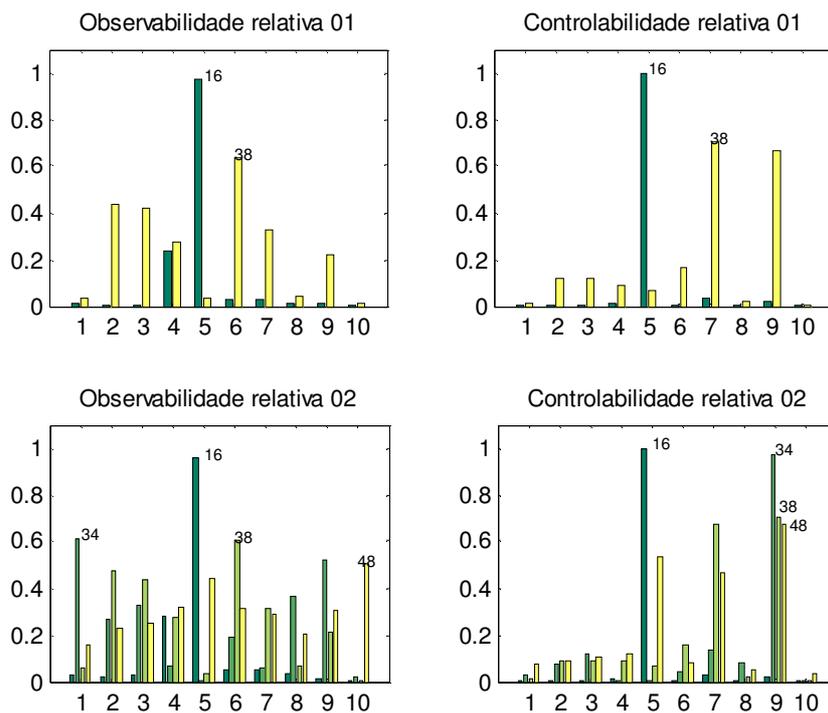


Figura 5.47: Observabilidade e controlabilidade relativa (Caso 1 e 2).

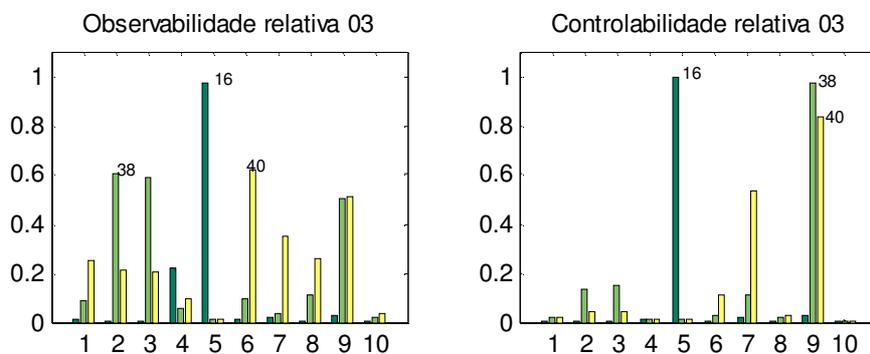


Figura 5.48: Observabilidade e controlabilidade relativa (Casos 3).

Das informações obtidas das figuras acima, utiliza-se os sinais provenientes das PMUs instaladas nos geradores 5 (barra 34), 7 (barra 36) e 9 (barra 38) para assim, calcular os parâmetros do controlador centralizado.

A continuação é mostrada três casos do controle centralizado: 4 ESPs com dois sinais de entradas e dois de saída (Figura 5.49), 9 ESPs com 3 sinais da entrada e 3 de saída (Figura 5.51) e um último caso usando 81 ESPs com 9 sinais de entrada e 9 de saída (Figura 5.52).

5.4.2.1 Considerando os sinais de G5 (ω_{34}) e G9(ω_{38}): 4 ESPs

Neste Caso se têm 4 ESPs (Figura 5.49), sendo os resultados obtidos pelo AG apresentados na Tabela 5.20. Consideraram-se 7 valores de tempos de atraso: 25, 50, 100, 150, 200, 250 e 300 ms.

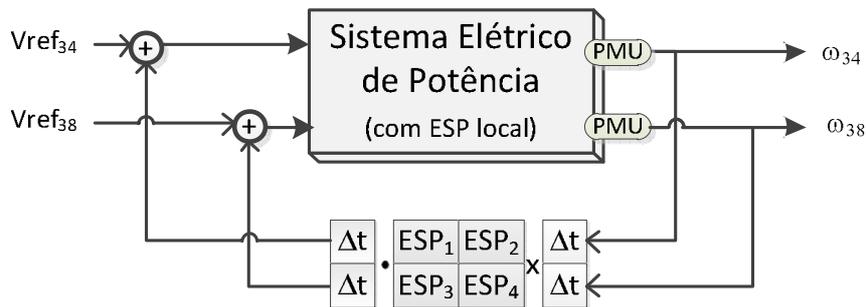


Figura 5.49: Configuração de controle centralizado com 4 ESPs.

Na Figura 5.50 são mostradas em forma de barras as variações do valor de amortecimento para vários valores de tempo de atraso dos sinais das PMUs.

Tabela 5.20: Resultados do AG para o controle centralizado com 4 ESPs.

ESP_Ger	Ganho(Ki)	Alfa(α_i)	Freq.(ω_i)	Δt /Amort
ESP ₁	9.524	9.88	21.246	25 ms
ESP ₂	4.591	7.898	27.314	16.22 %
ESP ₃	2.166	7.28	29.934	
ESP ₄	7.507	5.217	29.715	
ESP ₁	19.598	0.256	29.513	50ms
ESP ₂	13.999	4.219	28.639	16.27%
ESP ₃	17.513	0.723	29.268	
ESP ₄	4.235	7.783	23.742	
ESP ₁	15.812	0.147	3.473	100ms
ESP ₂	5.276	7.276	27.826	16.20%
ESP ₃	18.743	6.311	23.559	
ESP ₄	0.403	7.245	6.065	
ESP ₁	17.831	8.886	23.026	150ms
ESP ₂	5.667	9.437	6.142	15.93%
ESP ₃	3.978	3.614	29.487	
ESP ₄	0.067	9.488	8.606	
ESP ₁	0.649	8.444	21.394	200ms
ESP ₂	0.973	7.683	14.791	16.11%
ESP ₃	5.282	9.979	8.52	
ESP ₄	11.087	0.113	13.987	
ESP ₁	7.542	0.123	29.668	250ms
ESP ₂	18.361	0.104	19.256	16.21%
ESP ₃	9.331	9.89	12.336	
ESP ₄	6.634	0.123	13.773	
ESP ₁	4.888	0.608	11.841	300ms
ESP ₂	10.49	0.581	10.237	16.24%
ESP ₃	5.165	9.998	8.328	
ESP ₄	5.856	0.276	10.128	

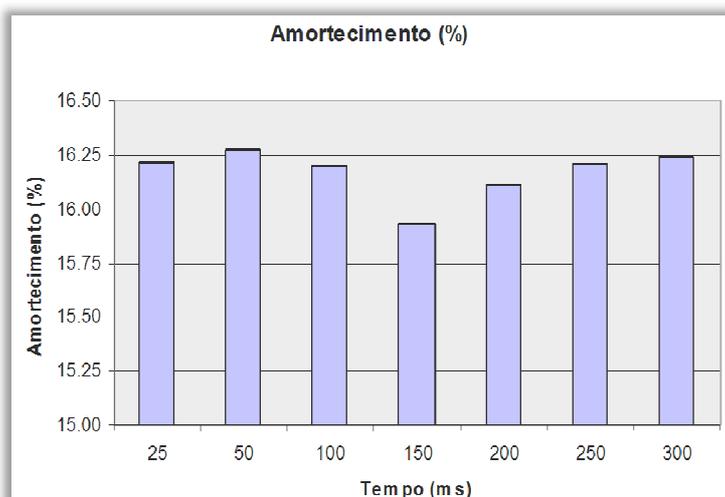


Figura 5.50: Amortecimentos obtidos com controle centralizado, 4 ESPs.

5.4.2.2 Considerando os sinais de G5 (ω_{34}), G7 (ω_{36}) e G9(ω_{38}): 9 ESPs

Neste caso, o controle centralizado compreende de um conjunto de 9 ESPs (Figura 5.51). Os resultados obtidos pelo AG para os 9 ESPs são mostrados na Tabela 5.21.

Considerou-se, para o controlador centralizado, dois valores de tempos de atraso: 50ms e 100ms.

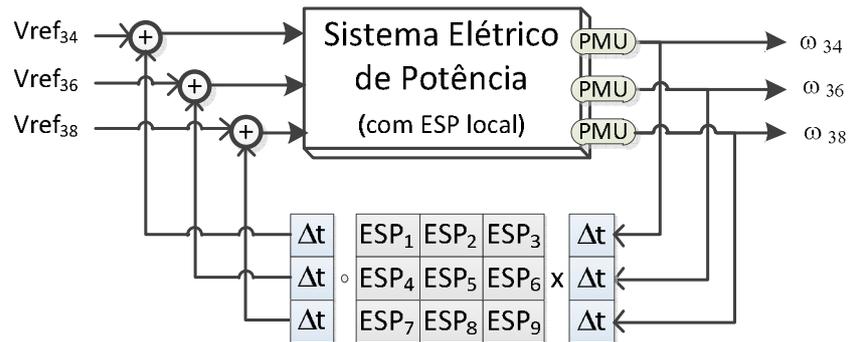


Figura 5.51: Diagrama de bloco para o controle centralizado com 9 ESPs.

Tabela 5.21: Resultados do AG do controle centralizado com 9 ESPs.

ESP	Ganho(Ki)	Alfa(ai)	Freq.(wi)	$\Delta t/$ Amort
ESP ₁	9.108	0.252	23.371	50 ms
ESP ₂	3.443	8.406	7.579	16.51 %
ESP ₃	19.957	1.200	24.304	
ESP ₄	18.598	0.681	15.507	
ESP ₅	8.616	8.368	19.358	
ESP ₆	1.841	0.113	12.162	
ESP ₇	0.094	9.224	14.350	
ESP ₈	1.930	4.060	29.300	
ESP ₉	4.466	8.867	10.792	
ESP ₁	9.685	1.009	21.304	100ms
ESP ₂	9.549	5.197	21.088	16.21%
ESP ₃	19.009	0.72	26.907	
ESP ₄	1.239	1.210	4.360	
ESP ₅	2.884	0.861	26.375	
ESP ₆	12.453	0.300	10.650	
ESP ₇	0.036	9.842	26.825	
ESP ₈	17.519	0.341	1.490	
ESP ₉	0.683	6.201	6.035	

5.4.2.3 Considerando os sinais de G1 (ω_{30}) a G9(ω_{38}): 81 ESPs

Pela quantidade de ESPs que o controlador centralizado (Figura 5.52) tem que ajustar, considerou-se o primeiro Caso, ou ponto de operação, e tempo de atraso dos sinais remotos de 100 ms. Os resultados obtidos pelo AG para os 81 ESPs são mostrados na Tabela 5.22 e Tabela 5.23, onde o valor conseguido com este controlador foi de 16.31%.

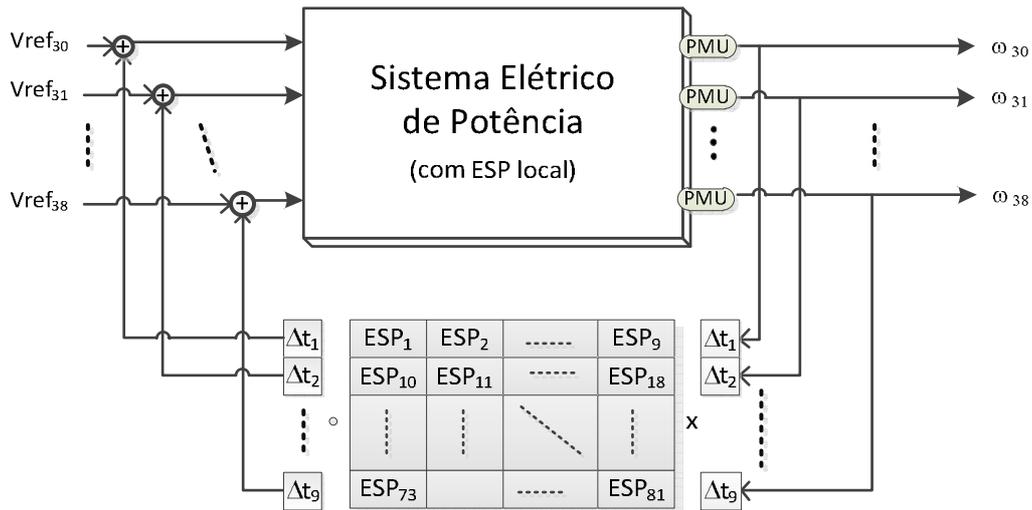


Figura 5.52: Diagrama de bloco para o controle centralizado com 81 ESPs.

Tabela 5.22: Resultados do AG para controle centralizado com 81 ESPs (ESP₁ - ESP₄₀).

ESP	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq(ωi)	---	ESP	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq(ωi)
ESP ₁	1.757	2.596	26.725		ESP ₂₁	9.225	0.195	6.206
ESP ₂	5.404	6.028	14.397		ESP ₂₂	2.937	4.886	18.435
ESP ₃	16.874	4.209	5.528		ESP ₂₃	11.129	1.546	15.171
ESP ₄	0.971	1.87	27.48		ESP ₂₄	6.839	2.543	23.52
ESP ₅	7.067	1.931	7.527		ESP ₂₅	2.604	1.668	13.239
ESP ₆	8.094	8.592	22.304		ESP ₂₆	0.128	7.718	21.242
ESP ₇	1.113	9.553	4.216		ESP ₂₇	6.531	3.912	28.828
ESP ₈	5.484	5.026	2.088		ESP ₂₈	4.766	3.718	20.27
ESP ₉	4.324	2.502	1.836		ESP ₂₉	19.273	7.811	26.137
ESP ₁₀	5.600	2.738	19.166		ESP ₃₀	13.388	4.784	19.639
ESP ₁₁	3.743	0.813	26.144		ESP ₃₁	10.357	4.574	29.078
ESP ₁₂	16.649	8.431	19.609		ESP ₃₂	12.139	9.212	17.552
ESP ₁₃	19.465	3.126	13.615		ESP ₃₃	8.981	2.670	27.888
ESP ₁₄	19.673	3.553	13.128		ESP ₃₄	12.318	3.48	13.988
ESP ₁₅	8.579	4.917	26.198		ESP ₃₅	14.081	8.34	24.055
ESP ₁₆	5.718	7.394	9.85		ESP ₃₆	11.638	6.984	10.787
ESP ₁₇	14.578	1.389	16.355		ESP ₃₇	10.984	4.008	27.425
ESP ₁₈	2.922	9.768	21.333		ESP ₃₈	3.578	6.202	8.639
ESP ₁₉	6.825	9.447	24.579		ESP ₃₉	5.191	6.585	20.863
ESP ₂₀	4.245	2.421	14.527		ESP ₄₀	7.496	0.717	9.814

Tabela 5.23: Resultados do AG para controle centralizado com 81 ESPs (ESP₄₁ - ESP₈₁).

ESP	Ganho(Ki)	Alfa(α_i)	Freq(ω_i)	---	ESP	Ganho(Ki)	Alfa(α_i)	Freq(ω_i)
ESP ₄₁	12.185	2.397	23.93		ESP ₆₂	11.968	5.029	19.961
ESP ₄₂	6.933	2.43	16.901		ESP ₆₃	9.433	4.999	25.614
ESP ₄₃	0.235	6.353	26.481		ESP ₆₄	11.72	2.285	5.746
ESP ₄₄	5.771	2.975	19.038		ESP ₆₅	7.125	8.842	19.072
ESP ₄₅	5.92	8.18	12.591		ESP ₆₆	11.79	0.632	12.746
ESP ₄₆	12.098	8.836	29.06		ESP ₆₇	18.364	3.695	14.422
ESP ₄₇	12.495	3.67	27.191		ESP ₆₈	0.032	5.969	27.909
ESP ₄₈	11.282	5.482	12.487		ESP ₆₉	3.981	3.846	3.925
ESP ₄₉	4.847	5.166	10.366		ESP ₇₀	14.021	1.605	5.793
ESP ₅₀	0.808	9.216	25.465		ESP ₇₁	0.229	1.666	5.176
ESP ₅₁	4.964	1.194	29.43		ESP ₇₂	11.342	1.131	13.448
ESP ₅₂	2.188	1.19	23.405		ESP ₇₃	10.26	0.191	1.576
ESP ₅₃	2.573	3.909	23.569		ESP ₇₄	2.565	1.168	23.95
ESP ₅₄	2.571	8.221	10.938		ESP ₇₅	10.479	0.467	28.077
ESP ₅₅	1.535	1.00	16.988		ESP ₇₆	5.124	1.815	7.656
ESP ₅₆	2.311	1.785	27.472		ESP ₇₇	17.117	5.183	21.468
ESP ₅₇	4.693	1.572	14.531		ESP ₇₈	1.77	0.458	8.275
ESP ₅₈	3.325	2.273	28.348		ESP ₇₉	0.764	9.691	12.038
ESP ₅₉	2.151	2.636	11.283		ESP ₈₀	0.42	9.843	18.322
ESP ₆₀	11.27	0.397	19.797		ESP ₈₁	4.272	8.943	16.558
ESP ₆₁	2.423	2.146	17.496		ζ_{\min}	16.31%	Freq:	3.01 Hz

A Figura 5.53 mostra o diagrama de pólos do primeiro ponto de operação para o controle centralizado de 81 ESPs, onde se observa, em azul (*), os pólos para o controle local e, em verde (∇), para o controle local e central com 81 ESPs.

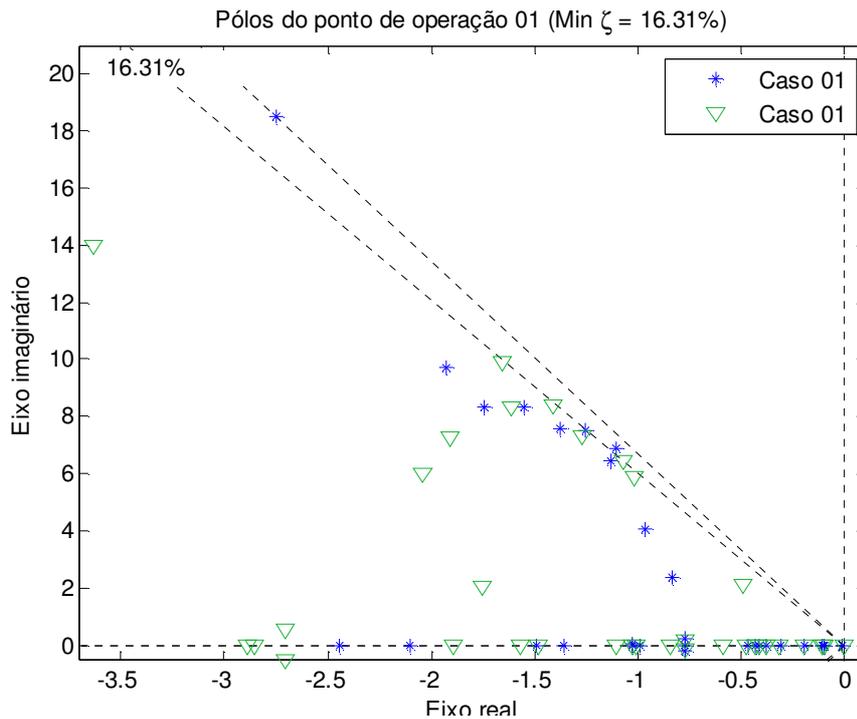


Figura 5.53: Pólos do New-England com controle centralizado (81 ESPs).

5.4.3 Perda de sinal no New-England

Nesta seção são mostrados os casos em que se perdem os sinais das PMUs. A consideração de perda de sinal é realizada após ter o controlador centralizado ajustado. Aqui foi considerado o controlador centralizado de 9 ESPs.

A Tabela 5.24 mostra as variações do valor de amortecimento quando é considerada a perda de sinal na entrada e saída do controlador centralizado. Nela é mostrada como o valor de amortecimento diminui quando é perdido o primeiro sinal. No caso em que são perdidos dois sinais, o amortecimento diminui com a perda dos sinais 1 e 3.

Tabela 5.24: Variação do amortecimento com perda de sinal.

Perda de sinal	Entrada		Saída	
1	15.07	14.65	14.64	14.71
2	15.03	15.97	15.58	15.88
3	14.88	14.87	14.93	14.82
1 e 2	14.64	14.74	13.34	14.70
1 e 3	14.88	14.61	14.63	14.71
2 e 3	14.81	13.51	14.66	14.64
Δ Tempo	50ms	100ms	50ms	100ms

A Tabela 5.25 apresenta as variações do valor de amortecimento, quando é considerada a perda do sinal tanto na entrada como na saída do controlador centralizado.

Tabela 5.25: Valor de amortecimento com perda de um sinal na entrada e um sinal na saída do controlador centralizado.

Perda de Sinal	Amort (%) (50ms)	Amort (%) (100ms)
e1 - s1	13.55	14.70
e1 - s2	15.13	14.64
e1 - s3	14.92	14.65
e2 - s1	14.66	14.71
e2 - s2	15.07	14.73
e2 - s3	14.63	14.83
e3 - s1	14.63	14.71
e3 - s2	14.07	15.04
e3 - s3	14.96	14.26

Ela mostra que o menor valor de amortecimento acontece quando é perdido o terceiro sinal na entrada e na saída, caso o tempo de atraso seja de 100 ms. No caso de o tempo de atraso ser de 50 ms, o menor amortecimento é dado pela perda do sinal 3 na entrada e 2 na saída.

5.4.4 Simulação no tempo para New-England

Para a validação dos valores encontrados com a metodologia, utilizou-se o sistema da Figura 5.51 com os valores do controle centralizado dados na Tabela 5.21 considerando tempo de atraso de 50 ms.

Curto circuito de 100 ms na barra 25: Caso 1

As curvas mostradas a seguir são as respostas do gerador mais próximo ao evento assim como a dos geradores onde se obtiveram os sinais remotos: gerador 5 (barra 34), gerador 7 (barra 36) e gerador 9 (barra 38).

A Figura 5.54 mostra as curvas de variações de ângulo do gerador 5 e 7 para o Caso 1. Para o Caso 3, estas mesmas curvas são mostradas na Figura 5.55.

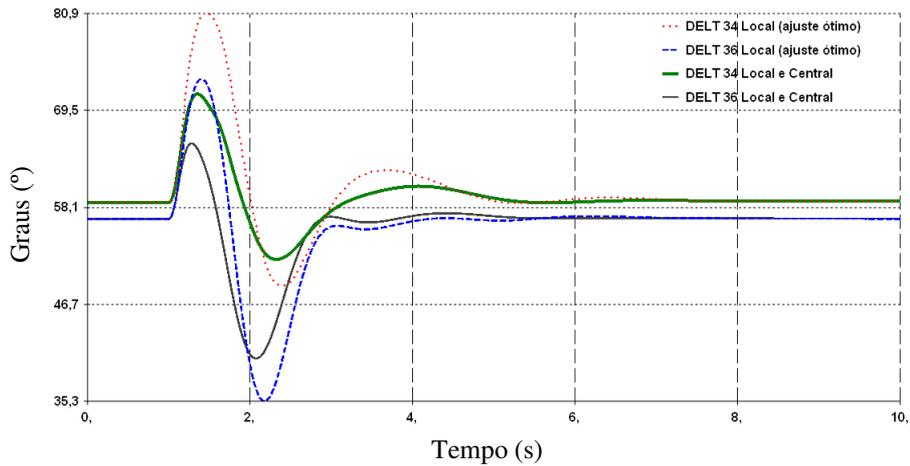


Figura 5.54: Ângulo do gerador 5 (Delt 34) e 7 (Delta 36), Caso 1.

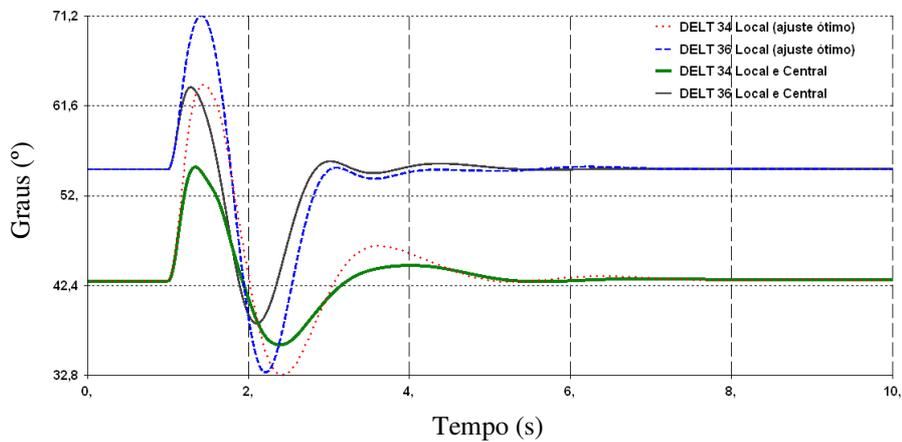


Figura 5.55: Ângulo do gerador 5 (Delt 34) e 7 (Delta 36), Caso 3.

Das figuras acima, pode-se observar que o sistema é estável para as duas configurações de controle. A resposta dos ângulos com controle local-central é ligeiramente mais rápido que com controle local e atingem o regime permanente quase ao mesmo tempo. Isto acontece para os dois pontos de operação (Caso 1 e Caso 3).

Na Figura 5.56 e Figura 5.57 são mostradas as curvas dos ângulos para o gerador 8 (barra 37) e gerador 9 (barra 38). O gerador 8 é o gerador mais próximo ao evento ocorrido (barra 37).

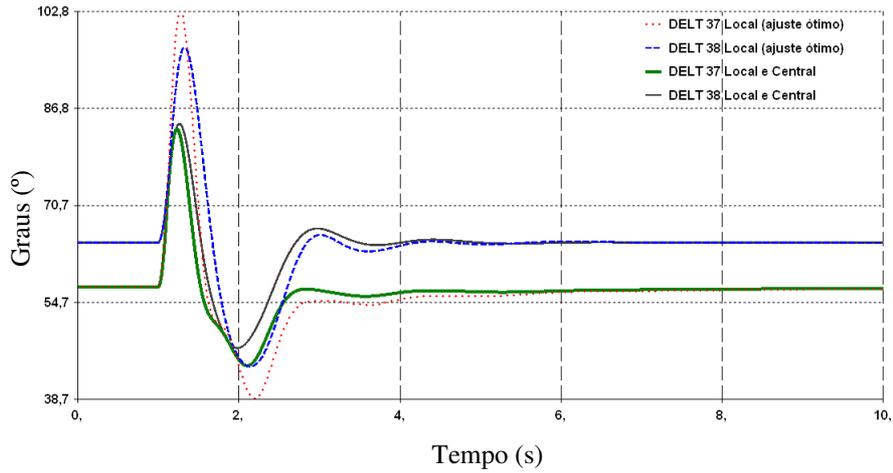


Figura 5.56: Ângulo do gerador 8 (Delt 37) e gerador 9 (Delta 38), Caso 1.

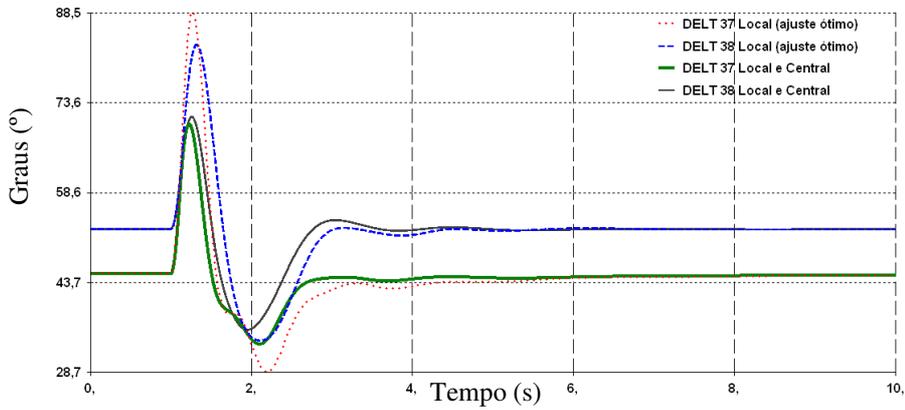


Figura 5.57: Ângulo do gerador 8 (Delt 37) e gerador 9 (Delta 38), Caso 3.

Das figuras acima, as curvas dos ângulos com controle local e local-central variam de forma similar nos geradores 8 (barra 37) e 9 (barra 38) dadas na Figura 5.56 e Figura 5.57, respectivamente. As respostas com controle local e com controle local-central são estáveis e chegam a atingir o regime permanente quase ao mesmo tempo.

5.5 Sistema Brasileiro Reduzido 33 Barras (S33BR)

Os dados deste sistema se encontram em [149] e são usados pelos autores do artigo [150]. Ele compreende uma parte do sistema sul e conta com 7 geradores equivalentados e 33 barras, tal como mostra a Figura 5.58. Foram criados 31 Casos ou Pontos de Operação (PO), redespachando usinas e desligando linhas de transmissão (LT), com o objetivo de gerar pontos de operação similares aos encontrados em qualquer sistema real.

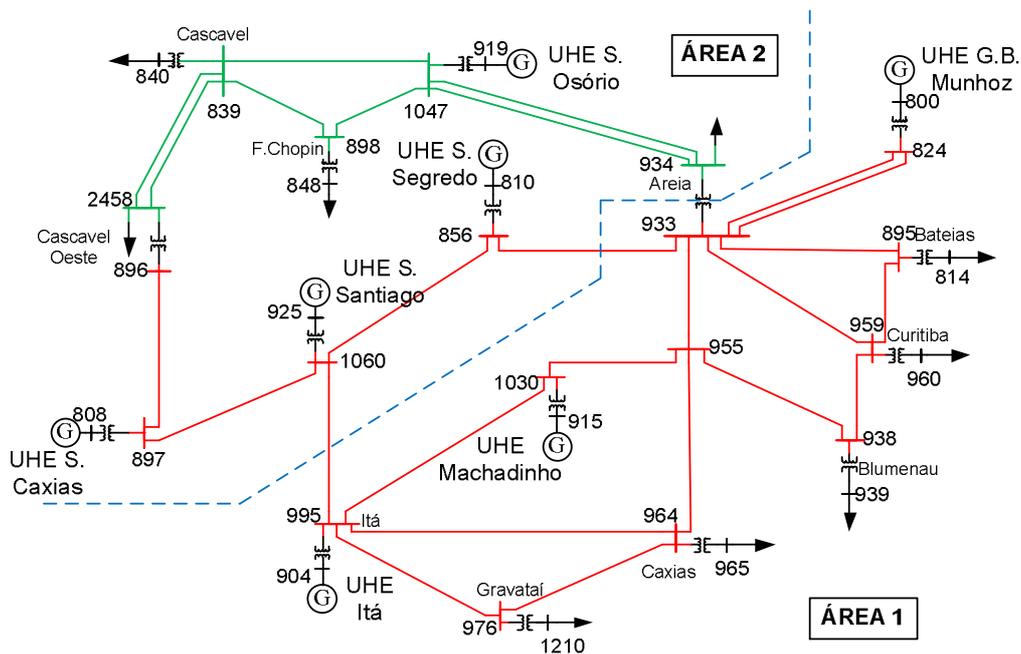


Figura 5.58: Configuração do sistema reduzido de Brasil, 33 Barras.

Deve-se ressaltar que as máquinas deste sistema foram representadas de forma individual e não equivalente como normalmente é, obtendo-se, assim, 24 geradores e não 7. A Figura 5.59 mostra como exemplo a configuração da barra 904 Ita.

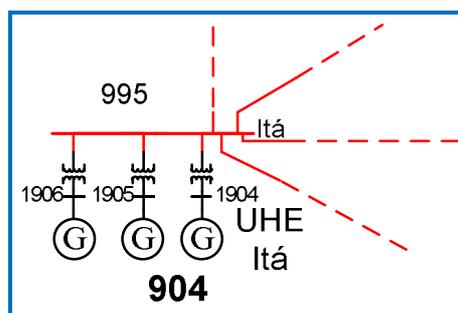


Figura 5.59: Configuração da UHE – Ita (904: 1904, 1905 e 1906) - individualizado.

A Tabela 5.26 mostra a enumeração utilizada para a dita individualização. Nota-se que as máquinas estão em diferente número de barramentos já que estas são conectadas ao sistema via transformadores de potência.

Tabela 5.26: Lista das usinas com suas máquinas individualizadas do S33BR.

Número da Barra	Nome da Barra ou Usina	Número de Máquinas da Usina				Total 24
		1	2	3	4	
800	GBMUNHOZ	1800	1801	1802	1803	4
808	SCAXIAS	1808	1809	1810	1811	4
810	GNBRAGA	1820	1821	1822	1823	4
904	ITA	1904	1905	1906	-	3
915	MACHADIN	1915	1916	-	-	2
919	SOSOR1A4	1919	1920	1921	1922	4
925	SSANTIAG	1925	1926	1927	-	3

Na Tabela 5.27 são mostradas as mudanças realizadas no sistema para obter os 31 Casos ou pontos de operação.

Tabela 5.27: Lista dos 31 PO do S33BR.

Caso	Descrição	Caso	Descrição
1	Sistema-Teste de 33 Barras - Caso Base	16	Caso 1 + Retirada da LT 1060 995 + sem ajuste
2	Caso Base + Aumento da carga em 10.25%	17	Caso 2 + Retirada da LT 1060 995 + sem ajuste
3	Caso Base + Redespacho de geradores: Área 2 (\uparrow 400MW) e Área 1 (\downarrow 400MW)	18	Caso 3 + Retirada da LT 1060 995 + sem ajuste
4	Caso 1 + Manutenção da LT 1060 856	19	Caso 4 + perde LT 839 1047
5	Caso 2 + Manutenção da LT 1060 856	20	Caso 4 + perde LT 839 2458
6	Caso 3 + Manutenção da LT 1060 856	21	Caso 4 + perde LT 955 1030
7	Caso 1 + Manutenção da LT 1060 995	22	Caso 5 + perde LT 839 1047
8	Caso 2 + Manutenção da LT 1060 995	23	Caso 5 + perde LT 839 2458
9	Caso 3 + Manutenção da 1060 995	24	Caso 5 + perde LT 955 1030
10	Caso 1 + Manutenção da LT 1060 897 + Redespacho de: 904 919 925 808	25	Caso 7 + perde LT 955 1030
11	Caso 2 + Manutenção da LT 1060 897 + Redespacho de 904 919 925 808	26	Caso 10 + perde LT 955 1030
12	Caso 3 + Manutenção da LT 1060 897 + Redespacho de 904 919 925 808	27	Caso 10 + perde LT 933 856
13	Caso 1 + Retira a LT 1060 856 + sem ajuste	28	Caso 11 + perde LT 955 1030
14	Caso 2 + Retira a LT 1060 856 + sem ajuste	29	Caso 11 + perde LT 933 856
15	Caso 3 + Retira a LT 1060 856 + sem ajuste	30	Caso 12 + perde LT 955 1030
		31	Caso 12 + perde LT 933 856

Como o sistema utiliza máquinas individualizadas, a Tabela 5.28 mostra uma lista do número de máquinas utilizadas para cada conjunto de pontos de operação, tal

como é no caso de um sistema real. A última coluna indica o número de máquinas totais para o conjunto de casos de operação.

Tabela 5.28: Lista da utilização das máquinas para os 31 PO do S33BR.

No. Caso	Número de máquinas de cada Usina							Máquinas
	800	808	810	904	915	919	925	Totais
1,2,4,5,7,8,13,14, 16,17,19,20-25	3	4	4	2	1	4	3	21
3,9	4	3	3	2	1	4	3	20
10	3	2	4	3	1	4	3	20
15,18	3	3	3	2	2	4	3	20
6	3	3	3	2	1	4	3	19
11,26-29	3	2	4	3	1	3	3	19
30,31	3	2	3	3	2	3	3	19
12	3	2	3	3	1	3	3	18
máximo	4	4	4	3	2	4	3	21

A Tabela 5.29 e Tabela 5.30 mostram como se encontra o sistema nos 31 PO. Observa-se que o menor valor de amortecimento é dado pelo Caso 29 (Modo 83) com -5.02 %, e frequência de oscilação 0.71Hz. Observa-se, também, que os menores valores de amortecimento para a faixa ou modo de oscilação (última coluna - Tipo) inter-área (ia), local (lc) e intra-planta (ip) é dado nos Casos 29, 24 e 19 com -5.02% em 0.71Hz, -0.04% em 0.9Hz e 0.29% em 1.21 Hz, respectivamente.

Tabela 5.29: Autovalores, amortecimento e frequências do S33BR (PO: 1-15).

Caso #	Modo	Autovalor	Amort. (%)	Freq.(rad/s)	Freq.(Hz)	Tipo
1	72	-0.193 + 7.900i	2.44	7.92	1.26	ip
2	72	-0.183 + 7.890i	2.32	7.92	1.26	ip
3	69	-0.241 + 7.774i	3.1	7.79	1.24	ip
4	62	-0.144 + 7.927i	1.82	7.92	1.26	ip
5	70	-0.145 + 7.929i	1.83	7.92	1.26	ip
6	46	-0.144 + 7.900i	1.82	7.92	1.26	ip
7	70	-0.204 + 8.041i	2.54	8.04	1.28	ip
8	59	-0.188 + 8.025i	2.34	8.04	1.28	ip
9	53	-0.114 + 7.829i	1.46	7.85	1.25	ip
10	87	-0.048 + 5.011i	0.95	5.03	0.8	ia
11	84	-0.045 + 5.161i	0.86	5.15	0.82	ia
12	80	-0.035 + 5.136i	0.68	5.15	0.82	ia
13	47	-0.153 + 7.958i	1.92	7.98	1.27	ip
14	48	-0.179 + 8.013i	2.23	8.04	1.28	ip
15	63	-0.176 + 7.950i	2.21	7.98	1.27	ip

Tabela 5.30: Autovalores, amortecimento e frequências do S33BR (PO: 16-31).

