

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Luiz Fernando Naporano Delboni

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE EQUIPAMENTOS FACTS PARA
MELHORIA DO DESEMPENHO DINÂMICO VIA SISTEMAS
IMUNOLÓGICOS ARTIFICIAIS

Tese apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores:

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Co-Orientador:

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

D344a

Delboni, Luiz Fernando Naporano

Alocação ótima de equipamentos FACTS para melhoria do desempenho dinâmico via Sistemas Imunológicos Artificiais / Luiz Fernando Naporano Delboni. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013. 194 p. : il.

Orientadores: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza e Prof. Dr. José Wanderley Marangon de Lima.
Coorientador: Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Estabilidade. 2. Sistema Imunológico Artificial. 3. FACTS. 4. Otimização. 5. Avaliação econômica. I. Universidade Federal de Itajubá. II. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Luiz Fernando Naporano Delboni

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE EQUIPAMENTOS FACTS PARA
MELHORIA DO DESEMPENHO DINÂMICO VIA
SISTEMAS IMUNOLÓGICOS ARTIFICIAIS

Tese aprovada por banca examinadora em 11 de
abril de 2013, conferindo o título de **Doutor em**
Ciências em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora

Profa. Dra. Tatiana M. L. de Assis

Prof. Dr. Júlio C. S. de Souza

Prof. Dr. Zulmar S. M. Junior

Prof. Dr. Benedito I. L. Lopes

Prof. Dr. José W. M. Lima

Prof. Dr. Antonio C. Z. de Souza

Itajubá, abril de 2013

“O ego é o Judas que vai te trair”

Pichação num muro em São Paulo

AGRADECIMENTOS

À minha avó, Thereza Maria Rosa Di Pierro Naporano, principal responsável por eu ser engenheiro.

Ao Dr. Vicente Di Pierro Netto que me ajudou a compreender o Sistema Imunológico Natural.

À Companhia Energética de São Paulo, e posteriormente à Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, onde eu aprendi muito.

Aos amigos Welinton Dias, Muriell Freire e Michael Fleury Vidigal, colegas da UNIFEI, que me ajudaram muito a aprender o C-Sharp e na codificação de diversos programas.

Aos meus professores, em especial aos Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima e Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza pelo total apoio e dedicação em todo o processo de desenvolvimento deste trabalho. São verdadeiros exemplos e inspiração para mim.

A todos os amigos que me ajudam a manter fé.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	2
1.2. OBJETIVO.....	3
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	3
2. REVISÃO DA LITERATURA	5
2.1. BREVE HISTÓRICO.....	5
2.2. CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE	5
2.2.1. INTENSIDADE DO FENÔMENO.....	6
2.2.1.1. GRANDES PERTURBAÇÕES	6
2.2.1.2. PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....	6
2.2.2. TEMPO NECESSÁRIO PARA A OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO	6
2.2.2.1. CURTO PRAZO.....	6
2.2.2.2. LONGO PRAZO	6
2.2.3. NATUREZA FÍSICA DO ASPECTO MAIS PROEMINENTE.....	7
2.2.3.1. ESTABILIDADE ANGULAR DO ROTOR	7
2.2.3.2. ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA	9
2.2.3.3. ESTABILIDADE DE TENSÃO	10
2.3. CONTROLES.....	11
2.3.1. REGULADOR DE VELOCIDADE	11
2.3.2. SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR	11
2.3.3. CONTROLES DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	12
2.3.3.1. COMPENSAÇÃO EM DERIVAÇÃO	12
2.3.3.2. LTC	12
2.3.3.3. COMPENSAÇÃO SÉRIE.....	12
2.4. MEIOS DE MELHORAR A ESTABILIDADE.....	13
2.4.1. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	13
2.4.1.1. ALTA VELOCIDADE NA ELIMINAÇÃO DE FALTAS	13
2.4.1.2. REDUÇÃO NA REATÂNCIA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	13
2.4.1.3. COMPENSAÇÃO EM DERIVAÇÃO	13
2.4.1.4. OPERAÇÃO INDEPENDENTE DOS POLOS DOS DISJUNTORES.....	13
2.4.1.5. ABERTURA MONOPOLAR.....	14
2.4.1.6. CORTE DE GERAÇÃO.....	14
2.4.1.7. SISTEMAS DE EXCITAÇÃO RÁPIDOS	14
2.4.1.8. CORTE DE CARGA	14
2.4.2. ESTABILIDADE DE PEQUENOS SINAIS.....	14
2.5. DISPOSITIVOS DESENVOLVIDOS COM ELETRÔNICA DE POTÊNCIA	15
2.5.1. FACTS – PRIMEIRA GERAÇÃO	15
2.5.2. FATCS – SEGUNDA GERAÇÃO	16
2.6. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	17
2.6.1. MÉTODOS CLÁSSICOS.....	17
2.6.2. MÉTODOS HEURÍSTICOS	18
2.6.3. OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVOS	20
2.6.4. CONTRIBUIÇÃO DESTE TRABALHO	21
3. FACTS	22
3.1. INTRODUÇÃO.....	22
3.2. FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS.....	25
3.2.1. HISTÓRICO	25
3.2.2. PRIMEIRA GERAÇÃO DO FACTS	25
3.2.2.1. SVC.....	26
3.2.2.2. TCSC.....	29
3.2.3. SEGUNDA GERAÇÃO DOS FACTS.....	30

3.2.3.1.	NOVOS DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS	31
3.2.3.1.1.	GTO	31
3.2.3.1.2.	IGBT.....	31
3.2.3.2.	VSC.....	32
3.2.3.3.	STATCOM	33
3.2.3.4.	SSSC	35
3.2.3.5.	UPFC	38
4.	SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL.....	42
4.1.	SISTEMA IMUNOLÓGICO NATURAL.....	42
4.2.	SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL	44
4.3.	MECANISMOS DO SISTEMA IMUNOLÓGICO.....	44
4.3.1.	REDE IMUNOLÓGICA ARTIFICIAL	44
4.3.2.	SELEÇÃO CLONAL NEGATIVA.....	46
4.3.3.	SELEÇÃO CLONAL POSITIVA	47
4.3.4.	EXEMPLO COMPARATIVO DOS TRÊS MECANISMOS	49
4.4.	SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL – VERSÃO DA SELEÇÃO CLONAL POSITIVA	50
4.4.1.	RECONHECIMENTO DE PADRÕES.....	50
4.4.1.1.	ALGORITMO	50
4.4.1.2.	APLICAÇÃO.....	52
4.4.2.	OTIMIZAÇÃO	54
4.4.2.1.	ALGORITMO	55
4.4.2.2.	APLICAÇÃO.....	56
4.5.	CONSIDERAÇÕES	58
5.	OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE PARETO	59
5.1.	FORMULAÇÃO.....	59
5.2.	OTIMALIDADE SEGUNDO PARETO	60
5.3.	TIPOS DE SOLUÇÃO	62
5.3.1.	MÉTODOS CLÁSSICOS.....	62
5.3.1.1.	PONDERAÇÃO	62
5.3.1.2.	RESTRIÇÃO – ϵ	63
5.3.2.	MÉTODOS HEURÍSTICOS	63
5.4.	CONSIDERAÇÕES	64
6.	METODOLOGIA PROPOSTA.....	65
6.1.	PROGRAMAS UTILIZADOS.....	67
6.2.	SELEÇÃO DAS CONTINGÊNCIAS	67
6.3.	CRITÉRIOS DE SIMULAÇÃO	68
6.3.1.	SELEÇÃO DOS TIPOS DE PERTURBAÇÕES	68
6.3.2.	APLICAÇÃO DA PERTURBAÇÃO	69
6.3.3.	ELIMINAÇÃO DA CAUSA DA PERTURBAÇÃO	69
6.3.4.	DURAÇÃO DO ESTUDO.....	69
6.4.	PRÉ ANÁLISE	69
6.5.	CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO E ÍNDICE DE FALTA DE QUALIDADE (IFQ).....	70
6.6.	CUSTOS DECORRENTES DA FALTA DE QUALIDADE DA REDE	72
6.7.	FUNÇÃO-AVALIAÇÃO	76
6.8.	CARACTERÍSTICA DOS FACTS UTILIZADOS	77
6.9.	UTILIZAÇÃO DO SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL.....	79
6.10.	FLUXOGRAMA GERAL DO PROCESSO	82
7.	CASO EXEMPLO – TESTE.....	84
7.1.	REDE UTILIZADA PARA O TESTE.....	84
7.2.	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	85
7.3.	CRITÉRIOS DE SIMULAÇÃO.....	87
7.4.	PRÉ-ANÁLISE.....	87
7.5.	ÍNDICE DE FALTA DE QUALIDADE (IFQ)	88