Caso #	Modo	Autovalor	Amort. (%)	Freq. (rad)	Freq.(Hz)	tipo
16	48	-0.114 + 7.910i	1.45	7.92	1.26	ip
17	48	-0.185 + 8.023i	2.31	8.04	1.28	ip
18	53	-0.204 + 8.033i	2.54	8.04	1.28	ip
19	47	-0.022 + 7.586i	0.29	7.60	1.21	ip
20	48	-0.132 + 7.886i	1.67	7.92	1.26	ip
21	62	-0.009 + 5.648i	0.16	5.65	0.9	lc
22	50	-0.048 + 7.638i	0.63	7.67	1.22	ip
23	73	-0.159 + 7.955i	2	7.98	1.27	ip
24	59	0.002 + 5.635i	-0.04	5.65	0.9	lc
25	47	-0.149 + 8.011i	1.86	8.04	1.28	ip
26	84	0.013 + 5.046i	-0.25	5.03	0.8	ia
27	84	0.175 + 4.740i	-3.69	4.71	0.75	ia
28	80	-0.032 + 5.141i	0.61	5.15	0.82	ia
29	83	0.238 + 4.740i	-5.02	4.71	0.75	ia
30	92	-0.042 + 5.132i	0.82	5.15	0.82	ia
31	93	0.14 + 4.885i	-2.87	4.90	0.78	ia

A Figura 5.60 mostra os pólos dos 31 pontos de operação em malha aberta. As linhas ponteadas horizontais indicam a faixa de frequência de oscilação. A Figura 5.61, mostra os números de pólos em malha aberta para os 31 pontos de operação.

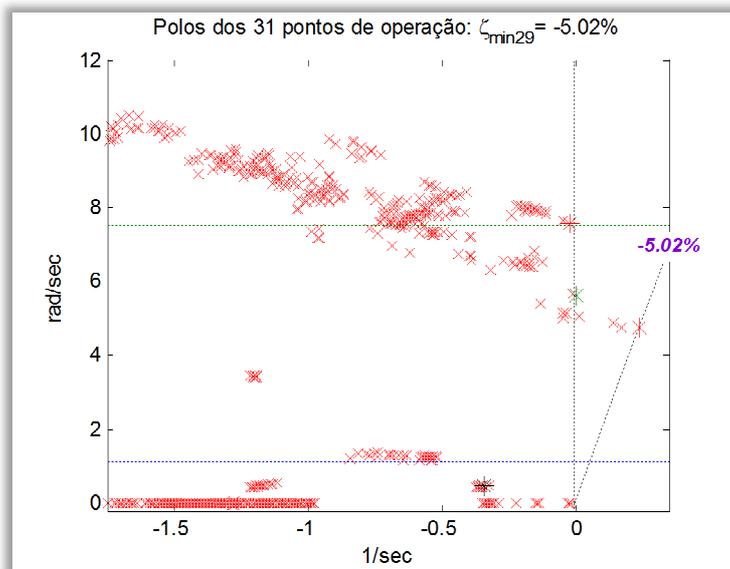


Figura 5.60: Diagrama de pólos do sistema S33BR em malha aberta.

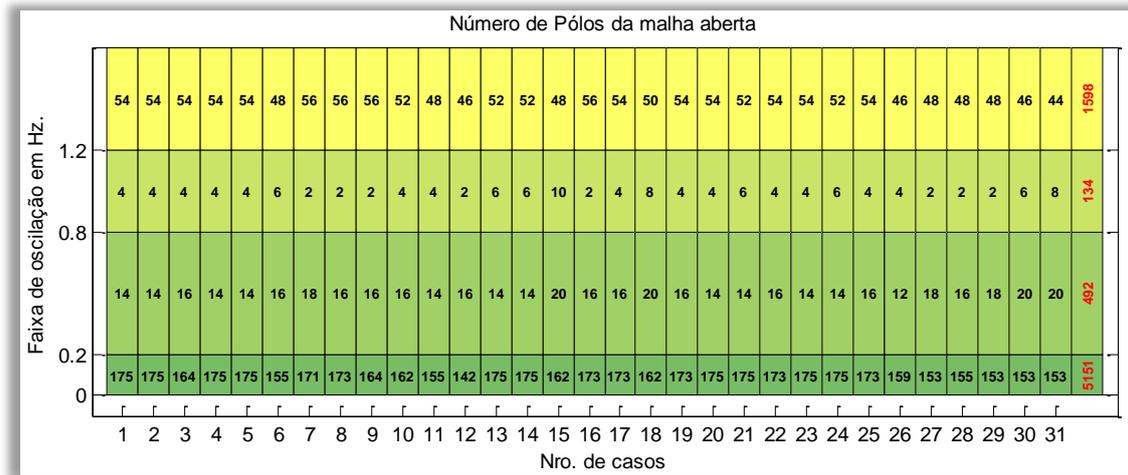


Figura 5.61: Número de pólos em malha aberta do S33BR.

5.5.1 Controle descentralizado ou local para o S33BR

Neste item se realizará o controle local mediante os ajustes dos ESPs. Estes serão ajustados de forma a encontrar o valor máximo de amortecimento do sistema, considerando a importância da oscilação inter-área, utilizando a metodologia citada na seção 4.3.1.

Na Figura 5.62 é mostrado o diagrama de blocos o qual é utilizado, nesta primeira etapa, para ajustar os parâmetros dos ESPs.

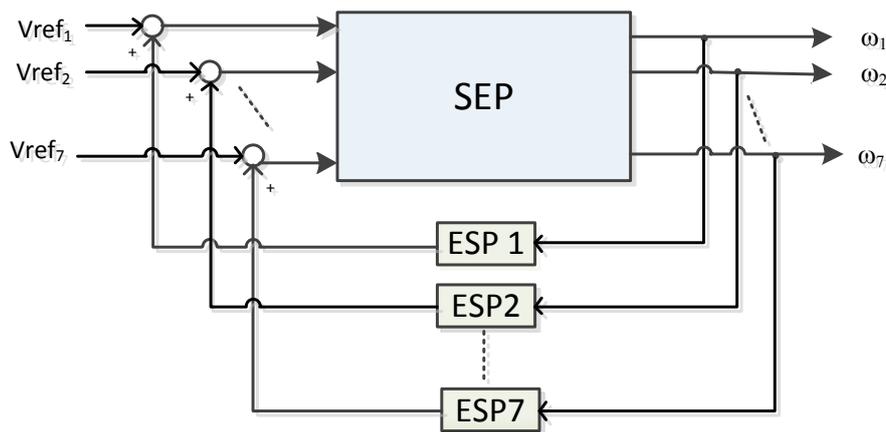


Figura 5.62: Diagrama de bloco do controle local.

Aqui utilizaremos o programa PACDYN para obter as matrizes de estado. A função de transferência considerada é dada por (5.5).

$$V_{ref} / W_w \quad (5.5)$$

Os parâmetros do algoritmo genético são dados na Tabela 5.31, assim como o valor do tempo de wash-out (T_w) considerado para este sistema.

Tabela 5.31: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.

Parâmetro	Descrição
Codificação utilizada	Real
População	30
Número máximo de gerações	50
Tipo de Cruzamento	Cruzamento três pontos
Probabilidade de Cruzamento	80 %
Operador de Mutação	Decresc. Exponencial
Probabilidade mutação máxima P_m^{\min}	10.0 %
Probabilidade mutação mínima P_m^{\max}	5 %
Pré-aquecimento	1
Indivíduos no pré-aquecimento	5
Número Indivíduos no Torneio	3 indivíduos
Geração máxima na redução	5
Geração no deslocamento e expansão	10
Fator de redução	0.7
Fator de deslocamento	1.3
Tempo de atraso	0.0 seg
Imprimir resultados	1
Tempo de wash-out (T_w)	3.0
Mínimo Intra-planta/parar	15
Mínimo Local/parar	20
Mínimo Inter-área/parar	25

Depois de executar o AG, os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.32, onde o valor de amortecimento mínimo obtido foi de 10.80 %.

Na Figura 5.63 é mostrado o diagrama de pólos com os controladores locais ajustados pelo AG, passando-se de um amortecimento de -5.02 % a +10.80% para os 31 pontos de operação. A mesma figura mostra os mínimos valores de amortecimento conseguido para cada faixa de frequência de oscilação, obtendo-se amortecimento mínimo intra-planta de 10.80%, mínimo local de 17.91% e mínimo inter-área de 32.40%.

Tabela 5.32: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG.

	ESP _{BARRA}	Ki	α_i	ω_i	---	ESP _{BARRA}	Ki	α_i	ω_i	
800	ESP _{_1800}	17.706	7.726	15.893		904	ESP _{_1904}	12.481	4.052	29.407
	ESP _{_1801}	19.263	5.904	6.838		ESP _{_1905}	2.274	2.267	13.082	
	ESP _{_1802}	19.813	6.586	10.524		ESP _{_1906}	8.634	2.017	19.471	
	ESP _{_1803}	14.393	7.776	6.495		915	ESP _{_1915}	19.601	4.654	12.642
808	ESP _{_1808}	18.406	2.991	29.855		ESP _{_1916}	11.237	7.677	19.798	
	ESP _{_1809}	19.951	5.932	4.571		919	ESP _{_1919}	1.543	2.489	28.702
	ESP _{_1810}	16.959	7.612	19.945		ESP _{_1920}	6.336	3.114	15.040	
	ESP _{_1811}	17.747	5.363	4.251		ESP _{_1921}	18.794	6.327	29.249	
810	ESP _{_1820}	17.663	5.449	2.459		ESP _{_1922}	9.965	8.160	12.990	
	ESP _{_1821}	18.979	5.007	17.914		925	ESP _{_1925}	18.743	3.045	6.857
	ESP _{_1822}	19.192	6.244	18.876		ESP _{_1926}	18.192	8.496	16.605	
	ESP _{_1823}	16.046	5.914	23.518		ESP _{_1927}	18.551	4.596	21.379	

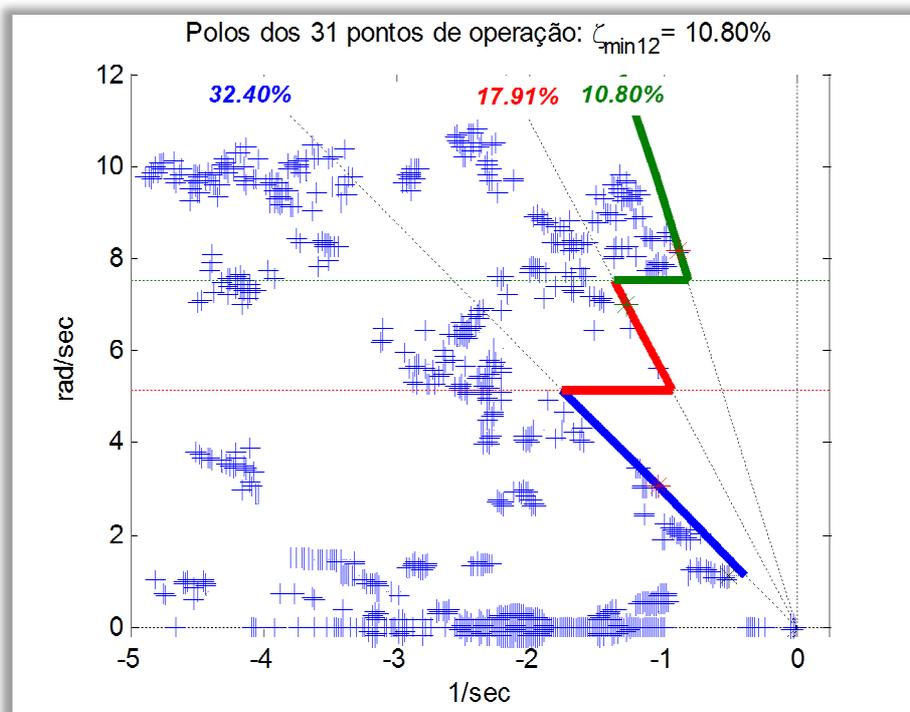


Figura 5.63: Digrama de pólos com controladores locais ajustados.

A Figura 5.64(a) mostra os menores valores de amortecimento para cada ponto de operação da malha fechada, onde observamos que todos os pólos que geram valores mínimos correspondem à faixa de frequência de oscilação intra-planta (Freq>1.2Hz). A Figura 5.64 (b) e Figura 5.64(c) mostram, respectivamente, os números de pólos que existem nas faixas de frequência para malha aberta e malha fechada nos 31 pontos de operação.

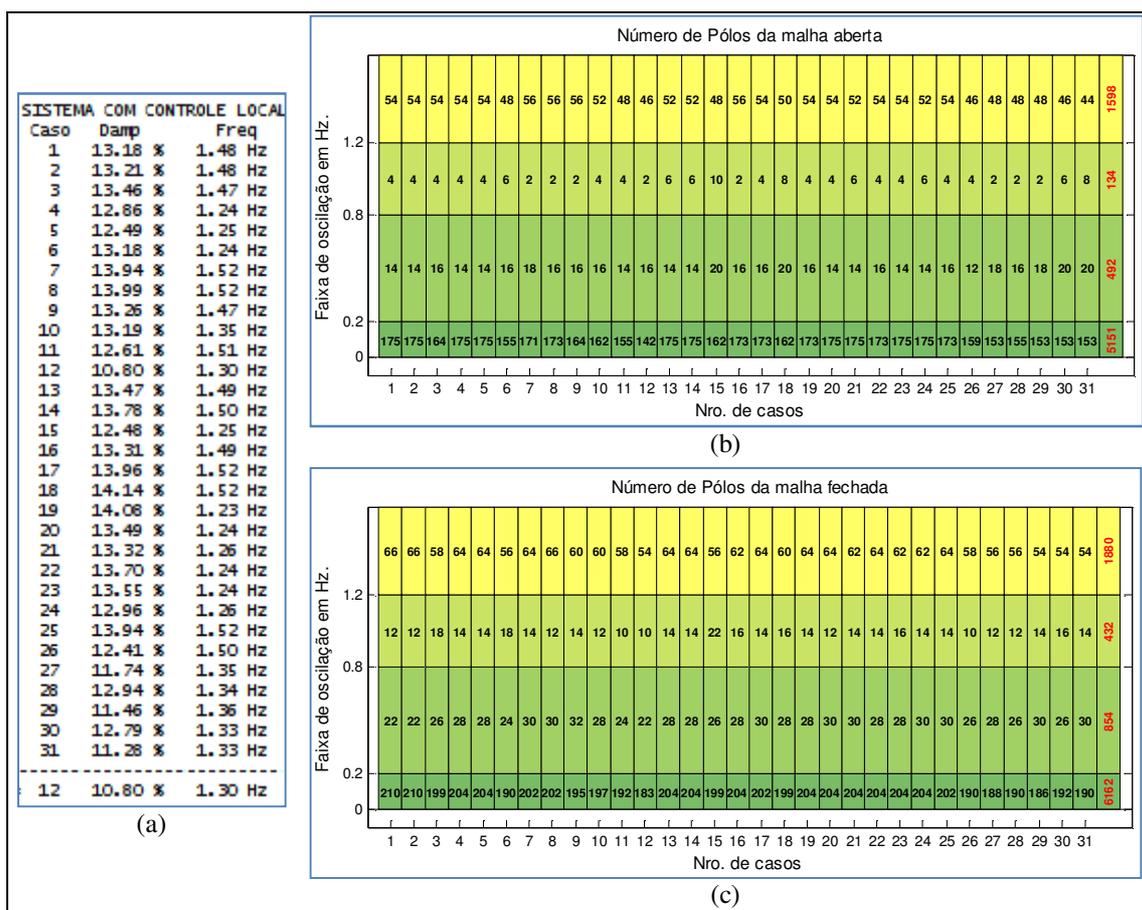


Figura 5.64: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.

5.5.2 Controle centralizado para o S33BR

Para melhorar os resultados obtidos com o controle local, calculam-se os parâmetros do controle centralizado, o qual utiliza os sinais remotos obtidos pelas PMUs. Para esse cálculo deste utilizar-se-á o diagrama de blocos mostrado na Figura 5.65 e serão considerados tempos de atraso iguais na entrada e na saída do controlador.

Para se determinar qual é o melhor sinal para aumentar o amortecimento, calculam-se os índices de observabilidade e controlabilidade relativos dos novos modos com menor valor de amortecimento, similar ao estudo inicial antes de proceder com o controle local. Os menores amortecimentos da malha fechada (sistema com ESPs locais) são mostrados na Tabela 5.33 e Tabela 5.34. A última coluna destas tabelas (faixa) indica se o modo de oscilação, da segunda coluna, pertence à faixa de frequência intra-planta, local ou inter-área.

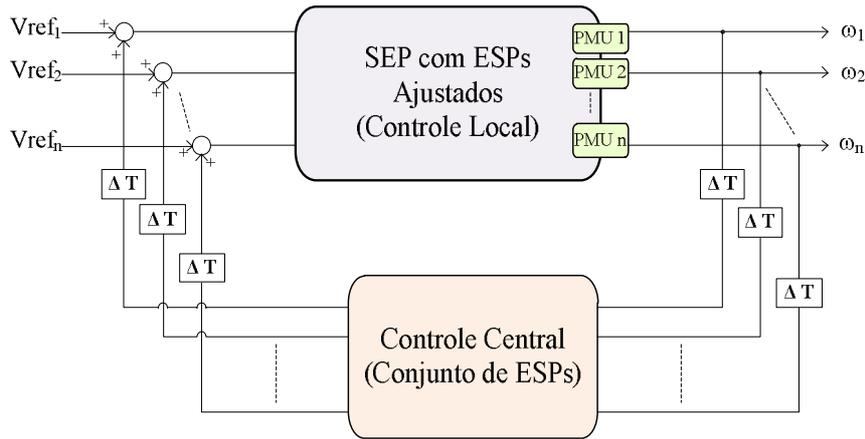


Figura 5.65: Diagrama de blocos do controle centralizado.

Nelas se podem observar os menores valores de amortecimentos para cada faixa de frequência (coluna Tp^6): $\zeta_{Ip_min} = 10.80$, $\zeta_{Lc_min} = 17.91$ e $\zeta_{Ia_min} = 32.40$. Observa-se, também, que os menores valores de cada ponto de operação são dados na frequência intra-planta.

Tabela 5.33: Autovalores, amortecimento e frequência do S33BR (Caso 1 a 16).

PO	Mod	Autovalor	Amort (%)	Freq. (Hz)	Tp	PO	Mod	Autovalor	Amort (%)	Freq. (Hz)	Tp
1	90	-1.23 + 9.28i	13.18	1.48	ip	9	94	-1.24 + 9.24i	13.26	1.47	ip
	161	-2.51 + 6.54i	35.82	1.04	lc		112	-1.28 + 7.02i	17.91	1.12	lc
	180	-1.19 + 3.44i	32.60	0.55	ia		171	-1.19 + 3.45i	32.69	0.55	ia
2	95	-1.24 + 9.28i	13.21	1.48	ip	10	105	-1.13 + 8.46i	13.19	1.35	ip
	117	-2.52 + 6.6i	35.63	1.05	lc		130	-2.80 + 6.42i	39.91	1.02	lc
	180	-1.19 + 3.44i	32.61	0.55	ia		176	-1.18 + 3.44i	32.46	0.55	ia
3	92	-1.25 + 9.23i	13.46	1.47	ip	11	86	-1.21 + 9.49i	12.61	1.51	ip
	130	-2.51 + 6.44i	36.29	1.02	lc		123	-2.61 + 6.35i	38.05	1.01	lc
	178	-1.19 + 3.44i	32.58	0.55	ia		166	-1.18 + 3.44i	32.46	0.55	ia
4	109	-1.01 + 7.82i	12.86	1.24	ip	12	97	-0.89 + 8.19i	10.80	1.30	ip
	163	-2.46 + 6.39i	35.92	1.02	lc		113	-2.56 + 6.29i	37.65	1.00	lc
	180	-1.19 + 3.45i	32.57	0.55	ia		151	-1.18 + 3.44i	32.46	0.55	ia
5	105	-0.99 + 7.85i	12.49	1.25	ip	13	93	-1.27 + 9.34i	13.47	1.49	ip
	124	-2.47 + 6.44i	35.83	1.02	lc		129	-2.51 + 6.37i	36.67	1.01	lc
	182	-1.19 + 3.45i	32.58	0.55	ia		179	-1.19 + 3.44i	32.55	0.55	ia
6	103	-1.04 + 7.79i	13.18	1.24	ip	14	91	-1.31 + 9.45i	13.78	1.50	ip
	130	-2.50 + 6.32i	36.73	1.01	lc		125	-2.54 + 6.36i	37.12	1.01	lc
	166	-1.19 + 3.44i	32.56	0.55	ia		179	-1.19 + 3.44i	32.56	0.55	ia
7	105	-1.34 + 9.55i	13.94	1.52	ip	15	123	-0.99 + 7.83i	12.48	1.25	ip
	144	-1.67 + 7.26i	22.40	1.16	lc		135	-1.44 + 7.03i	20.07	1.12	lc
	180	-1.19 + 3.45i	32.60	0.55	ia		179	-1.19 + 3.45i	32.60	0.55	ia
8	93	-1.35 + 9.54i	13.99	1.52	ip	16	93	-1.25 + 9.33i	13.31	1.49	ip
	111	-1.55 + 7.2i	21.10	1.15	lc		130	-1.48 + 7.11i	20.37	1.13	lc
	179	-1.19 + 3.45i	32.63	0.55	ia		180	-1.19 + 3.45i	32.63	0.55	ia

⁶ A coluna Tp indica os tipos de modo de oscilação: intra-planta (ip), local (lc) e inter-área (ia).

Tabela 5.34: Autovalores, amortecimento e frequência (Caso 17 a 31).

PO	Mod	Autovalor	Amort (%)	Freq. (Hz)	Tp	PO	Mod	Autovalor	Amort (%)	Freq. (Hz)	Tp
17	93	-1.34 + 9.53i	13.96	1.52	ip	25	93	-1.34 + 9.54i	13.94	1.52	ip
	123	-1.52 + 7.18i	20.74	1.14	lc		130	-1.05 + 5.62i	18.30	0.89	lc
	180	-1.19 + 3.45i	32.63	0.55	ia		179	-1.21 + 3.46i	32.98	0.55	ia
18	93	-1.37 + 9.56i	14.14	1.52	ip	26	88	-1.18 + 9.4i	12.41	1.50	ip
	128	-1.25 + 6.47i	18.98	1.03	lc		108	-2.22 + 7.54i	28.27	1.20	lc
	179	-1.19 + 3.45i	32.70	0.55	ia		166	-1.18 + 3.45i	32.44	0.55	ia
19	107	-1.10 + 7.74i	14.08	1.23	ip	27	102	-1.00 + 8.47i	11.74	1.35	ip
	155	-2.22 + 5.54i	37.17	0.88	lc		123	-2.41 + 6.52i	34.69	1.04	lc
	174	-1.19 + 3.45i	32.56	0.55	ia		166	-1.19 + 3.44i	32.55	0.55	ia
20	105	-1.06 + 7.8i	13.49	1.24	ip	28	102	-1.10 + 8.43i	12.94	1.34	ip
	128	-2.50 + 6.31i	36.81	1.00	lc		117	-1.90 + 7.14i	25.78	1.14	lc
	178	-1.19 + 3.45i	32.56	0.55	ia		166	-1.18 + 3.45i	32.50	0.55	ia
21	125	-1.06 + 7.89i	13.32	1.26	ip	29	101	-0.99 + 8.54i	11.46	1.36	ip
	141	-1.69 + 7.32i	22.50	1.17	lc		118	-2.39 + 6.72i	33.47	1.07	lc
	180	-1.19 + 3.45i	32.66	0.55	ia		170	-1.04 + 3.05i	32.40	0.49	ia
22	107	-1.07 + 7.76i	13.70	1.24	ip	30	104	-1.08 + 8.37i	12.79	1.33	ip
	129	-2.51 + 6.35i	36.74	1.01	lc		108	-1.68 + 7.4i	22.12	1.18	lc
	174	-1.19 + 3.45i	32.56	0.55	ia		169	-1.18 + 3.45i	32.43	0.55	ia
23	105	-1.06 + 7.78i	13.55	1.24	ip	31	106	-0.95 + 8.38i	11.28	1.33	ip
	126	-2.51 + 6.34i	36.83	1.01	lc		113	-1.46 + 7.14i	20.03	1.14	lc
	180	-1.19 + 3.45i	32.57	0.55	ia		167	-1.18 + 3.44i	32.50	0.55	ia
24	109	-1.04 + 7.93i	12.96	1.26	ip	min_{IP}:		PO ₁₂	$\zeta_{IP} = 10.80\%$	1.30	Hz
	113	-1.67 + 7.31i	22.31	1.16	lc	min_{LC}:		PO ₀₉	$\zeta_{LC} = 17.91\%$	1.12	Hz
	179	-1.19 + 3.45i	32.67	0.55	ia	min_{IA}:		PO ₂₉	$\zeta_{IA} = 32.40\%$	0.49	Hz

Das Tabela 5.33 e Tabela 5.34, calculam-se a observabilidade e controlabilidade relativas. Um resumo é mostrado na Figura 5.66 e Figura 5.67. Os números acima das barras (Figura 5.66) mostram a quantidade de modos (menores que 21%) que podem ser observados (Sinal IN) e controlados (Sinal OUT) pelos geradores que estão nos barramentos 808 (1808, 1809, 1810 e 1811), 810 (1820, 1821, 1822 e 1823) e 904 (1904, 1905 e 1906).

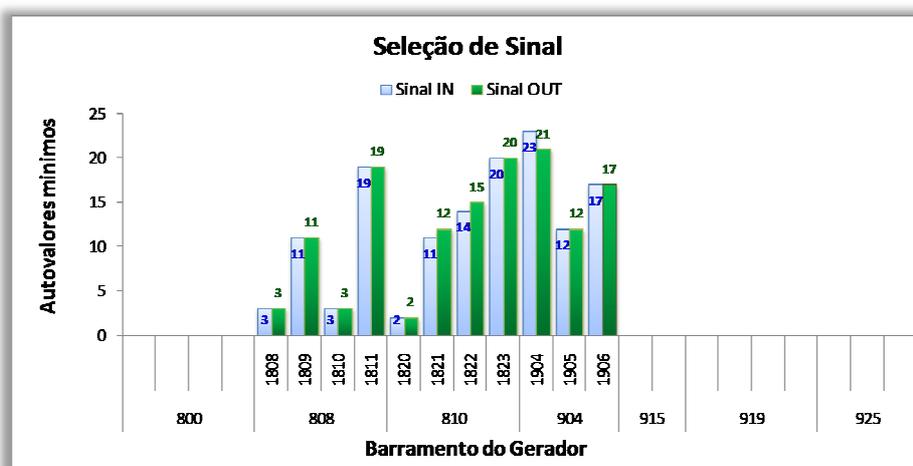


Figura 5.66: Resumo da observabilidade e controlabilidade para a seleção de sinal.

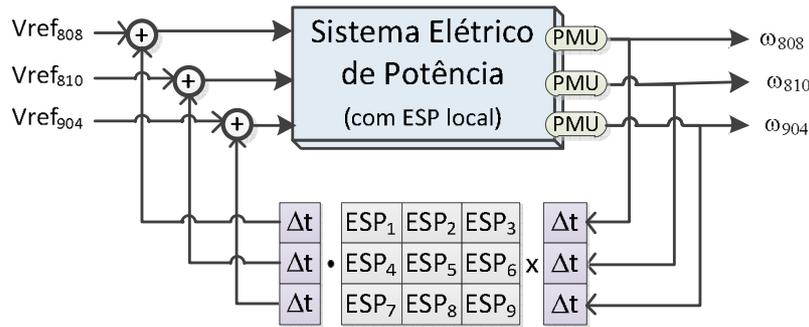


Figura 5.68: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 9 ESPs.

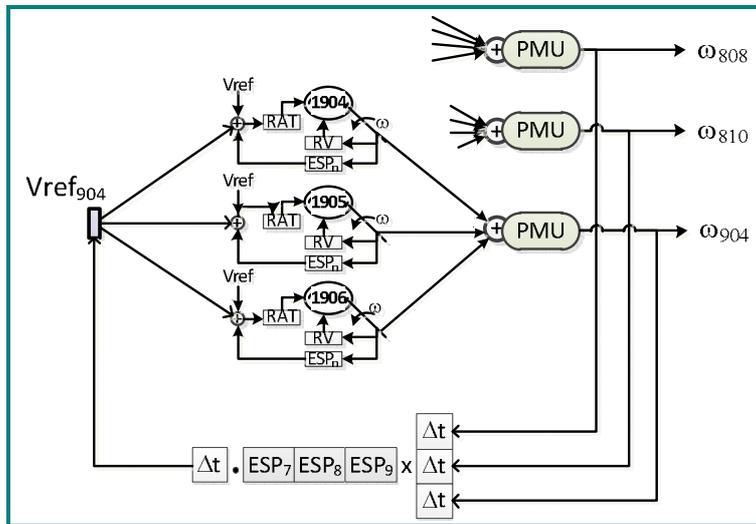


Figura 5.69: Representação gráfica da toma de sinal pela PMU para a UHE Ita.

A Tabela 5.35 mostra dois resultados do AG para o controle centralizado, para dois tempos de atraso nas comunicações entre o SEP e o controle centralizado (centro de operação).

Tabela 5.35: Resultados para o controle centralizado de 9 ESPs.

ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t / \zeta_{IP/LCIA}$	----	ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t / \zeta_{IP/LCIA}$
ESP ₁	3.292	9.429	22.349	200 ms		ESP ₁	10.970	6.889	10.728	300 ms
ESP ₂	1.885	6.598	15.935	11.07		ESP ₂	0.827	3.722	22.645	10.86
ESP ₃	4.763	8.669	6.497	15.83		ESP ₃	0.650	4.503	5.883	19.00
ESP ₄	0.772	9.889	27.898	32.40		ESP ₄	19.976	4.880	9.736	32.47
ESP ₅	3.717	9.086	15.715			ESP ₅	11.273	4.909	25.456	
ESP ₆	15.365	9.727	26.526			ESP ₆	11.097	8.574	25.317	
ESP ₇	0.803	3.357	25.908			ESP ₇	8.147	9.868	20.479	
ESP ₈	2.684	4.659	26.139			ESP ₈	2.082	4.820	28.976	
ESP ₉	0.765	9.779	16.544			ESP ₉	3.293	0.269	2.875	

A Tabela 5.36 mostra um resumo dos menores valores de amortecimentos com respeito aos tempos de atraso dos sinais remotos, tempos de até 2seg. Observa-se que a primeira e última coluna desta tabela indicam, respectivamente, os tempos de atraso de entrada e saída ao controle centralizado.

Tabela 5.36: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 9 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
50	10.97	18.42	32.41	50
100	10.90	18.45	32.45	100
200	11.07	15.83	32.40	200
300	10.86	19.00	32.47	300
500	10.84	17.98	32.47	500
1000	10.82	17.92	32.43	1000

Nesta tabela vemos que os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 11.07%, 19.00% e 32.47%. Observa-se que para tempo de atraso de 200 ms o AG aumentou o menor valor de amortecimento (modo intra-planta proveniente do ajuste local) de 10.8 para 11.07, mas vemos que o valor de amortecimento do modo local ficou prejudicado, passando de 17.91% a 15.83%.

A função objetivo do AG visa aumentar o amortecimento dos modos com menor valor de amortecimento, mas evitando diminuir os outros modos, especificamente inter-áreas. O ideal seria aumentar o valor de amortecimento de todos os modos de oscilação, porém deve-se lembrar que para aumentar alguns modos outros podem ficar prejudicados, como neste caso.

A Figura 5.70 mostra a variação do valor de amortecimento com respeito a vários tempos de atraso, o segundo eixo (lado direito) indica a variação do inter-área. (esta figura é obtida da tabela anterior).

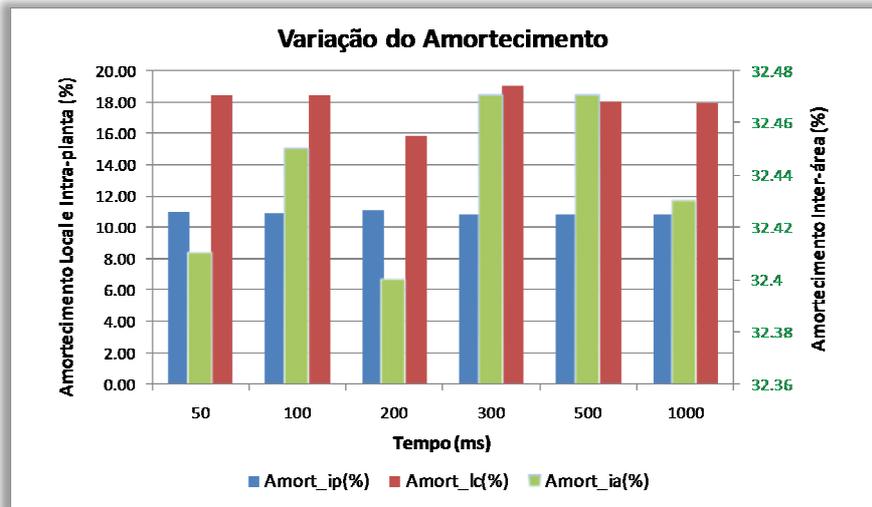


Figura 5.70: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

5.5.2.2 Considerando todos os sinais:

Aqui vamos considerar a tomada de sinal de todos os geradores. A Figura 5.71 mostra um diagrama de blocos da conexão do controle centralizado, representada de forma matricial por um conjunto de 49 ESPs.

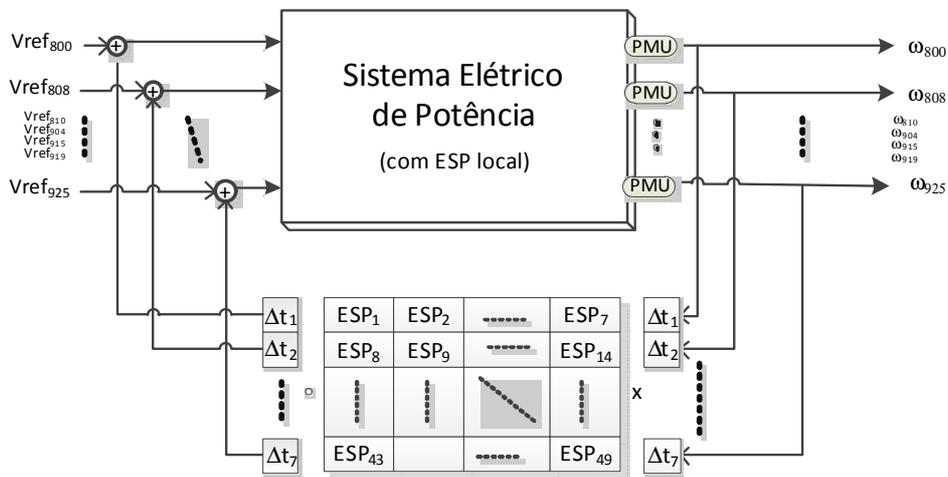


Figura 5.71: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 49 ESPs).

A Tabela 5.37 mostra dois resultados do AG para o controle centralizado para tempos de atraso diferentes entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operações). A quinta coluna destas tabelas indica os tempos de atraso na entrada e na saída do controlador centralizado, assim como os valores de amortecimentos para intra-planta, local e inter-área.

Tabela 5.37: Resultados do AG para o controle centralizado com tempos diferentes.

ESP	Ki	α_i	ω_i	---	ESP	Ki	α_i	ω_i	$\Delta t/\zeta_{IP/LC/IA}$
ESP ₁	4.102	8.051	4.934		ESP ₂₇	4.996	4.213	26.419	Δt_{in}
ESP ₂	1.203	6.310	5.999		ESP ₂₈	3.102	1.206	28.698	100 ms
ESP ₃	4.008	9.459	20.583		ESP ₂₉	3.377	1.810	17.213	150 ms
ESP ₄	1.226	1.001	21.035		ESP ₃₀	4.495	5.420	29.769	100 ms
ESP ₅	1.051	9.608	16.267		ESP ₃₁	1.207	8.121	24.405	120 ms
ESP ₆	0.644	8.586	27.754		ESP ₃₂	1.094	5.037	19.711	200 ms
ESP ₇	4.150	4.136	21.674		ESP ₃₃	1.794	3.015	27.076	170 ms
ESP ₈	2.421	6.368	28.433		ESP ₃₄	1.139	5.923	2.309	300 ms
ESP ₉	1.022	9.584	8.119		ESP ₃₅	1.943	7.664	11.396	
ESP ₁₀	0.383	3.202	18.742		ESP ₃₆	2.161	3.619	19.839	Δt_{out}
ESP ₁₁	3.889	6.436	26.097		ESP ₃₇	7.696	5.165	6.140	100 ms
ESP ₁₂	0.836	3.535	20.052		ESP ₃₈	3.380	8.887	10.629	180 ms
ESP ₁₃	15.101	6.526	15.900		ESP ₃₉	4.814	5.191	22.899	120 ms
ESP ₁₄	1.360	8.806	16.720		ESP ₄₀	0.840	5.585	20.003	150 ms
ESP ₁₅	7.954	7.503	12.561		ESP ₄₁	3.550	1.799	29.855	180 ms
ESP ₁₆	3.123	9.275	15.664		ESP ₄₂	1.781	8.032	11.676	120 ms
ESP ₁₇	1.515	9.946	29.976		ESP ₄₃	1.773	4.987	8.804	150 ms
ESP ₁₈	13.306	2.551	25.996		ESP ₄₄	1.735	4.533	21.798	180 ms
ESP ₁₉	0.813	4.943	20.737		ESP ₄₅	0.889	9.898	6.876	200 ms
ESP ₂₀	4.419	5.865	25.643		ESP ₄₆	2.566	2.116	27.034	190 ms
ESP ₂₁	8.192	7.933	15.006		ESP ₄₇	2.364	5.022	29.416	
ESP ₂₂	0.998	7.512	15.230		ESP ₄₈	3.028	7.474	21.746	
ESP ₂₃	0.595	6.330	22.069		ESP ₄₉	1.072	7.351	15.154	
ESP ₂₄	2.798	4.197	19.382		min_{IP}:	PO ₃₁	$\zeta_{IP} =$	11.05%	1.34 Hz
ESP ₂₅	1.363	7.333	16.015		min_{LC}:	PO ₂₅	$\zeta_{LC} =$	20.34%	0.91 Hz
ESP ₂₆	1.399	9.430	15.226		min_{IA}:	PO ₂₆	$\zeta_{IA} =$	32.48%	0.55 Hz

A Tabela 5.38 mostra um resumo dos resultados do AG para vários tipos de tempos de atraso que vai de 50 ms até 1.0 s, desde o ponto medido até o controle centralizado, e outros 50 ms até 1.0 s, desde o controle centralizado até o ponto de injeção do sinal remoto.

Tabela 5.38: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 49 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
50	11.05	18.32	32.45	50
100	10.95	19.78	32.45	100
200	10.90	18.12	32.45	200
500	10.85	19.58	32.57	500
1000	10.83	18.19	32.56	1000
100/150/100/120 /200/170/300	11.05	20.34	32.48	100/180/120/150 /180/200/190

Nela vemos que os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 11.06%, 19.83% e 32.49%. Nota-se, também, que na última fila foram considerados tempos de retardo de ida e de volta diferentes, tal como seria nos sistemas reais.

A Figura 5.72 mostra a variação do valor de amortecimento com respeito a diferentes tempos de latência, o segundo eixo (lado direito) indica a variação do inter-área.

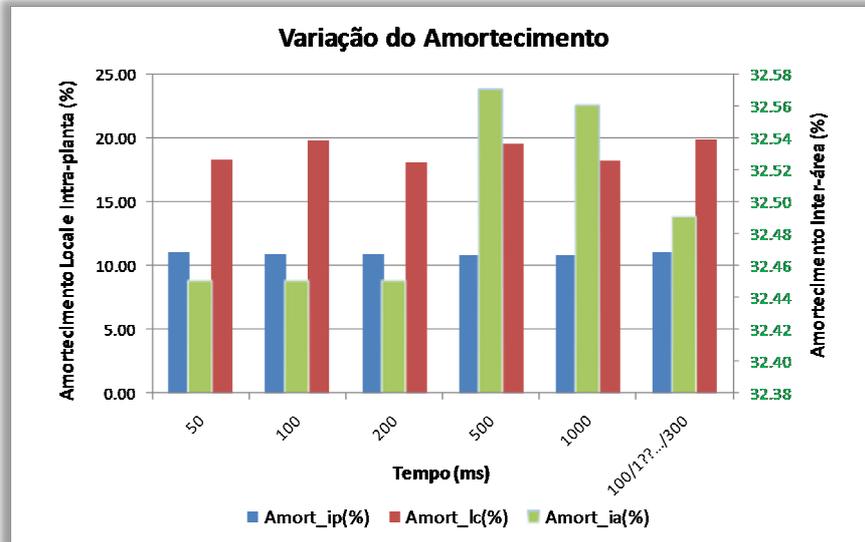


Figura 5.72: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

No gráfico da Figura 5.73 é mostrada a evolução do valor de amortecimento com controle local de 10.8 %, 17.91% e 32.40% e com controle local mais controle centralizado (controle local-central) de 11.05 %,20.34% e 32.48% para o sistema S33BR.

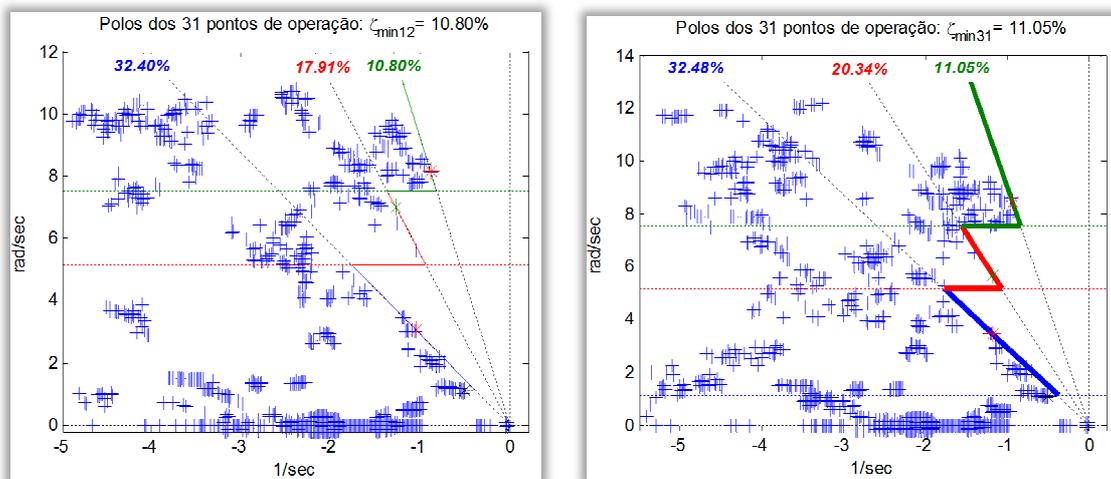


Figura 5.73: Pólos do S33BBR com controle local e controle local-central.

A Figura 5.74 mostra o número de pólos que correspondem a cada faixa de frequência considerada (intra-planta, local e inter-área) para controle local (superior) e para controle local e central (inferior).

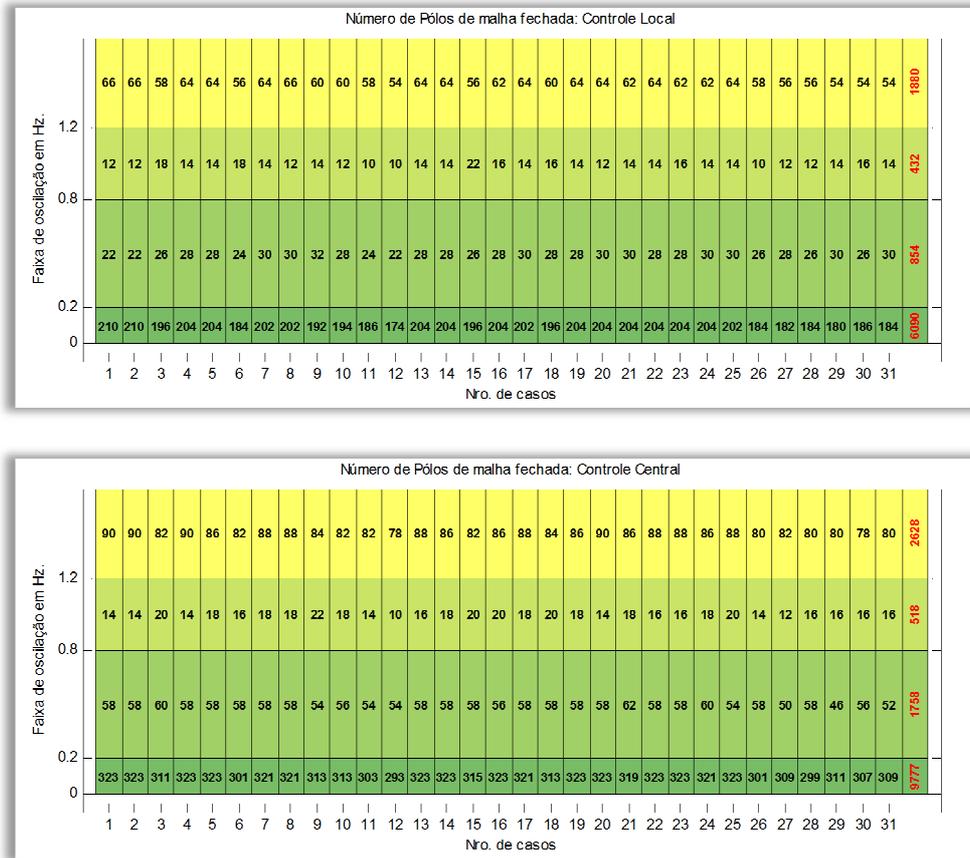


Figura 5.74: Mínimos amortecimento e número de pólos de malha fechada do C.Central.

5.5.3 Perda de sinal no S33BR

Aqui mostraremos o que acontece em caso da perda tanto do sinal de entrada como do sinal de saída do controlador centralizado. Esta análise será feita para o caso de observabilidade e controlabilidade total, isto é, uso de todos os sinais com o ultimo ajuste encontrado.

A Figura 5.75 mostra uma representação matricial do controle centralizado, onde se observa os sinais que vem da planta (SEP) e que voltam para a planta (SEP). Como a perda de sinal é considerada tanto na entrada como na saída, têm-se um total de 16384 combinações de perda de sinal, tal como é mostrada na Tabela 5.39.

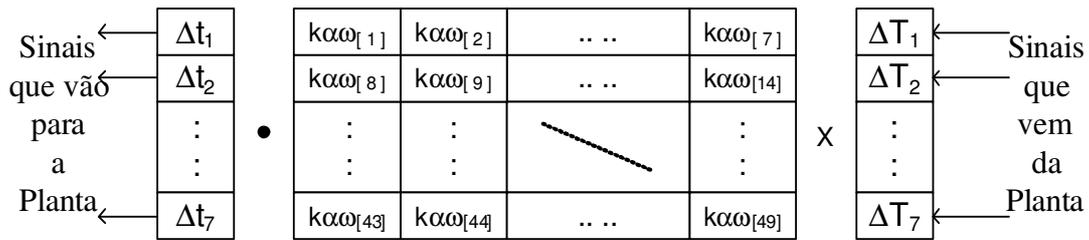


Figura 5.75: Representação matricial do controle centralizado.

Vamos considerar que a perda de um sinal tem probabilidade de 10%. Pode-se observar na Tabela 5.39 e na Figura 5.75 que é muito improvável perder mais de 6 sinais. Com esta informação, vamos realizar nossa análise até a perda de 6 sinais.

Tabela 5.39: Número de combinações e probabilidade na perda de sinais.

P. de Sinal	Combinações	Probabilidade	---	P. de Sinal	Combinações	Probabilidade
0	1	1		8	3003	1E-08
1	14	0.1		9	2002	1E-09
2	91	0.01		10	1001	1E-10
3	364	0.001		11	364	1E-11
4	1001	0.0001		12	91	1E-12
5	2002	0.00001		13	14	1E-13
6	3003	0.000001		14	1	1E-14
7	3432	1E-07				

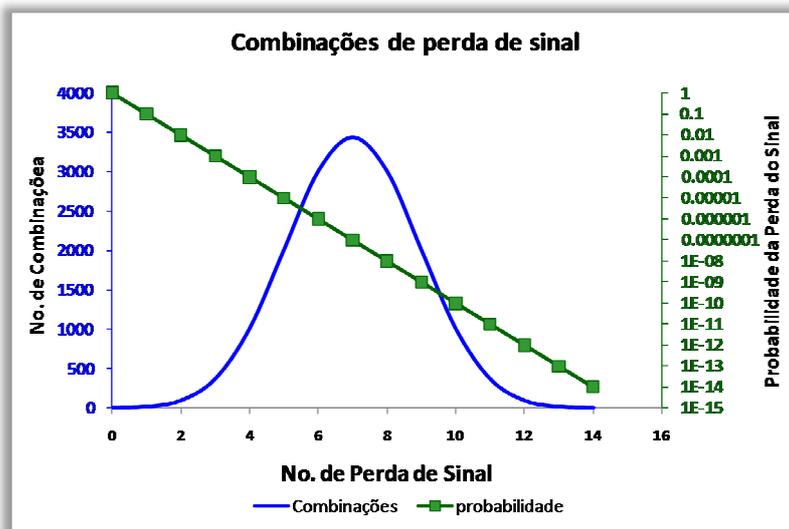


Figura 5.76: Combinações da perda do sinal do controle centralizado.

A Tabela 5.40 mostra uma lista do número de sinais com relação aos barramentos de onde são obtidos os sinais remotos.

Tabela 5.40: Lista de sinais correspondentes aos números de barramentos.

No. de Sinal	Número da Barra	Nome da Barra ou Usina
1	800	G.B.Munhoz
2	808	S.Caxias
3	810	G.N.Braga
4	904	Ita
5	915	Machadin
6	919	S.Osor1a4
7	925	S.Santiag

A Tabela 5.41 e Tabela 5.42 mostram as variações do valor de amortecimento intra-planta, local e inter-área em caso da perda do sinal remoto.

A primeira coluna indica a quantidade de sinais perdidos. A segunda coluna indica se é na entrada (in) ou na saída (out) ou se é na entrada e na saída (in-out). A terceira coluna indica a ordem do sinal perdido. Isto é, para 2e-4s, significa que o sinal na segunda entrada e o sinal na quarta saída foram perdidos. Em caso de perder 4 sinais na entrada (4in), os mínimos valores de amortecimento local aparecem ao perder o primeiro, segundo, terceiro e quinto sinal.

Tabela 5.41: Amortecimento com perda de sinal (3 sinais).

No. Sinais	Perdas	Sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{lc}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$	
1	1in	4e	10.37	19.88	32.48	1
	1in	2e	10.55	16.05	31.13	2
	1ou	4s	9.79	14.49	32.49	3
	1ou	6s	10.25	18.04	31.96	4
2	2in	4e,6e	9.88	16.55	32.46	5
	2in	2e,3e	10.45	15.58	31.15	6
	2in	2e,5e	10.07	16.47	31.02	7
	2out	3s,4s	9.72	14.45	32.49	8
	2out	1s,6s	10.46	17.86	32.17	9
	1in-1out	7e-4s	9.76	13.99	32.49	10
	1in-1out	2e-1s	10.85	15.84	31.25	11
3	3in	4e,6e,7e	9.82	16.44	32.47	12
	3in	1e,2e,3e	10.67	15.38	31.37	13
	3in	2e,4e,5e	9.90	18.17	30.97	14
	3out	3s,4s,5s	9.73	17.91	32.47	15
	3out	1s,3s,4s	9.80	14.40	32.49	16
	3out	1s,2s,6s	10.40	18.12	32.26	17
	1in-2out	5e-3s,6s	9.64	18.32	32.08	18
	1in-2ou	7e-3s,4s	9.65	13.95	32.49	19
	1in-2out	2e-1s,4s	10.07	16.31	31.39	20
	2in-1out	2e,4e-1s	9.73	17.86	32.43	21
	2in-1out	1e,7e-4s	9.81	13.93	32.48	22
	2in-1out	2e,5e-1s	10.23	16.34	31.13	23

Tabela 5.42: Amortecimento com perda de sinal (4, 5 e 6 sinais).

No. Sinais	Perdidas	Sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{ic}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$	
4	4in	1e,4e,6e,7e	9.86	16.51	32.46	1
	4in	1e,2e,3e,5e	10.19	15.71	31.23	2
	4in	2e,4e,5e,7e	10.07	18.93	30.95	3
	4out	3s,4s,5s,7s	9.79	17.5	32.47	4
	4out	1s,3s,4s,7s	9.88	14.58	32.48	5
	4out	1s,2s,3s,6s	10.05	18.21	32.10	6
	2in-2out	3e,5e-3s,6s	9.56	18.08	32.12	7
	2in-2out	1e,7e-3s,4s	9.69	13.12	32.49	8
	2in-2out	2e,5e-1s,7s	10.16	16.18	31.32	9
	1in-3out	5e-3s,6s,7s	9.59	17.85	32.48	10
	1in-3out	7e-3s,4s,7s	9.70	13.82	32.49	11
	1in-3out	2e-1s,3s,4s	10.02	15.66	31.56	12
	3in-1out	2e,3e,5e-3s	9.73	15.25	31.22	13
	3in-1out	1e,3e,7e-4s	9.79	13.88	32.49	14
	3in-1out	2e,4e,5e-1s	10.03	18.41	31.10	15
5	5in	1e,3e,4e,6e,7e	9.93	16.28	32.46	16
	5in	1e,3e,5e,6e,7e	10.47	16.04	32.43	17
	5in	2e,3e,4e,5e,7e	10.17	18.14	30.95	18
	5out	1s,3s,4s,5s,7s	9.92	17.35	32.47	19
	5out	1s,2s,3s,4s,5s	10.06	15.40	32.44	20
	5out	1s,2s,3s,4s,6s	10.59	18.57	32.11	21
	1in-4out	5e-2s,3s,6s,7s	9.56	18.68	32.35	22
	1in-4out	7e-1s,3s,4s,7s	9.80	13.84	32.48	23
	1in-4out	7e-1s,2s,3s,6s	10.24	18.72	31.84	24
	4in-1out	2e,3e,5e,7e-3s	9.71	17.89	32.28	25
	4in-1out	1e,2e,3e,5e-3s	9.84	15.18	31.36	26
	4in-1out	2e,4e,5e,7e-1s	10.18	18.93	31.07	27
	2in-3out	3e,5e-3s,6s,7s	9.52	17.64	32.48	28
	2in-3out	1e,7e-3s,4s,7s	9.73	13.08	32.48	29
	2in-3out	2e,5e-1s,3s,7s	9.84	15.13	31.54	30
6	3in-2out	2e,3e,5e-3s,6s	9.55	18.27	32.13	31
	3in-2out	1e,5e,7e-4s,7s	9.82	14.24	32.46	32
	3in-2out	2e,3e,5e-1s,3s	9.84	15.10	31.32	33
	6in	1e,2e,3e,4e,6e,7e	10.06	17.35	32.45	34
	6in	1e,3e,4e,5e,6e,7e	10.26	16.19	32.44	35
	6in	1e,2e,3e,4e,5e,7e	10.47	18.37	31.25	36
	6out	1s,2s,3s,4s,5s,7s	10.20	15.39	32.44	37
	6out	1s,2s,3s,4s,5s,6s	10.40	18.36	32.23	38
	5in-1out	1e,2e,3e,5e,6e-3s	9.82	17.72	32.35	39
	5in-1out	1e,2e,3e,5e,7e-3s	10.0	15.56	31.39	40
	5in-1out	2e,3e,4e,5e,7e-1s	10.38	18.32	31.09	41
	1in-5out	5e-2s,3s,5s,6s,7s	9.61	19.38	32.43	42
	1in-5out	7e-1s,3s,4s,5s,7s	9.88	13.92	32.47	43
	1in-5out	7e-1s,2s,3s,4s,6s	10.72	18.75	31.99	44
	4in-2out	1e,2e,3e,5e-3s,6s	9.63	18.37	32.32	45
4in-2out	1e,3e,5e,7e-4s,5s	9.91	14.64	32.45	46	
4in-2out	2e,3e,5e,7e-1s,3s	10.01	15.49	31.32	47	
2in-4out	3e,5e-2s,3s,6s,7s	9.49	18.43	32.17	48	
2in-4out	5e,7e-3s,4s,5s,7s	9.72	13.72	32.47	49	
2in-4out	5e,7e-1s,2s,3s,6s	9.85	17.51	31.74	50	
3in-3out	2e,3e,5e-3s,6s,7s	9.52	17.83	32.48	51	
3in-3out	1e,5e,7e-3s,4s,5s	9.77	13.67	32.46	52	
3in-3out	2e,3e,5e-1s,3s,7s	9.79	14.86	31.49	53	

Das duas tabelas anteriores (Tabela 5.41 e Tabela 5.42), observa-se que o menor valor de amortecimento intra-planta aconteceria ao se perder seis sinais (linha 48 da Tabela 5.42) e para local e inter-área aconteceria ao se perder cinco sinais (linha 18 e 29 da Tabela 5.42). A Tabela 5.43 mostra um resumo da Tabela 5.41 e Tabela 5.42 com respeito aos mínimos valores de amortecimentos.

Tabela 5.43: Resumo de perda de sinais: amortecimentos mínimos.

No. Sinais	Perdidas	Sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{lc}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$
5	5in	2e,3e,4e,5e,7e	10.17	18.14	30.95
	2in-3out	1e,7e-3s,4s,7s	9.73	13.08	32.48
6	2in-4out	3e,5e-2s,3s,6s,7s	9.49	18.43	32.17

Nela observa-se que o mínimo valor de amortecimento intra-planta de 9.49% aconteceria ao se perder dois sinais na entrada (de G.N.Braga e Machadin) e quatro na saída (de S.Caxias, G.N.Braga, S.Osorio e S.Santiago).

O mínimo valor de amortecimento local de 13.08% aconteceria ao se perder dois sinais na entrada (de G.B.Munhoz e S.Santiago) e três na saída (de G.N.Braga, Ita e S.Santiago).

O mínimo valor de amortecimento inter-área de 30.95% aconteceria ao se perder cinco sinais na entrada (de S.Caxias, G.N.Braga, Ita, Machadinho e S.Santiago).

5.5.4 Simulação no tempo para S33BR

Para a validação dos valores encontrados com a metodologia, simulou-se no programa ANATEM dois grandes eventos. Assim como na análise de perda de sinal, aqui usaremos o sistema com controle centralizado total com os tempos de retardo diferentes nos sinais remotos (do último ajuste encontrado pelo AG).

Aqui vamos executar o caso de curto circuito seguido de abertura de uma linha de transmissão. Este evento foi realizado no ponto de operação 29 (Tabela 5.27). A Figura 5.77 mostra o diagrama do sistema S33BR com o evento a ser executado.

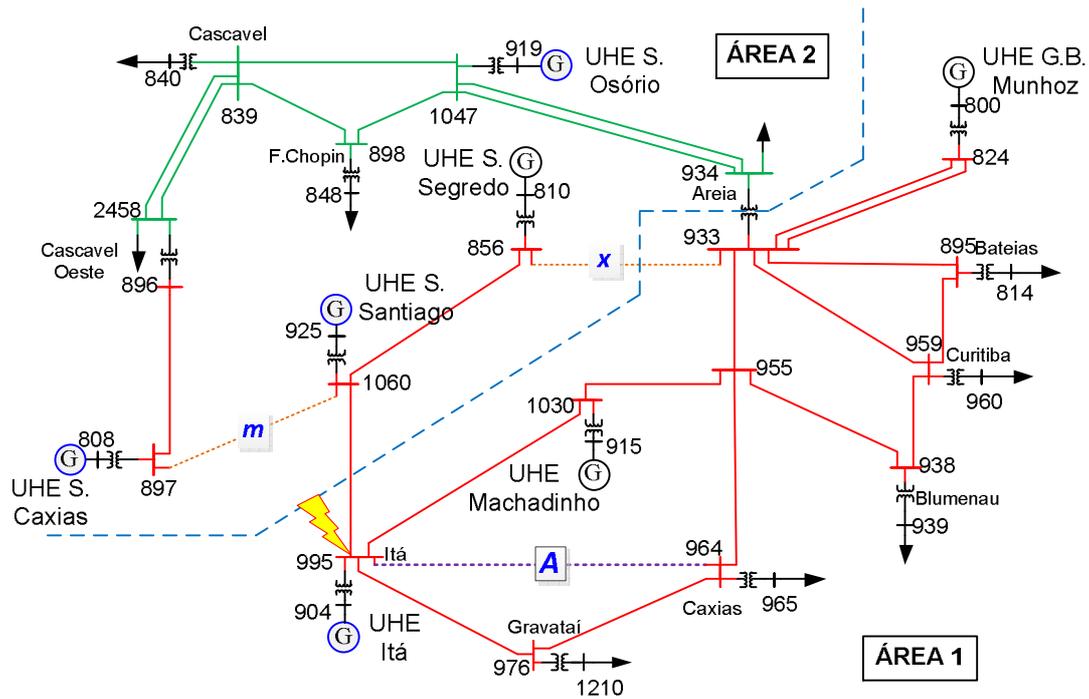


Figura 5.77: Representação do S33BR com os eventos a serem simulados.

A descrição do PO 29 e o evento aplicado ao S33BR são mostrados na Tabela 5.44, e de forma gráfica o evento é mostrado na Figura 5.78.

Tabela 5.44: Resumo do PO 29 e evento aplicado ao S33BR.

PO	Descrição	Tempo	Evento
29	Caso base do S33BR	0s	Início da Simulação
	+ Aumento da carga em 10.25%	200 ms	Curto circuito em 995
	+ Manutenção da LT 1060-897	300 ms	Abertura de LT 995-964
	+ Redespacho de 904 919 925 808		+ Extinção do curto circuito
	+ perde LT 933 856 (X da Figura 5.77)	10 seg	Fim da simulação

Nesta figura (Figura 5.78) a linha “m” (em laranja) está em manutenção (aberto). O curto circuito é aplicado no barramento 995 em $t=200\text{ms}$. Em $t=300\text{ms}$ é desligada a linha “A” e extinto o curto circuito. Nota-se que as máquinas em cinza significam máquina inativa. O PO 29 conta com 19 máquinas ativas e estão distribuídas segundo a Tabela 5.45.

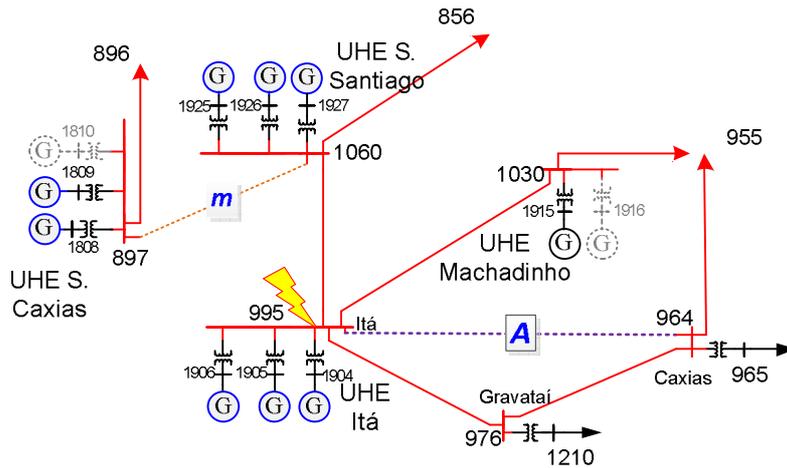


Figura 5.78: Detalhe do evento aplicado ao S33BR.

Tabela 5.45: Lista das máquinas ativas para o PO 29 do S33BR.

Nome	Barramentos				Maq. ativas
GBMunhoz	1800	1801	1802	1803	3
SCaxias	1808	1809	1810	1811	2
GNBraga	1820	1821	1822	1823	4
Ita	1904	1905	1906	-	3
Machadinho	1915	1916	-	-	1
SOsorio	1919	1920	1921	1922	3
SSantiago	1925	1926	1927	-	3

Para todas as figuras a seguir, a curva em lilás (···) representa o sistema S33BR sem estabilizadores, a curva em azul (- - -) representa o S33BR com ESPs locais e a curva da cor vermelha (—) representa a resposta do S33BR com controle local mais centralizado (local-central). O eixo “x” é o tempo em segundos e o eixo “y” está em graus sexagesimais.

A Figura 5.79 e Figura 5.80 mostram as curvas do ângulo da usina Ita1 (gerador 1904) com relação ao gerador GBMunhoz1 (gerador em 1800) e gerador S.Osorio (gerador 1919), respectivamente. Nesta figura se observa que o sistema é instável sem estabilizador (DELT-S)⁷. Para o caso do sistema com controle local (S33BR + ESP_{local}) e controle local-central (S33BR+ESP_{local+central}) as respostas são similares, atingindo o regime permanente em 5 seg. para este gerador. Nestas duas figuras podemos dizer que o controle local é mais efetivo que o controle centralizado.

⁷ DELT-S : ângulo delta sem ESP ou sem controle; DELT-L: ângulo delta com controle local ou ESP_{local}; DELT-C: ângulo delta com controle local-central ou ESP_{local+central}.

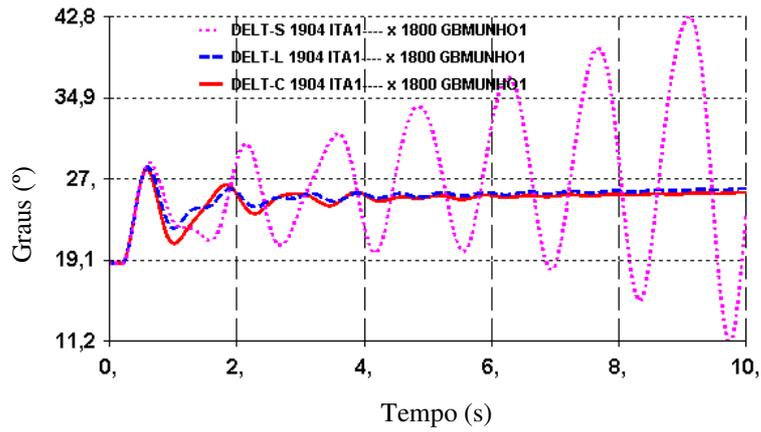


Figura 5.79: Ângulo de Ita1(1904) versus GBMunhos1(1800).

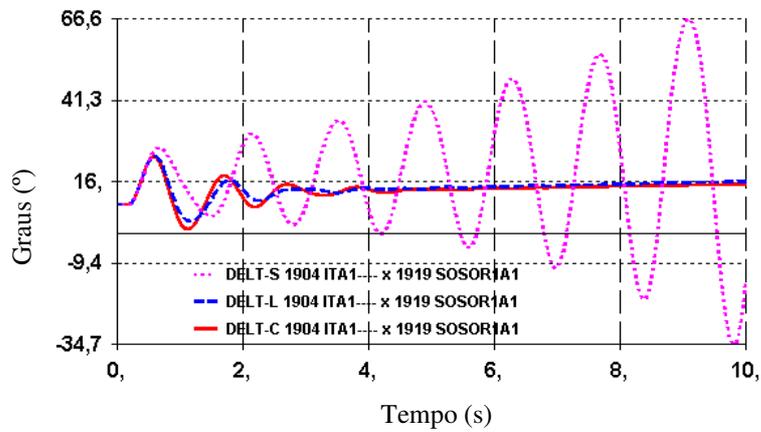


Figura 5.80: Ângulo de Ita1(1904) versus S.Osorio (1919).

A Figura 5.81 mostra as curvas do ângulo da usina SCaxias1 (gerador 1808) com relação ao gerador GBMunhoz1 (gerador em 1800).

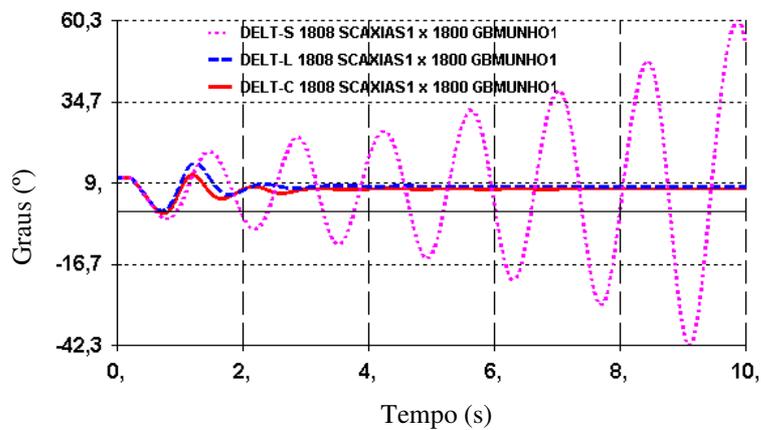


Figura 5.81: Ângulo do gerador SCaxias1 (1808) vs. GBMunhoz1 (1800).

Nesta figura (Figura 5.81) a igual que as duas anteriores, o sistema é instável sem ESP. Para o caso do sistema com controle local e controle local-central o sistema é estável e atingem o regime permanente em aprox. 4 seg.. As curvas têm respostas similares, mas nota-se que a resposta com controle local-central é mais efetiva em relação ao controle local.

A Figura 5.82 mostra as curvas do ângulo da usina de S.Caxias1 (gerador 1808) com relação ao gerador S.Osorio (gerador 1919) e ao gerador GBMunhoz1 (gerador em 1800), para os dois casos de controle local-central.

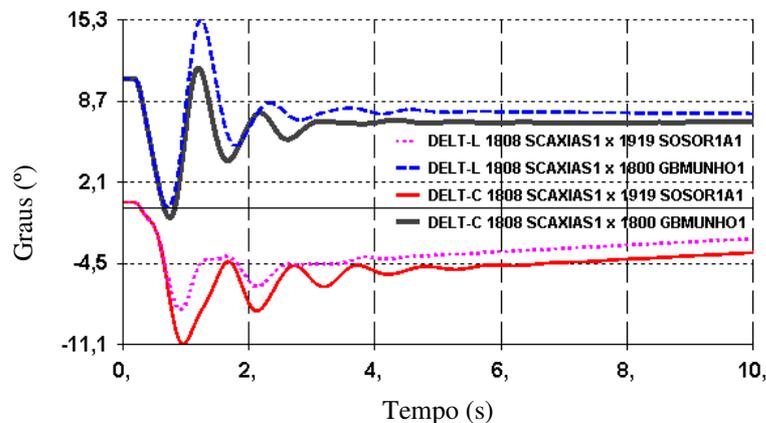


Figura 5.82: Ângulo do gerador SCaxias1 (1808) vs. GBMunhoz1 (1800) e vs. S.Osorio1 (1919) com C. Local e C. Central.

Nesta figura se observa que o S33BR com o controle local-central (linha — mais espessa) é mais efetivo que com controle local (---). As curvas seguintes mostram o contrário: que o controle local (.....) é mais efetivo que o controle local-central (linha — fina). Isto acontece pela pequena variação de 0.25 % dos valores de amortecimento mínimo entre o S33BR com ESP_{local} (10.80 %) e S33BR com $ESP_{local+central}$ (11.05 %). Além disso, em análise transitória, as equações não são linearizadas tal como se faz em análise a pequena perturbação.

A Figura 5.83 e Figura 5.84 mostram as variações dos geradores de S.Segredo (1820 a 1824) com respeito ao ângulo de GBMunhos1 (1800), respectivamente, para controle local e controle local-central.

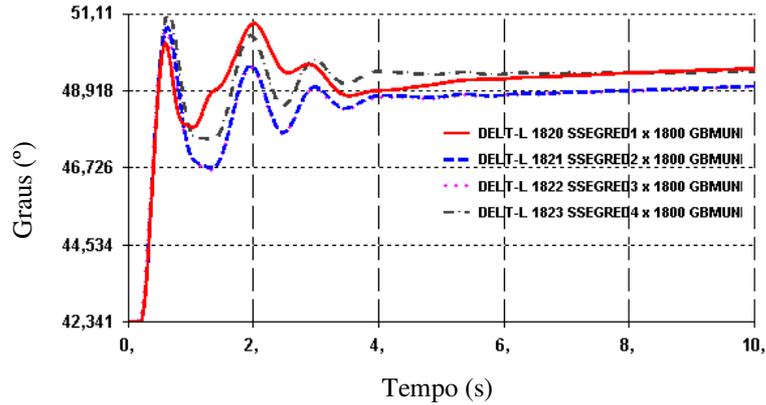


Figura 5.83: Ângulos dos geradores de S.Segredo vs. GBMunhoz1 (1800) com C.Local.

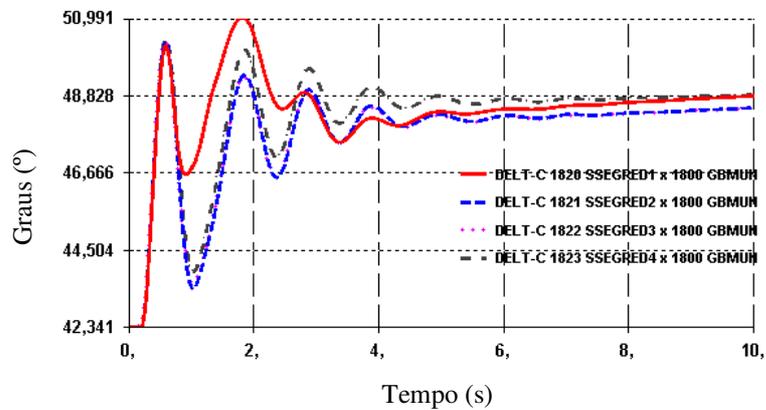


Figura 5.84: Ângulos dos geradores de S.Segredo vs. GBMunhoz1(1800) com C.Central.

Nelas se observa que o S33BR com ESP_{local} atinge o regime permanente em 5 seg. e já com $ESP_{local+central}$ atinge em 6 seg. A maior variação de ângulo no controle local (Figura 5.83) é na primeira oscilação do gerador S.Segredo4 (1823). No controle local-central (Figura 5.84) é na segunda oscilação e do gerador S.Segredo1 (1820). Nota-se, também, que as curvas de S.Segredo2 (1821) e S.Segredo3 (1822) se encontram coladas.

CAPÍTULO 6

Aplicação da Metodologia ao Caso do Sistema Interligado Nacional

6.1.1 Aplicação da metodologia no SIN

Os dados do Sistema Interligado Nacional se encontram no site do ONS [62]. Utilizou-se dados de 2008.

Para utilizar o sistema obtido do ONS, as seguintes alterações foram feitas: os ELOS de CC, no fluxo de potência, foram substituídos por injeções de potência; desconsideraram-se modelos dinâmicos para os geradores de potência igual ou inferior a 60 MW. A Figura 6.1 mostra a configuração do SIN utilizado, obtida do programa ANAREDE.

Para cada alteração no SIN, nos três pontos de operação (carga pesada, media e leve), executaram-se fluxo de potência com ANAREDE e ajuste de máquinas com ANAT0. Com isto, assegura-se a convergência do sistema nos três pontos de operação com apropriado número de máquinas dos geradores. Obtendo um sistema com três pontos de operação que representa com maior fidelidade o SIN real.