7.6.	FUNÇÃO AVALIAÇÃO	88
7.7.	CUSTOS DOS FACTS	88
7.8.	CASO 1: $FQI = \infty$	89
7.8.1.	ESTADOS INVESTIGADOS	91
7.8.2.	DESEMPENHO DA REDE PARA OS ESTADOS PRÉ E PÓS INVESTIMENTO	95
7.9.	CASO 1: $FQI = 10^4$ [P.U./R\$]	97
7.9.1.	ESTADOS INVESTIGADOS	100
7.9.2.	COMPARAÇÃO ENTRE OS ESTADOS PRÉ E PÓS INVESTIMENTO	104
8.	APLICAÇÕES.....	106
8.1.	PROBLEMA DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA – ÁREA SÃO PAULO	106
8.1.1.	DIAGRAMA DA ÁREA EM QUESTÃO	106
8.1.2.	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	107
8.1.3.	CRITÉRIO DE SIMULAÇÃO	111
8.1.4.	PRÉ-ANÁLISE	111
8.1.5.	ÍNDICE DE FALTA DE QUALIDADE	112
8.1.6.	FUNÇÃO AVALIAÇÃO	113
8.1.7.	DADOS DOS FACTS	113
8.1.8.	APLICAÇÃO DO MÉTODO	113
8.1.9.	RESULTADOS	113
8.2.	REDUÇÃO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO – ÁREA SÃO PAULO	118
8.2.1.	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO	119
8.2.2.	CRITÉRIO DE SIMULAÇÃO	124
8.2.3.	PRÉ-ANÁLISE	125
8.2.4.	ÍNDICE DA FALTA DE QUALIDADE	125
8.2.5.	FUNÇÃO AVALIAÇÃO	126
8.2.6.	DADOS DOS FACTS	126
8.2.7.	APLICAÇÃO DO MÉTODO	126
8.2.8.	RESULTADOS	126
8.3.	PROBLEMA CONJUNTO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO, ELETROMECAÂNICA E OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA – ÁREA RIO GRANDE DO SUL	132
8.3.1.	DIAGRAMA DA ÁREA EM QUESTÃO	132
	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS.....	133
8.3.2.	CRITÉRIO DE SIMULAÇÃO	139
8.3.3.	PRÉ-ANÁLISE	139
8.3.4.	ÍNDICE DE FALTA DE QUALIDADE	140
8.3.5.	FUNÇÃO AVALIAÇÃO	141
8.3.6.	DADOS DOS FACTS	141
8.3.7.	APLICAÇÃO DO MÉTODO	141
8.3.8.	RESULTADOS	142
9.	CONCLUSÃO E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	159
9.1.	CONCLUSÃO	159
9.2.	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	160
10.	BIBLIOGRAFIA	161

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 SISTEMA ESTÁVEL	8
FIGURA 2.2 SISTEMA INSTÁVEL COM FALTA DE CONJUGADO SINCRONIZANTE	8
FIGURA 2.3 SISTEMA INSTÁVEL COM FALTA DE CONJUGADO AMORTECEDOR	8
FIGURA 2.4 INSTABILIDADE COM CRESCIMENTO DAS OSCILAÇÕES	9
FIGURA 2.5 INSTABILIDADE DE PRIMEIRA OSCILAÇÃO	9
FIGURA 3.1. REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA	22
FIGURA 3.2. POTÊNCIA ATIVA EM UMA LINHA DE TRANSMISSÃO X FASE DAS TENSÕES TERMINAIS (δ)	23
FIGURA 3.3. SÍMBOLO (A). CARACTERÍSTICA DO TIRISTOR (B)	25
FIGURA 3.4. ESQUEMA BÁSICO DE UM SVC.	26
FIGURA 3.5 CARACTERÍSTICA DE FUNCIONAMENTO DE UM SVC	27
FIGURA 3.6. CIRCUITO EQUIVALENTE DO SISTEMA	28
FIGURA 3.7.FUNCIONAMENTO DINÂMICO DO SVC.....	28
FIGURA 3.8. ESQUEMA BÁSICO DE UM TCSC.....	29
FIGURA 3.9 ESQUEMA DE UM TCSC REAL	30
FIGURA 3.10 SÍMBOLO E CARACTERÍSTICA DO GTO	31
FIGURA 3.11 ESQUEMA BÁSICO DE UM IGBT	32
FIGURA 3.12 ESQUEMA BÁSICO DO STATCOM.....	34
FIGURA 3.13 EXEMPLO DE VSC DE 6 PULSOS DO STATCOM	34
FIGURA 3.14 CARACTERÍSTICAS TENSÃO X CORRENTE DO STATCOM.....	35
FIGURA 3.15 ESQUEMA DE UM SSSC E SUA RELAÇÃO DE TENSÕES E CORRENTE NA LINHA	36
FIGURA 3.16 CURVA DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DO ÂNGULO δ COM TENSÃO DE COMPENSAÇÃO DO SSSC	37
FIGURA 3.17 SSSC BASEADO EM GTO	37
FIGURA 3.18 ESQUEMA BÁSICO DE UM UPFC	39
FIGURA 3.19 ESQUEMA BÁSICO DE UM UPFC	40
FIGURA 3.20 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA EM UMA LINHA PELA VARIAÇÃO DE V_{PQ} DO UPFC	40
FIGURA 4.1 - ATIVAÇÃO E SUPRESSÃO DE ESTÍMULOS.....	45
FIGURA 4.2 - RECONHECIMENTO DE PADRÃO VIA ALGORITMO DE SELEÇÃO NEGATIVA	47
FIGURA 4.3 - SELEÇÃO CLONAL	48
FIGURA 4.4 - DADOS A SEREM RECONHECIDOS	49
FIGURA 4.4 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PARA RECONHECIMENTO DE PADRÕES	52
FIGURA 4.5 - PADRÕES A SEREM APRENDIDOS E MEMORIZADOS (ANTÍGENOS)	53
FIGURA 4.6 - SEQUÊNCIA DE APRENDIZADO DOS ANTICORPOS DE 10 EM 10 GERAÇÕES.....	54
FIGURA 4.7 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PARA OTIMIZAÇÃO	56
FIGURA 4.8 - EVOLUÇÃO DA SOLUÇÃO DO PROBLEMA	57

FIGURA 4.9 - EVOLUÇÃO DA SOLUÇÃO DO PROBLEMA COM MAIOR RESOLUÇÃO NOS PONTOS DE INTERESSE.....	58
FIGURA 5.1 GRÁFICO DE F1 X F2	61
FIGURA 5.2 GRÁFICO DE F1 X F2 EVIDENCIANDO A FRONTEIRA DE PARETO	61
FIGURA 6.1 – RELAÇÃO ENTRE CUSTOS DE INTERRUÇÃO E FQI	73
FIGURA 6.2 – RELAÇÃO ENTRE INVESTIMENTOS EM FACTS FEITOS NA REDE E FQI	74
FIGURA 6.3 – RELAÇÃO ENTRE CUSTOS DE INTERRUÇÃO E INVESTIMENTO EM FACTS	75
FIGURA 6.5 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO.....	83
FIGURA 7.1 – REDE 14 BARRAS DO IEEE	84
FIGURA 7.2 – FREQUÊNCIA DA MÁQUINA DA BARRA 6	85
FIGURA 7.3 – TENSÃO NA BARRA 6.....	86
FIGURA 7.4 – POTÊNCIA ACELERANTE NA MÁQUINA DA BARRA 6.....	86
FIGURA 7.5 – POTÊNCIA ATIVA NA LINHA 1 – 2.....	87
FIGURA 7.6 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE FACTS INSTALADOS	90
FIGURA 7.7 – EVOLUÇÃO DA FUNÇÃO AVALIAÇÃO	91
FIGURA 7.8 – MAPA GERAL DE ESTADOS VISITADOS.....	92
FIGURA 7.9 - MAPA GERAL DE ESTADOS AMPLIADO.....	93
FIGURA 7.10 – MAPA DE ESTADOS + FRONTEIRA	93
FIGURA 7.11 – PERCURSO DO PROCESSO DE SOLUÇÃO	94
FIGURA 7.12 – PERCURSO DO PROCESSO DE SOLUÇÃO + FRONTEIRA.....	94
FIGURA 7.13 – FREQUÊNCIA DA MÁQUINA DA BARRA 6.....	95
FIGURA 7.14 – TENSÃO NA BARRA 6.....	96
FIGURA 7.15 – POTÊNCIA ACELERANTE NA MÁQUINA DA BARRA 6.....	96
FIGURA 7.16 – POTÊNCIA ATIVA NA LINHA 1 – 2.....	97
FIGURA 7.17 – NÚMERO DE FACTS INSTALADOS POR GERAÇÃO.....	98
FIGURA 7.18 – EVOLUÇÃO DA FUNÇÃO AVALIAÇÃO POR GERAÇÃO	99
FIGURA 7.19 – MAPA GERAL DE ESTADOS VISITADOS.....	100
FIGURA 7.20 – MAPA GERAL DE ESTADOS AMPLIADOS	100
FIGURA 7.21 – PERCURSO DOS ESTADOS	101
FIGURA 7.22 – MAPA GERAL DOS ESTADOS	102
FIGURA 7.23 – PERCURSO DO PROCESSO DE BUSCA E PONTO COM MENOR NORMA	103
FIGURA 7.24 – FRONTEIRA DE PARETO	103
FIGURA 7.25 – FREQUÊNCIA DA MÁQUINA 6	104
FIGURA 7.26 – TENSÃO NA BARRA 6	104
FIGURA 7.27 – POTÊNCIA ACELERANTE NA MÁQUINA 6	105
FIGURA 7.28 – POTÊNCIA ATIVA NA LINHA 1 - 2	105
FIGURA 8.1 – ÁREA NE DE SÃO PAULO, FRONTEIRA COM O RIO DE JANEIRO [146]	106
FIGURA 8.2 – TENSÃO NA BARRA 500 KV DE CACHOEIRA PAULISTA	107
FIGURA 8.3 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE SUMARÉ	107

FIGURA 8.4 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE BOM JARDIM.....	108
FIGURA 8.5 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE CABREÚVA	108
FIGURA 8.6 – TENSÃO NA BARRA 230 KV DE CABREÚVA	109
FIGURA 8.7 – FLUXO PELA LT 500 KV CACHOEIRA PTA. – TAUBATÉ.....	109
FIGURA 8.8 – FLUXO PELA LT 440 KV BOM JARDIM – TAUBATÉ	110
FIGURA 8.9 – FLUXO PELA LT 230 KV APARECIDA – STA. CABEÇA.....	110
FIGURA 8.10 – FLUXO PELA LT 230 KV STA. CABEÇA – NILO PEÇANHA	111
FIGURA 8.11 – TENSÃO NA BARRA 500 KV DE CACHOEIRA PAULISTA	114
FIGURA 8.12 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE SUMARÉ	114
FIGURA 8.13 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE BOM JARDIM.....	115
FIGURA 8.14 – TENSÃO NA BARRA 440 KV DE CABREÚVA.....	115
FIGURA 8.15 – TENSÃO NA BARRA 230 KV DE CABREÚVA.....	116
FIGURA 8.16 – FLUXO PELA LT 500 KV CACHOEIRA PTA. - TAUBATÉ.....	116
FIGURA 8.17 – FLUXO PELA LT 440 KV BOM JARDIM – TAUBATÉ	117
FIGURA 8.18 – FLUXO PELA LT 230 KV APARECIDA – STA. CABEÇA.....	117
FIGURA 8.19 – FLUXO PELA LT 230 KV STA. CABEÇA – NILO PEÇANHA	118
FIGURA 8.20 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV GUARULHOS 2 – NORTE	120
FIGURA 8.21 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV ANHANGUERA – GUARULHOS 2	120
FIGURA 8.22 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV NORTE – MIGUEL REALE.....	121
FIGURA 8.23 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV EMBU GUAÇU – SUL.....	121
FIGURA 8.24 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV BAIXADA – SUL	122
FIGURA 8.25 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – BAIXADA	122
FIGURA 8.26 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – ITAPETI	123
FIGURA 8.27 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV ITAPETI – MOGI.....	123
FIGURA 8.28 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – LESTE	124
FIGURA 8.29 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV LESTE – RAMON R FILHO	124
FIGURA 8.30 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV GUARULHOS 2 – NORTE	127
FIGURA 8.31 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV ANHANGUERA – GUARULHOS 2	127
FIGURA 8.32 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV NORTE – MIGUEL REALE.....	128
FIGURA 8.33 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV EMBU GUAÇU – SUL.....	128
FIGURA 8.34 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV BAIXADA – SUL.....	129
FIGURA 8.35 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – BAIXADA	129
FIGURA 8.36 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – ITAPETI	130
FIGURA 8.37 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV ITAPETI – MOGI.....	130
FIGURA 8.38 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV TIJUCO PRETO – LESTE	131
FIGURA 8.39 – POTÊNCIA APARENTE NA LT 345KV LESTE – RAMON R FILHO	131
FIGURA 8.40 – ÁREA RIO GRANDE DO SUL [146].....	132
FIGURA 8.41 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS.....	134

FIGURA 8.42 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	134
FIGURA 8.43 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS	135
FIGURA 8.44 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	135
FIGURA 8.45 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE MAÇAMBARÁ.....	136
FIGURA 8.46 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SÃO BORJA 2	136
FIGURA 8.47 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SANTO ÂNGELO 2	137
FIGURA 8.48 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SANTO ÂNGELO 2.....	137
FIGURA 8.49 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SÃO BORJA 2	138
FIGURA 8.50 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA – MAÇAMBARÁ	138
FIGURA 8.51 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA 5 – ALEGRETE 2	139
FIGURA 8.52 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS.....	142
FIGURA 8.53 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	142
FIGURA 8.54 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS	143
FIGURA 8.55 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	143
FIGURA 8.56 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE MAÇAMBARÁ.....	144
FIGURA 8.57 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SÃO BORJA 2	144
FIGURA 8.58 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SANTO ÂNGELO	145
FIGURA 8.59 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SANTO ÂNGELO 2.....	145
FIGURA 8.60 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SÃO BORJA 2	146
FIGURA 8.61 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA – MAÇAMBARÁ	146
FIGURA 8.62 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA 5 – ALEGRETE 2	147
FIGURA 8.63 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS.....	147
FIGURA 8.64 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	148
FIGURA 8.65 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS	148
FIGURA 8.66 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	149
FIGURA 8.67 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE MAÇAMBARÁ.....	149
FIGURA 8.68 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SÃO BORJA 2	150
FIGURA 8.69 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SANTO ÂNGELO 2	150
FIGURA 8.70 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SANTO ÂNGELO 2.....	151
FIGURA 8.71 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SÃO BORJA 2	151
FIGURA 8.72 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA – MAÇAMBARÁ	152
FIGURA 8.73 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA 5 – ALEGRETE 2	152
FIGURA 8.74 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS.....	153
FIGURA 8.75 – FREQUÊNCIA NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	153
FIGURA 8.76 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO GÁS	154
FIGURA 8.77 – POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA URUGUAIANA – CICLO VAPOR	154
FIGURA 8.78 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE MAÇAMBARÁ.....	155
FIGURA 8.79 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SÃO BORJA 2	155

FIGURA 8.80 – TENSÃO NA BARRA DE 230 KV DE SANTO ÂNGELO 2	156
FIGURA 8.81 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SANTO ÂNGELO 2.....	156
FIGURA 8.82 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV MAÇAMBARÁ – SÃO BORJA 2	157
FIGURA 8.83 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA – MAÇAMBARÁ	157
FIGURA 8.84 – FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NA LT 230 KV URUGUAIANA 5 – ALEGRETE 2	158

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 4.1 - RESULTADO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO.....	57
TABELA 6.1 – CUSTO DE FACTS EM US\$.....	77
TABELA 6.2 – CUSTO DE FACTS EM US\$.....	78
TABELA 6.3 – CUSTO DE FACTS EM €.....	78
TABELA 6.4 – INFORMAÇÕES DO BANCO DE PREÇOS DA ANEEL	78
TABELA 6.5 – INFORMAÇÕES DO BANCO DE PREÇOS DA ANEEL	79
TABELA 7.1 – RESULTADOS DO PROCESSAMENTO DO SISTEMA IMUNOLÓGICO.....	89
TABELA 7.2 – FACTS A SEREM INSTALADOS NA REDE.....	95
TABELA 7.3 – RESULTADOS DO PROCESSAMENTO DO SISTEMA IMUNOLÓGICO.....	97
TABELA 7.4 – RELAÇÃO DE FACTS E SEU CUSTO	104
TABELA 8.1 – BARRAS CANDIDATAS	112
TABELA 8.2 – CIRCUITOS CANDIDATOS	112
TABELA 8.3 – RELAÇÃO DE FACTS INSTALADOS – LOCAL, TIPO E CUSTO DE INVESTIMENTO	113
TABELA 8.4 – VARIAÇÃO DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA COM E SEM COMPENSAÇÃO	118
TABELA 8.5 – BARRAS ONDE É APLICADO O CURTO CIRCUITO	119
TABELA 8.6 – CIRCUITOS ONDE SÃO OBSERVADAS AS CONTRIBUIÇÕES AO CURTO CIRCUITO	119
TABELA 8.7 – MÁXIMAS CONTRIBUIÇÕES AOS CURTOS CIRCUITOS	120
TABELA 8.8 –CIRCUITOS CANDIDATOS À COLOCAÇÃO DE SSSCS	125
TABELA 8.9 – RELAÇÃO DE FACTS E CUSTOS	126
TABELA 8.10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS FLUXOS DE POTÊNCIA PRÉ E PÓS INSTALAÇÃO DE FACTS..	132
TABELA 8.11 – BARRAS CANDIDATAS.....	140
TABELA 8.12 – CIRCUITOS CANDIDATOS	140
TABELA 8.13 – RELAÇÃO DE FACTS E CUSTOS.....	141
TABELA 8.14 – RELAÇÃO DE FACTS E CUSTOS POR EQUIPAMENTO E POR CONTINGÊNCIA	141