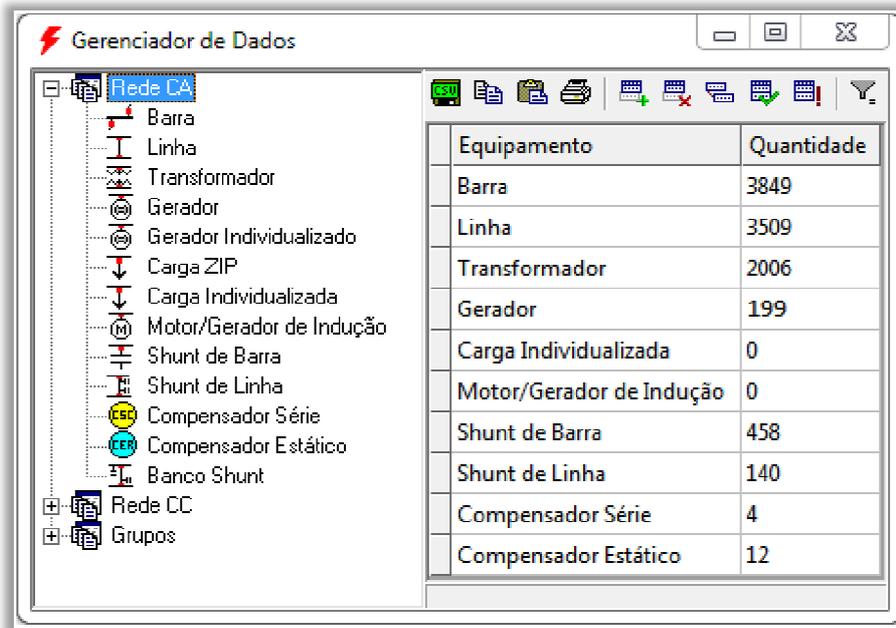


Figura 6.1: Configuração do SIN.

A Tabela 6.1 mostra como se encontra o sistema nos três pontos de operação sem ESPs locais. Observa-se que o menor valor de amortecimento nos três pontos de operação é dado pelo Caso Leve com -1.34 % e frequência de oscilação inter-área 0.44Hz.

Tabela 6.1: Autovalores, frequências e amortecimento mínimo do SIN.

Caso	Modo	Autovalor	Amort. (%)	Freq(rad/s)	Freq (Hz)
Pesada	1006	0.007 + 4.745i	-0.16	4.78	0.76
	1085	-0.01 + 2.611i	0.38	2.64	0.42
Media	999	-0.01 + 4.726i	0.21	4.71	0.75
	1084	0.017 + 2.594i	-0.65	2.58	0.41
Leve	927	-0.072 + 7.132i	1.00	7.16	1.14
	1007	0.037 + 2.794i	-1.34	2.76	0.44

A Tabela 6.2 mostra os menores valores de amortecimento correspondente a cada faixa de frequência e para cada Caso ou ponto de operação. A última coluna (Tipo) indica se o modo de oscilação é intra-planta (ip), local (lc) ou inter-área (ia).

A Figura 6.2 mostra os pólos dos três pontos de operação em malha aberta. As linhas pontilhadas horizontais indicam a faixa de frequência de oscilação.

Tabela 6.2: Autovalores, frequências e amortecimento por faixa de oscilação.

Caso	Modo	Autovalor	Amort. (%)	Freq(rad/s)	Freq (Hz)	Tipo
Pesada	913	-0.248 + 8.001i	3.1	7.98	1.27	ip
	915	-0.026 + 6.702i	0.39	6.72	1.07	lc
	1006	0.007 + 4.745i	-0.16	4.78	0.76	ia
Media	855	-0.303 + 8.824i	3.43	8.80	1.4	ip
	920	-0.017 + 7.187i	0.23	7.16	1.14	lc
	1084	0.017 + 2.594i	-0.65	2.58	0.41	ia
Leve	901	-0.223 + 7.639i	2.92	7.67	1.22	ip
	927	-0.072 + 7.132i	1	7.16	1.14	lc
	1007	0.037 + 2.794i	-1.34	2.76	0.44	ia

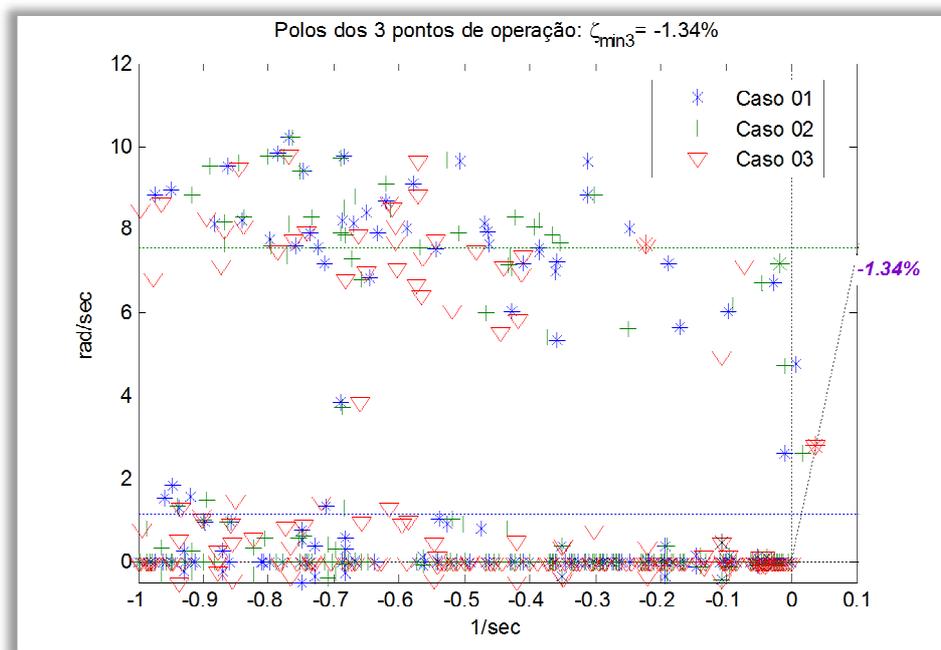


Figura 6.2: Diagrama de pólos do SIN em malha aberta.

6.1.2 Controle descentralizado ou local para o SIN

6.1.2.1 Preparação dos estabilizadores para o AG

Foram selecionados estabilizadores (ESPs) de 61 geradores a serem ajustados pelo AG. A Figura 6.3 mostra o diagrama de bloco para o controle local do SIN utilizado. Nela se observa que o sinal de entrada aos ESPs ajustados pelo AG (ESP_{AGi}) não é a velocidade angular, tal como foi nos sistemas anteriores.

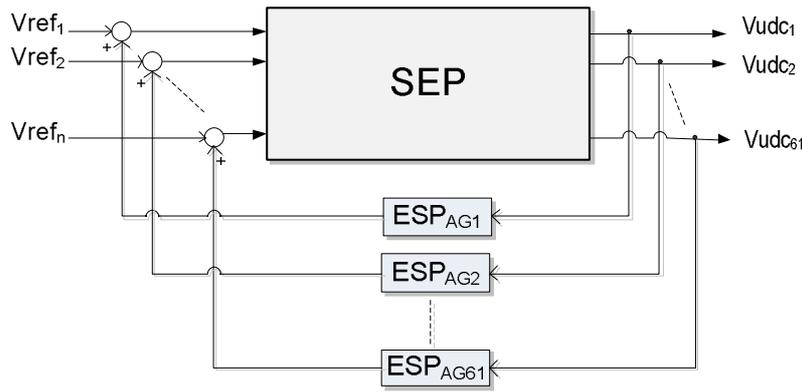


Figura 6.3: Diagrama de blocos para controle local do SIN.

Na Figura 6.3 o sinal de saída do SEP (V_{udc}) é um sinal interno pertencente ao próprio estabilizador real do SIN. O subíndice “udc” indica que o sinal pertence a um controlador definido pelo usuário (UDC – user defined controller).

A Figura 6.4 mostra uma representação do controle local via o sistema de excitação. REG representa a união da função de transferência do Regulador Automático de Tensão (RAT), da Excitatriz e do Gerador. A combinação de ESP_{CS} com ESP_{AG} representa o ESP real que fecha o laço de controle local (dada pela equação (6.1)) [134].

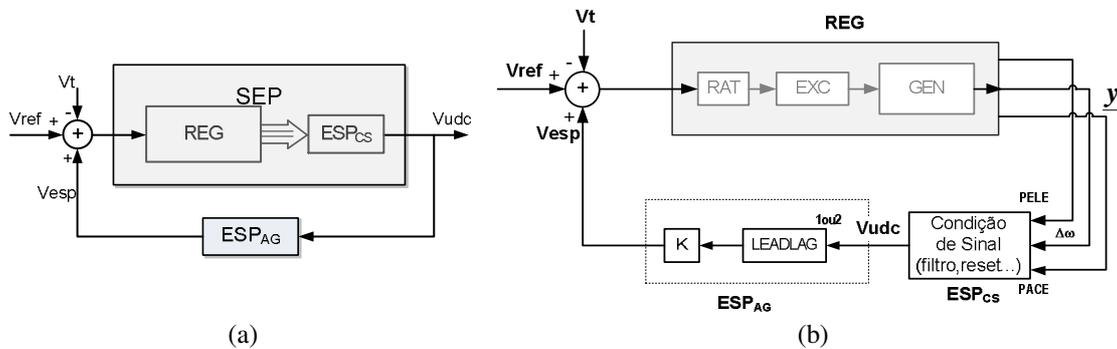


Figura 6.4: Diagrama de blocos do controle local.

$$ESP_i = ESP_{GAI} \cdot ESP_{CSi} \quad (6.1)$$

Nesta figura (Figura 6.4a) a estrutura do ESP é decomposto por duas funções de transferência (equação (6.1)) preservando, assim, a estrutura real do ESP. ESP_{CS} , da Figura 6.4b, representa todos os filtros de Condicionamento de Sinal, tal como filtro de rampa de controle, washout, funções reset, etc., e até entrada de vários sinais (potência elétrica, potência acelerante, velocidade angular, etc.). Como é nos ESP reais do SIN.

A Figura 6.5 mostra uma representação de um ESP real em diagrama de blocos, onde se observa: dois sinais de entrada, que sintetizam a integral da potência acelerante; filtro de controle de quarta ordem (4 Lead-Lag); um filtro washout; dois filtros Lead-Lag e um ganho. Estes dois últimos blocos (Lead-Lag e ganho) representarão o ESP que o AG ajustará para o controle local (ESP_{AG}).

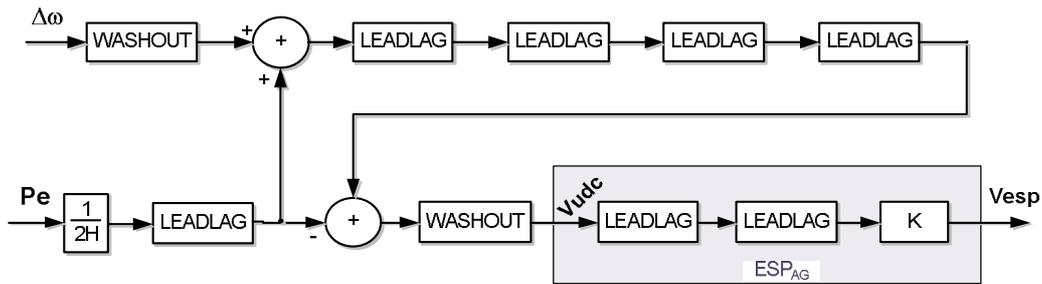


Figura 6.5: Configuração do laço fechado.

Para gerar as matrizes no espaço do estado com o PACDYN é necessário identificar o sinal interno (V_{udc}), o ganho (K) e os Lead-Lag da compensação de fase, similar à estrutura do ESP_{AG} mostrada na figura anterior (Figura 6.5). Após disto, o ganho de saída do controlador se iguala a zero e os blocos Lead-Lag da compensação de fase são desconectados, ficando o ESP real como na Figura 6.6.

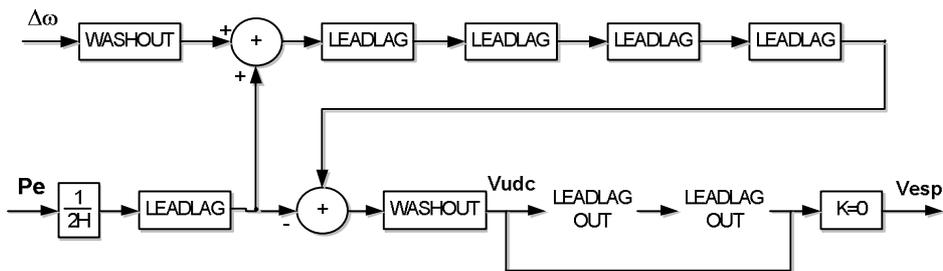


Figura 6.6: Modelo do ESP para a obtenção do sinal V_{udc} .

O programa PACDYN disponibiliza algumas funções para gerar as matrizes de estado, onde a função de transferência considerada é dada na equação (6.2)

$$V_{ref} / V_{udc_{Nblco}} \quad (6.2)$$

onde $V_{udc_{Nblco}}$ é o sinal do CDU correspondente ao bloco “Nblco”.

A Figura 6.7 mostra o ingresso dos dados para gerar as matrizes de estado, usando a função de transferência da equação (6.2).

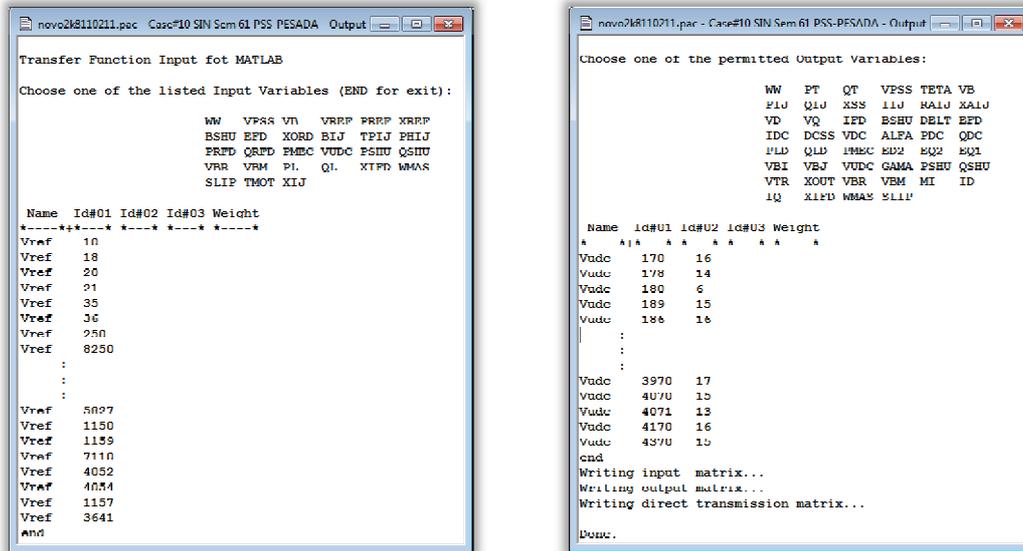


Figura 6.7: Formação das matrizes de estado via o programa PACDYN.

O AG ajustará o ESP_{AG} dado pelo bloco Lead-Lag (um ou dois, dependendo do ESP real) e o ganho k_i . Esta configuração é mostrada na Figura 6.8 e a expressão que a define é dada na equação (6.3).

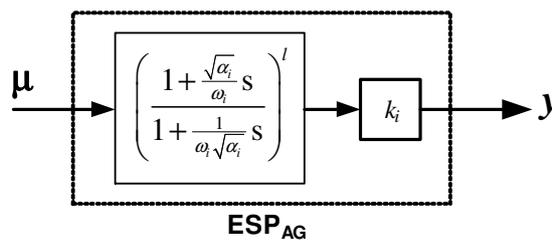


Figura 6.8: Diagrama de blocos do ESP a ser ajustado pelo AG.

$$ESP_{AGi}(s) = k_i \cdot \left(\frac{1 + \sqrt{\alpha_i} s}{1 + \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_i}} s} \right)^{l_{ou}2} \quad (6.3)$$

Os limites para o ganho e compensação de fase padrão são dados na Tabela 5.1, o qual é repetido na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Limites dos parâmetros do controlador local e de frequência de oscilação.

	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq.(ωi)	Freq_{IP}	Freq_{LC}	Freq_{IA}
Mínimo	0.01	0.1	1.25	0.12	0.82	1.20
Máximo	20.0	10	30.0	0.82	1.20	>

Para o ajuste dos parâmetros dos Lead-Lag e Ganho dos ESPs, o AG utiliza, como ponto de partida, os valores existentes dos próprios ESPs (base de dados do ONS). Para alguns ESPs estes valores reais superam os limites dados na Tabela 6.3. Como exemplo, vamos a calcular os limites de procura de ajuste do ESP de Itumbiaria. A equação (6.4) mostra a parte do ESP real a ser ajustado pelo AG, este tem dois blocos Lead-Lag e ganho k_i .

$$ESP_{18/178}(s) = k_i \cdot \left(\frac{1+T_1s}{1+T_2s} \right) \cdot \left(\frac{1+TT_1s}{1+TT_2s} \right) \quad (6.4)$$

Os valores dos parâmetros assim como número de modelo, nome e número de barramento são mostrados na Tabela 6.4 (dados do ONS). A coluna (Valor) mostra que os blocos Lead-Lag são diferentes ($T_1 \neq TT_1$ e $T_2 \neq TT_2$). A coluna (Mín/Max) indica os tempos mínimos e máximos, sendo: $T_{1min} = \text{mínimo}(T_1, TT_1)$ e $T_{2max} = \text{máximo}(T_2, TT_2)$.

Tabela 6.4: Limites dos parâmetros dos Lead-Lag do ESP de Itumbiara.

Sistema:	SIN	----	DEFPAR (PacDyn)	Valor	Parâmetros	Mín/Máx
Nome:	Itumbiara		us	1.00	K	$K_{min}=K_{max}=1.0$
Barra:	18		#A2	0.15	T_1	$T_{1min} = 0.150$
Modelo:	178		#A3	0.015	T_2	$T_{2min} = 0.015$
Lead-Lag:	2		#A4	0.22	TT_1	$T_{1max} = 0.220$
Bloco⁸	14		#A5	0.39	TT_2	$T_{2max} = 0.390$

O modelo utilizado pelo AG tem Lead-Lag iguais (equação (6.3)) e utiliza valores de compensação de fase (α) e frequência (ω) como parâmetro de ajuste. Esta compensação de fase e frequência podem ser calculadas com a equação (6.5) e seus valores mínimos e máximos com a equação (6.6).

⁸ Bloco 14 é o número do Bloco onde é tomada o sinal via Vudc.

$$\alpha = T_1 / T_2 \quad e \quad \omega = 1 / \sqrt{T_1 T_2} \quad (6.5)$$

$$\begin{aligned} \alpha_{\min} &= T_{1\min} / T_{2\max} & \alpha_{\max} &= T_{1\max} / T_{2\min} \\ \omega_{\min} &= 1 / \sqrt{T_{1\max} T_{2\max}} & \omega_{\max} &= 1 / \sqrt{T_{1\min} T_{2\min}} \end{aligned} \quad (6.6)$$

Da Tabela 6.4 e da equação (6.6), calculam-se os valores iniciais máximos e mínimos de α e ω , que chamaremos de valor achado (segunda coluna da Tabela 6.5). Com estes valores achados, geram-se novos limites ($\pm 10\%$) podendo ser maiores ou menores que os limites padrão.

Os valores da terceira coluna da Tabela 6.5 serão usados para gerar uma população inicial do AG e os valores da quinta coluna serão usados como limites de procura para o AG. Os elementos da quinta coluna são obtidos da equação (6.7).

$$\begin{aligned} k_{\min 5} &= \min(k_{\min 3}, k_{\min 4}) & k_{\max 5} &= \max(k_{\max 3}, k_{\max 4}) \\ \alpha_{\min 5} &= \min(\alpha_{\min 3}, \alpha_{\min 4}) & \alpha_{\max 5} &= \max(\alpha_{\max 3}, \alpha_{\max 4}) \\ \omega_{\min 5} &= \min(\omega_{\min 3}, \omega_{\min 4}) & \omega_{\max 5} &= \max(\omega_{\max 3}, \omega_{\max 4}) \end{aligned} \quad (6.7)$$

onde os sub-índices indica o número de coluna da Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Limites dos parâmetros para o ESP_{AGi} de Itumbiara.

Parâmetro	Valor Achado	Achado $\pm 10\%$	Faixa Padrão	Faixa de procura	Para população inicial
k_{\min}	1.0	0.9	0.10	0.10	0.90
k_{\max}	1.0	1.1	20.0	20.0	1.10
α_{\min}	0.385	0.346	0.10	0.10	0.346
α_{\max}	14.667	16.133	10.0	16.13	16.133
ω_{\min}	3.414	3.073	1.25	1.250	3.073
ω_{\max}	21.082	23.190	30.0	30.00	23.190

Dos 61 ESP_{AG} têm-se nove ESPs com um bloco Lead-Lag e 52 com dois blocos Lead-Lag a serem ajustados. Os sinais estabilizantes de “feedback” ou retroalimentação dos ESPs, são de três tipos: potência elétrica (usada por 10 máquinas), potência acelerante (usada em duas máquinas) e integral de potência acelerante (usada em 49 máquinas).

6.1.2.2 Ajuste do controle local

Agora vamos realizar o controle local mediante os ajustes dos ESP_{AG} , de tal forma a encontrar o valor máximo de amortecimento do sistema utilizando a metodologia proposto. Para o ajuste dos ESP_{AG} , utilizam-se os parâmetros do algoritmo genético da Tabela 6.6.

Tabela 6.6: Parâmetros do algoritmo genético aplicado.

Parâmetro	Descrição
Codificação utilizada	Real
População	30
Número máximo de gerações	50
Tipo de Cruzamento	Cruzamento três pontos
Probabilidade de Cruzamento	80 %
Operador de Mutação	Decresc. Exponencial
Probabilidade mutação máxima P_m^{\min}	10.0 %
Probabilidade mutação mínima P_m^{\max}	5 %
Pré-aquecimento	1
Indivíduos no pré-aquecimento	5
Número Indivíduos no Torneio	3 indivíduos
Geração máxima na redução	5
Geração no deslocamento e expansão	10
Fator de redução	0.7
Fator de deslocamento	1.3
Tempo de atraso	0.0 seg
Imprimir resultados	1
Mínimo Intra-planta/parar	15
Mínimo Local/parar	20
Mínimo Inter-área/parar	25

Como observado no diagrama de pólos do SIN (Figura 6.2 ou Tabela 6.1), todos os pontos de operação contêm amortecimento negativo.

Depois de executar o AG ou PGA os resultados obtidos são mostrados na Tabela 6.7, onde o menor valor de amortecimento obtido foi de 10.12 %.

Tabela 6.7: Resultados dos parâmetros dos ESPs no término do AG ou PGA [134].

Esp_Ger	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq.(ωi)	Esp_Ger	Ganho(Ki)	Alfa(αi)	Freq.(ωi)
ESP ₁	3.196	8.789	9.946	ESP ₃₂	2.466	5.996	40.132
ESP ₂	8.378	7.892	24.082	ESP ₃₃	14.564	10.077	8.637
ESP ₃	4.400	0.163	2.452	ESP ₃₄	2.513	3.644	28.218
ESP ₄	11.197	3.442	9.193	ESP ₃₅	17.713	4.673	14.915
ESP ₅	4.295	9.579	16.441	ESP ₃₆	3.725	3.284	13.931
ESP ₆	13.543	6.297	8.829	ESP ₃₇	5.044	3.574	8.176
ESP ₇	13.427	15.186	11.567	ESP ₃₈	12.708	3.083	11.252
ESP ₈	11.926	4.841	10.695	ESP ₃₉	12.237	5.568	32.610
ESP ₉	9.845	11.613	6.842	ESP ₄₀	19.524	2.795	11.438
ESP ₁₀	11.037	15.638	5.435	ESP ₄₁	6.176	3.835	7.990
ESP ₁₁	10.411	11.499	12.620	ESP ₄₂	5.357	4.832	13.352
ESP ₁₂	17.062	13.114	72.683	ESP ₄₃	10.296	1.913	18.896
⁹ ESP ₁₃	-7.987	3.726	32.649	ESP ₄₄	2.286	4.132	11.983
ESP ₁₄	20.386	8.618	71.928	ESP ₄₅	25.903	2.903	9.678
ESP ₁₅	2.291	0.284	4.683	ESP ₄₆	19.803	5.637	12.131
ESP ₁₆	14.625	2.837	41.925	ESP ₄₇	17.707	5.730	11.431
ESP ₁₇	4.293	2.422	9.290	ESP ₄₈	33.267	4.359	10.079
ESP ₁₈	13.111	0.066	12.533	ESP ₄₉	3.013	0.456	2.859
ESP ₁₉	14.679	3.042	12.939	ESP ₅₀	2.645	0.501	3.542
ESP ₂₀	7.211	3.725	10.482	ESP ₅₁	5.563	1.003	4.492
ESP ₂₁	12.366	10.204	13.610	ESP ₅₂	10.030	7.699	16.252
ESP ₂₂	12.349	1.090	33.879	ESP ₅₃	12.973	4.766	27.267
ESP ₂₃	1.958	1.231	4.604	ESP ₅₄	8.896	3.612	14.298
ESP ₂₄	2.336	1.230	3.417	ESP ₅₅	15.311	3.490	29.228
ESP ₂₅	4.580	0.499	0.455	ESP ₅₆	15.291	6.683	17.992
ESP ₂₆	3.362	0.697	1.595	ESP ₅₇	7.070	3.571	21.153
ESP ₂₇	2.875	0.103	0.816	ESP ₅₈	6.872	5.452	21.409
ESP ₂₈	18.905	0.555	1.032	ESP ₅₉	7.872	9.384	49.508
ESP ₂₉	3.158	3.976	4.841	ESP ₆₀	0.851	2.669	3.547
ESP ₃₀	13.561	5.485	12.854	ESP ₆₁	5.264	3.858	11.581
ESP ₃₁	3.609	6.202	15.504				
				ζ_{min}(%)	ζ_{IP}=11.45	ζ_{LC}=10.12	ζ_{IA}=12.07

Na Figura 6.9 é mostrado o diagrama de pólos com os controladores locais ajustados pelo AG, passando-se de um amortecimento de -1.34 % a +10.12% para os três pontos de operação. A mesma figura mostra os mínimos valores de amortecimento conseguido para cada faixa de frequência de oscilação, obtendo-se amortecimento mínimo intra-planta de 11.45%, mínimo local de 10.12% e mínimo inter-área de 12.07%.

⁹ O valor negativo do ganho é tal como encontrado na base de dados do ONS.

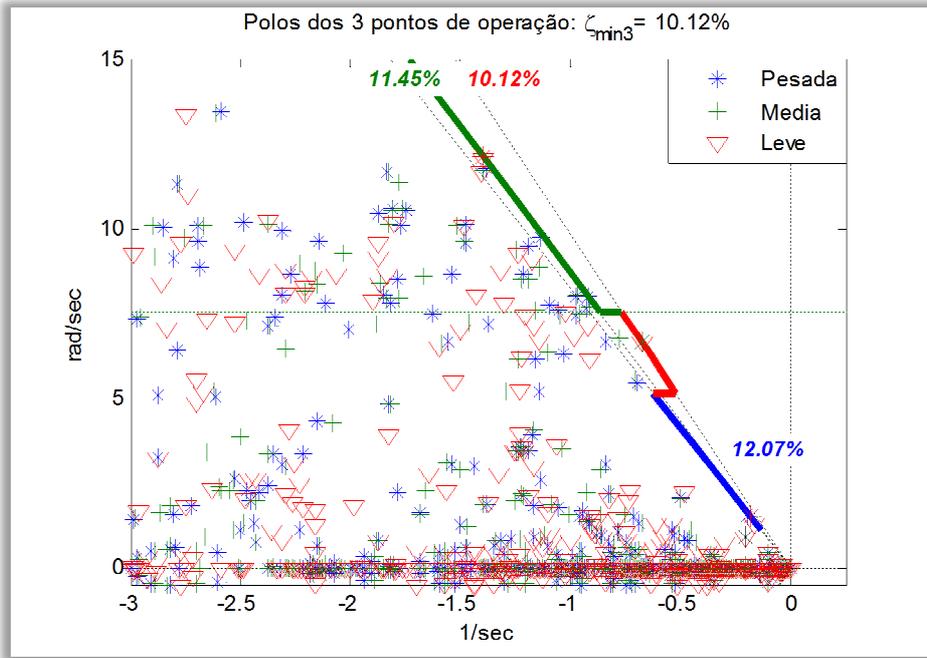


Figura 6.9: Digrama de pólos com controladores locais ajustados.

A Figura 6.10(a) mostra os mínimos valores de amortecimento para cada ponto de operação da malha fechada, onde observamos que dois pólos que geram valores mínimos correspondem à faixa de frequência de oscilação local ($0.82 \leq \text{Freq} < 1.2 \text{ Hz}$) de 10.12% (em vermelho) e um pólo que pertence à faixa de frequência intra-planta ($\text{Freq} \geq 1.2$) de 11.46%. A Figura 6.10(b) e Figura 6.10(c) mostram, respectivamente, os números de pólos que existem nas faixas de frequência para malha aberta e malha fechada nos três pontos de operação.

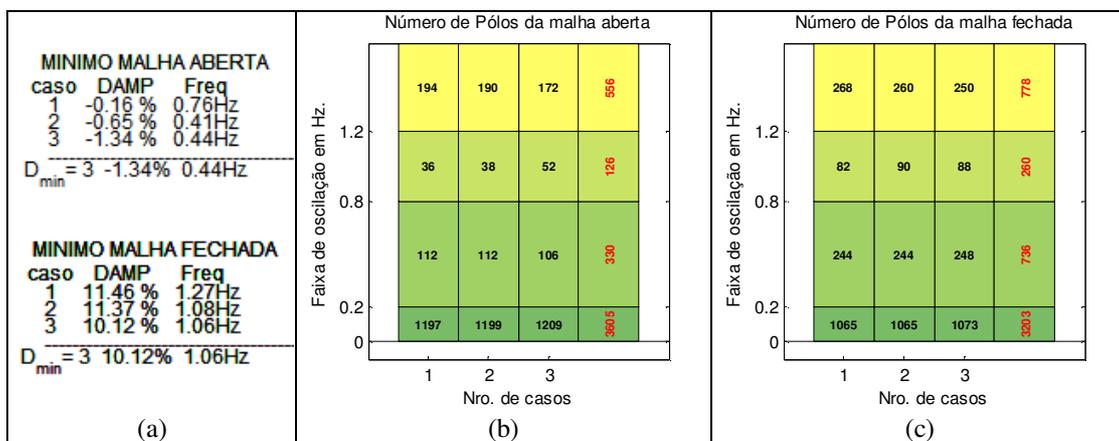


Figura 6.10: Mínimo amortecimento e número de pólos de malha aberta e fechada.

6.1.3 Controle centralizado para o SIN

6.1.3.1 Seleção de sinais

Para melhorar os resultados obtidos com o controle local, calculam-se os parâmetros do controle centralizado, o qual utiliza os sinais remotos obtidos pelas PMUs.

A Figura 6.11 mostra o diagrama de blocos usado para o ajuste do controle centralizado, observa-se que os sinais remotos obtidos pelas PMUs vão ser as velocidades das máquinas (ω). Em alguns Casos de ajuste, dos ESPs, os tempos de atraso pela comunicação dos sinais remotos serão iguais na entrada e na saída. Também serão mostrados Casos com tempos diferentes, tal como é em sistemas reais.

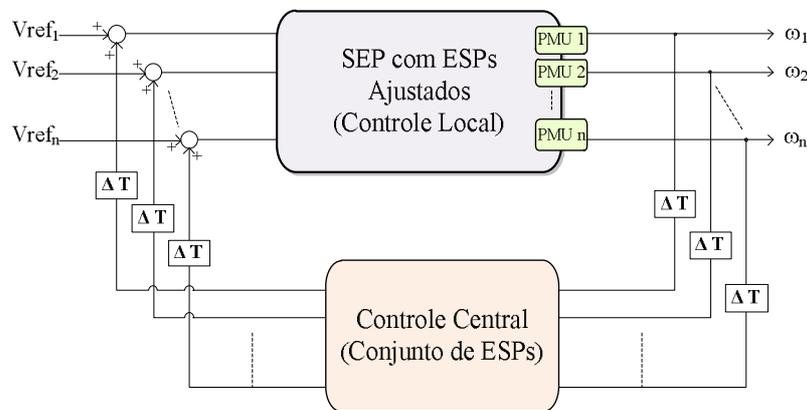


Figura 6.11: Diagrama de blocos do controle centralizado.

Para a seleção dos sinais remotos, considerou-se: as informações encontradas nos projetos do ONS (item 3.2.1.6); a resolução de 2005, dada pela ANEEL, que estabelecem a localização de 85 pontos de medição fasorial; as PMUs instaladas segundo o relatório do KEMA [64]; e a experiência de um especialista que conhece o SIN [151]. Como auxílio, foram realizadas as respectivas análises de resíduo, observabilidade e controlabilidade relativa da aproximação geométrica.

Fazendo uma análise de todas as informações obtidas, concluiu-se em considerar 12 geradores do qual são listados na Tabela 6.8. Para um trabalho futuro, pretende-se considerar todos ou grande parte dos geradores que tem PMU.

Para se determinar quais são os melhores sinais (destes 12) para aumentar o amortecimento, calcularam-se os índices de observabilidade e controlabilidade relativos dos modos de malha fechada para os 12 geradores.

Tabela 6.8: Lista de geradores para os sinais remotos do controle centralizado.

	Área	Nome da Barra	Número de Barra	Modelo Estabilizador	Modelo R.Tensão
1	1 – FURNAS	S.MESA--	36	187	117
2	2 – LIGHT	NPECANHA	250	270	200
3	2 - LIGHT	NPECANHA	8250	271	201
4	3 - CEMIG	EMBORCAC	300	370	300
5	3 - CEMIG	S.SIMAO-	303	374	304
6	5 - CESP	A.VERMEL	500	570	500
7	5 - CESP	I.SOLTE-	501	571	501
8	8 - GERASUL	SSantiag	925	880	810
9	9 - ITAIPU BIN-60	ITAIPU60	1107	971	901
10	13 - ELETRONORTE	TUCURUI1	6419	1370	1300
11	13 - ELETRONORTE	TUCURUI2	6420	1371	1301
12	15 - ELETRONORTE	TUCURUI3	6422	1372	1303

Os menores amortecimentos da malha fechada (sistema com ESPs locais) são mostrados na Tabela 6.9. A última coluna desta tabela (faixa) indica se o modo de oscilação da segunda coluna pertence à faixa de frequência intra-planta ou local ou inter-área.

Tabela 6.9: Autovalores, amortecimento e frequência do SIN com ESPs locais.

Caso #	Modo	Autovalor			Amort(%)	freq(Hz)	faixa
Pesada	607	-0.922	+	7.997i	<u>11.46</u>	1.27	Ip
	685	-0.839	+	6.645i	12.53	1.06	Lc
	1068	-0.202	+	1.495i	13.4	0.24	Ia
Media	370	-1.400	+	12.144i	11.45	1.93	Ip
	657	-0.777	+	6.790i	<u>11.37</u>	1.08	Lc
	982	-0.182	+	1.493i	12.07	0.24	Ia
Leve	373	-1.395	+	12.069i	11.48	1.92	Ip
	659	-0.678	+	6.665i	<u>10.12</u>	1.06	Lc
	1094	-0.168	+	1.327i	12.56	0.21	Ia

Nesta Tabela 6.9 se pode observar os menores valores de amortecimentos para cada faixa de frequência ($\zeta_{Ip_min} = \mathbf{11.45}$, $\zeta_{Lc_min} = \mathbf{10.12}$ e $\zeta_{Ia_min} = \mathbf{12.07}$), assim como para cada ponto de operação ($\zeta_{Pesada_min} = \mathbf{11.46}$, $\zeta_{Media_min} = \mathbf{11.37}$, $\zeta_{Leve_min} = \mathbf{10.12}$).

Da Tabela 6.9, calculam-se a observabilidade e controlabilidade relativas, das quais são mostradas na Figura 6.12 até na Figura 6.15.

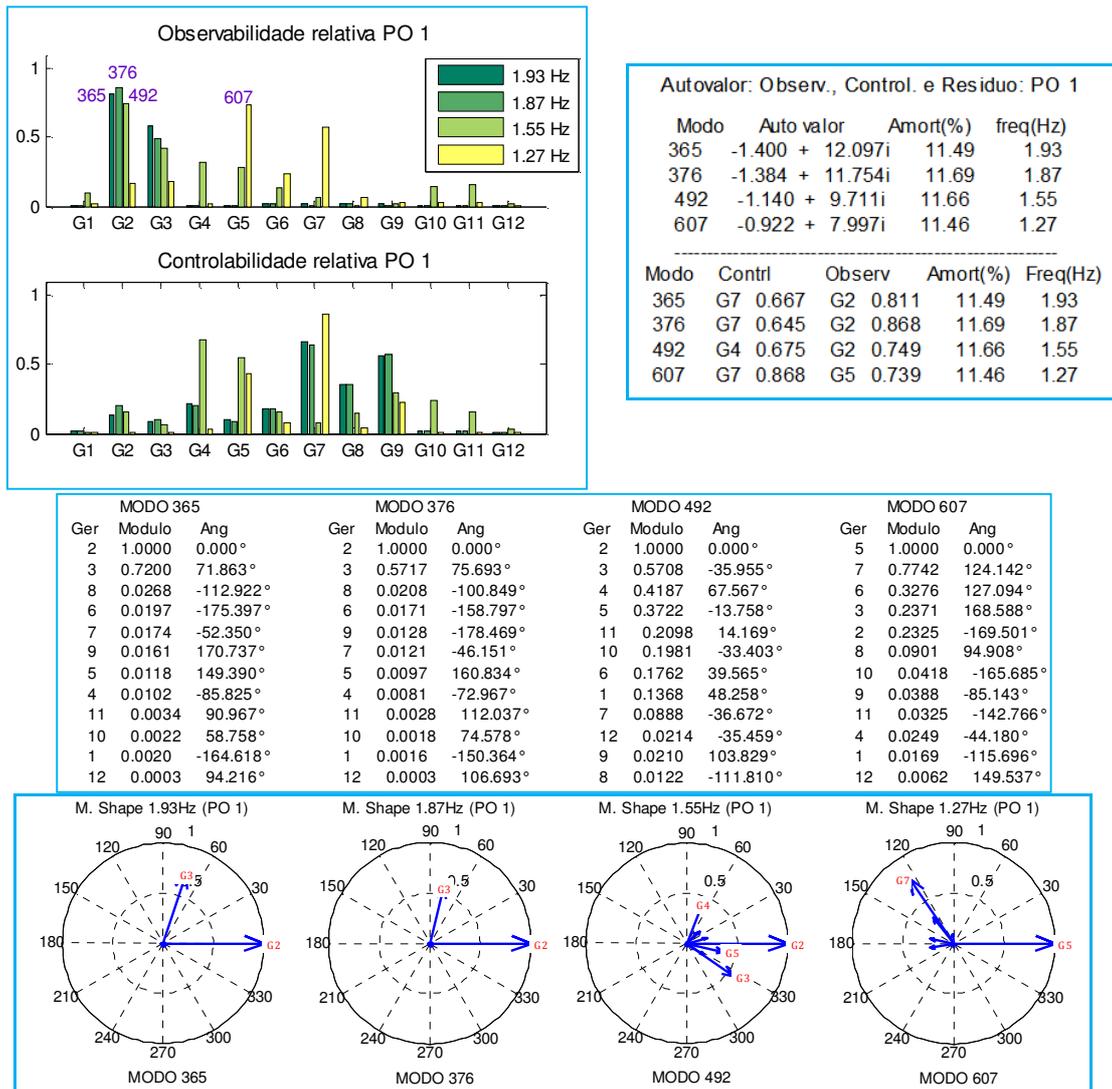


Figura 6.12: Observabilidade e controlabilidade relativa e modo shape do PO 1 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.

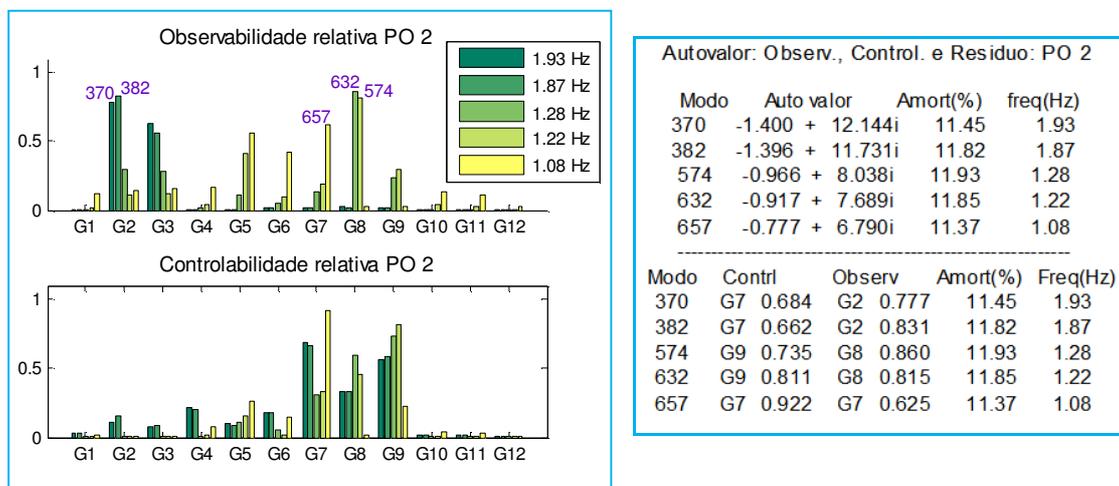


Figura 6.13: Observabilidade e controlabilidade relativa do PO 2 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.

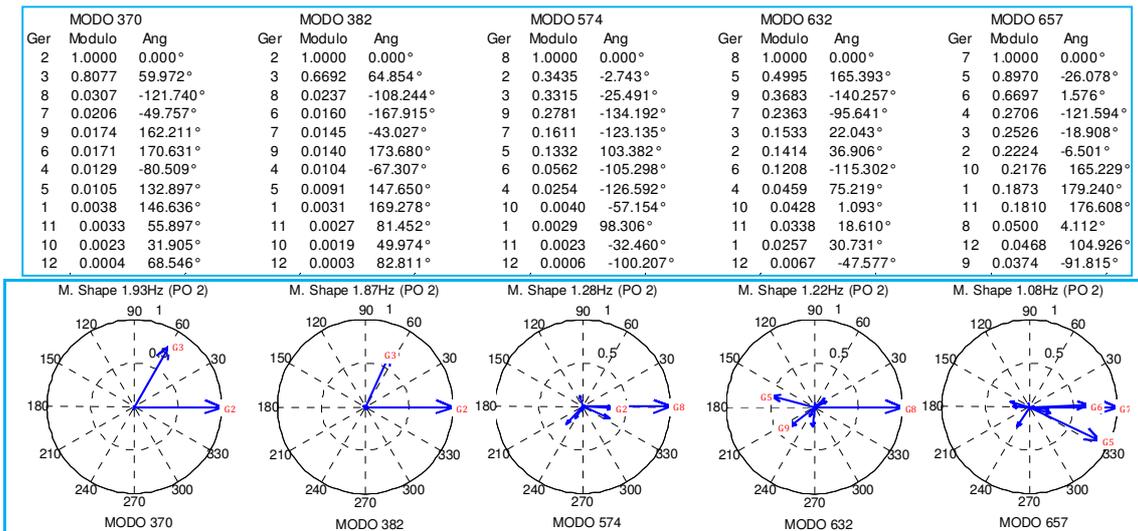


Figura 6.14: Modo shape do PO 2 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.

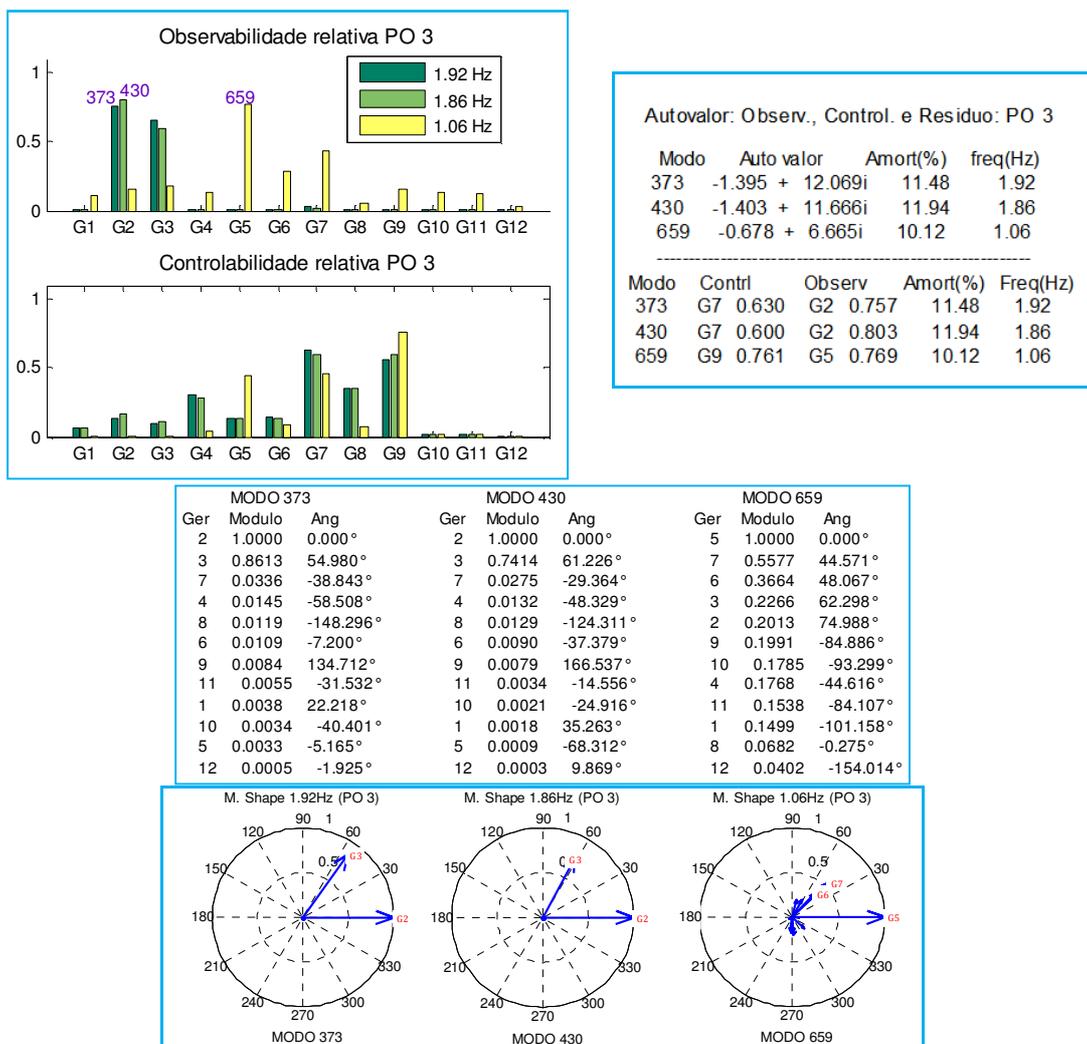


Figura 6.15: Observabilidade e controlabilidade relativa e modo shape do PO 3 do SIN, considerando a função de transferência V_{ref}/w_w para o controle centralizado.

Dos resultados obtidos de observabilidade e controlabilidade relativa da aproximação geométrica, pode-se dizer que, para melhorar o valor de amortecimento dos modos analisados (com menores amortecimentos), deve-se escolher os sinais remotos dos geradores 2, 3, 5, 7 e 8 (modos observáveis) e injetar os sinais nos geradores 4, 5, 7, 8 e 9 (modos controláveis).

A seguir mostraremos o caso de usar cinco sinais de entrada (geradores 2, 3, 5, 7 e 8) e cinco sinais de saída (geradores 4, 5, 7, 8 e 9). Também mostraremos no caso de se utilizar os doze geradores, doze sinais na entrada e doze na saída do controle centralizado.

6.1.3.2 Considerando o sinal para 25 ESP

Aqui vamos considerar sinais obtidos dos geradores: 2, 3, 5 e 7 ($\omega_2, \omega_3, \omega_5$ e ω_7) e injetaremos nos RAT dos geradores 4, 5, 7, 8 e 9 ($V_{ref4}, V_{ref5}, V_{ref7}, V_{ref8}$ e V_{ref9}). A Figura 6.16 mostra um diagrama de blocos da conexão do controle centralizado. Observa-se que este controle representa um produto matricial ($[\Delta t] \cdot \begin{bmatrix} \blacksquare & \blacksquare \\ \blacksquare & \blacksquare \end{bmatrix} \times [\Delta t]$).

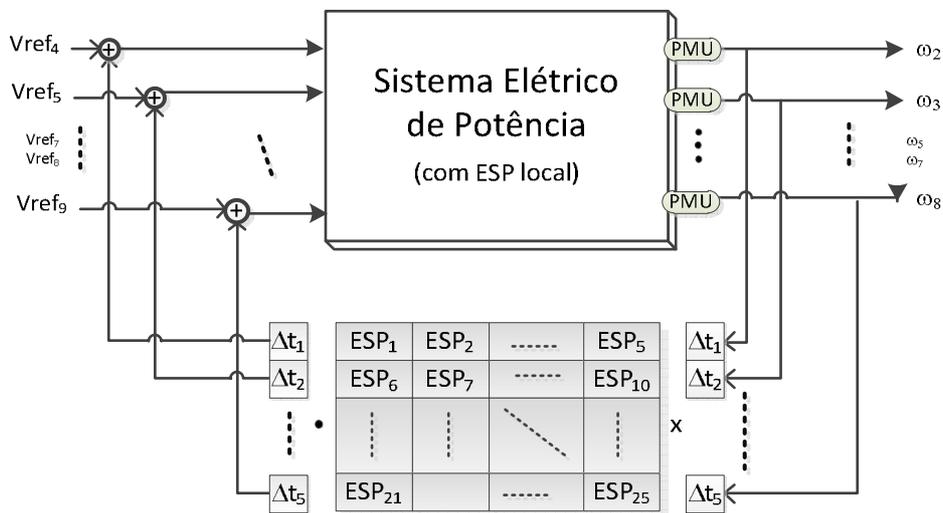


Figura 6.16: Representação gráfica do controle centralizado para o caso de 25 ESPs.

A Tabela 6.10 mostra um resultado do AG ou PGA para o tempo de latência de 200 ms, obtendo-se amortecimentos mínimos para os modos intra-planta, local e inter-área, respectivamente, de 11.16 %, 11.24% e 12.09%,.

Tabela 6.10: Resultados do controle centralizado para 25 ESPs.

ESP	Ki	α_i	ω_i	---	ESP	Ki	α_i	ω_i
ESP ₁	0.965	0.201	7.426		ESP ₁₄	1.098	0.147	8.161
ESP ₂	0.080	5.112	1.702		ESP ₁₅	0.970	9.589	6.745
ESP ₃	0.060	0.201	3.806		ESP ₁₆	0.285	0.275	2.035
ESP ₄	17.448	0.516	7.798		ESP ₁₇	0.307	0.319	2.231
ESP ₅	0.499	0.241	5.140		ESP ₁₈	1.056	0.161	9.438
ESP ₆	0.023	6.985	9.879		ESP ₁₉	0.035	0.294	5.376
ESP ₇	0.201	0.355	25.261		ESP ₂₀	0.155	0.322	2.599
ESP ₈	0.261	0.174	2.458		ESP ₂₁	0.070	0.178	3.194
ESP ₉	0.969	0.278	24.681		ESP ₂₂	1.016	0.097	1.273
ESP ₁₀	0.618	1.087	1.941		ESP ₂₃	0.448	0.665	8.386
ESP ₁₁	1.026	0.634	1.548		ESP ₂₄	0.110	0.142	3.678
ESP ₁₂	0.660	9.531	4.509		ESP ₂₅	0.395	0.542	1.895
ESP ₁₃	0.976	6.668	6.303		$\Delta t: 200$	$\zeta_{IP}: 11.16$	$\zeta_{LC}: 11.24$	$\zeta_{IA}: 12.09$

A Figura 6.17 mostra o diagrama de pólos dos três pontos de operação do SIN. Nota-se que as linhas de amortecimento local e intra-planta quase são as mesmas. Na faixa de oscilação inter-área a maioria dos modos se encontram distante do eixo direito e têm amortecimentos maiores que 23%. Isto quer dizer que a função objetivo utilizada tenta manter os bons resultados dos modos de oscilação, obtidos com o controle local.

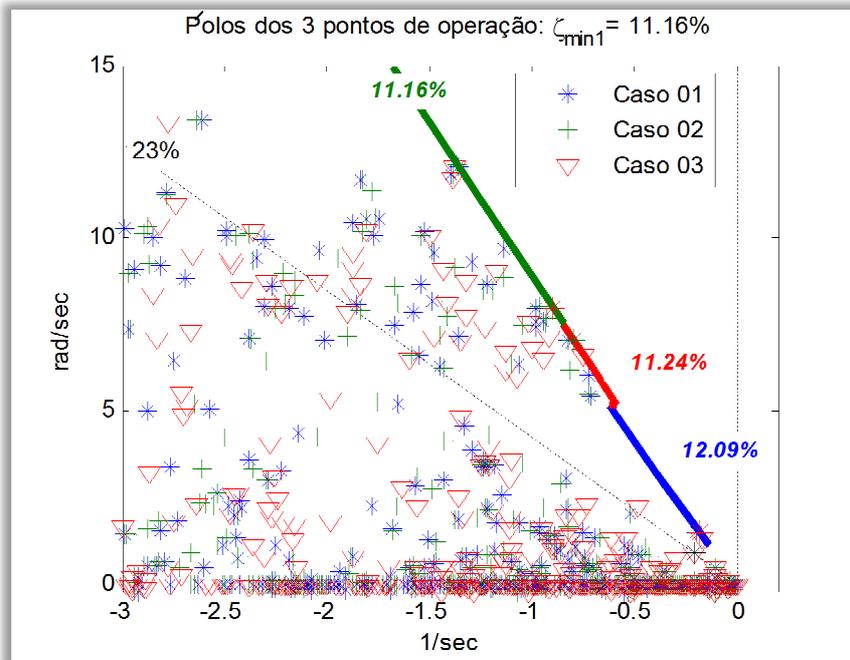


Figura 6.17: Pólos do SIN na utilização de 25 ESPs no controle centralizado.

A Figura 6.18(a) mostra os menores valores de amortecimento para cada ponto de operação da malha fechada com controle centralizado. Observam-se que dois pólos que geram valores mínimos correspondem à faixa de frequência de oscilação intra-planta ($\text{Freq} \geq 1.2$) de 11.16% e 11.20%, e um pólo que pertence à faixa de frequência local ($0.82 \leq \text{Freq} < 1.2\text{Hz}$) de 11.25%. A Figura 6.18(b) mostra os números de pólos que existem nas faixas de frequência para malha fechada nos três pontos de operação.

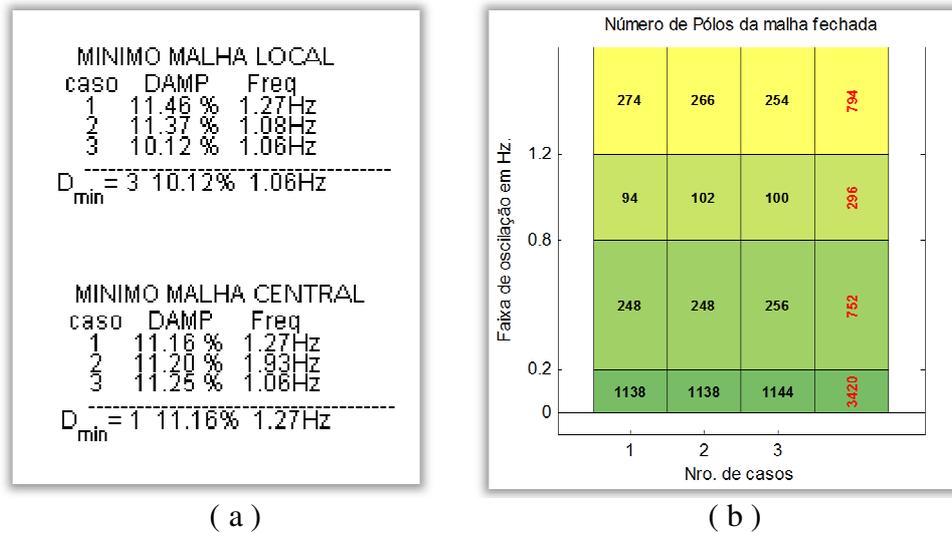


Figura 6.18: Mínimos amortecimento e número de Pólos do CC (25 ESPs).

Na Tabela 6.11 é mostrado um resumo dos resultados do AG para o controle centralizado, para vários tempos de retardo nas comunicações entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operação).

Tabela 6.11: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 25 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
50	11.47	12.21	12.05	50
100	11.32	12.54	12.05	100
200	11.16	11.24	12.09	200
500	11.42	12.28	12.30	500
1000	11.41	11.60	12.82	1000

Nesta tabela (Tabela 6.11) o menor valor de amortecimento na faixa de oscilação local é de 12.54% (para 100ms). Sendo que com controle local, para esta mesma faixa, foi de 10.12%. Observa-se que para todos os casos de tempo os menores valores de amortecimento na faixa de oscilação local superam, correspondentemente, a seus

valores de oscilação intra-planta ($\zeta_{LC} > \zeta_{IP}$). Nota-se também, que o valor de amortecimento inter-área para 50 e 100 ms ficaram menores a de seus correspondentes amortecimentos locais (ex. $\zeta_{LC_{50ms}} = 12.21\% > \zeta_{IA_{50ms}} = 12.05\%$).

Deve-se lembrar de que a função objetivo do AG (equação (4.1)) é aumentar o amortecimento dos modos com menor valor de amortecimento evitando diminuir os amortecimentos dos outros modos.

A Figura 6.19 mostra a variação dos mínimos valores de amortecimento com relação ao tempo de retardo. Esta figura é gerada da tabela anterior.

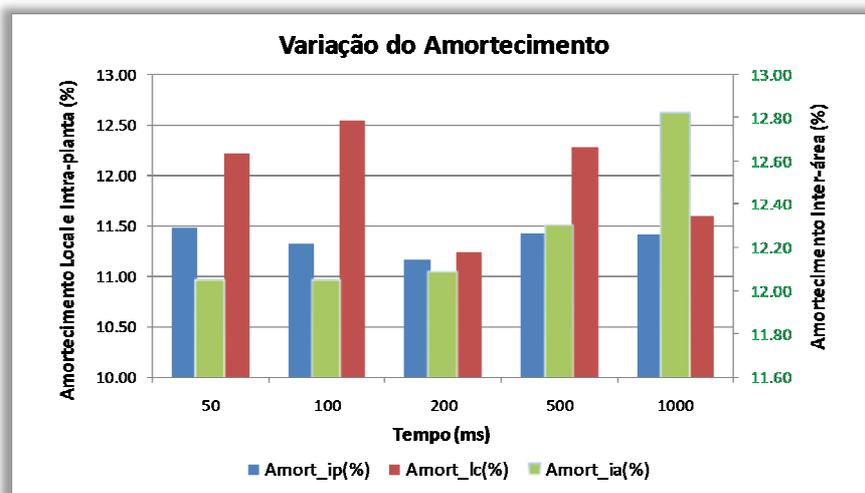


Figura 6.19: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

6.1.3.3 Considerando os sinais dos 12 geradores

Aqui vamos a considerar a tomada de sinal de 12 geradores. A Figura 6.20 mostra um diagrama de blocos da conexão do controle centralizado, representada de forma matricial por um conjunto de 144 ESPs (12 sinais de entrada e 12 sinais de saída).

A Tabela 6.12 mostra um resumo dos resultados do AG ou PGA para o controle centralizado para tempos de atraso de 100, 200 e 500 ms, entre o sistema (ponto da PMU) e o controle centralizado (centro de operações). A primeira e quinta coluna desta tabela indicam os tempos de atraso na entrada e na saída do controlador centralizado.

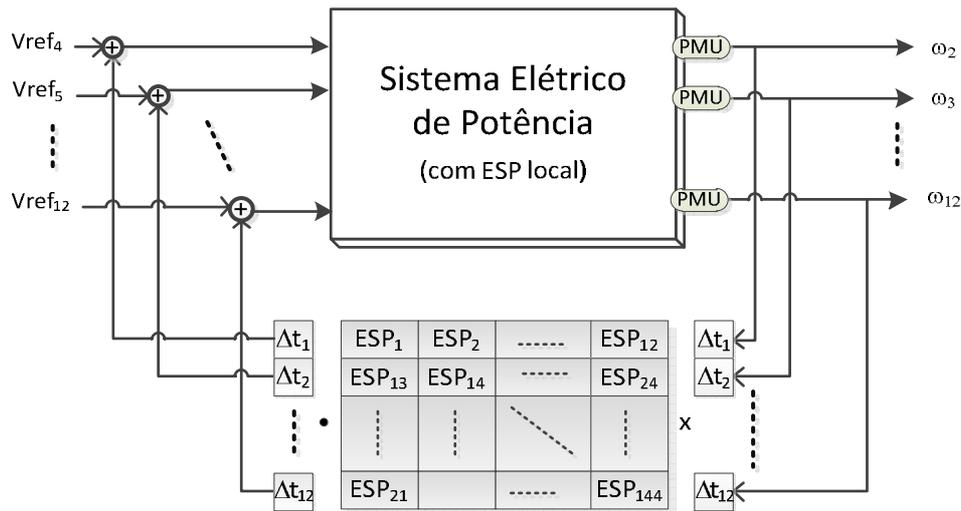


Figura 6.20: Representação gráfica do controle centralizado (conjunto de 144 ESPs).

Nesta Tabela 6.12 os máximos valores para o amortecimento intra-planta, local e inter-área foram, respectivamente, 11.46% (200 ms), 12.49% (500 ms) e 14.96% (500 ms) para vários tempos de latência. Como nos sistemas reais, os tempos de retardo de ida e de volta não são iguais, considera-se um cenário em que os tempos são diferentes o qual é mostrado na última linha da Tabela 6.12.

Tabela 6.12: Resumo dos valores do amortecimento com controle centralizado, 144 ESPs.

$\Delta t_{in}(ms)$	$\zeta_{IP}(\%)$	$\zeta_{LC}(\%)$	$\zeta_{IA}(\%)$	$\Delta t_{out}(ms)$
100	11.30	11.51	13.30	100
200	11.46	11.46	12.19	200
500	11.44	12.49	14.96	500
200/250/300/120/150/220/ 100/130/100/180/100/200	11.46	11.94	13.27	210/190/120/100/100/50/ 80/200/170/170/130/160

A Figura 6.21 mostra a variação do valor de amortecimento com respeito a vários tempos de atraso. O segundo eixo (lado direito) indica a variação do inter-área.

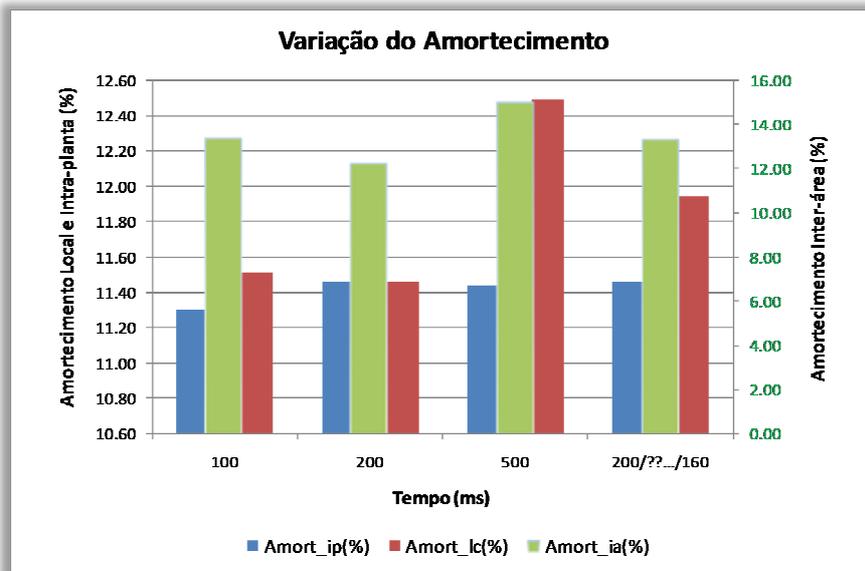


Figura 6.21: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

No gráfico da Figura 6.22 é mostrada a evolução do valor de amortecimento do SIN com controle local (Figura 6.22a): 11.45 %, 10.12% e 12.07% e com controle local e central (Figura 6.22b): 11.46 %, 11.94 % e 13.27%.

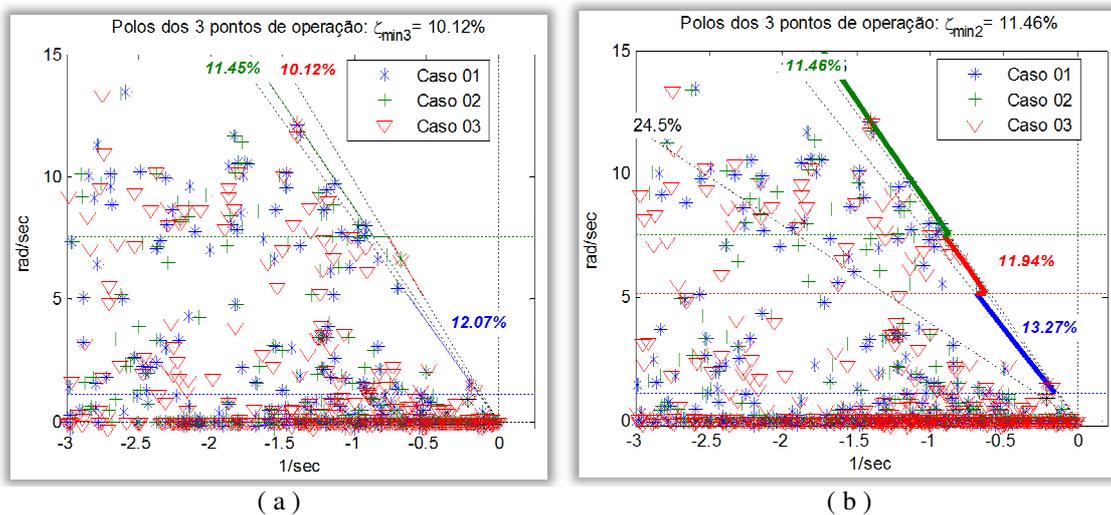


Figura 6.22: Variação do valor de amortecimento com relação ao tempo de atraso.

Na Figura 6.22b a maioria dos modos da faixa de oscilação inter-área se encontram distante do eixo direito. Observa-se que têm amortecimentos maiores que 24.5%. Isto quer dizer que a função objetivo utilizada (equação (4.1)) tenta manter os bons resultados dos modos de oscilação, obtidos com o controle local.

A Figura 6.23 (lado superior) mostra os mínimos valores de amortecimento para cada ponto de operação da malha fechada com controle centralizado. Observa-se que os modos que geram valores mínimos para o controle centralizado correspondem à faixa de frequência de oscilação intra-planta ($Freq \geq 1.2$), no caso de controle local tinham-se dois com modos de oscilação local ($0.82 \leq Freq < 1.2 \text{ Hz}$) e um modo intra-planta (1.27Hz com 11.46%). No lado inferior da figura são mostrados os números de pólos que existem nas faixas de frequência para malha fechada nos três pontos de operação.

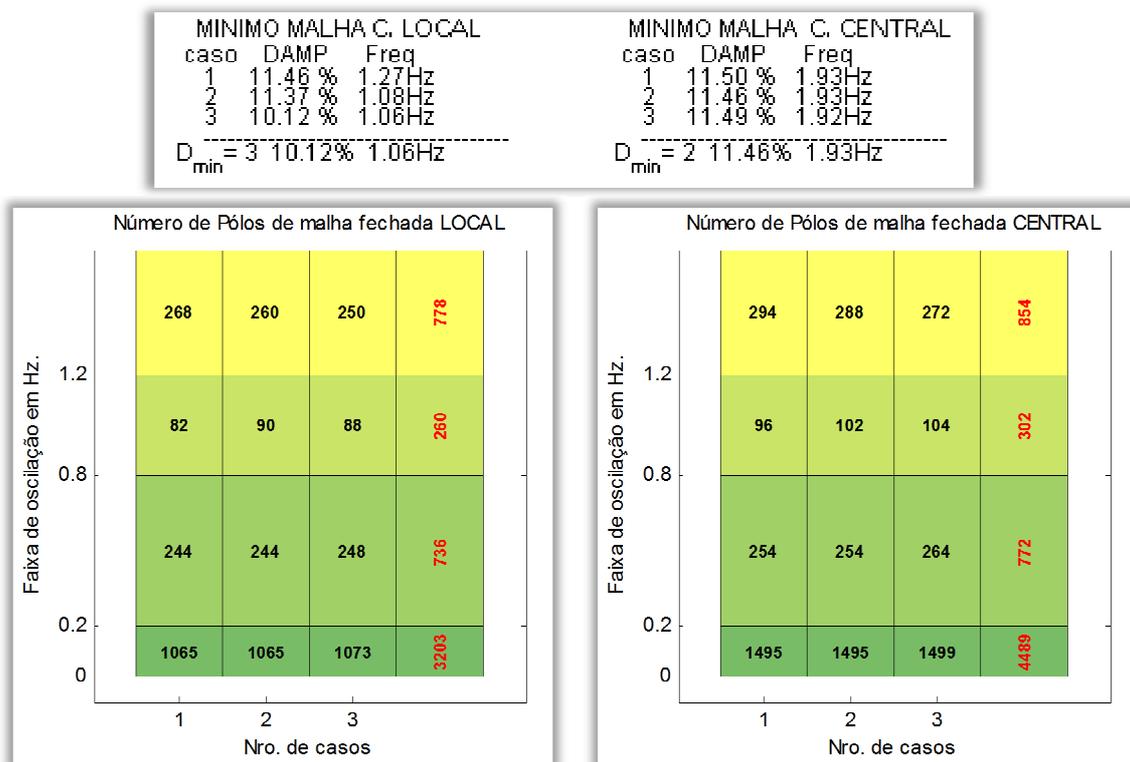


Figura 6.23: Amortecimentos mínimos e número de Pólos do C. Local e C. Central.

6.1.4 Perda de sinal no SIN

Aqui mostraremos o que acontece em caso da perda tanto do sinal de entrada como do sinal de saída do controlador centralizado. Esta análise será feita para o caso onde é usada os 12 sinais de entrada e 12 de saída.

Similar no sistema teste anterior (item 5.5.3), a perda de sinal é considerada tanto na entrada como na saída, para um total de 24 sinais (12 da entrada e 12 da saída) ter-se-ia um total de 16777216 combinações de perda de sinal, tal como é mostrada na Tabela 6.13.

Tabela 6.13: Número de combinações e probabilidade na perda de sinais.

P. de Sinal	Combinações	Probabilidade	---	P. de Sinal	Combinações	Probabilidade
0	1	1		13	2496144	1E-13
1	24	0.1		14	1961256	1E-14
2	276	0.01		15	1307504	1E-15
3	2024	0.001		16	735471	1E-16
4	10626	0.0001		17	346104	1E-17
5	42504	0.00001		18	134596	1E-18
6	134596	0.000001		19	42504	1E-19
7	346104	1E-07		20	10626	1E-20
8	735471	1E-08		21	2024	1E-21
9	1307504	1E-09		22	276	1E-22
10	1961256	1E-10		23	24	1E-23
11	2496144	1E-11		24	1	1E-24
12	2704156	1E-12				

Para a análise de perda de sinal, vamos considerar que a perda de um sinal tem probabilidade de 10%. Pode-se observar na Tabela 6.13 e na Figura 6.24 que é muito improvável perder mais de seis sinais. Com esta informação vamos realizar nossa análise até a perda de 3 sinais na entrada e 3 sinais na saída.

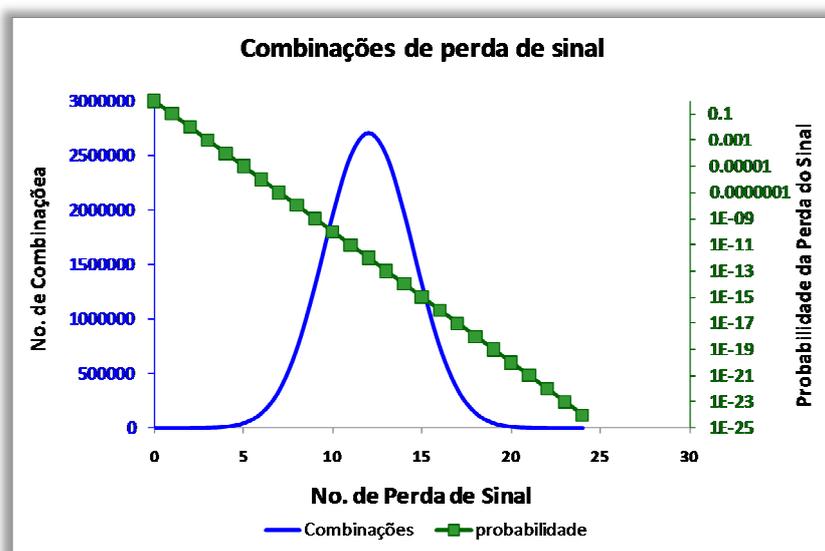


Figura 6.24: Combinações da perda do sinal do controle centralizado.

A Tabela 6.14 mostra a lista de sinais correspondentes aos barramentos das máquinas. Esta tabela também mostra o número do modelo dos ESPs, assim como o Regulador de Tensão.

Tabela 6.14: Lista de sinais correspondentes aos barramentos do SIN.

No. Sinal	Nome da Barra	Barra de onde sai o sinal	ESP que terá sinal adicional	R.Tensão onde o sinal entra	Área
1	S.Mesa	36	187	117	Furnas
2	N.Pecanha	250	270	200	Light
3	N.Pecanha	8250	271	201	Light
4	Emborcacao	300	370	300	Cemig
5	S.Simao	303	374	304	Cemig
6	A.Vermelho	500	570	500	CESP
7	I.Solteira	501	571	501	CESP
8	S.santiago	925	880	810	Gerasul
9	Itaipu60	1107	971	901	Itaipu
10	Tucuruí1	6419	1370	1300	Eletronorte
11	Tucuruí2	6420	1371	1301	Eletronorte
12	Tucuruí3	6422	1372	1303	Eletronorte

A Tabela 6.15 e Tabela 6.16 mostram as variações do valor de amortecimento intra-planta, local e inter-área em caso da perda do sinal remoto. A primeira coluna indica o número de sinais perdidos, se na entrada (in) ou na saída (out) e se for o caso na entrada e na saída (in-out). A terceira coluna indica a ordem do sinal perdido. Isto é, para 7e-5s, significa que o sinal da sétima entrada e da quinta saída foram perdidos.

Tabela 6.15: Amortecimento com perda de sinal (1 e 2 sinais).