SIGLAS E ABREVIATURAS

AC	Corrente Alternada
ANAREDE	Programa de Análise de Redes do CEPEL
ANATEM	Programa de Estabilidade Transitória do CEPEL
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CDU	Controlador Definido pelo Usuário
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DC	Corrente Contínua
DSTATCOM	Distribution Level STATCOM
EPRI	Electric Power Research Institute
FACTS	Flexible AC Transmission System
FSC	Fixed Series Compensation
GDP	Gross Domestic Product
GTO	Gate Turn Off Thyristor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LTC	Load Tap Changer
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIB	Produto Interno Bruto
PLOTGRAF	Programa Gráfico do CEPEL
PSO	Particle Swarm Optimization
PSS	Power System Stabilizer
PWM	Pulse Width Modulation
RIA	Rede Imunológica Artificial
SIA	Sistema Imunológico Artificial
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator

SVC	Static Var Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TPSC	Thyristor Protected Series Compensation
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Sourced Converter

RESUMO

Esta tese propõe um procedimento para reduzir custos devidos a perturbações em uma rede elétrica. Isto é feito através do gerenciamento eficiente entre os custos decorrentes de problemas de estabilidade e os investimentos necessários à sua atenuação. Para este fim, FACTS dos tipos SVC, TCSC, STATCOM e SSSC são utilizados.

O foco deste trabalho está nos problemas de estabilidade do ponto de vista dinâmico. São abordados problemas de estabilidade de tensão, angular, frequência e oscilação de potência. São tratados simultaneamente.

A administração da instalação dos FACTS na rede se faz pela utilização de processo de otimização. Este deve ser capaz de identificar a quantidade mínima necessária, a correta localização e tipos de FACTS a serem instalados de modo a se obter o maior ganho econômico. A contraposição entre custos decorrentes de problemas de estabilidade e os investimentos necessários à sua mitigação é considerada neste processo.

Exemplos didáticos e aplicações do método proposto são apresentados. Exemplos de problemas de estabilidade considerando uma ou diversas contingências e estabilidade eletromecânica e tensão, conjuntamente, são explorados. Isto é feito através do emprego de um sistema elétrico real, de forma que as características operativas sejam aquelas observadas na operação cotidiana de um sistema de potência.

ABSTRACT

This thesis aims to create an automatic procedure to reduce costs due to system perturbation. It is accomplished through the efficient management of costs resulted from stability problems and investment necessary to their mitigation. FACTS are used for this purpose. The types employed are SVC, TCSC, STATCOM and SSSC.

The focus of this work is of dynamic stability point of view. Voltage, angle and frequency stability and damping problems are addressed simultaneously.

FACTS installation administration in the network is made through optimization process. This must be able to identify the least number needed, installation places and types of FACTS in order to obtain the maximum economic profit. Costs come from stability problems are compared to investments necessary to their mitigation.

Didactic examples and real applications of the method are presented. Stability problems considering one to several contingency cases and angle, frequency and voltage problems simultaneously occurring are studied.

It is shown through a real system test in such a way that the observed operative characteristics are those found in the everyday power system operation.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo do tempo os sistemas elétricos de potência foram crescendo, deixando de ser sistemas isolados que abasteciam suas cargas com geração local, para se tornarem grandes sistemas interligando usinas geradoras através de sistemas de transmissão de alta tensão abrangendo imensas áreas geográficas e conectando diversas empresas. Com a desregulamentação do setor houve o desmembramento das funções de geração, transmissão e distribuição. Dessa forma, o sistema se decompôs em empresas separadas, responsáveis por apenas uma das funções originais. Dentro de um ambiente regulado e competitivo, estes agentes são levados a um maior aproveitamento de seus sistemas, de modo a operar bem próximos de seus limites.

O objetivo dos sistemas elétricos de potência é proporcionar atendimento aos seus clientes de maneira econômica e segura. Para isso é necessário que a operação destes sistemas se faça com confiabilidade e segurança.

Entende-se por confiabilidade a probabilidade de um sistema operar satisfatoriamente ao longo do tempo. Compreende a habilidade de realizar seu atendimento em quase total continuidade, com tão poucas interrupções quanto possível.

Segurança de um sistema elétrico de potência se refere à habilidade deste sistema, uma vez submetido a um distúrbio, retornar à sua situação normal de operação. Trata-se da robustez às perturbações e depende das condições de operação somada à probabilidade de ocorrência destas perturbações.

Para ser confiável, o sistema deve ser seguro a maior parte do tempo. Para ser seguro, o sistema deve ser estável após contingências ainda que como decorrência destas, resultem sobrecargas de equipamentos e violações de tensões. Então, a estabilidade de um sistema de potência refere-se à capacidade do sistema de operar numa situação de equilíbrio, dentro de critérios pré-definidos e continuar em equilíbrio aceitável, segundo estes critérios, após a ocorrência de um distúrbio, dada uma condição operativa inicial. Encontrar este novo ponto estável depende das condições de operação e da natureza física do distúrbio [1,2]. A análise da estabilidade é um componente importante da confiabilidade e segurança de um sistema.

A solução dos problemas de estabilidade se faz pelo controle de grandezas do próprio sistema que influenciam seu comportamento. São métodos correntes para lidar com

problemas de estabilidade: rapidez na eliminação de faltas, compensações série e derivação, abertura monopolar de disjuntores, controle de tapes de transformadores sob carga, sistemas de excitação rápidos, PSS e mais drasticamente, corte de carga.

O custo com interrupção, difícil de ser calculado, é estimado em centenas de bilhões de dólares anuais nos EUA [3]. É uma referência interessante, para se ter uma ideia do que isto significa. Ainda que um paralelo claro entre investimentos em melhorias e mitigação de problemas sistêmicos e custo de indisponibilidade não possa ser feito, uma ordem de grandeza do que se está tratando é sugerida.

1.1. Motivação

Trabalhos realizados pela Universidade da Califórnia, Berkeley – EUA, estimam para o mercado americano, custos de cerca de 79 bilhões de dólares (72% setor comercial, 26% setor industrial e 2% setor residencial) com interrupções e problemas com qualidade de energia. A margem de variação entre as estimativas máxima e mínima é enorme. Situa-se entre 22 e 135 bilhões de dólares. O estudo apresenta alto grau de incerteza, dadas às dificuldades de obtenção de dados. Entretanto a estimativa é de, pelo menos, dezenas de bilhões de dólares. Sabendo-se que o GDP (Gross Domestic Product), equivalente ao PIB (Produto Interno Bruto) nos EUA, em 2004 era de 11.853 bilhões de dólares [3], e tomando-se a relação, custos com interrupção e com qualidade de energia e o PIB americano, têm-se com resultado 0,67% para o valor médio. Se esta relação for suposta constante ao longo dos anos e, ainda que lembradas as diferenças entre as economias e mercados de energia, americano e brasileiro, e for aplicada a mesma relação ao PIB brasileiro (4,143 trilhões de reais em 2011) [4], isto resultaria numa, ainda que pálida, estimativa de custo de 27 bilhões de R\$/ano, devido a interrupções e problemas com qualidade de energia [5,6].

Tendo-se ainda em mente as citadas condições de desregulamentação do setor elétrico, a competitividade entre as empresas, a observância de critérios de qualidade no atendimento, o risco de possíveis multas e processos judiciais por parte das empresas, o estudo de critérios e meios de resolução de problemas que acarretem prejuízo na confiabilidade e segurança do sistema mostra sua importância.

Estudar meios que produzam clareza à otimização de investimentos com finalidade de resolver ou diminuir efeitos de instabilidade em sistemas de potência elétrica certamente é de interesse atual e de grande monta. Têm-se observado grandes perturbações no

sistema brasileiro que afetam todos de modo significativo. Mas também problemas menores, em termos de qualidade de energia, com efeitos econômicos não menos significativos [3] merecem atenção. Todos eles, tratáveis através de análise dinâmica do sistema focando principalmente sua controlabilidade, que é o meio de se reduzir os riscos de ocorrências operativas. É objetivo deste trabalho exercer o controle no sistema exclusivamente através dos FACTS instalados.

1.2. Objetivo

Nesta tese são utilizados quatro tipos de FACTS (SVC, TCSC, STATCOM, SSSC) no auxílio aos problemas de estabilidade de sistemas de potência. São abordados problemas de estabilidade de tensão, angular, frequência e oscilação de potência são tratados simultaneamente.

A instalação dos FACTS na rede é feita segundo processo de otimização que vise obter ao final, a melhor relação entre custo de investimento e custo que em si compreenda custos de interrupções, multas por não conformidades operativas, possíveis indenizações a terceiros.