No. Sinais	Perdas	sinal	$\zeta_{in}(\%)$	$\zeta_{ic}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$	
1	1in	7e	11.13	10.49	13.26	1
	1in	6e	11.46	10.30	13.17	2
	1in	12e	11.46	11.64	12.64	3
	1ou	7s	10.75	10.57	13.29	4
	1ou	5s	11.38	10.48	13.30	5
	1ou	12s	11.46	11.93	12.57	6
2	2in	5e,7e	11.01	10.41	13.23	7
	2in	7e,8e	11.17	10.14	13.26	8
	2in	10e,12e	11.46	11.69	12.46	9
	2out	7s,12s	10.71	10.58	12.59	10
	2out	4s,5s	11.2	9.9	13.31	11
	2out	11s,12s	11.46	11.76	12.27	12
	1in-1out	10e-7s	10.69	10.57	13.07	13
	1in-1out	7e-5s	11.2	9.89	13.3	14
	1in-1out	12e-11s	11.46	11.57	12.35	15

Tabela 6.16: Amortecimento com perda de sinal (3 e 4 sinais).

No. Sinais	Perdas	sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{lc}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$	
3	3in	1e,5e,7e	11.0	10.31	13.2	1
	3in	7e,8e,12e	11.2	9.89	12.63	2
	3in	10e,11e,12e	11.4	11.71	12.36	3
	3out	7s,11s,12s	10.7	10.58	12.28	4
	3out	4s,5s,11s	11.2	9.78	12.92	5
	3out	1s,11s,12s	11.46	11.76	12.14	6
	1in-2out	10e-7s,12s	10.66	10.58	12.41	7
	1in-2ou	1e-4s,8s	10.96	9.76	13.24	8
	1in-2out	11e-11s,12s	11.46	11.63	12.2	9
	2in-1out	10e,12e-7s	10.66	10.76	12.48	10
	2in-1out	1e,7e-8s	10.97	9.76	13.24	11
	2in-1out	11e,12e-11s	11.46	11.54	12.27	12
4	1in-3out	10e-7s,11s,12s	10.65	10.58	12.27	13
	1in-3out	1e-4s,5s,8s	11.18	9.63	13.29	14
	1in-3ou	4e-1s,11s,12s	11.18	10.71	12.07	15
	3in-1out	10e,11e,12e-7s	10.65	1078	12.36	16
	3in-1out	1e,7e,12e-8s	11.0	9.4	12.60	17
	3in-1out	4e,11e,12e-11s	11.26	10.97	13.19	18

Da tabela acima (Tabela 6.16), caso se percam 3 sinais na entrada (3in), o mínimo valores de amortecimento local aparece ao perder o sétimo, oitavo e décimo segundo sinal. Também, observa-se que o menor valor de amortecimento intra-planta, local e inter-área aconteceriam ao se perder três sinais.

Nesta Tabela 6.17, observa-se que o mínimo valor de amortecimento intra-planta de 10.65% (linhas 13 e 16 da última coluna) aconteceria ao perder um sinal na entrada (de S.Mesa) e três na saída (de I.Solteira, Tucurui2 e Tucurui3) ou ao se perder três na entrada (de Tucurui1, Tucurui2 e Tucurui3) e um sinal na saída (de I.Solteira).

O mínimo valor de amortecimento local de 9.4% (linha 17) aconteceria ao se perder três sinais na entrada (de S.Mesa, I.Solteira e Tucurui3) e um sinal na saída (de S.Santiago).

O mínimo valor de amortecimento inter-área de 12.07% (linha 15) aconteceria ao se perder um sinal na entrada (de Emborcação) e três sinais na saída (de S.Mesa, Tucurui2 e Tucurui3). A Tabela 6.17 mostra um resumo da Tabela 6.15 e Tabela 6.16 com respeito aos mínimos valores de amortecimento intra-planta, local e inter-área.

Tabela 6.17: Resumo de perda de sinal: amortecimentos mínimos.

No. Sinais	Perdas	sinal	$\zeta_{ip}(\%)$	$\zeta_{lc}(\%)$	$\zeta_{ia}(\%)$
4	1in-3out	10e-7s,11s,12s	10.65	10.58	12.27
	1in-3ou	4e-1s,11s,12s	11.18	10.71	12.07
	3in-1out	10e,11e,12e-7s	10.65	1078	12.36
	3in-1out	1e,7e,12e-8s	11.0	9.4	12.60

6.1.5 Simulação no tempo para o SIN

Para a validação dos valores encontrados com a metodologia, simulou-se no programa ANATEM dois grandes eventos: curto circuito seguido de abertura de uma linha de transmissão. Assim como na análise de perda de sinal, aqui usaremos o SIN com o controle centralizado total e com tempos de retardo diferentes nos sinais remotos.

O evento aplicado foi um curto-circuito na barra de Araraquara de 100 ms, com abertura da linha Araraquara - Maribondo. Este evento foi realizado no ponto de operação pesada. A Figura 6.25 mostra uma parte do diagrama unifilar do SIN onde o evento é executado.

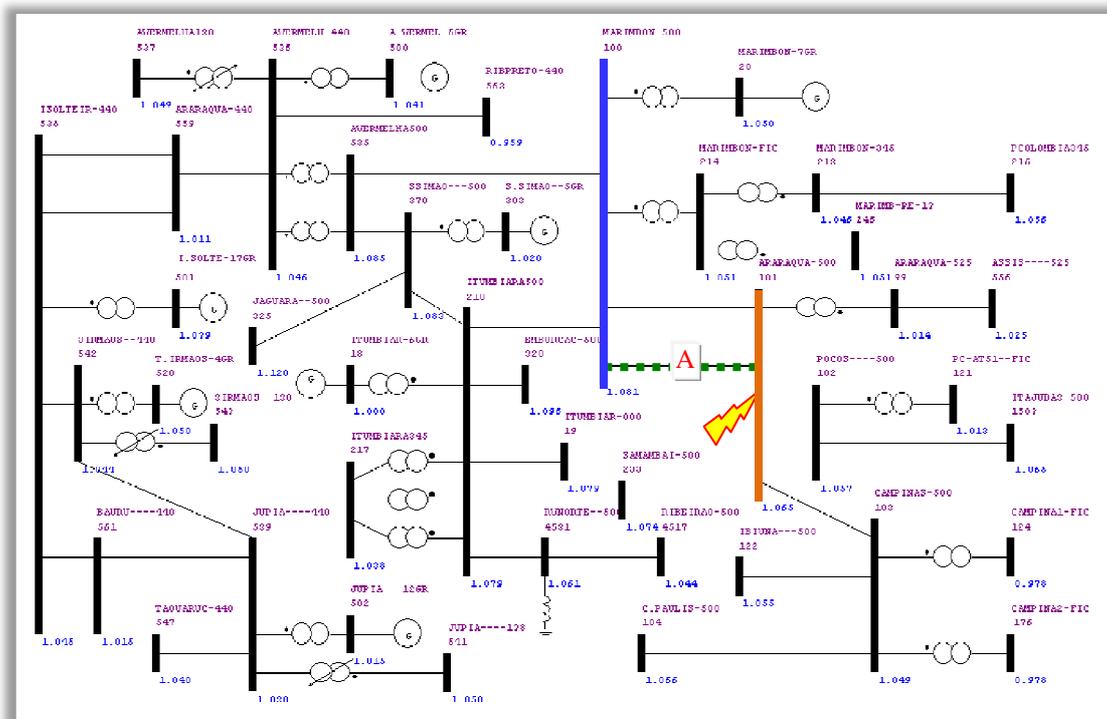


Figura 6.25: Detalhe do evento a ser aplicado no SIN.

Na Figura 6.25 o curto circuito é aplicado em $t=1s$ no barramento 101 (Araraquara 500 em laranja); em $t=1.1$ seg é desligada uma das duas linhas que interligam os barramentos 100 e 101 (linha “A” em verde entre Marimbono 500 em azul e Araraquara 500 em laranja) e neste mesmo instante de tempo também é extinto o curto circuito.

Para todas as figuras a seguir, a curva em lilás (...) representa o SIN sem estabilizadores, a curva em azul (- - -) representa o SIN com ESPs locais e a curva da cor vermelha (—) representa a resposta do SIN com controle local-central. O eixo “x” é o tempo em segundos e o eixo “y” está em graus sexagesimais.

A Figura 6.26 e Figura 6.27 mostram, respectivamente, as curvas do ângulo do rotor da usina de Itumbiara (barra 18) e do gerador Marimbondo (barra 20). Ambas as curvas com relação ao gerador de Ilha Solteira (barra 501).

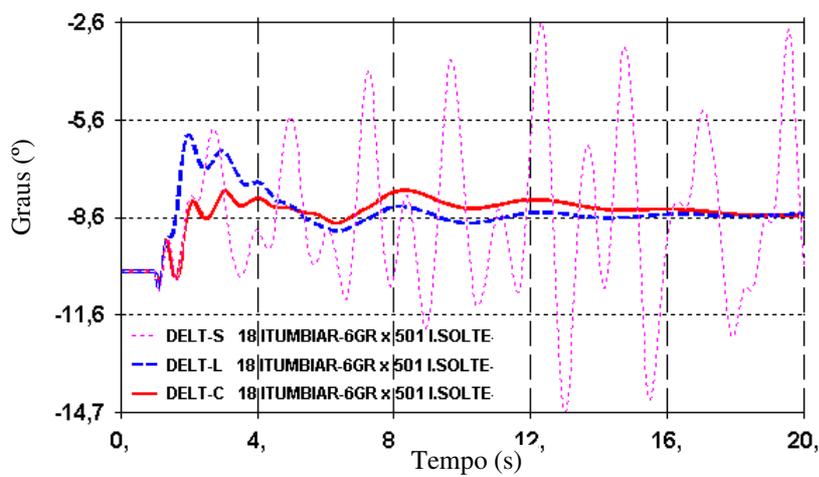


Figura 6.26: Ângulo delta da UHE Itumbiara vs. Ilha Solteira.

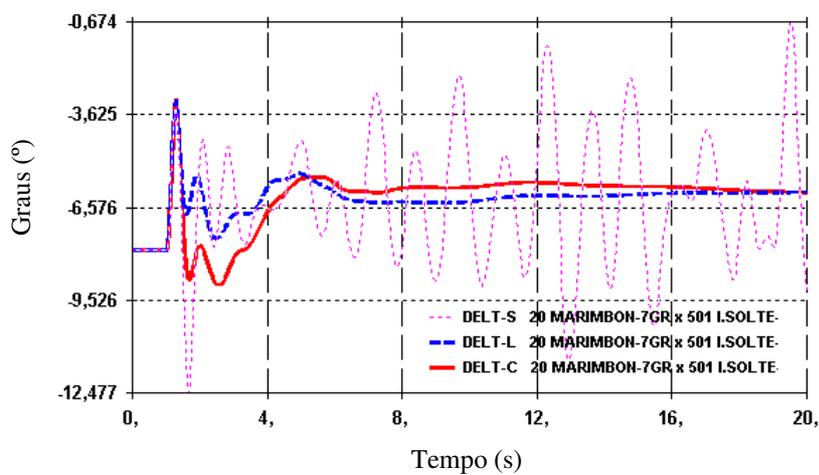


Figura 6.27: Ângulo delta da UHE Marimbondo vs. Ilha Solteira.

Nas figuras acima (Figura 6.26 e Figura 6.27), observa-se que o sistema sem estabilizador (DELTA-S)¹⁰ é instável. Para o caso do sistema com controle local (SIN + ESP_{local}) e controle local-central (SIN+ESP_{local+central}) as respostas são similares, chegando a atingir o regime permanente em 16 seg.

A Figura 6.28 e Figura 6.29 mostram as curvas do ângulo do rotor da usina de Tucuruí (gerador em 6420) e da usina térmica de Angra (gerador em 11). Nestas figuras, ambas as curvas estão com relação ao gerador de Ilha Solteira.

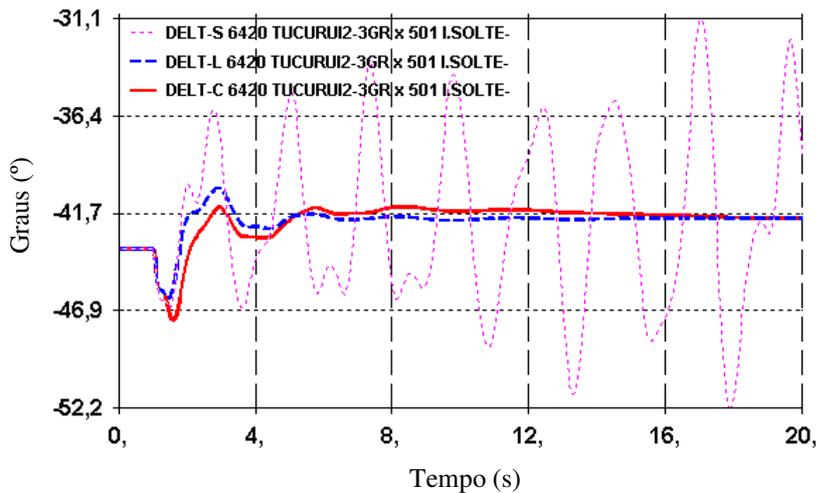


Figura 6.28: Ângulo delta da UHE Tucuruí.

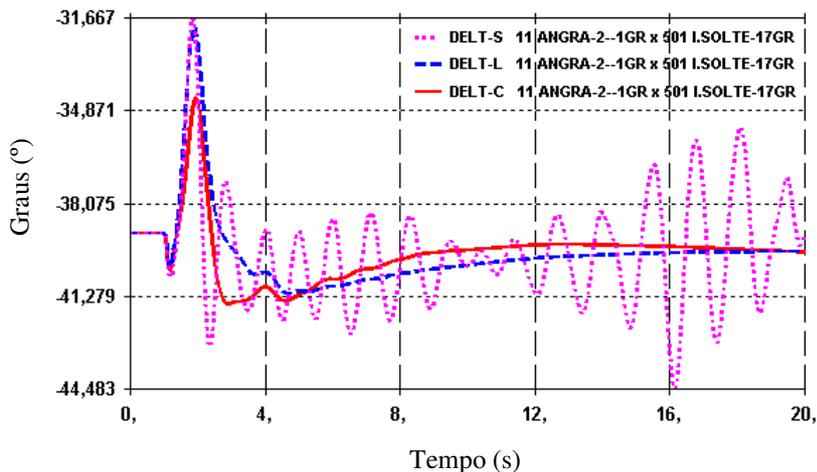


Figura 6.29: Ângulo delta da UTE de Angra.

¹⁰ DELTA-S : ângulo delta sem ESP ou sem controle; DELTA-L: ângulo delta com controle local ou ESP_{local}; DELTA-C: ângulo delta com controle local-central ou ESP_{local+central}.

Nas figuras acima, o comportamento das curvas são similares ao encontrado na Figura 6.26 e Figura 6.27. O sistema sem estabilizador (DELTA-S) é instável. Para o caso do sistema com controle local (DELTA-L) e controle local-central (DELTA-C) o sistema atinge o regime permanente em $t=20$ seg.

A Tabela 6.18 mostra uma lista das curvas plotadas na Figura 6.30 até a Figura 6.32. Estas figuras representam o SIN sem estabilizador, o SIN com controle local ou ESP_{local} e o SIN com controle local-central, respectivamente.

Tabela 6.18: Lista das curvas graficadas na Figura 6.30, Figura 6.31 e Figura 6.32.

Curva	Serie	Descrição	--	Curva	Serie	Descrição
—	DELTA	10 ANGRA-1--1GR	--	—	DELTA	501 I.SOLTE-17GR
—	DELTA	11 ANGRA-2--1GR	--	—	DELTA	510 P.PRIMA-14GR
—	DELTA	12 LCBARRET-5GR	--	—	DELTA	513 TAQUARUC-5GR
—	DELTA	16 FURNAS---7GR	--	—	DELTA	800 GBMunhoz-4GR
—	DELTA	18 ITUMBIAR-6GR	--	—	DELTA	808 GJRicha--4GR
—	DELTA	20 MARIMBON-7GR	--	—	DELTA	810 GNBraga--4GR
—	DELTA	21 MANSO----4GR	--	—	DELTA	925 SSantiago-4GR
—	DELTA	35 CORUMBA--2GR	--	—	DELTA	1107 ITAIPU60-9GR
—	DELTA	36 S.MESA---2GR	--	—	DELTA	1155 Itauba---4GR
—	DELTA	250 NPECANHA-4GR	--	—	DELTA	5022 PAFO-4G1-6GR
—	DELTA	8250 NPECANHA-2GR	--	—	DELTA	5054 LGONZAG2-3GR
—	DELTA	8253 FONTES2--2GR	--	—	DELTA	5061 XINGO---6GR
—	DELTA	300 EMBORCAC-4GR	--	—	DELTA	6419 TUCURUI1-3GR
—	DELTA	305 V.GRANDE-4GR	--	—	DELTA	6420 TUCURUI2-3GR
—	DELTA	312 MIRANDA--3GR	--	—	DELTA	6422 TUCURUI3-3GR
—	DELTA	4042 AIMORES--2GR	--	—	DELTA	4052 CapimB-1-3GR
—	DELTA	4064 IRAPE----3GR	--	—	DELTA	4054 CapimB-2-3GR
—	DELTA	500 A.VERMEL-6GR	--	—	DELTA	1157 CNovos---3GR

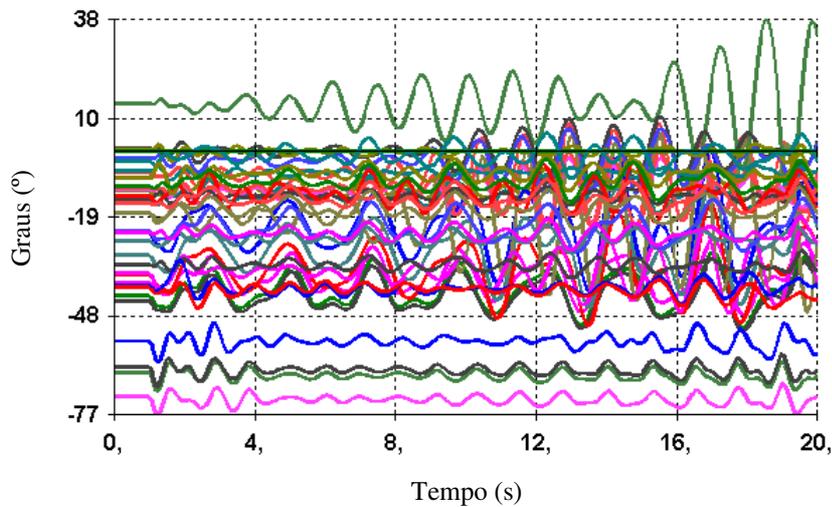


Figura 6.30: Ângulos do rotor das usinas sem controle.

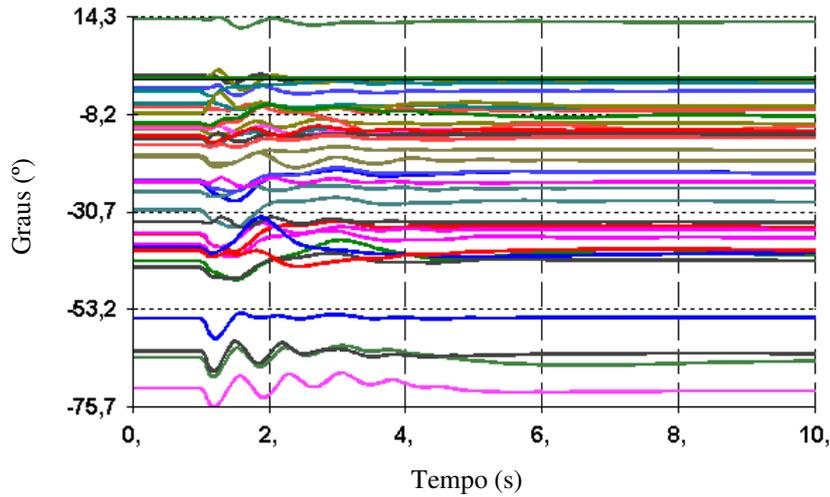


Figura 6.31: Ângulos do rotor das usinas com controle local (ESP_{local}).

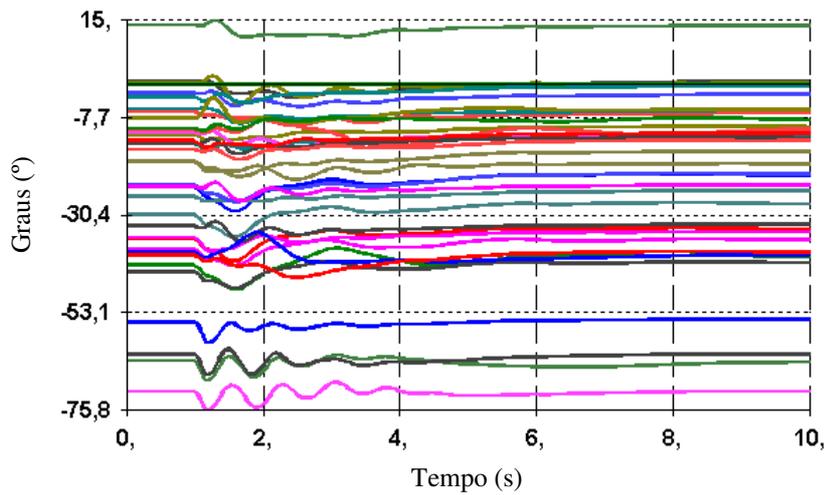


Figura 6.32: Ângulos do rotor das usinas com controle local-central ($ESP_{local+central}$).

Nestas duas últimas figuras (SIN com controle), observam-se que o sistema no conjunto todo é estável e atinge o regime permanente em aproximadamente $t=6$ segundos. Nota-se, também, que a diferença entre as resposta do SIN com controle local-central é ligeiramente melhor que do SIN com controle local. Pode-se dizer que isto acontece pela pouca variação ($\Delta\zeta = 1.34\%$) entre os mínimos valores de amortecimentos encontrados com ESP_{local} (10.12%) e $ESP_{local+central}$ (11.46%).

CAPÍTULO 7

Conclusões e Desenvolvimento Futuros

7.1 Conclusões

O uso do AG para o projeto de estabilizadores de sistemas de potência (ESP) se mostrou adequado, baseando-se nos resultados obtidos nos sistemas testes (JcIta, New-England e S33BR), assim como no sistema de grande porte, como o SIN.

A metodologia hierárquica adotada, onde primeiramente se projetam os ESPs de forma convencional descentralizada, posteriormente passando-se à fase do projeto do controlador centralizado, nos parece ser a mais adequada. Esta metodologia parte do pressuposto que a inclusão do controlador centralizado deve no mínimo manter o desempenho dos ESPs convencionais.

A utilização de uma função objetivo que observe todos os modos de oscilação foi mais adequada no S33BR, já que neste sistema os geradores estão individualizados.

A configuração da função objetivo que vise como prioridade os modos inter-área é ótima, mas, como se observou no S33BR, tal configuração pode não deixar que os outros modos, que tenham amortecimentos baixos, sejam melhorados.

Observou-se que, para aumentar o mínimo valor de amortecimento de algum modo de oscilação específico (intra-planta, local ou inter-área), os outros modos de oscilação podem ser degradados. O controle disto vai depender de como esteja

configurada a função objetivo. Por exemplo, dar prioridade maior a um modo específico.

Os resultados apresentados mostram que a inclusão do controlador centralizado sempre melhorou o amortecimento mínimo dos sistemas, para diversos tempos de atraso considerados. Entretanto, a melhoria em alguns casos foi marginal. As simulações no tempo corroboram a não necessidade de um controle centralizado, sempre e quando o sistema conta com controles locais otimamente ajustados. Caso contrário, ao ocorrer eventos grandes, um atrás de outro, o sistema pode ser instável.

Os resultados mostram que a perda de sinais remotos pode degradar o amortecimento mínimo do sistema a ponto de ficar com uma solução pior do que a obtida com os ESPs convencionais descentralizados. Essa degradação ocorre porque a perda de sinais não é considerada no processo de solução. Essa consideração leva a uma explosão combinatorial, possivelmente inviabilizando o processo de solução.

Conforme esperado, os resultados obtidos, quando considerado completa controlabilidade e observabilidade (uso de todos os sinais) no controlador centralizado, são nitidamente melhores. Entretanto, a solução do AG tem um custo computacional elevado. Por exemplo, no caso do sistema de grande porte como o SIN, tivemos que projetar 144 ESPs, o que se traduz na busca de 432 parâmetros de projeto. Acreditamos que o uso da técnica H_∞ seja a mais adequada nesse caso. Porém, esta técnica é capaz de tratar somente casos de médio ou pequeno porte. A complementação de métodos de redução de ordem de modelo se faz necessária nesse caso.

A inclusão da modelagem dos atrasos durante o processo de solução não trouxe grandes dificuldades na obtenção das soluções via AG. Os atrasos de fase introduzidos pela latência de comunicação foram adequadamente compensados com avanços no controlador centralizado.

7.2 Desenvolvimentos Futuros

- Incluir na metodologia a perda do sinal remoto durante o ajuste dos parâmetros.
- Adicionar algum tipo de índice para as perdas dos sinais remotos simulados.
- Aplicar a metodologia ao SIN sem alterar sua base de dados.
- Pesquisar e adicionar na metodologia algum tipo de módulo que observe a estabilidade transitória.

Referências Bibliográficas

- [1] TAYLOR, C. W., ERICKSON, D. C., MARTIN, et al., “WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration”, *Proceedings of the IEEE*, v. 93, n. 5, pp. 892-906, May 2005
- [2] EHRENSPERGER, J. G.. *Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2004.
- [3] KUNDUR P., *Power System Stability and Control*, Mc.Graw-Hill, 1993.
- [4] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., et al., “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [5] SILVA A. S. e, SIMÕES COSTA, A. J. A., “Aspectos dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência”. Apostila. UFSC. 2004.
- [6] NORMEY-RICO, J. E., CAMACHO, E.F. “Robust tuning of dead-time compensators for processes with an integrator and long dead-time”, *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. 44, n. 8, pp.1597-1603, Aug. 1999.
- [7] BAI, E. W., CHYUNG, D. H. “Improving Delay Estimation Using the Pade Approximation”. In: *Proceedings of the 30th IEEE Conference in Decision and Control*, v. 2, pp. 2028-2029, 1991.
- [8] VAJTA, M. “Some Remarks on Padé-Approximations”, *3rd Symposium Tempus-Intcom*, Veszprém, Hungary, Sep. 9-14, 2000.
- [9] CIGRE, “Curso de Medição Fasorial: Teoria e prática”, *CIGRÉ-Brasil, Comitê de Estudos B5-Proteção e Automação*, Florianopolis, SC, 8-9 Nov. 2007
- [10] NERC, *Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability*. In: Final Report, pp. 1-78, - November 9, 2010.
- [11] WILSON, R. E. “PMUs (Phasor Measurement Units)”, *IEEE Potentials*, New York, v. 13, n. 2, pp. 26-28, Apr. 1994.
- [12] PHADKE, A. G. “Synchronized phasor measurements-a historical overview”, *IEEE/PES Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific on Transmission and Distribution.*, v.1, pp. 476-479, 6-10 Oct. 2002.

- [13] PHADKE, A. G., PICKETT, B., ADAMIAK, M. et al., “Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 1 pp. 442-452., New York , Jan 1994
- [14] NOVOSEL, D. “Tutorial on PMU Technology and Applications”, *International Conference on Synchrophasor Measurement Applications*, KEMA, Brasil, 5-7 june 2006.
- [15] MARTIN, K., HAWKINS, D., BHARGAVA, B., *Phasor Measurements in the WECC*. In, *WECC Disturbance Monitor Working Group & Wide Area Measurement Task Force*, WECC-DMWG & WIPP, Fev, 2009.
- [16] C37.118-2005, “IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems”, *IEEE Power System Relaying Society: Power Engineering*, pp. 1-57, 2006.
- [17] PHADKE, A. G., CHAINNRM, J. A., JODICE, V. C., et al., “COMTRADE: A new standard for common format for transient data Exchange”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 4, Oct. 1992.
- [18] NASPI, North American SynchroPhasor Initiative, Disponível em <http://www.naspi.org/>, Acesso em: 14 jan 2009.
- [19] IEC 61850 Communication Networks and System in Substations. Disponível em <http://www.61850.com/>. Acesso em 17 setembro de 2007.
- [20] NASA, GPS Constellation, Disponível em: <http://searchandrescue.gsfc.nasa.gov/dass/gps.html>
- [21] NADUVATHUPARAMBIL, B., VALENTI, M. C., FELIACHI, A. “Communication delays in wide area measurement systems”, *Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 118-122, 18-19 Mar 2002.
- [22] ABB, “Improved Power System Performance through Wide Area Monitoring, Protection and Control”, 1KHA - 000 741 - SEN, vers. 5 - 1000 - 12.04, Printed in Switzerland, 2004.
- [23] BLOSE, J. B., BURTONYK, V., CLARK, D. M., et al., “Central Computer Control and Protection Functions”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-97, n. 1, pp.166-182, Jan. 1978.
- [24] MISSOUT, G., GIRARD, P., “Measurement of Bus Voltage Angle Between Montreal and SEPT-ILES”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-99 , n. 2, pp. 536 - 539, 1980.
- [25] BONANOMI, P. “Phase Angle Measurements with Synchronized Clocks: Principle and Applications”, *IEEE Power Engineering Review*, v. PER-1, n. 12 pp. 50, 1981.
- [26] BALLANCE, J.W., BHARGAVA, B., et al., “Monitoring Power System Dynamics using Phasor Measurement Technology for Power System Dynamic Security Assessment”, *IEEE Proceedings In Power Tech Bologna*, Italia, Jun. 2003.

- [27] FAUCON, O., DOUSSET, L., “Coordinate Defense Plan Protects Against Transient Instabilities”, *IEEE Computer Applications in Power*, v. 10, n. 3 pp. 22-26, New York, Jul.1997.
- [28] SAMUELSSON, O., JOHANNSDOTTIR, H. “Power System Damping in Iceland based on Phasor Measurements” In: *Power System Infrastructures for the Future*, Beijing, China 2002.
- [29] RASMUSSEN, J., JORGENSEN, P. “Synchronized phasor measurements of a power system event in eastern Denmark”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, pp.278-284, Feb. 2006.
- [30] OLIVEIRA, S. E. M. de, VIOTTI, F., “Localização de registradores de Perturbação de Longa Duração”, projeto contratado pelo ONS à COPPE/UFRJ, realizado no período de set/98 a agosto/99.
- [31] EIA, *American Interconnection System*. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/>. Acessado em 20 Setembro de 2009.
- [32] DONNELLY, M., M., JAMES, I., CARROLL, R. “Eastern Interconnection Phasor Project”, *Proceedings of the 39th International Conference on System Sciences*, Hawaii – 2006.
- [33] NERC, “Final Report on the August 14th Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, U.S.- Canada Power System Outage Task Force. (2004). Disponível em: <https://reports.energy.gov>. Acessado em 14 Setembro 2009
- [34] KLUMP, R., WILSON, R. E., MARTIN, K. E. “Visualizing Real-Time Security Threats Using hybrid SCADA/PMU Measurement Displays”, *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, U.S.A. 2005.
- [35] MIN YONG, DING RENJIE, CUI WENJIN, et al., “The development of the area stability control system in the eastern part of Heilongjiang”, *IEEE Power System Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 2, pp. 1506-1508, 23-27 Jan. 2000.
- [36] YONG MIN, “Phasor measurement applications in China”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, v. 1, pp. 485- 489, Asia Pacific, 6-10 Oct. 2002.
- [37] XIARONG X., YAOZHO X., JINYU X., et al., “WAMS Applications in Chinese Power System”, *IEEE Power and Energy Magazine*. pp. 54-63, Janeiro 2006.
- [38] QIXUN YANG, TIANSHU BI, JINGTAO WU “MS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007., pp. 1 - 6 2007
- [39] DENYS, P., COUNAN, C., HOSSENLOPP, L., et al., “Measurement of voltage phase for the French future defence plan against losses of synchronism”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, pp.62-69, Jan. 1992.

- [40] SLUTSKER, I. W., MOKHTARI, S., JAQUES, L. A., et al., “Implementation of Phasor Measurements in State Estimator at Sevillana de Electricidad”, In: *IEEE Conference Proceedings, Power Industry Computer Application Conference*, 7-12 May 1995.
- [41] CORSI, S., TARANTO, G. “Avaliação do risco de colapso de tensão em tempo real baseada em medição fasorial”, In: GOP 12, *XIX- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, Rio de Janeiro, RJ, 14-17 Out. 2007.
- [42] MARTINEZ, C., PARASHAR, M. DYER, J., COROAS, J. “Phasor Data Requirments, Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection”, *Consortium for Electricity Realiability Technology Solutions (CERTS)*, Tech. Report., Jan. 2005.
- [43] GUZMAN, A., ZWIGLE, G., LEON, et. al., “Usando a Diferença angular dos fasores sincronizados para proteção e controle de áreas abrangentes do sistema”, In: *GPC 23 – XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 14 a 17 Out. Rio de Janeiro, 2007.
- [44] VALLEJO, F. R., *Especificación Técnica de un Sistema de Medición Fasorial por medio de PMUs Aplicado a la Supervisión de Sistemas de Transmisión en Colombia*. Disertação de la Universidad de los Andes, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Colombia 2010.
- [45] YI, K. K., CHOO, J. B., YOON, S. H. “Development of Wide Area Measurement and Dynamic Security Assessment Systems in Korea”, In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 1495-1499, 2001.
- [46] HASHIGUCHI, T., YOSHIMOTO, M., MITANI, Y., et al., “Analysis of power system dynamics based on multiple synchronized phasor measurements”, In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v. 2, 13-17 July 2003.
- [47] OTA, Y., HASHIGUCHI, T., UKAI, H., et al., “Monitoring of Interconnected Power System Parameters using PMU based WAMS”, In: *IEEE Proceedings Lausanne, Power Tech*, 2007, pp. 1718 - 1722
- [48] CHIH-WEN LIU, “Phasor Measurement Applications in Taiwan”, In: *IEEE Proceedings Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, v. 1, pp. 490-493, Asia Pacific, 6-10 Oct. 2002.
- [49] AYUEV, B., EROKHINE, P., KULIKOV, Y. “IPS/UPS Wide Area Measuring System”, In: Conference CIGRE 2006 41st Session, August 27th-September 1st.
- [50] GROBOVOY, A., BONDAREVA, N., STEPANOV, V., et al., “International Collaboration in Synchronized Measurement Experiment in Russia”, In: *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2007. PSC 2007. pp. 241-248.
- [51] ELFORSK, “Wide Area Measurements of Power System Dynamics – The North American WAMS Project to the Nordic Contries.” Lund. Suécia. 2000.

- [52] GANESAN, S., SAMUELSSON, O., JOHANNSDOTTIR, et al., “Power system damping in Iceland based on phasor measurements”, paper from ABB, Disponível em http://www.truc.org/files/2003/06FDA_2003_Ganesan_PowerSystemDamping.pdf.
- [53] RASMUSSEN, J., JORGENSEN, P. “Synchronized phasor measurements of a power system event in eastern Denmark”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, Feb. 2006.
- [54] AKKE, A., KARLSSON, D. “Phasor Measurement Applications in Scandinavia”, In: *IEEE Proc. Transmission and Distribution, Conference and Exhibition – Asia Pacific*, pp. 480-484, 2002.
- [55] SAMUELSSON, O. “Load modulation for damping of electro-mechanical oscillations”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 1, pp. 241-246, 28 Jan. 1 Feb. 2001
- [56] LEIRBUKT, A. B., GJERDE, J. O., KORBA, P., et al., “Wide Area Monitoring Experiences in Norway”, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp.353-360, 29 Oct. 1 Nov. 2006.
- [57] SAARINEN K., “Application of phasor measurement units and wide-area measurement systems in Finland”, North American SynchroPhasor Initiative Working Group Meeting, June 8-9 Vancouver, British Columbia 2010.
- [58] EDWARDS A., DE VILLIERS, L. N. F., MBULI, N., et al., “Managing system performance using WAMS in the South African power grid”, *Energize: Transmission and distributions*, pp. 29-32, Dec. 2009.
- [59] VERMA, V. S., JAYARAMAN, S., PRAMOD DEO, “Implementation of WAMS project in Western Region and utilization of surplus amount available in Unscheduled Interchange Pool Account Fund”, Central Electricity Regulatory Commission New Delhi, Petition No. 252/2009 with IA.No. 62/2009. Fev. 2010.
- [60] GASTALDO, M. M., “Capítulo I: Histórico da regulamentação do setor elétrico brasileiro”, pp 36- 42, Jan-2009
- [61] NEOENERGIA, *histórico do setor Elétrico*. Disponível em www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp. Acesso em 12 nov. 2010.
- [62] ONS, *Base de dados do Sistema Interligado Nacional*. Disponível em: http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_perturbacoes.aspx, Acesso em: 15 set. 2010.
- [63] GOMES, P., VIOTTI, F., et al., “Análise das Necessidades de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil”. In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, pp. 210-213. Out. 1997, Belém, Pará.
- [64] ZHOU, M., CENTENO, V., PHADKE, A., et al., “Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS - Relatório 6: Definição dos Locais de

Instalação das PMU para Observabilidade Plena e para Nível 3 de Tolerância, quando da Perda Simultânea de 3 PMU”, KEMA, Julho de 2007.

- [65] JERSON KELMAN, *Resolução Normativa – 170/2005*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 12 de nov. de 2010.
- [66] DECKER, I. C., EHRENSPERGER, J. G., AGOSTINI, M. N., et al, “Synchronized Phasor Measurement System: Development and Applications”, In: *IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Rio de Janeiro, RJ, Maio 2004.
- [67] DECKER, I. C., DOTTA, D., AGOSTINI, M. N., et al., “Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazil Power System”, In: *IEEE PES General Meeting*. Montreal, Canadá, Junho de 2006.
- [68] DECKER, I. C., AGOSTINI, M. N., DOTTA, D., et al., “Applications of a Synchronized Phasor Measurements System in Southern Brazil”, In: *X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE*. Florianópolis, SC, Maio 2006.
- [69] MARINI, R. L. V., *Uso de Medição Fasorial Sincronizada Visando a Melhoria da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*, Dissertação de Mestrado, UFSC. 2005.
- [70] BETTIOL, A. L., LIRA, R., DECKER, I. C., et al., “Localização de Falhas em Linhas de Transmissão usando Medição Fasorial Sincronizada” In: *XVIII- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Curitiba, PR, Out. 2005.
- [71] MEDFASSE, *Projeto MedeFasee*. Disponível em: <http://150.162.1.150/~labplan/index.php>
- [72] ELETROSUL, *Projetos P&D*. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/index.php>
- [73] DO BOMFIM, A. L. B., *Ajuste Coordenado de Estabilizadores de Potência Usando Algoritmos Genéticos*. Tese de Dsc., COPEE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.
- [74] FERRAZ, J. C. R., *Avanços na Utilização de Na Análise Linear em sistemas Elétricos de Potência*, Tese de Dsc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2002.
- [75] KAMWA, I., GRONDIN, R., ASBER, D., et al., “Large-scale active-load modulation for angle stability improvement”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 2, pp.582-590, May 1999.
- [76] TARANTO, G. N., SHIAU, J. K., CHOW, J. H. AND OTHMAN, H. A. “A Robust Decentralized Design for Multiple FACTS Damping Controllers”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, v. 144, n. 1, pp. 61-67, Jan. 1997.
- [77] LI-JUN CAI, ERLICH, I. “Simultaneous coordinated tuning of PSS and FACTS damping controllers in large power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 1, pp. 294-300, Feb 2005.
- [78] MITHULANANTHAN, N., CANIZARES, C.A., REEVE, J. “Tuning, performance and interactions of PSS and FACTS controllers” *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, pp. 981-987, 25-25 July 2002.

- [79] TARANTO, G.M., FALCAO, D.M., “Robust decentralised control design using genetic algorithms in power system damping control”, *IEE Proceeding Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 1, pp.1-6, Jan. 1998.
- [80] RAMIREZ, J.M., DAVALOS, R.J., VALENZUELA, V. A., “Coordination of FACTS-based stabilizers for damping oscillations”, *IEEE Power Engineering Review*, v. 20, n. 12, pp.46-49, Dec. 2000.
- [81] WANG, H.F., SWIFT, F.J., LI, M. “Comparison of modal controllability between FACTS-based stabilisers and PSS in increasing the oscillation stability of multimachine power systems”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 6, pp.575-581, Nov. 1996.
- [82] XIANZHANG LEI, LERCH, E.N., POVH, D. “Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 3, pp.473-480, Aug. 2001.
- [83] KOTHARI, M.L., NEELIMA TAMBEY. “Design of UPFC controllers for a multimachine system”, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, v. 3, pp.1483-1488, 10-13 Oct. 2004.
- [84] HEMEIDA, A.M., EL-SAADY, G. “Damping power systems oscillations using FACTS combinations”, *Universities Power Engineering Conference - UPEC 2004. 39th International*, v. 1, pp. 333-337, 6-8 Sept. 2004.
- [85] PARSA, M., TOYODA, J. “Slow-Coherency Based Composite Mode Oscillatory Stabilization by Means of a Hybrid PSS”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 4, pps. 1499-1506, 1989.
- [86] ABOUL-ELA, M.E., SALLAM, A.A., MCCALLEY, J.D., FOUAD, A.A. “Damping controller design for power system oscillations using global signals”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2, pp. 767-773, May 1996.
- [87] CHOW, J., SANCHEZ-GASCA, J., REN, H., WANG, S. “Power system damping controller design using multiple input signals”, *IEEE Control. System. Magament*, v. 20, pp. 82-90, Aug. 2000.
- [88] YU, C.-S., LIU, C.-W. “Self-correction two-machine equivalent model for stability control of FACT system using real-time phasor measurements”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 4, pp. 389-396, July 2002.
- [89] CHAUDHURI, B., MAJUMDER, R., PAL, B.C. “Wide-area measurement-based stabilizing control of power system considering signal transmission delay”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, Pp.1971-1979, Nov. 2004.
- [90] MAJUMDER, R., CHAUDHURI, B., PAL, B.C. *Implementation and test results of a wide-area measurement-based controller for damping interarea oscillations considering*

- signal-transmission delay*, The Institution of Engineering and Technology - *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 1, n. 1, pp.1-7, Jan. 2007
- [91] HONGXIA WU, TSAKALIS, K.S., HEYDT, G.T. "Evaluation of time delay effects to wide-area power system stabilizer design", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, pp.1935-1941, Nov. 2004.
- [92] MEKKI, K., HADJSAID, N., GEORGES, D., et al., "Wide-area Measurements for Power System Oscillations and FACTS Interactions", *14th Power Systems Computation Conference*, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [93] KAMWA, I., GERIN-LAJOIE, L., TRUDEL, G. "Multi-loop power system stabilizers using wide-area synchronous phasor measurements", *Proceedings of American Control Conference*, v. 5, pp.2963-2967, 24-26 June 1998.
- [94] HENICHE, A., KAMWA, I. "Using global control and SMES to damp inter-area oscillations: an exploratory assessment", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 3, pp.1872-1876, 16-20 July 2000.
- [95] KAMWA, I., GRONDIN, R., HEBERT, Y. "Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems-a decentralized/hierarchical approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1, pp.136-153, Feb 2001.
- [96] TAYLOR, C. W., and WILSON, R. E. "BPA's wide area stability and voltage control system (WACS): overview and large-scale simulations". *IX - SEPOPE*, May 2004.
- [97] OTA, Y., UKAI, H., NAKAMURA, K., FUJITA, H. "Evaluation of Stability and Electric Power Quality in Power System by using Phasor Measurements", In: *IEEE Proceedings, PowerCon. International Conference on Power System Technology*, v.3, pp. 1335-1340, 4-7 Dec. 2000
- [98] VIDALINC, A. JR., *On-Line Transient Stability Analysis of a Multi-Machine Power System Using the Energy Approach*, Master's Thesis, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, July 1997.
- [99] WANG, L. GIRGIS, A. A. "A new method for power system transient instability detection", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 3, pp. 1082-1089, Jul. 1997.
- [100] BETTIOL, A.L., ZHANG, Y., PAVELLA, M., *Transient stability assessment of the South Brazilian network by SIME. A preliminary study*, Submitted to the 28th NAPS MIT, Boston USA, Nov. 10-12 1996.
- [101] YI-JEN WANG, CHIH-WEN LIU, LEN-DAR SUE, WEN-KUANG LIU, "A remedial control scheme protects against transient instabilities based on phasor measurement units (PMUs)-a case study", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, pp. 1191-1195, 16-20 July 2000.
- [102] ERNST, D., PAVELLA, M. "Closed-loop transient stability emergency control", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 1, pp. 58-62, 23-27 Jan. 2000.

- [103] GLAVIC, M., ERNST, D., RUIZ-VEGA, D., et al., “E-SIME - A method for transient stability closed-loop emergency control: achievements and prospects”, *Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability*, pp.1 – 10, 19-24 Aug. 2007.
- [104] HONG JUN LI, XIAORONG XIE, LUYUAN TONG, et al., “Implement of On-line Transient Stability Control Pre-decision in Wide-Area Measurement System in Jiangsu Power Network”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, pp.1-4, Asia and Pacific, 2005.
- [105] JINGTAO WU, WONG CHI KONG, YINGDUO HAN, et al., “Dynamic monitoring and control system based on synchronized phasor measurement in Heilongjian Eastern Power System”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 3, pp. 1689-1693, 23-27 Jan. 2000.
- [106] BEGOVIC, M.M., PHADKE, A.G., “Voltage stability assessment through measurement of a reduced state vector”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 1, pp. 198-203, Feb. 1990.
- [107] TAYLOR, C. W., *Power System Voltage Stability*, New York, McGraw-Hill, 1994.
- [108] CHOWDHURY, B.H., TAYLOR, C.W. “Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation Versus Dynamic Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, pp. 1354-1359, 2000.
- [109] LLACUA, L.A., *Método eficiente de cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão*, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Setembro de 2001.
- [110] GUBINA, F., STRMCNIK, B. “Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, pp.788-794, May 1995.
- [111] BALAMOUGAN, V., SIDHU, T.S., SACHDEV, M.S. “Technique for online prediction of voltage collapse”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 151, n. 4, pp.453 – 460, 11 Jul. 2004.
- [112] REHTANZ, C., BERTSCH, J. “Wide area measurement and protection system for emergency voltage stability control”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 2, pp.842-847, 27-31 Jan. 2002.
- [113] YILU LIU, “A US-wide power systems frequency monitoring network”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 8-, 18-22 June 2006.
- [114] LARSSON, M. , REHTANZ, C. “Predictive frequency stability control based on wide-area phasor measurements”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1, pp. 233-238, 25 July 2002.

- [115] PADIYAR, K. R., KRISHNA S. “Online Detection of Loss of Synchronism Using Energy Function Criterion”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 1, pp. 46-55, Jan. 2006
- [116] BIN QIU, LING CHEN, CENTENO, V., XUZHU DONG, YILU LIU, “Internet based frequency monitoring network (FNET)”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 3, pp. 1166 - 1171, 28 Jan.-1 Feb. 2001
- [117] ZHIAN ZHONG, CHUNCHUN XU, BILLIAN, B.J., et al., “Power system frequency monitoring network (FNET) implementation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 4, pp.1914-1921, Nov. 2005.
- [118] ZHANG, G., HIRSCH, P., LEE, S. “Wide Area Frequency Visualization using Smart Client Technology”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8, 24-28 June 2007.
- [119] ANDERSON, P.M., MIRHEYDAR, M. “A low-order system frequency response model”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 3, pp.720-729, Aug. 1990.
- [120] LARSSON, M., “An Adaptive Predictive Approach to Emergency Frequency Control in Electric Power Systems”, *IEEE Conference on Decision and Control - European Control Conference*, pp. 4434-4439, 12-15 Dec. 2005.
- [121] BOUKARIM, G.E., SHAOPENG WANG, CHOW, J.H., et al., “A comparison of classical, robust, and decentralized control designs for multiple power system stabilizers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4, pp. 1287-1292, Nov. 2000.
- [122] YUAN YE, SUN YUANZHANG, CHENG LIN, “Design of Delayed-Input Wide-area FACTS Controller Using Genetic Algorithm”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-6, 24-28 June 2007.
- [123] CHAUDHURI, B., PAL, B.C. “Robust damping of inter-area oscillations through controllable phase shifters using global signals”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v. 3, pp.1673-1679, 13-17 July 2003.
- [124] CHAUDHURI, B., PAL, B.C. “Robust damping of multiple swing modes employing global stabilizing signals with a TCSC”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, pp.499-506, Feb. 2004.
- [125] DO BOMFIM, A.L.B., TARANTO, G.N., FALCAO, D.M. “Simultaneous tuning of power system damping controllers using genetic algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems* v. 15, n. 1, pp. 163-169, Feb. 2000.
- [126] DE ARAUJO, C.S., DE CASTRO, J.C. “Partially decentralized controller for damping interarea oscillations in power systems”, *Proceedings of the American Control Conference*, v.6 pp. 3415-3419, 24-26 Jun. 1998

- [127] OKOU, F.A., DESSAINT, L.-A., AKHRIF, Q. “Large power system stability enhancement using wide-area signals based hierarchical controller”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v.2, pp. 1583-1589, 6-10 June 2004.
- [128] OKOU, F., DESSAINT, L.-A., AKHRIF, O., “Smith prediction approach for the design of a robust wide-area measurements based hierarchical controller”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v. 2, pp. 1448-1454, 12-16 June 2005.
- [129] DOTTA, D., SILVA, A. S., DECKER, I. C “Power System Small-Signal Angular Stability Enhancement using Synchronized Phasor Measurements”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp.1-8, 24-28 June 2007.
- [130] HAMDAN, A.M.A., ELABDALLA, A.M. “Geometric Measures of Modal Controllability and Observability of Power Systems Models”, *Electric Power System Research* 15, pp. 147-155, 1988.
- [131] GIBBARD, M.J., MARTINS, N., SANCHEZ-GASCA, J.J., et al., “Recent applications of linear analysis techniques”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1, pp. 154-162, Feb 2001.
- [132] MARTINS, N., LIMA, L. “Determination of suitable locations for power system stabilizers and static var compensators for damping electromechanical oscillations in large power systems” *IEEE Transactions on Power System*, v. 5, pp. 1455-1469, Nov. 1990.
- [133] ABDEL-MAGID, Y. L., ABIDO, M. A., AL-BAIYAT, S., et al., “Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 14, pp. 1428-1439, Nov. 1999.
- [134] DO BOMFIM, A. L. B., TARANTO, G., FALCÃO, D., ESCALANTE, S. L., “Parallel Genetic Algorithm to Tune Multiple Power System Stabilizers in Large Interconnected Power Systems”, *IEEE Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control – VIII (IREP)*, August 1-6, 2010, Buzios, RJ, Brazil.
- [135] GOLDBERG, D. E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley, Reading, MA, 1989.
- [136] MICHALEWICS, Z., *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs –* Springer-Verlag.
- [137] MITSUO GEN, RUNWEI CHENG. *Genetic Algorithms and Engineering Design*, John Wiley & Son-Interscience. 1997.
- [138] GOLDBERG, D.E., MILMAN, K., TIDD, C., “*Genetic Algorithms: A Bibliography*” Report number: 92008 – July 1992 – University of Illinois at Urbana-Champaign – Department of General Engineering.
- [139] MATLAB, The Language of Technical Computing, Version 7.1.0.246 (R14) Service Pack 3, August. 2005.

- [140] CANTÚ-PAZ, E. “A Survey of Parallel Genetic Algorithms”, Department of Computer Science and Illinois Genetic Algorithms Laboratory, University of Illinois at Urbana-Champaign. [138] CEPEL, Programa de Análise de Redes/ANAREDE-Manual de usuário, Versão 08-Mar/05, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [141] CEPEL, Programa de Análise de Estabilidade Frente a Pequenas Perturbações/PACDYN-Manual de usuário, Versão 6.1, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [142] CEPEL, Programa de Análise Transitórios Eletromecânicos/ANATEM-Manual de usuário, Versão 09-Mar/05, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [143] CEPEL Programa de Edição de Textos/EditCEPEL, Versão 1.2c, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- [144] CEPEL, Programa de Visualização de Gráficos/PlotCEPEL, Versão 4.2.5, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [145] GROPP, W., LUSK, E., SKJELLUM, A., *Using MPI: Portable Parallel Programming with the Message-Passing Interface*. MIT Press, 1994.
- [146] BARNEY, B. “Message Passing Interface (MPI)”, *Lawrence Livermore National Laboratory*, Disponível em: <https://computing.llnl.gov/tutorials/mpi/>
- [147] NACAD, *SGI Altix 450*. Disponível em: <http://www.nacad.ufrj.br/pt/recursos/sgi450>
- [148] MARTINS, N. & LIMA, L. T. G. “Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small-Signal Electromechanical Stability Problems, *IEEE Special Publication on Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*, 1989.
- [149] ALVES, W. F. *Proposition of test-systems to power system analysis*, Master’s thesis, Fluminense Federal University, Rio de Janeiro, Brazil, Aug. 2007.
- [150] DOTTA, D., SILVA, A. S., DECKER, I. C. “Wide-Area Measurements-Based Two-Level Control Design Considering Signal Transmission Delay”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 208-216.
- [151] DO BOMFIM, António Luiz. Análise e pontos de medição e controle do SIN. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2010. (Comunicação oral).
- [152] TANOMARU, J. “Motivação, Fundamentos e Aplicações de Algoritmos Genéticos”, *II Congresso Brasileiro de Redes Neurais*, Curitiba, PR, Brasil, 1995.

ANEXOS

A. Algoritmos Genéticos (AG)

Algoritmos genéticos (AG) são procedimentos de procura inspirados nos processos naturais da evolução aplicando a idéia de Darwin da seleção natural das espécies, combinando a sobrevivência do objetivo principal com o intercâmbio ou cruzamento de informação entre os indivíduos. Os AGs, para problemas reais, são capazes de encontrar soluções muito melhores do que as encontradas por métodos tradicionais ou determinísticos [135].

Os AGs diferem dos métodos de otimização tradicionais por: Trabalham com variáveis codificadas que com suas próprias variáveis; O processo de busca iterativa é sobre uma população de soluções alternativas, não de uma; As regras de transição, de um conjunto alternativo de soluções para o seguinte são probabilísticos, não determinísticos; A informação requerida são as avaliações da função objetivo, podendo ser problema ou dependência, mas não é derivativo ou de outras informações auxiliares.

Em [136] [137] novas técnicas são apresentadas. Além disso, outras publicações e livros são listados em [138], que é uma coletânea bibliográfica sobre o assunto.

Um AG típico codifica as variáveis do problema de otimização, usualmente, em cadeias de 0s e 1s. Estas cadeias são frequentemente chamadas de cromossomos, pela

analogia ao processo genético natural e a relação com o valor real pode ser estabelecido de acordo ao tipo do problema. Um cromossomo é uma estrutura representada por símbolos, como por exemplo, números *binários* ou *reais*.

A função objetivo ou de adequabilidade é convertida em função *fitness* que normaliza a função objetivo numa faixa conveniente que logo é usada para avaliar cada cadeia de variável.

Na Figura 0.1 é mostrada a representação da variável (conjunto de 0s e 1s) e de indivíduos que é a união de varias variável.

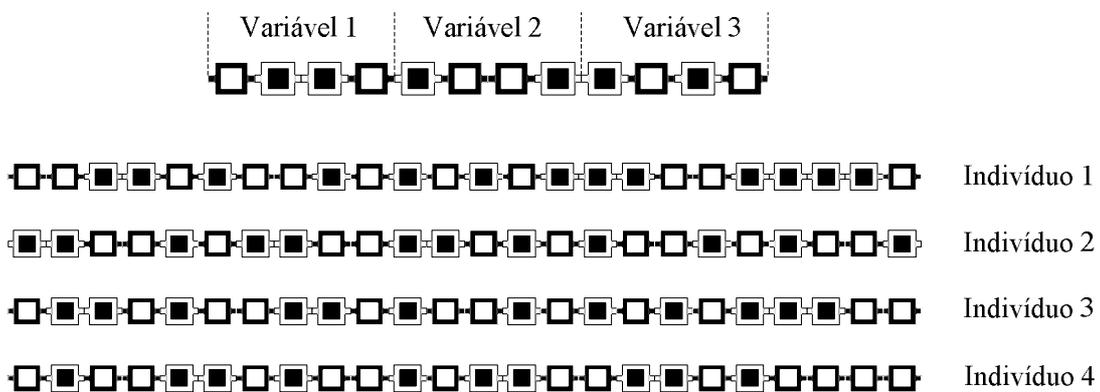


Figura 0.1: Representação de variável (conjunto de 0s e 1s) e indivíduo ou cromossomo (conjunto de variáveis).

A1. Operadores internos do AG

Para um conjunto de soluções candidatas (indivíduos), obtidas de forma aleatória, é aplicada operadores genéticos, gerando sucessivamente populações e assim serem avaliados na função *fitness*, os operadores são:

- i. **Seleção.** - É um operador de evolução. O propósito é selecionar os indivíduos mais aptos (aqueles que têm altos valores numéricos nas funções objetivos) para a seguinte geração (iteração). Existem vários algoritmos eficientes descritos na literatura para implementar a seleção probabilística dos indivíduos. Os mais utilizados são: Seleção via Método da Roleta e Seleção via Torneio Estocástico [135] e [152].
- ii. **Cruzamento.** - É um operador responsável pela recombinação de componentes de um cromossomo, associado a um determinado indivíduo,

com outros pertencentes a outro indivíduo da população. São cruzados por meio de pontos de cruzamento, podendo ser por cruzamento de ponto único ou multiponto (escolhidos aleatoriamente) [137]. Os indivíduos recombinados são previamente selecionados através do operador de Seleção.

A Figura 0.2 mostra a representação de cruzamento de dois pontos para um AG em Binário.

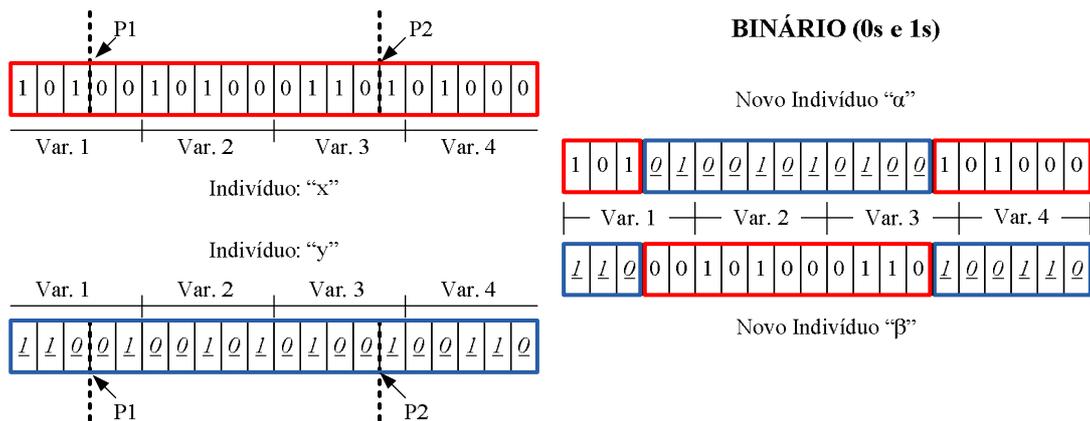


Figura 0.2: Representação de cruzamento de 2 pontos para AG binário

A Figura 0.3 mostra a representação de cruzamento de dois pontos para um AG em Real.

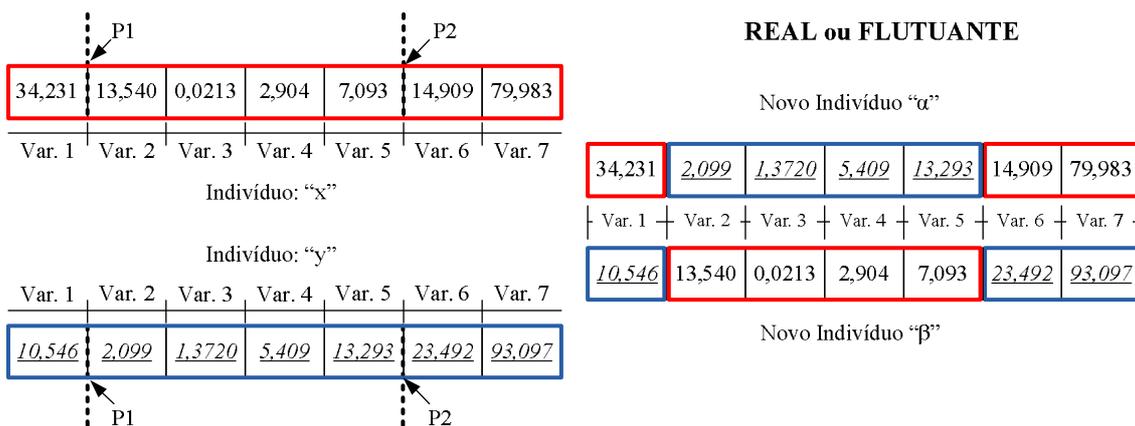


Figura 0.3: Representação de cruzamento de 2 pontos para AG real.

- iii. **Mutação.** – É operador de recombinação, onde algumas soluções (indivíduos) são escolhidas para receber uma alteração do valor contido numa determinada posição no cromossomo correspondente. O número de indivíduos a serem escolhidos para sofrer essa alteração, numa população grande de possíveis soluções, é baixo (probabilidade de mutação baixa). Dessa maneira, o operador de Mutação garante que a diversidade genética da população seja mantida durante o processo evolutivo, ou seja, permite que dados eventualmente perdidos devido à atuação dos operadores de Seleção e Cruzamento sejam recuperados, e também, garante que a probabilidade de atingir qualquer ponto do espaço de busca seja possível.

Para o caso onde a representação do AG seja em números *reais* ou *flutuante*, utiliza-se uma mutação não uniforme [133], por exemplo, o cromossomo $s_v^t = \langle v_1, \dots, v_m \rangle$ (t é o número de geração atual) e v_k é a variável selecionado para mutação. Logo, o cromossomo final é:

$$s_v^{t+1} = \langle v_1, \dots, v_k', \dots, v_m \rangle \quad (7.1)$$

Na mutação, onde:

$$v_k' = \begin{cases} v_k + \Delta(t, UB - v_k) \rightarrow a = 0 \\ v_k - \Delta(t, v_k - LB) \rightarrow a = 1 \end{cases} \quad (7.2)$$

onde ‘ a ’ só pode ser 1 ou 0. UB e LB são os limites superiores e inferiores respectivamente no domínio da variável v_k ; a função $\Delta(t, y)$ retorna um valor no intervalo $[0, y]$, devido ao crescimento de t . Este valor aproxima-se mais a zero com:

$$\Delta(t, y) = y \cdot (1 - r^{(1-\frac{1}{T})^b}) \quad (7.3)$$

sendo r um número aleatório entre zero e um. T é o número máximo de gerações e b é o número que determina o grau de dependência na iteração t (geralmente $b = 5$).

A2. Algoritmo Genético com Pré-aquecimento

Este é uma estratégia para melhorar a busca do melhor indivíduo. A função do pré-aquecimento é criar um conjunto de indivíduos na população inicial com um valor

de adequabilidade acima de um valor especificado. Este conjunto irá condicionar melhor a busca e reduzirá o tempo gasto com o processamento. A aplicação desta estratégia ao AG contribui significativamente para melhorar o seu desempenho.

Na implementação, é como executar um AG inicial na procura de um conjunto de soluções básicas cujo conjunto de variáveis iniciais têm adequabilidade baixa e vão melhorando até ficar a um valor acima do especificado. Este último conjunto “solução” inicial será utilizado pelo AG, no entanto, se o AG requerer mais indivíduos na população, estes serão criados pseudo aleatoriamente.

A3. Método de busca por exploração e aproveitamento

A busca é um dos métodos universais para resolver um problema onde não se pode determinar a priori uma sequência de passos que leva à solução [134]. A busca pode ser executada através de duas estratégias: *a cega* e *a heurística*.

A estratégia de busca *a cega* não usa informações sobre o domínio do problema. A estratégia *heurística* usa informações adicionais, como o conhecimento de um especialista sobre o problema, para assim ter melhor direcionamento na busca. Há duas questões importantes que são evidentes nestas estratégias: Exploração do espaço de busca (exploration) e Aproveitamento da melhor solução (exploitation).

Os AGs são uma classe de métodos de busca de propósito geral. No início, existe uma população altamente aleatória, com grande diversidade e adequabilidade média e baixa. Através dos operadores genéticos a busca é inicialmente explorada no seu espaço de busca (exploration). Quando são obtidas soluções de alta adequabilidade, esses operadores executam a exploração na vizinhança dessas soluções (exploitation).

Os operadores são projetados como métodos de busca de propósito geral, realizando um tipo de busca determinado pelo ambiente do sistema genético e não pelo operador propriamente dito.

A4. Redução do espaço de busca

Dos operadores, o AG trabalha em duas etapas, 1ro.- inicialmente executam a busca da melhor solução em toda região de busca (exploration), definida pelos limites das variáveis contidas no cromossomo. 2do.- Encontrada uma solução de alta adequabilidade a busca se dará na sua vizinhança (exploitation).

A estratégia da redução de espaço é criar regiões de busca pequenas, sendo que estas regiões são reduzidas e deslocadas e expandidas ao longo da busca. O objetivo

desta técnica é diminuir o tempo de processamento, utilizando populações e quantidade de gerações menores e se precaver de erros e desconhecimento dos limites das variáveis.

A propriedade da região de busca reduzida é permitir ao AG buscar em torno de dita solução, novas soluções com maior desempenho (exploitation). A propriedade de deslocamento e expansão é de melhorar a direção da busca, desde que se tenha como referência a melhor solução anterior da região reduzida (exploration).

Ao iniciar a executar o AG se especifica um intervalo de valores para cada variável. Conhecendo os limites físicos do sistema, se obtêm uma estimativa inicial desta região. Neste caso a estimativa inicial tem por base os limites físicos do problema. Ao longo do processamento, essa região se modificará em tamanho (redução ou expansão) e posição (deslocamento) a cada conjunto pré-especificado de gerações. Na Figura 0.4 mostra as regiões de busca global e inicial no espaço para um espaço em \mathcal{R}^2 . Também são indicados os limites mínimos e máximos da região inicial.

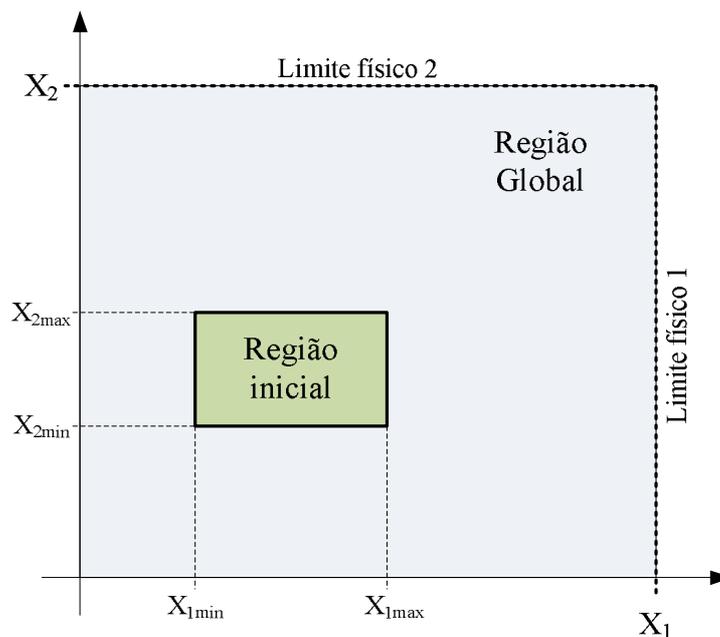


Figura 0.4: Representação da região de busca inicial dentro da região global.

- i. **Variação da região de busca.** – esta variação leva em conta a melhor solução de uma região anterior. A solução será o baricentro da nova região de busca. Aplicando-se um fator a cada variável contida nesta solução, obtendo assim três tipos de regiões de tamanhos diferentes (menor, igual ou maior à região anterior).

Suponhamos que a melhor solução é dada por (X'_1, X'_2) , e a distância do baricentro da primeira região a sua fronteira é dada por:

$$\begin{aligned}\Delta X_1 &= \frac{X_{1\max} - X_{1\min}}{2} \\ \Delta X_2 &= \frac{X_{2\max} - X_{2\min}}{2}\end{aligned}\tag{7.4}$$

Logo para obter a nova região igual à região anterior, teremos:

$$\begin{aligned}X'_{1\min} &= X'_1 - \Delta X_1 & X'_{2\min} &= X'_2 - \Delta X_2 \\ X'_{1\max} &= X'_1 + \Delta X_1 & X'_{2\max} &= X'_2 + \Delta X_2\end{aligned}\tag{7.5}$$

Colocando como evidencia X'_1 , e X'_2 , temos a equação (7.6).

$$\begin{aligned}X'_{1\min} &= X'_1 \left(1 - f_b \frac{\Delta X_1}{X'_1}\right) & X'_{2\min} &= X'_2 \left(1 - f_b \frac{\Delta X_2}{X'_2}\right) \\ X'_{1\max} &= X'_1 \left(1 + f_b \frac{\Delta X_1}{X'_1}\right) & X'_{2\max} &= X'_2 \left(1 + f_b \frac{\Delta X_2}{X'_2}\right)\end{aligned}\tag{7.6}$$

onde o f_b é um fator de busca para obter a nova região igual ($f_b = 1$), menor ($f_b < 1$) ou maior ($f_b > 1$) à região anterior.

Na Figura 0.5, mostra-se a representação da nova região de busca para o $f_b = 1$ (Reg.2), $f_b < 1$ (Reg.1) e $f_b > 1$ (Reg.3).

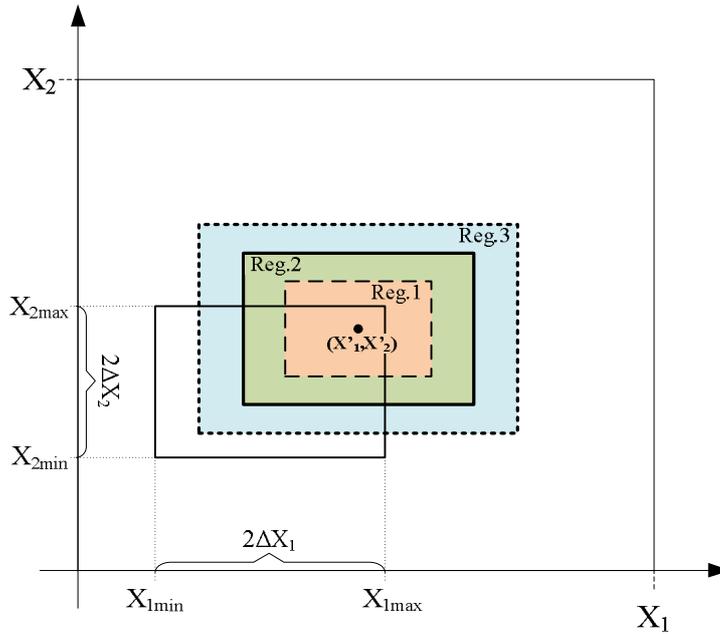


Figura 0.5: Nova região de busca: menor (R.1), igual (R.2) e maior (R.3)

- ii. **Deslocamento da Região de busca.** – A deslocação da região de busca é obtida deslocando a melhor solução da região de busca anterior. Aplica-se um fator de deslocamento f_d maior que um. O ponto deslocado passa a ser o baricentro da nova região de busca. Depois do deslocamento, aplica-se um fator de expansão $f_e > 1$ ao incremento ΔX_1 e ΔX_2 , que será maior do que o incremento usado, pára executar o deslocamento.

Dependendo dos fatores de deslocamento e de expansão, a nova região envolverá parte da região anterior como a solução obtida nessa região. O deslocamento e a expansão sempre são executados após a redução da região de busca.

Suponhamos uma solução anterior $P_0 (X_1, X_2)$, onde sua região de busca é limitada por $X_{1min}, X_{1max}, X_{2min}$ e X_{2max} , os operadores do AG encontram uma nova melhor solução dada por $P_1(X'_1, X'_2)$. A nova região de busca para este ponto vai a ter a mesma dimensão da região anterior, mas multiplicada por um fator de redução ($f_r < 1$), logo, os limites da região reduzida é dada por $X'_{1min}, X'_{1max}, X'_{2min}$ e X'_{2max} , em (7.7).

$$\begin{aligned}
 X'_{1min} &= X'_1 \left(1 - f_r \frac{\Delta X_1}{X'_1}\right) & X'_{2min} &= X'_2 \left(1 - f_r \frac{\Delta X_2}{X'_2}\right) \\
 X'_{1max} &= X'_1 \left(1 + f_r \frac{\Delta X_1}{X'_1}\right) & X'_{2max} &= X'_2 \left(1 - f_r \frac{\Delta X_2}{X'_2}\right)
 \end{aligned}
 \tag{7.7}$$

Nesta última região reduzida é encontrada uma outra melhor solução, dada por P2 (X_1'', X_2''). Agora, aplicamos o processo de deslocamento, multiplicando o ponto P2 pelo fator de deslocamento ($f_d > 1$), obtendo assim o ponto P3 (X_1''', X_2'''), (7.8)

$$\begin{aligned} X_1''' &= X_1'' + \Delta X_{23(1)} & \Rightarrow & \Delta X_{23(1)} = X_1''(f_d - 1) \\ X_2''' &= X_2'' + \Delta X_{23(2)} & \Rightarrow & \Delta X_{23(2)} = X_2''(f_d - 1) \end{aligned} \quad (7.8)$$

A expansão da região de busca é dada pelas equações em (7.9):

$$\begin{aligned} X_{1\min}''' &= X_1'''(1 - f_e \frac{\Delta X_1}{X_1'''}) & X_{2\min}''' &= X_2'''(1 - f_e \frac{\Delta X_2}{X_2'''}) \\ X_{1\max}''' &= X_1'''(1 + f_e \frac{\Delta X_1}{X_1'''}) & X_{2\max}''' &= X_2'''(1 + f_e \frac{\Delta X_2}{X_2'''}) \end{aligned} \quad (7.9)$$

A região de busca expandida vai ter dimensão proporcional à região inicial onde se encontrou o primeiro ponto solução (P0), neste caso ΔX_1 e ΔX_2 . Na Figura 0.6 é mostrada em forma gráfica o processo de redução, deslocamento e expansão da região de busca, mostrando também as variações de cada região.

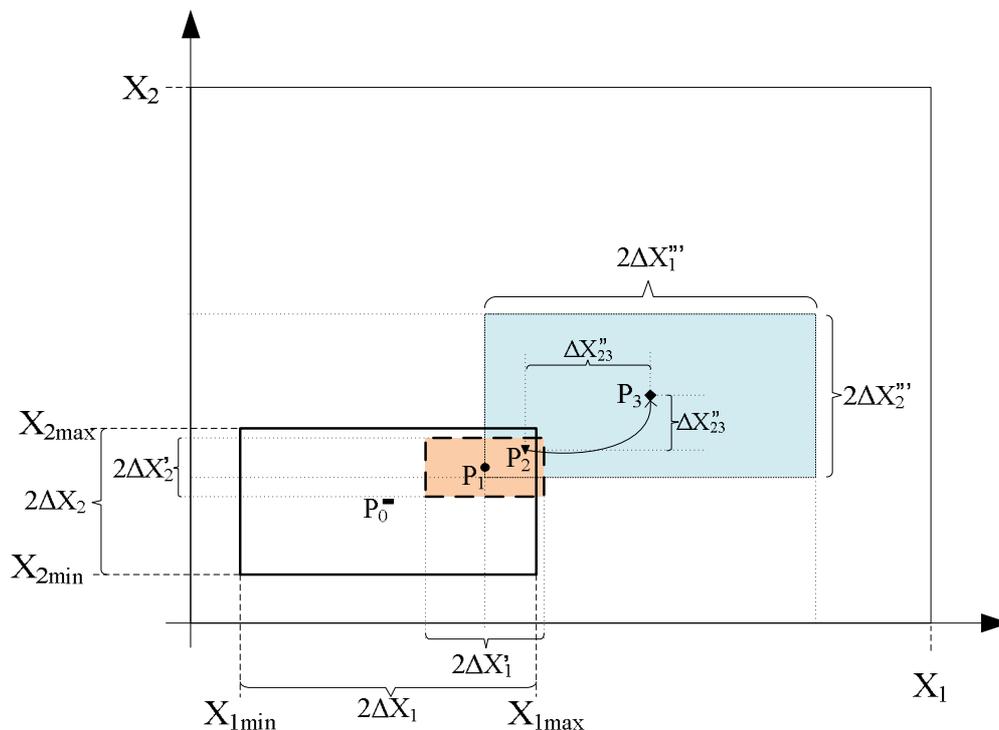


Figura 0.6: Redução, deslocamento e expansão da região de busca.