Para a solução do problema de otimização foi escolhida uma abordagem metaheurística, por se tratar de um problema combinatório, não linear e com variáveis contínuas e inteiras. Diversas técnicas podem ser usadas para este fim tais como: *Particle Swarm Optimization*, Algoritmos Genéticos, *Differential Evolutive Algorithm*, bem como o Sistema Imunológico Artificial. A escolha deste último se deve apenas ao conhecimento que o autor já desenvolveu com este método. Faz parte deste processo a escolha do número de FACTS a serem instalados, seus tipos, os locais e seus custos de instalação e operação. É discutido o resultado dessa otimização com a viabilidade desse investimento confrontado com o seu benefício ao sistema.

Nesta tese foi criado um procedimento com foco na otimização do processo de planejamento que contrapõe custos decorrentes das instabilidades citadas e os investimentos necessários à sua redução.

1.3. Organização do Trabalho

A tese está estruturada da seguinte forma:

No capítulo 1 estão a introdução, a motivação e o objetivo. Neste capítulo procura-se mostrar a sensibilidade ao problema e o que se busca em termos de solução.

No capítulo 2 está a revisão da literatura onde é mostrado o percurso histórico e técnico do tratamento do tema e suas evoluções.

O capítulo 3 versa sobre FACTS. São apresentados aspectos técnicos dos equipamentos selecionados para o controle dinâmico dos problemas de instabilidades no sistema. É abordado o aspecto de seu custo na instalação na rede.

O capítulo 4 apresenta o Sistema Imunológico Artificial (SIA). Descrição e exemplos sucintos de aplicação.

No capítulo 5 são apresentados aspectos a respeito de otimização multi objetivo de Pareto.

No capítulo 6 são expostas a metodologia e os critérios considerados nos estudos.

No capítulo 7 são desenvolvidos dois testes no sistema IEEE-14 barras, de forma a proporcionar uma detalhada explicação da aplicação do SIA na otimização dos investimentos em FACTS na rede estudada com o objetivo de controlar as instabilidades presentes considerando também os aspectos econômicos envolvidos.

O capítulo 8 traz uma aplicação de três tipos de problemas diferentes. No primeiro é estudada a solução de um problema de oscilação de tensão e potência na área São Paulo. No segundo é feita a redução de potência de curto circuito também numa região da área São Paulo e o terceiro traz o estudo, na área do Rio Grande do Sul, de dois problemas: instabilidade de tensão e eletromecânica na região próxima à Usina Uruguaiana considerando três contingências diferentes.

No capítulo 9 é feita a conclusão de todo o trabalho com sugestões para desenvolvimentos futuros.

Finalmente é apresentada a bibliografia que apoiou todo este desenvolvimento.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Considerando a definição de estabilidade no início do capítulo 1, pode-se definir o problema de estabilidade como uma perturbação ao estado de equilíbrio do sistema. O estado de desequilíbrio pode se manifestar como perturbação à sincronicidade de um ou mais geradores, colapso de tensão, oscilação de potência, etc. Isto ocorre quando o sistema é submetido a um distúrbio [1,2,7].

Distúrbios são ocorrências no sistema que causam perturbações em seu funcionamento. Podem ser, quanto à intensidade, grandes ou pequenos. Grandes perturbações são, por exemplo, os curtos-circuitos, perdas intempestivas de grandes blocos de carga ou equipamentos, etc. Pequenas perturbações são as variações de carga e os consequentes ajustes no sistema [2].

2.1. Breve Histórico

Problemas na estabilidade dos sistemas foram reconhecidos pela primeira vez em 1920. Usinas hidrelétricas operando longe dos centros consumidores eram ligadas por longas linhas de transmissão. Por questões econômicas operavam próximo ao limite estático de estabilidade. Frequentemente após curtos-circuitos e outros distúrbios, o sistema perdia a estabilidade devido a tempos muito longos de eliminação de faltas [2]. A complexidade dos sistemas foi aumentando com interconexões entre diversos subsistemas. Houve avanço também nas técnicas de análise dos problemas de estabilidade, bem como dos equipamentos, capazes de bom desempenho frente às instabilidades transitórias, como excitatrizes e a eliminação de faltas, mais rapidamente. Mas os problemas também foram evoluindo, levando os sistemas a exibir instabilidades mais complexas. Instabilidade oscilatória devido ao aumento de dificuldade de compensação, colapsos devido à instabilidade de tensão e oscilações de baixa frequência entre áreas começaram a ser observados e cada vez mais comumente. Consequentemente, a análise em prazo mais longo se tornou necessária [2].

2.2. Classificação da Estabilidade

A estabilidade em sistemas de potência é, em essência, um problema único. Sua complexidade e dimensionalidade tornam sua análise e compreensão muito difíceis. É necessário que se façam representações, com graus de detalhamento adequados, e os

problemas devidamente categorizados para que possam ser devidamente elucidados. Assim, a classificação do estudo e tratamento da estabilidade é uma necessidade [1,2].

A classificação se baseia nos seguintes aspectos:

2.2.1. Intensidade do Fenômeno

Quanto à intensidade do fenômeno, podem ser:

2.2.1.1. Grandes Perturbações

São as perturbações oriundas de curtos-circuitos, perdas de geração, perdas de grandes blocos de carga, contingências de circuitos. Nesta intensidade de perturbação, o sistema é descrito por sua dinâmica não linear.

Corresponde à fase transitória tanto na estabilidade angular como na estabilidade de tensão [1,2,7].

2.2.1.2. Pequenas Perturbações

Estão associadas a pequenas variações de carga e geração. Nessas condições as variações são consideradas pequenas o bastante para poder utilizar, na análise, linearizações das equações diferenciais que descrevem o sistema. As condições iniciais do sistema têm muita importância nessa abordagem.

2.2.2. Tempo Necessário para a Observação do Fenômeno

Na análise de estabilidade são considerados dois períodos de tempo:

2.2.2.1. Curto Prazo

Este período compreende de zero a dez segundos. É neste período que se estudam os fenômenos de estabilidade angular e as respostas transitórias das estabilidades de frequência e tensão. Os fenômenos associados a este período de tempo são muito associados à estabilidade angular.

2.2.2.2. Longo Prazo

Compreende períodos de dez a dezenas de minutos. Neste período são estudados os fenômenos oriundos de perturbações mais severas. São capazes de provocar oscilações

de frequência, tensão e fluxo de potência de dimensões tais e de tão longa duração, que coloque em ação processos de controle mais lentos, geralmente não modelados em estudos de estabilidade transitória. [1,2].

2.2.3. Natureza Física do Aspecto Mais Proeminente

O foco desta categoria é o principal efeito da instabilidade sobre o sistema. Basicamente existem as seguintes possibilidades:

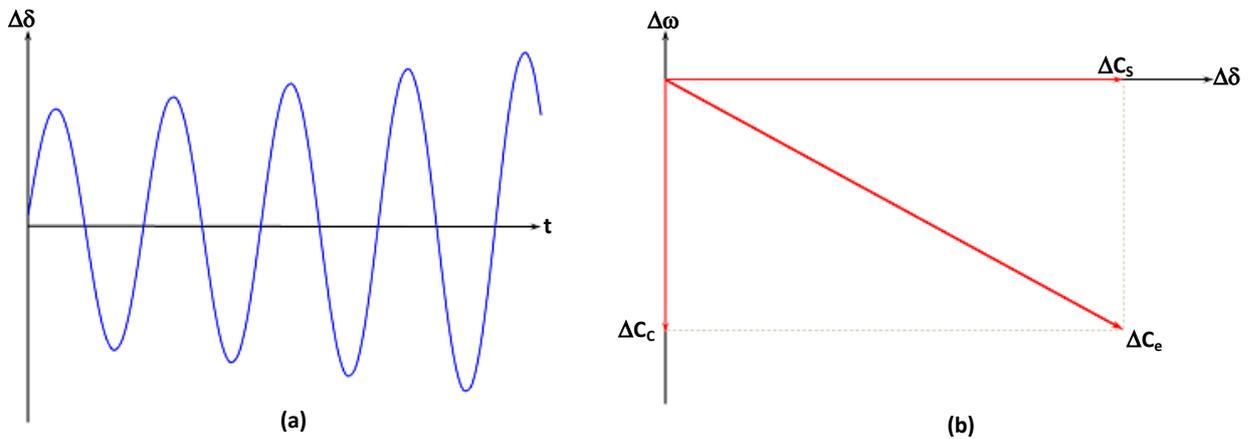
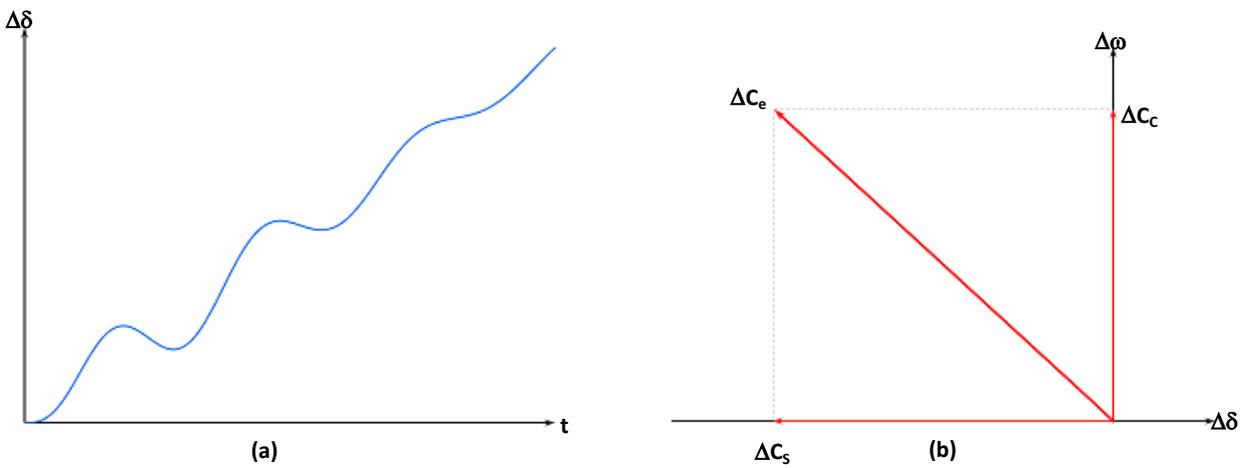
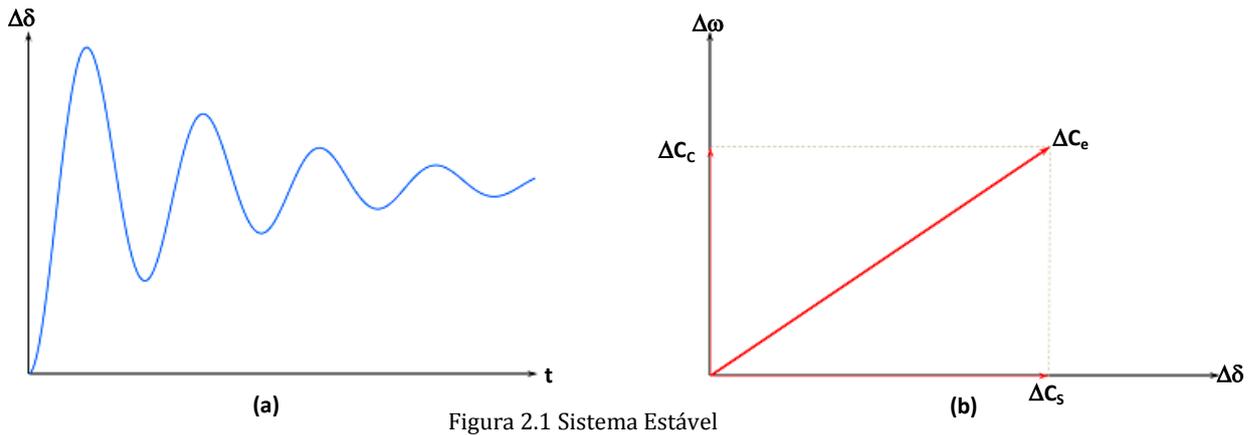
2.2.3.1. Estabilidade Angular do Rotor

Se o sistema não pode absorver a energia cinética correspondente à diferença angular entre os rotores das máquinas, o sistema fica instável. Assim, a estabilidade do sistema depende da existência de conjugado de restauração suficiente para poder reduzir os desvios angulares entre os rotores.

A perda de sincronismo ocorre entre uma máquina ou grupos de máquinas e o resto do sistema. A variação do conjugado eletromecânico que se segue a uma perturbação é dada por:

$$\Delta C_e = C_s \Delta\delta + C_c \Delta\omega \quad (2.1)$$

A primeira parcela corresponde ao conjugado sincronizante onde $\Delta\delta$ é a perturbação angular do rotor e C_s é um coeficiente do conjugado de sincronismo. A segunda parcela corresponde ao conjugado de compensação onde $\Delta\omega$ é a variação na velocidade angular e C_c um coeficiente do conjugado de compensação. O sistema depende de ambas componentes para que haja conjugado suficiente para sua estabilização. Falta de conjugado de sincronismo resulta em instabilidade com característica aperiódica. Falta de conjugado de compensação leva à instabilidade oscilatória [1,2]. As Figuras 2.1, 2.2 e 2.3, a seguir, mostram alguns exemplos para um gerador conectado radialmente a um grande sistema, sujeito a uma pequena perturbação:



As figuras mostram a relação entre a variação angular em função do tempo e também a relação entre os conjugados sincronizante e de amortecimento. A Figura 2.1 apresenta o caso de um sistema que após sofrer alguma perturbação, atinge a estabilidade. Na Figura 2.2, o sistema representado não possui controle de tensão (corrente de campo constante). Sua instabilidade se deve à falta do conjugado sincronizante, daí o ângulo

rotórico crescer constantemente. Na Figura 2.3, com a atuação contínua de reguladores de tensão e falta de conjugado de amortecimento há o crescimento na amplitude das oscilações.

Para o caso de perturbações maiores, sujeitando a máquina às não linearidades da relação potência x ângulo, as Figuras 2.4 e 2.5 mostram duas instabilidades possíveis:

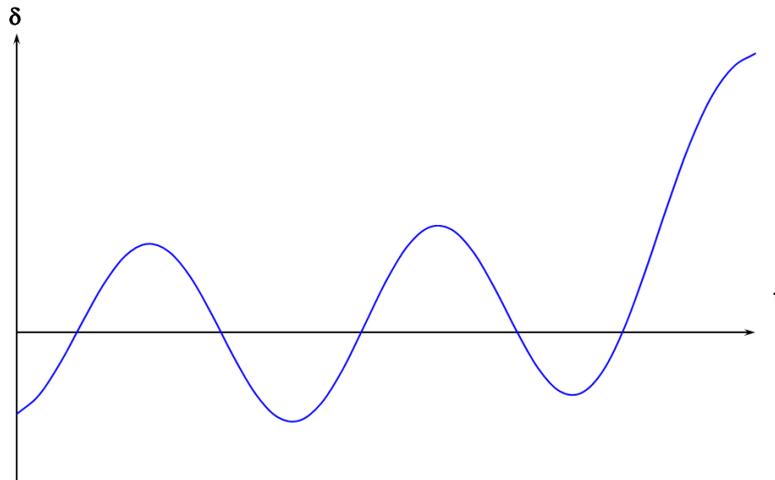


Figura 2.4 Instabilidade com Crescimento das Oscilações

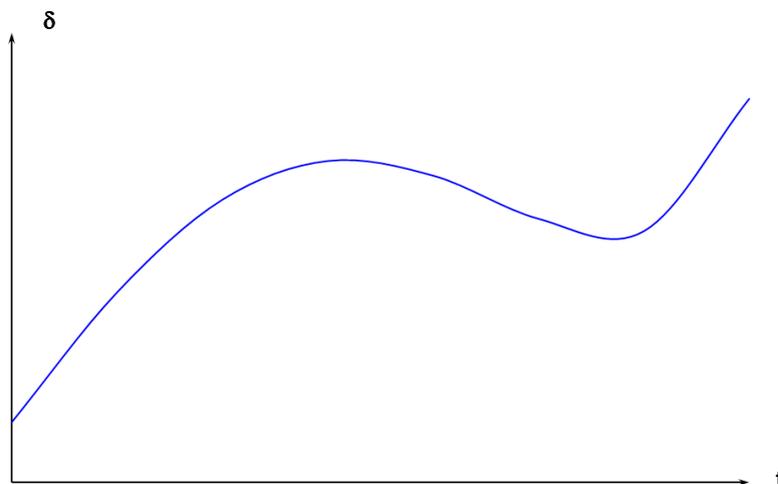


Figura 2.5 Instabilidade de primeira oscilação

A Figura 2.4 mostra um processo crescente de oscilações o que leva o sistema à instabilidade. Na Figura 2.5 o ângulo rotórico aumenta até a perda de sincronismo.

2.2.3.2. Estabilidade de Frequência

Refere-se à habilidade do sistema de manter a frequência estável após uma perturbação severa que resulte em um desequilíbrio significativo entre geração e carga. A capacidade de recuperação do sistema se deve à capacidade de retorno ao equilíbrio

entre geração e carga. A instabilidade resultante deste tipo de perturbação ocasiona oscilações na frequência o que pode provocar a atuação da proteção e consequente saída de geradores e/ou cargas.