B. Lista de Sinais considerados no SIN (AG)

Para o Controle Local:

	No. Barra	Nome	No. Led-Lag	No. Modelo	No. Bloco do VUDC
1	10	Angra I	2	170	16
2	18	Itumbiara	2	178	14
3	20	Marimbondo	1	180	6
4	21	Manso	2	189	15
5	35	Corumbá	2	186	16
6	36	SMesa	2	187	16
7	250	NPeçanha	2	270	12
8	8250	NPeçanha	2	271	12
9	253	Fontes	2	272	12
10	8253	Fontes	2	273	12
11	255	PPassos	2	275	12
12	300	Emborcação	2	370	15
13	302	Nova Ponte	2	373	7
14	303	São Simão	2	374	15
15	305	Volta Grande	1	376	6
16	312	Miranda	2	385	18
17	4042	Aimorés	2	391	14
18	4064	Irape	2	390	14
19	500	Avermelha	2	570	12
20	501	ISolteira	2	571	12
21	507	Capivara	2	576	12
22	510	PPrimavera	2	579	16
23	511	Rosana	1	580	2
24	505	Rosana	1	590	2
25	513	Taquarucu	1	582	2
26	518	NAvanhandava	1	585	2
27	520	Três Irmãos	1	587	2
28	800	GBMunhoz	1	770	3
29	808	GJRicha	2	776	14
30	810	Salto Segredo	2	774	13
31	904	Ita	2	882	17
32	911	JLacerda A	2	872	20
33	915	Machadinho	2	885	12
34	917	Passo Fundo	2	874	18
35	919	SOsorio 1-4	2	876	20
36	921	SOsorio 5-6	2	878	3
37	925	SSantiago	2	880	3
38	3964	Cana Brava	2	884	15
39	1155	Itauba	2	1070	14
40	1162	Jacui	2	1072	16
41	1164	Uruguaiana g	2	1080	13

	No. Barra	Nome	No. Led-Lag	No. Modelo	No. Bloco do VUDC
42	1165	Uruguaiana v	2	1081	13
43	1175	Passo Real	2	1078	14
44	1176	DFranisca	2	1079	13
45	5022	PAfonso IV	2	1271	16
46	5051	LGonzaga	2	1272	16
47	5054	LGonzaga	2	1273	16
48	5061	Xingo	2	1274	16
49	6419	Tucurui G1	2	1370	5
50	6420	Tucurui G2	2	1371	5
51	6422	Tucurui G3	2	1372	5
52	3962	NFluminenseg	2	2070	16
53	5975	Itapebi	2	2170	15
54	5827	TermoBahia g	2	2370	14
55	1150	Barra Grande	2	3270	13
56	1159	Monte Claro	2	3570	13
57	7110	PAngical	2	3970	17
58	4052	Capim Branco	2	4070	15
59	4054	Capim Branco	2	4071	13
60	1157	Campos Novos	2	4170	16
61	3641	Corumbá IV	2	4370	15

C. Processamento paralelo implementado no AG

C1. Comandos Utilizados do MPI

Comandos do MPI utilizados na implementação do algoritmo genético paralelo (PGA) [146], feito na linguagem FORTRAN.

- Include 'mpif.h' → utilizado no início do programa principal, início de todas as funções e de todas as subrotinas.
- MPI_init(ierr): Inicializa as funções do MPI e sincroniza todos os processos de uma aplicação MPI.
- MPI_finalize(ierr): Encerra o MPI.
- MPI_comm_size(comm, size, ierr): retorna na variável “size” o número de processadores que pertencem ao comunicador comm.
- MPI_comm_rank(comm,rank,ierr): retorna na variável “rank” o número do processador dentro do comunicador comm.
- MPI_comm_split(old_comm,key,rank,new_comm,ierr): cria um comunicador novo (new_comm) do comunicador original (old_comm).
- MPI_comm_free(new_comm,ierr): destrói o comunicador new_comm
- MPI_send(var,tam,tp,destino,tag,comm,ierr): envia uma variável bloqueada (mais segura) a um processador de destino dentro do comunicador comm.
- MPI_recv(var,tam,tp,origem,tag,comm,stat,ierr): recebe uma variável bloqueada do processador origem que pertence ao comunicador comm.
- MPI_bcast(var,tam,tp,origem,comm,ierr): envia uma variável (var) do processador atual (origem) a todos os processadores pertencentes ao comunicador comm.
- MPI_reduce(var1,var2,tam1,tp1,MPI_sum¹¹,destino,comm,ierr): Aplica uma operação coletiva (MPI_sum) de todos os processadores que pertencem ao comunicador comm.

Definição de variáveis do MPI:

INTEGER :: ierr, comm, rank, size

INTEGER :: old_comm,new_comm,key,tag,origem, destino

¹¹ MPI_SUM: é uma função do MPI que faz operação coletiva da soma da variável “var” que estão em todos os processadores.

var, var1, var2: são variáveis unidimensionais ou vetores
tam, tam1: tamanho das variáveis var e var1,var2.
tp, tp1: é o tipo de variável, podendo ser inteiro (MPI_INT), real (MPI_REAL),
caráter (MPI_CHARACTER), etc.

C2. Explicação gráfica da criação de grupos de processadores

A Figura 0.7 mostra o mundo dos processadores, digamos que é um supercomputador, e supondo que somos os primeiros a utilizar ditos processadores, selecionaremos alguns deles (geralmente múltiplo de 4 ou 8). No momento de enviar a executar um programa MPI, temos que informar o número de processadores que serão utilizados. Tendo essa informação o MPI gera automaticamente um comunicador (MPI_COMM_WORLD), que é o comunicador padrão do MPI e ao mesmo tempo os processadores ganham um identificador.

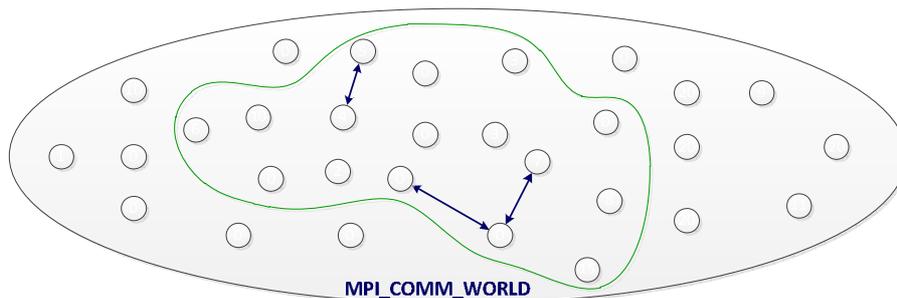


Figura 0.7: Visão macro dos processadores de um supercomputador.

A Figura 0.8 mostra a seleção de 16 processadores cuja identificação deles é de zero a quinze (0 a 16-1). Estes processadores se comunicam via o comunicador padrão MPI_COMM_WORL para envio e/ou recebimento de mensagens.

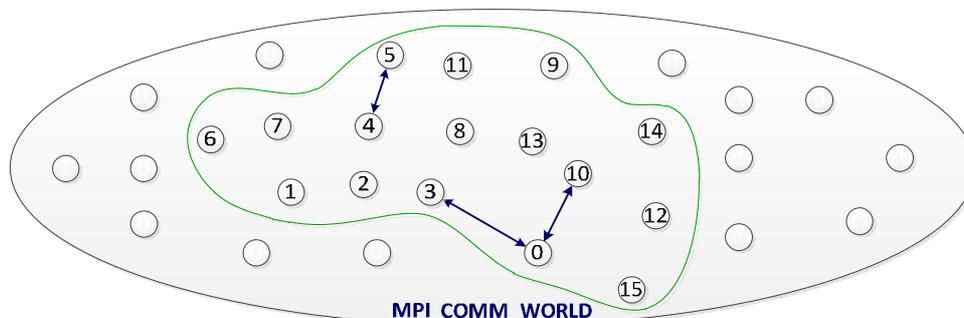


Figura 0.8: Seleção de 16 processadores.

Gerando novos grupos

Tendo o número inicial de processadores, vamos a dividi-lo em três grupos, utilizando o comando `MPI_SPLIT` tal como mostra a Figura 0.9. Nesta Figura 0.9 o agrupamento é dado pelo formato gráfico (círculo, triângulo e quadrado) do processador. Quando é formado o novo grupo os processadores ganham nova identificação (numeração inferior dos processadores mostrada na Figura 0.9).

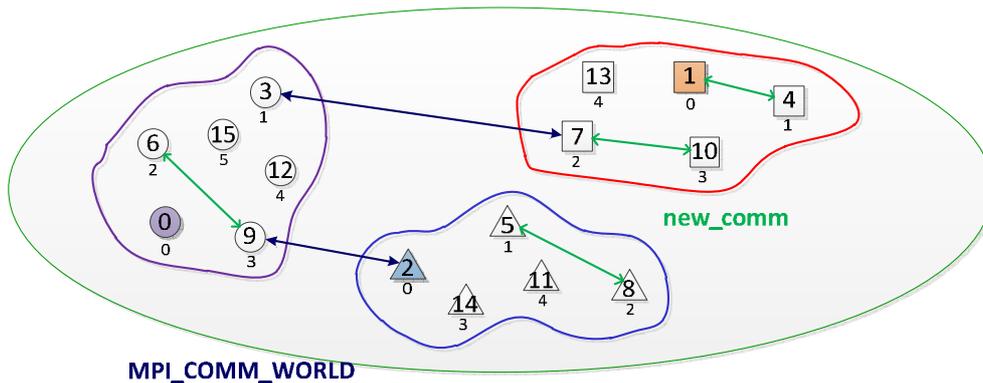


Figura 0.9: Novos grupos gerados com `MPI_SPLIT`.

Nota-se que o comunicador dos novos grupos é `new_comm`. Um processador que utilize o comunicador `new_comm` somente poderá comunicar com os processadores que pertencem a seu próprio grupo. Já um processador que utilize o comunicador padrão poderá comunicar com outro processador indiferente do grupo que este pertença.

C3. Exemplo prático da aplicação do MPI

Problema: Seja um AG com parâmetros de população 60 e geração 100, onde o tempo de cálculo da função objetiva seja 10 seg. Então o AG vai demorar em torno de $60 \cdot 100 \cdot 10s = 60000 \text{ seg} = 16h40m$. Agora se contamos com um “supercomputador”, podemos distribuir este calculo, ou até dividir em pequenos AGs.

A Figura 0.10 mostra de forma gráfica os níveis “hierárquicos” dos processadores, assim como, a distribuição dos 60 indivíduos, do exemplo. Aqui também os valores de n , p , q e r são 3, 6, 5 e 5, respectivamente. Nesta figura os círculos representam os processadores e a enumeração abaixo sua identificação¹². Por exemplo, o círculo superior ou de nível 1 (em verde) representa o processador que o usuário tem

¹² Neste exemplo cada processador tem dois identificadores, uma para o comunicador padrão (`MPI_COMM_WORLD`) e outra para o novo comunicador (`new_comm`).

acesso direto cuja identificação é zero. O círculo inferior sombreado em azul (primeiro círculo do terceiro grupo), tem identificação zero para o novo comunicador (new_comm) e identificação 2 para o comunicador padrão. O primeiro quadro embaixo dos círculos inferiores mostra a identificação com respeito ao comunicador padrão e o quadro inferior mostra quais são os indivíduos que este processador vai receber do processador Mestre¹³ ou do segundo nível, para realizar algum tipo de operação. O quadrado ao lado de cada processador de primeiro e segundo nível seria a população que este administra.

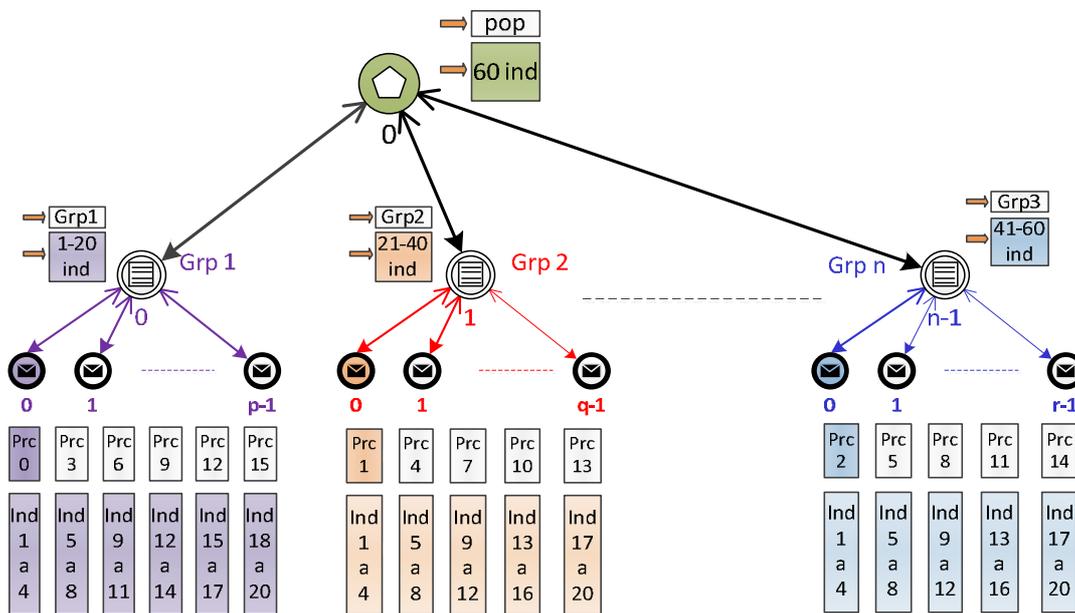


Figura 0.10: Exemplo gráfico da distribuição de tarefas nos processadores.

A seguir mostraremos o código fonte feito em Fortran da solução do exemplo anterior. Para compilar e executar o programa se usará os seguintes comandos:

Compilar: mpirun90 PARALLELex.F90 -o grupos.out

Executar na consola: usuario@service0~>mpirun -n 16 grupos.out.

Executar como fila: usuario@service0~>qsub pbsexecuta.pbs

Onde o arquivo PBS é mostrado na Figura 0.11:

¹³ Para este exemplo os processadores de segundo nível seriam os Mestres, os de terceiro nível seriam os Escravos.

```

#PBS -l nodes=2:ppn=8
#PBS -l walltime=01:00:00
#PBS -N Exemplo
#PBS -j oe
#PBS -V
#PBS -m ae
#PBS -M slescalante@ieee.org

#change directory
cd ${PBS_O_WORKDIR}
# get the number of processors and nodes
NUM_PROC=`cat ${PBS_NODEFILE} | wc -l`
#run on all nodes
mpirun -n ${NUM_PROC} ./grupos.out

```

Figura 0.11: Conteúdo do arquivo “pbsexecuta.pbs”.

Programa em MPI – Fortran para criação dos novos grupos

```

PROGRAM PARALLELex
  implicit none
  include 'mpif.h'
  Character(LEN=30) ArqSAIDA
  Integer :: NoGrp, il, jl, t1, k1
  Integer :: rank, sizeA, sizRankG, rankE, scomm0, ierr
  Integer, Allocatable :: ranksGo(:, :), color(:)
  Character(LEN=80) FMTv
  ! =====
  call MPI_INIT(ierr)
  call MPI_COMM_RANK(MPI_COMM_WORLD, rank, ierr)
  call MPI_COMM_SIZE(MPI_COMM_WORLD, sizeA, ierr)
  ! =====
  NoGrp=3 ! numero de grupos ou mestres
  ! =====
  write(ArqSAIDA, 10) rank
  10 format('ExParall.', i2)
  ! =====
  open(9, file= ArqSAIDA)
  if (rank<NoGrp) then
    write(9, *) ' '
    write(9, *) 'PROGRAMA PARALELO EXEMPLO '
    write(9, *) ' ====='
    write(9, *) 'Formação de Grupos de processadores'
    write(9, *) ' '
  end if
  ! =====
  if (rank<NoGrp) then
    write(9, *) 'Gerando grupos:'
    write(9, *) ' ====='
    write(9, '(a, i2)') 'Número de processadores totais =
', sizeA
    write(9, *) 'Dividendo em ', NoGrp, ' grupos'
  end if
  ! =====
  Allocate(color(sizeA))
  do jl=1, sizeA
    color(jl) = Modulo(jl-1, NoGrp);
  end do
  if (Modulo(sizeA, NoGrp)==0) then
    sizRankG=sizeA/NoGrp
  else
    sizRankG=INT2(sizeA/NoGrp)+1
  end if
  Allocate(ranksGo(sizRankG, NoGrp))
  ranksGo = -1;
  do il = 1, NoGrp
    t1=0
    do jl=1, sizeA
      if (color(jl)==il-1) then
        t1=t1+1;
        ranksGo(t1, il) = jl-1;
      end if
    end do
  end do
  ! =====
  if (rank<NoGrp) then
    write(9, *) ' '
    write(9, '(a, i2, a)') ' Lista de Processador para
os', NoGrp, ' grupos:'
    write(9, *) ' ====='
    write(9, *) 'Grupos: ', ((il), il=1, NoGrp)
    write(9, *) ' ====='
    ...
    do jl=1, sizRankG
      if (jl==1)then
        write(9, *) 'Mestres ',
(ranksGo(jl, il), il=1, NoGrp)
      else
        write(9, *) 'Escravos ',
(ranksGo(jl, il), il=1, NoGrp)
      end if
    end do
    write(9, *) ' ====='
  end if
  ! =====
  k1=color(rank+1)
  call MPI_Comm_split(MPI_COMM_WORLD, k1, rank, scomm0, ierr)
  call MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
  Deallocate(color, ranksGo)
  ! =====
  call MPI_COMM_FREE(scomm0, ierr)
  call MPI_FINALIZE(ierr)
END PROGRAM PARALLELex

```

Programa para enviar partes de uma grande matriz aos processadores Mestres:

```

PROGRAM PARALLELex
  implicit none
  include 'mpif.h'
  CHARACTER(LEN=30) ArqSAIDA
  INTEGER :: NoGrp, il, j1, t1, k1
  INTEGER :: rank, sizeA, sizRankG, rankE
  INTEGER :: scomm0, ierr
  INTEGER, ALLOCATABLE :: ranksGo(:, :), color(:, :)
```

```

  INTEGER :: stat(MPI_STATUS_SIZE)
  INTEGER :: fil, col, jpl, jpn, jp
  REAL(8), ALLOCATABLE :: matPALL(:, :), vetPOP(:, :),
matrizPOPO(:, :)
```

```

  INTEGER :: VTAG
  CHARACTER(LEN=80) FMTv
```

```

CALL MPI_INIT(ierr)
CALL MPI_COMM_RANK(MPI_COMM_WORLD, rank, ierr)
CALL MPI_COMM_SIZE(MPI_COMM_WORLD, sizeA, ierr)
```

```

NoGrp= 3 ! numero de grupos ou mestres
Fil = 4 ! número de filas da matriz para cada mestre
col = 20 ! número de colunas da matriz para cada mestre
```

```

write (ArqSAIDA,10) rank
10 format('ExParall2.',i2)
```

```

! o nome do arquivo a gerar vai ter a data em que esta sendo
executada:
open(9,file=ArqSAIDA)
if (rank<NoGrp) then
  write(9,*) ' '
  write(9,*) ' PROGRAMA PARALELO EXEMPLO '
  write(9,*) ' ====='
  write(9,*) ' Formação de Grupos de processadores '
  write(9,*) ' '
  write(9,*) ' '
  Write(9,*) 'Gerando grupos:'
  write(9,*) ' ====='
  write(9,*(a,i2)) 'Número de processadores totais = ',
sizeA
  write(9,*(a,i2,a)) 'Dividendo em ',NoGrp,' grupos'
end if
```

```

ALLOCATE(color(sizeA))
do j1=1,sizeA
  color(j1) = MODULO(j1-1,NoGrp)
end do
if (MODULO(sizeA,NoGrp)==0) then
  sizRankG=sizeA/NoGrp
else
  sizRankG=INT2(sizeA/NoGrp)+1
end if
ALLOCATE(ranksGo(sizRankG,NoGrp))
ranksGo = -1:
do il = 1,NoGrp
  t1=0
  do j1=1,sizeA
    if (color(j1)==il-1) then
      t1=t1+1:
      ranksGo(t1,il) = j1-1:
    end if
  end do
end do
```

```

if (rank<NoGrp) then
  write(9,*) ' '
  write(9,*(a,i2,a)) ' Lista de Processadores para os',
NoGrp,' grupos:'
  write(9,*) ' '
  =====
  write(9,*) 'Grupos: ', ((il),il=1,NoGrp)
  write(9,*) ' '
  ...
  do j1=1,sizRankG
    if (j1==1)then
      write(9,*) 'Mestres ', (ranksGo(j1,il),il=1,NoGrp)
    else
      write(9,*) 'Escravos', (ranksGo(j1,il),il=1,NoGrp)
    end if
  end do
  write(9,*) ' '
  =====
end if
k1=color(rank+1)
call MPI_Comm_split(MPI_COMM_WORLD, k1, rank, scomm0,ierr)
call MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
DEALLOCATE(color,ranksGo)
```

```

! Gerando uma matriz aleatória (esta pode vir de outro lugar)
if (rank==0) then
  ALLOCATE(matPALL(fil*NoGrp,col))
  write(9,*) ' Matriz carregada ou gerada ou calculada
(Matriz Exemplo):'
  Write(9,*) ' esta matriz depende do número de grupos'
  call random_number(matPALL)
  write(9,*) 'matPALL:'
  write(FMTv,' ("",I0, "(f9.3)")') col
  t1=0:
  DO il = 1,fil*NoGrp
    if (modulo(il-1,fil)==0) then
      t1=t1+1
      write(9,*) '-- matriz para Mestre ', t1
    end if
    write(9,FMTv) (matPALL(il,j1),j1=1,col)
  END DO
end if
```

```

VTAG = 222
if (rank==0) then
  write(9,*) ' '
  write(9,*) 'Distribuindo as matrizes para cada mestre'
  jpi=0:jpn=0:
  do il=1,NoGrp
    write(9,*(a,i2,a,i2,a)) 'Enviando Matriz para Mestre
',il,'(proc.=',il-1,')'
    jpi=jpi+1:jpn:
    do j1=1,col
      call MPI_SEND(matPALL(jpi:jpn,j1),fil,MPI_REAL8,il-1,
1,VTAG,MPI_COMM_WORLD,ierr):
    end do
  end do
  DEALLOCATE(matPALL)
end if
```

```

CALL MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
ALLOCATE(matrizPOPO(fil,col))
ALLOCATE(vetPOP(fil))
if (rankE == 0) then
  do k1=1,col
    call MPI_RECV(vetPOP, fil, MPI_REAL8, 0, VTAG,
MPI_COMM_WORLD, stat,ierr):
    do t1=1,fil
      matrizPOPO(t1,k1) = vetPOP(t1):
    end do
  end do
  write(9,*) ' '
  write(9,*(a,i2,a)) 'Aqui Mestre ',rank+1,' recebe matriz
do primeiro Mestre(processador 0)'
  write(FMTv,' ("",I0, "(f9.3)")') col
  DO il = 1,fil
    write(9,FMTv) ( matrizPOPO(il,j1),j1=1,col )
  END DO
  write(9,*) ' ====='
  write(9,*) ' '
  write(9,*(a,i2)) 'Esta Matriz será administrado pelo
Mestre ', rank+1
  write(9,*) ' '
  =====
end if
DEALLOCATE(vetPOP,matrizPOPO)
```

```

call MPI_COMM_FREE(scomm0,ierr)
call MPI_FINALIZE(ierr)
END PROGRAM PARALLELex
```

Programa para enviar vetores de uma matriz aos processadores escravos.

```

PROGRAM PARALLELex
    implicit none
    include 'mpif.h'
    CHARACTER(LEN=30) ArqSAIDA
    INTEGER :: NoGrp, il,jl,tl,k1
    INTEGER :: rank,sizeA,sizRankG,rankE,sizeE
    INTEGER :: scomm0,ierr
    INTEGER, ALLOCATABLE :: ranksGo(:,,:), color(:,)
    ! =====
    INTEGER :: stat(MPI_STATUS_SIZE)
    INTEGER :: fil, col,jpi,jpn,jp,VTAG
    REAL(8), ALLOCATABLE :: matPALL(:,,:),vetPOP(:,),matrizPOPO(:,)
    ! =====
    CHARACTER(LEN=80) FMTv
    INTEGER :: mm,MxdmGe,nn,VTAG000
    REAL(8) :: minn,maxx
    INTEGER, ALLOCATABLE :: dmGe(:,), ranksG(:,),BESTi(:,)
    REAL(8), ALLOCATABLE :: maxV(:,),Vetmax(:,)
    ! =====
    CALL MPI_INIT(ierr)
    CALL MPI_COMM_RANK(MPI_COMM_WORLD, rank, ierr)
    CALL MPI_COMM_SIZE(MPI_COMM_WORLD, sizeA, ierr)
    ! =====
    NoGrp= 3 ! numero de grupos ou mestres
    fil = 4 ! número de filas da matriz para cada mestre
    col = 20 ! número de colunas da matriz para cada mestre
    ! =====
    write (ArqSAIDA,10) rank
    10 format('ExParall3.',i2)
    ! =====
    open(9,file=ArqSAIDA)
    if (rank<NoGrp) then
        write(9,*)
        write(9,*) 'PROGRAMA PARALELO EXEMPLO'
        write(9,*) '-----'
        write(9,*) 'Formação de Grupos de processadores'
        write(9,*)
        write(9,*)
        write(9,*) 'Gerando grupos:'
        write(9,*) '-----'
        write(9,*) 'Número de processadores totais = ', sizeA
        write(9,*) 'Dividendo em ',NoGrp,' grupos'
    end if
    ! =====
    ALLOCATE(color(sizeA))
    do jl=1,sizeA
        color(jl) = MODULO(jl-1,NoGrp):
    end do
    if (MODULO(sizeA,NoGrp)==0) then
        sizRankG=sizeA/NoGrp
    else
        sizRankG=INT2(sizeA/NoGrp)+1
    end if
    ALLOCATE(ranksGo(sizRankG,NoGrp))
    ranksGo = -1:
    do il = 1,NoGrp
        tl=0
        do jl=1,sizeA
            if (color(jl)==il-1) then
                tl=tl+1:
                ranksGo(tl,il) = jl-1:
            end if
        end do
    end do
    ! =====
    if (rank<NoGrp) then
        write(9,*)
        write(9,*) 'Lista de Processadores para os',
        NoGrp,' grupos:'
        write(9,*)
        ! =====
        write(9,*) 'Grupos: ', ((il),il=1,NoGrp)
        write(9,*) '-----'
        ...
        do jl=1,sizRankG
            if (jl==1)then
                write(9,*) 'Mestres ', (ranksGo(jl,il),il=1,NoGrp)
            else
                write(9,*) 'Escravos ', (ranksGo(jl,il),il=1,NoGrp)
            end if
        end do
        write(9,*)
    end if
    ! =====
    ! =====
    kl=rank+1
    call MPI_Comm_split(MPI_COMM_WORLD, kl, rank, scomm0,ierr)
    call MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
    DEALLOCATE(color)
    ! =====
    ! Gerando uma matriz aleatória (esta pode vir de outro lugar)
    if (rank==0) then
        ALLOCATE(matPALL(fil*NoGrp,col))
        write(9,*) ' Matriz carregada ou gerada ou calculada (Matriz
    Exemplo):'
        write(9,*) ' esta matriz depende do número de grupos'
        call random_number(matPALL)
        write(9,*) 'matPALL:'
        write(FMTv,' ("",IO,"(f8.3)")) col
        tl=0:
        DO il = 1,fil*NoGrp
            if (modulo(il-1,fil)==0) then
                tl=tl+1:
                write(9,*) 'a,i2') '-- matriz para mestre ', tl
            end if
            write(9,FMTv) (matPALL(il,jl),jl=1,col)
        END DO
    end if
    ! =====
    VTAG = 222
    if (rank==0) then
        write(9,*)
        write(9,*) 'Distribuindo as matrizes para cada mestre'
        jpi=0:jpn=0:
        do il=1,NoGrp
            write(9,*) 'a,i2,a,i2,a') 'enviando matriz para mestre ',il
            ,(proc=', il-1,')
            jpi=jpi+1:
            jpn=jpn+1:
            do jl=1,col
                call MPI_SEND(matPALL(jpi:jpn,jl),fil,MPI_REAL8,il-1,
                VTAG, MPI_COMM_WORLD, ierr):
            end do
        end do
    end if
    ! =====
    CALL MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
    ALLOCATE(matrizPOPO(fil,col))
    ALLOCATE(vetPOP(fil))
    ! =====
    if (rankE == 0) then
        do kl=1,col
            call MPI_RECV(vetPOP, fil, MPI_REAL8, 0, VTAG, MPI_COMM_WORLD,
            stat, ierr):
            do tl=1,fil
                matrizPOPO(tl,kl) = vetPOP(tl):
            end do
        end do
        write(9,*)
        write(9,*) 'Aqui Mestre ',rank+1,' recebe matriz do
        primeiro Mestre(processador 0)'
        write(9,*)
        write(FMTv,' ("",IO,"(f8.3)")) col
        DO il = 1,fil
            write(9,FMTv) ( matrizPOPO(il,jl),jl=1,col )
        END DO
        write(9,*) '-----'
        write(9,*)
        write(9,*) 'a,i2') ' Esta Matriz será administrado pelo Mestre',
        rank+1
        write(9,*)
        write(9,*)
        ! =====
    end if
    ! =====
    call MPI_COMM_RANK(scomm0, rankE, ierr)
    if (rankE==0) then
        call MPI_COMM_SIZE(scomm0, sizeE, ierr)
        write(9,*)
        write(9,*) 'a,i2,a,i2,a') 'Distribui vetores da matriz do
        Mestre', rank+1,'(grupo',rank+1,')'
        write(9,*) 'a,i2,a') 'de forma uniforme nos ',sizeE,'
        processadores que pertencem a este grupo'
        mm = sizeE:
        ALLOCATE(color(col),dmGe(mm))
        do jl=1,col
            color(jl) = MODULO(jl-1,mm):
        end do
        do il = 1,mm
    
```

```

        tl=0;
        do jl=1,col
            if (color(jl)==il-1) tl=tl+1;
            end do
            dmGe(il)=tl;
        end do
        sizRankG = dmGe(1)
        MxdmGe = dmGe(1);
        DEALLOCATE(color)
    end if
! =====
    call MPI_COMM_RANK(scomm0,rankE,ierr)
    VTAG=333
    if (rankE==0) then
        call MPI_COMM_SIZE(scomm0,sizeE,ierr)
        mm = sizeE;
        ALLOCATE(ranksG(mm,3))
        jpi=0;jpn=0;
        do jl=1,mm
            jpi=1+jpn;
            jpn=dmGe(jl)+jpn;
            ranksG(jl,1)=jpi-1
            ranksG(jl,2)=jpi
            ranksG(jl,3)=jpn
            call MPI_SEND(jpi,1,MPI_INTEGER,jl-1,VTAG,scomm0,ierr);
            call MPI_SEND(jpn,1,MPI_INTEGER,jl-1,VTAG,scomm0,ierr);
            call MPI_SEND(MxdmGe,1,MPI_INTEGER,jl-1,VTAG,scomm0,ierr);
            call MPI_SEND(rank,1,MPI_INTEGER,jl-1,VTAG,scomm0,ierr);
            do jp=jpi,jpn
                call MPI_SEND(matrizPOPO(1:fil,jp), fil, MPI_REAL8, jl-1,
VTAG, scomm0, ierr);
            end do
        end do
        write(9,*) ' '
        write(9,*(a,i2)) ' Distribuindo os vetores da matriz do
mestre', rank+1
        write(9,*) ' ====='
        write(9,*) ' PROC Orig. proc. Vet_i a Vet_n'
        write(9,*) ' ====='
        do jl=1,mm
            write(9,*) ranksGo(jl,rank+1),(ranksG(jl,il),il=1,3)
        end do
        write(9,*) ' ====='
        do jl=1,mm
            write(9,*) 'Do Mesre ',rank+1
            do jp=ranksG(jl,2),ranksG(jl,3)
                write(9,*(a,i2,a,i2,a,i2,a)) 'Enviando vetor',jp, ao
processador',ranksGo(jl,rank+1),&
(' ',jl-1,' do novo comunicador)'
                do il=1,fil
                    write(FMTv,'( ("",I0, "(f9.3))" )') 1
                    write(9,FMTv) matrizPOPO(il,jp)
                end do
            end do
        end do
        DEALLOCATE(ranksG)
    end if
    DEALLOCATE(matrizPOPO,ranksGo)
! =====
    CALL MPI_RECV(jpi,1,MPI_INTEGER,0,VTAG,scomm0,stat,ierr);
    CALL MPI_RECV(jpn,1,MPI_INTEGER,0,VTAG,scomm0,stat,ierr);
    CALL MPI_RECV(MxdmGe,1,MPI_INTEGER,0,VTAG,scomm0,stat,ierr);
    CALL MPI_RECV(nn,1,MPI_INTEGER,0,VTAG,scomm0,stat,ierr);
    ALLOCATE(maxV(MxdmGe))
    write(9,*) ' '
    write(9,*(a,i2,a)) 'Aqui escravo em processador ',rank,' do
comunicador padrão'
    write(9,*(a,i2,a,i2)) 'Aqui escravo ',rankE+1,' do Mestre ', nn+1

    do jp = 1,jpn-jpi+1
        call MPI_RECV(vetPOP,fil,MPI_REAL8,0,VTAG,scomm0,stat,ierr);
        CALL MAXMIN_VET(vetPOP,fil,maxx,minn)
        maxV(jp)=maxx ! *minn
        write(9,*) ' ====='
        write(9,*(a,i2,a,i2)) 'Vetor ',jpi+jp-1,' recebido do Mestre
', nn+1
        do kl=1,fil
            write(FMTv,'( ("",I0, "(f9.3))" )') 1
            write(9,FMTv) vetPOP(kl)
        end do
        write(9,*) ' '
        write(9,*) 'Este processador calcula o mínimo e máximo: '
        write(9,*(a,F9.3)) 'minn=',minn

        write(9,*(a,F9.3)) 'maxx=',maxx
        write(9,*) ' '
    end do
    DEALLOCATE(vetPOP)
    call MPI_SEND(maxV,jpn-jpi+1,MPI_REAL8,0,VTAG,scomm0,ierr);
! =====
    if (rankE==0) then
        call MPI_COMM_SIZE(scomm0, sizeE, ierr)
        mm = sizeE;
        ALLOCATE(Vetmax(col))
        Vetmax = 0.0; jpi=0; jpn=0;
        do jl=1,mm
            jpi=1+jpn;
            jpn=dmGe(jl)+jpn;
            call MPI_Recv(maxV,dmGe(jl),MPI_REAL8,jl-1,VTAG,scomm0,
stat, ierr);
            do jp=jpi,jpn
                Vetmax(jp)=maxV(jp-jpi+1)
            end do
        end do
        write(FMTv,'( ("",I0, "(f8.3))" )') col
        write(9,FMTv) 'Vetmax=', Vetmax
        maxx=99999.00
        do il=1,col
            if (maxx<Vetmax(il))then
                maxx=Vetmax(il);
                nn=il;
            end if
        end do
        write(9,*(a,F9.3,a,i2)) 'maxx =',maxx,' nn =',nn
        VTAGOOO=555
        call MPI_SEND(nn,1,MPI_INTEGER,0,VTAGOOO,MPI_COMM_WORLD,ierr);
        write(9,*) ' ====='
        DEALLOCATE(Vetmax,dmGe)
    end if
    DEALLOCATE(maxV)
! =====
    if (rank==0) then
        ALLOCATE(BESTi(NoGrp))
        kl=0
        do jl=1,NoGrp
            call MPI_Recv(nn,1,MPI_INTEGER,jl-1,VTAGOOO,MPI_COMM_WORLD,
stat,ierr);
            BESTi(jl)=nn;
        end do
        write(9,*(a,i2,a)) ' Os ', NoGrp,' melhores individuos são'
        do kl=1,NoGrp
            write(9,*) '-----',BESTi(kl)+(kl-1)*col
            do jl=1,fil
                write(FMTv,'( ("",I0, "(f9.3))" )') 1 ! NoGrp
                write(9,FMTv) matPALL(jl+(fil)*(kl-1),BESTi(kl))
            end do
        end do
        write(9,*) '-----'
    end if
    DEALLOCATE(BESTi,matPALL)
! =====
    call MPI_COMM_FREE(scomm0,ierr)
    call MPI_FINALIZE(ierr)
END PROGRAM PARALLELex
! =====
SUBROUTINE MAXMIN_VET(vetor,dimen,maxx,minn)
    implicit none
    include 'mpif.h'
    INTEGER, INTENT(IN) :: imen
    REAL(8), INTENT(IN), DIMENSION(dimen):: vetor
    REAL(8), INTENT(OUT) :: maxx,minn
    INTEGER :: kl,indn,indx
    maxx = -19999.0; minn = 99999.0
    do kl=1,dimen
        if (vetor(kl)>maxx) then
            maxx = vetor(kl)
            indx=kl
        end if
        if (vetor(kl)<minn) then
            minn = vetor(kl)
            indn=kl
        end if
    end do
END SUBROUTINE MAXMIN_VET

```