Em grandes sistemas este fenômeno está associado à sua divisão em ilhas. A estabilidade nesse caso é questão de saber se a ilha atinge o ponto de equilíbrio ou não. Isto depende se, em tempo real, tudo ocorre conforme o planejado, e for estabelecido o equilíbrio carga-geração. A estabilidade também depende dos ajustes dos equipamentos de controle de reguladores de velocidade, de tensão e proteções dentro da ilha [1].

2.2.3.3. Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão refere-se à habilidade do sistema em manter a tensão nos barramentos estável, ou seja, dentro de uma faixa definida, após a ocorrência de uma perturbação [1,2]. É um fenômeno amplo. A instabilidade de tensão, por outro lado, pode significar o progressivo decréscimo ou crescimento na tensão. Limites de controles atingidos ou a falta de coordenação entre eles podem ser responsáveis por esta situação.

O problema de estabilidade de tensão normalmente envolve grandes distúrbios que acarretam grandes variações na carga e transferência de potência. A instabilidade geralmente tem a forma de um decréscimo aperiódico na tensão. Sobretensões podem ocorrer como resultado de problemas na excitação de geradores [7].

Em sistemas grandes, com longas linhas de transmissão onde muitas cargas estão longe da geração, podem ocorrer instabilidades de tensão independentemente de instabilidade dos geradores. Estão associados a problemas de falta de suprimento de potência reativa. De uma maneira geral num sistema estável, em uma dada barra quando há um aumento de injeção de potência reativa sua tensão também aumenta. Numa situação de instabilidade, em uma dada barra, quando há um aumento de injeção de potência reativa sua tensão diminui. Embora a instabilidade de tensão ocorra localmente seus efeitos podem se generalizar.

O colapso de tensão é um processo que decorre de uma sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão levando o sistema a perfis de tensão em partes do sistema a níveis inaceitáveis [2]. É um fenômeno mais complexo do que a instabilidade de tensão e frequentemente é uma consequência da sequência de eventos que

acompanham a instabilidade de tensão abrangendo grande parte do sistema. Em grandes sistemas muitos fatores contribuem para o colapso devido à instabilidade da tensão, tais como robustez do sistema de transmissão, nível de transferência de potência, característica das cargas, limites na capacidade de geração de potência reativa e característica dos dispositivos de compensação reativa. Neste sentido, ações coordenadas de controle podem desempenhar um papel importante na prevenção do fenômeno.

2.3. Controles

Um sistema de elétrico de potência para atender continuamente os seus critérios de projeto deve ser controlável. Nas seções 2.1 e 2.2 diversos problemas acerca da estabilidade são enumerados. Deve-se, através de ações de controle, manter ou trazer o sistema elétrico a uma situação de estabilidade. Alguns dos elementos importantes para estas ações são descritos a seguir.

2.3.1. Regulador de Velocidade

Um sistema de potência é composto basicamente pelos seguintes subsistemas: geração, transmissão e distribuição. Esta última atende diretamente a carga.

A geração é composta por sistemas primários de energia, que geralmente são de origem hidráulica e térmica. Os sistemas primários convertem esta energia em energia mecânica que a seguir é convertida em energia elétrica. É necessário, nesta fase, que se faça o controle da frequência e da carga. Este primeiro controle é desempenhado pelo regulador de velocidade.

Sua função básica é o controle da velocidade da turbina. Como o sistema funciona com frequência constante (60 Hz) e a carga no eixo da turbina é variável, ao manter-se a velocidade de rotação constante controla-se a carga e a frequência [2].

2.3.2. Sistema de Excitação do Gerador

A função básica do sistema de excitação é prover corrente contínua para os enrolamentos de campo do gerador. Com isto, o sistema de excitação exerce controle sobre a tensão do gerador e seu fornecimento/absorção de potência reativa ao sistema, parâmetros de controle da estabilidade do sistema.

Algumas características dos sistemas de excitação são importantes na consideração de sua robustez no trato de problemas de estabilidade. Devem ter altos limites de tensão e corrente de excitação e baixos tempos de resposta [2].

2.3.3. Controles do Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão tem seus próprios meios de controle de tensão e fluxos de potência ativa e reativa. Não é levada em consideração a alteração da topologia da rede que, obviamente, altera os fluxos de potência e tensões nos barramentos.

2.3.3.1. Compensação em Derivação

A compensação em derivação pode ser indutiva ou capacitiva, e são usadas com objetivos opostos. A compensação capacitiva é usada para fornecer potência reativa, elevando a tensão do barramento ao qual está ligada. A utilização de reatores, por outro lado, drena a potência reativa em excesso, reduzindo o nível de tensão. FACTS como o SVC e o STATCOM, capazes de controlar a injeção ou drenagem de potência reativa na barra, desempenham também esta função.

Outro equipamento capaz de realizar ambas as funções é o compensador síncrono. É uma máquina síncrona funcionando sem carga. Através da alteração do seu campo de excitação pode gerar ou absorver potência reativa.

2.3.3.2. LTC

Transformadores que possuem esta facilidade constituem um meio importante de controle da tensão em suas barras terminais, controlando o fluxo de potência reativa transferido entre elas.

2.3.3.3. Compensação Série

Capacitores série são conectados em série com os condutores da linha de transmissão para compensar sua reatância, reduzindo a impedância vista entre as barras terminais, aumentando assim os fluxos de potência entre elas e também reduzindo as perdas de potência reativa. Dessa forma contribui para o aumento da capacidade de transferência de potência da linha de transmissão. FACTS como o TCSC e o SSSC também podem desempenhar esta função. Este último, por ser uma fonte de tensão, pode manter o mesmo grau de compensação para qualquer valor de corrente na linha.

2.4. Meios de Melhorar a Estabilidade

Estes métodos se desenvolveram principalmente após 1960. Têm como objetivo fortalecer a resposta do sistema a problemas de estabilidade transitória, pequenos sinais, tensão e longo termo.

2.4.1. Estabilidade Transitória

2.4.1.1. Alta Velocidade na Eliminação de Faltas

A energia cinética acumulada pelo gerador durante uma falta é diretamente proporcional à sua duração. Quanto mais rápido a falta é eliminada, menor perturbação é causada. Isto é conseguido através de disjuntores e sistemas de proteção rápidos [2].

2.4.1.2. Redução na Reatância do Sistema de Transmissão

É obtida através da rápida inserção de bancos de capacitores série quando da ocorrência de faltas, resultando numa queda na reatância da linha e conseqüente aumento na capacidade de transferência de potência, onde está colocado, melhorando o desempenho da estabilidade transitória [2].

2.4.1.3. Compensação em Derivação

Tendo capacidade de controle de tensão, este tipo de medida é muito eficiente no controle de instabilidade de tensão. Podem ser inseridos por meio de disjuntores rápidos, mas sua atuação é assim limitada no que diz respeito à solução para estabilidade transitória [2].

As considerações acima podem ser feitas aos reatores.

2.4.1.4. Operação Independente dos Polos dos Disjuntores

Refere-se à operação em separado, cada uma com seu mecanismo, de cada polo do disjuntor. As três fases podem ser abertas ou fechadas independentemente. Assim a falha de um polo não restringe a operação dos outros dois. É vantajoso em locais onde o sistema é projetado para faltas trifásicas com falha de disjuntor. Considera-se nestas condições, que uma falta trifásica com falha dos três polos do disjuntor é muito pouco provável. Com a operação independente, na falha do disjuntor em que dois dos três

polos abrem, a falta trifásica tem seu efeito reduzido a uma falta fase-terra. A severidade da falta fica reduzida com consequente benefício para a estabilidade do sistema [2].

2.4.1.5. Abertura Monopolar

Operam com mecanismos separados para cada fase. O relé é projetado para abrir apenas na fase submetida à falta. Enquanto uma fase está aberta a potência é transferida para as remanescentes. Como a maior parte das faltas no sistema é fase-terra, a operação somente da fase em falta resulta numa melhora da estabilidade transitória em relação à operação das três fases [2].

2.4.1.6. Corte de Geração

A rejeição de geração reduz a potência a ser transferida através de um sistema sujeito a condições limitadas de escoamento de potência. Este tipo de solução protege o sistema de instabilidades [2].

2.4.1.7. Sistemas de Excitação Rápidos

Ao se aumentar a tensão no campo do gerador durante uma perturbação, aumenta-se a tensão interna da máquina, aumentando assim a capacidade de sincronização. O resultado na mitigação de problemas de estabilidade depende da rapidez do aumento de tensão. Estes benefícios estão apontados em 2.3.2 [2].

2.4.1.8. Corte de Carga

Corte seletivo de carga pode ser utilizado para se prevenir de uma perturbação de maior escala. À medida que o processo de instabilidade progride, sem haver sucesso de outros meios mitigatórios, o corte de carga controlado resta como meio de eliminação do problema [2].

2.4.2. Estabilidade de Pequenos Sinais

O problema de estabilidade de pequenos sinais está associado à falta de compensação de oscilações no sistema. Através do controle da excitação do campo do gerador pode-se aumentar o conjugado de compensação. Devido a aspectos próprios do sistema de excitação, torna-se necessário outro meio de aumentar este conjugado. O PSS é muito utilizado. Sua função é adicionar compensação às oscilações rotóricas controlando sua

excitação por meio de sinais estabilizantes adicionais [2]. Entretanto, em grandes sistemas, com linhas longas e fracas ligações entre subsistemas, o PSS não mostra eficiência na compensação das oscilações [8,9,10,11].

2.5. Dispositivos Desenvolvidos com Eletrônica de Potência

Têm sido muito estudadas aplicações com FACTS em problemas de controle do sistema de potência em regime permanente. Estudos mostram que estes dispositivos podem ser empregados para aumentar a estabilidade do sistema.

FACTS são equipamentos baseados em eletrônica de potência. Seu desenvolvimento está associado aos tipos de dispositivos eletrônicos que os implementam [12,13]. Numa primeira geração, os FACTS se baseavam no tiristor. Os equipamentos característicos dessa fase são os SVC e o TCSC. Com o aparecimento do GTO e do IGBT, na geração seguinte foi possível se implementar os STATCOM e o SSSC. O funcionamento destes equipamentos de segunda geração se baseia na implementação de um VSC, ou seja, uma fonte propriamente dita. O detalhamento do funcionamento destes equipamentos é feito no capítulo 3 que trata essencialmente de FACTS.

2.5.1. FACTS – Primeira Geração

O SVC tem a capacidade de controlar a tensão em um barramento através da variação da injeção de potência reativa. A literatura reporta bons resultados na melhora da resposta transitória em casos de estabilidade angular [14]. Sabe-se que em grandes sistemas, mais carregados e que envolvem grandes distâncias o PSS é incapaz de prover compensação suficiente. A aplicação do SVC, nestes casos, incrementa a capacidade de compensação [15,16] tanto localmente como interáreas [17].

O SVC controla diretamente a injeção de potência reativa na barra, conseqüentemente sua tensão. Isto permite que se possa aumentar a capacidade de transferência de potência [18,19] e proporcionar a redução das perdas na rede [20]. Através de seu emprego consegue-se atenuar a primeira oscilação da fase transitória pós-distúrbio [21].

O TCSC serve como meio de controle da reatância vista entre os barramentos da linha de transmissão onde está instalado, permitindo controle do fluxo de potência pela linha. Tem aplicações no controle de fluxos pela rede para resolver problemas de congestionamento [22,23] e redução de perdas [24,25]. Dinamicamente, é aplicado em

compensação de oscilações de potência. Pode atuar junto com o PSS [26] mas, também existem estudos onde a compensação baseia-se exclusivamente no TCSC [27]. Também é capaz de atenuar oscilações interáreas [28,29,30]. É indicado na solução de problemas de ressonância subsíncrona [31,32,33], e também em casos onde o TCSC auxilia a estabilidade de tensão através da redistribuição mais eficiente do fluxo de potência reativa [34].

2.5.2. FATCS – Segunda Geração

De utilização análoga ao SVC, o STATCOM tem melhores características dinâmicas que seu correspondente de primeira geração [12]. Pode, à semelhança do SVC, aumentar a capacidade de transferência de potência [35]. De aplicação mais importante para o regime dinâmico, tem aplicações em compensação de oscilações eletromecânicas. O STATCOM pode compensar diretamente as oscilações eletromecânicas [36] ou funcionar como uma auxiliar do PSS [37,38] na mitigação das mesmas. Como meio principal de compensação é aplicado numa versão onde o meio de controle do STATCOM envolve não só a potência reativa como a potência ativa também [39]. Auxilia também em atenuação de oscilações interáreas [40], além de ser eficiente na estabilidade de tensão [41,42].

O SSSC, que equivale a uma fonte de tensão colocada em série com a linha de transmissão, pode atuar com mais eficiência que o TCSC no controle dos fluxos de potência ativa e reativa [12]. Em regime dinâmico, mostra-se adequado na compensação de oscilações transitórias [43,44], nos casos de compensações de oscilações locais [45,46] e interáreas [47,48]. Estudos mostram não ser indicado na atenuação dos efeitos da ressonância subsíncrona [49] apesar de que a utilização de uma modelagem híbrida entre SSSC e capacitor série pode apresentar resultados satisfatórios [50].

É comum a utilização de diversos equipamentos FACTS em combinação, para a solução de determinados problemas de modo a aumentar a eficiência como um todo. É o caso de associações de SVC e STATCOM, ou STATCOM e SSSC para tratar de problemas de atenuação de oscilações de potência [51,52] ou SVC e TCSC trabalhando juntos em problemas de estabilidade de tensão [53,54].

2.6. Métodos de Otimização

A otimização no processo de instalação de FACTS se faz necessária devido ao fato de que a presença destes equipamentos causam diversos impactos no sistema no qual foram inseridos. Podem atuar em fenômenos como distribuição de fluxos de potência, redução de perdas, controle de perfil de tensão, aumento da capacidade de transmissão, auxílio na estabilidade, etc. Assim, é importante o melhor gerenciamento dos efeitos que pode provocar na rede.

Genericamente, em um problema de otimização, deseja-se encontrar as melhores soluções para certos problemas. Isto também significa que variáveis representantes destas soluções sejam maximizadas ou minimizadas. Para este fim, métodos matemáticos são empregados.

2.6.1. Métodos Clássicos

Os métodos de otimização clássicos, utilizados em sistemas de potência, se baseiam na análise matemática. Métodos como estes são a Programação Linear, Programação Quadrática, Programação Quadrática Sequencial, Método Quase Newton e Método dos Pontos Interiores.

A otimização em sistemas de potência aponta para o fluxo de potência ótimo. Trata-se do cálculo do fluxo de potência, portanto não linear, buscando otimizar alguma de suas condições de operação. Pode ser implementado através de diversas ferramentas de otimização. Há exemplos de Fluxo de Potência Ótimo desenvolvidos, que utilizam a Programação Quadrática para resolver problemas de custo de geração [55], a Programação Quadrática Sequencial visando minimizar o custo de geração sem redespacho dos geradores [56] e também a alocação ótima de FACTS [57], o Método Quase Newton para controlar as potências ativa e reativa [58], a Programação Linear com o objetivo de eliminar sobrecargas e violações de tensão na rede através do ajuste em controles dos FACTS [59] e o Método dos Pontos Interiores aplicado a diversos casos [60,61,62,63,64,65].

Os métodos citados acima apresentam alguns problemas para lidar com a solução do fluxo de potência ótimo. Geralmente, um método convencional de otimização baseados na utilização de derivadas e gradientes necessitam de diversas condicionantes tais como a função objetivo serem analíticas, convexas e diferenciáveis a fim de simplificar o

problema [66]. Geralmente o Fluxo de Potência Ótimo é um problema não linear que envolve muitas restrições e tem suas funções objetivo não convexas e não diferenciáveis. E estes problemas se acentuam se FACTS forem colocados na rede, pois estes equipamentos possuem dispositivos eletrônicos com características não lineares [66]. É necessário, então, utilizar técnicas de otimização que sejam eficientes em superar estas dificuldades.

Muitos problemas de otimização precisam atingir diversos objetivos: minimização de risco, maximização da confiabilidade, etc. A principal meta da otimização com objetivo único é encontrar o mínimo ou o máximo de uma função com objetivo de aglutinar diversos objetivos em um. Este tipo de otimização é útil na análise de problemas, mas não é conveniente na solução de problemas mais complexos. Já a otimização com múltiplos objetivos, conflitantes entre si, não possui solução única. A interação entre os diversos objetivos implicam em soluções inter-relacionadas, não dominadas ou solução ótima de Pareto [67]. Detalhes a este respeito são discutidos na Seção 2.6.3.

2.6.2. Métodos Heurísticos

Algoritmos heurísticos têm sido utilizados na solução do problema do fluxo de potência ótimo. Os tipos principais são: Algoritmos Genéticos, Algoritmos Evolutivos, *Differential Evolutive Algorithm*, *Bacterial Swarming Algorithm*, *Particle Swarm Optimization*, Colônia de Formigas e Sistema Imunológico Artificial [68,69].

Algoritmos Genéticos são utilizados, por exemplo, em problemas de locação de FACTS com o objetivo de redução de perdas, aumento na margem de estabilidade ou custos [70,19], dimensionamento de controle de FACTS ou PSS no caso de atenuação de oscilações eletromecânicas [71,72] de custos e controle do fluxo de potência reativa [35]. São também aplicados em problemas de objetivos múltiplos, como por exemplo: atenuação de oscilações interárea, oscilações nos geradores e minimização da utilização de controles [73], minimização de custo de investimento, perdas e maximização da margem de estabilidade[74].

Estratégias Evolutivas são outro subcampo da heurística. É um algoritmo de otimização global inspirado na teoria da evolução e adaptação por meio da seleção natural. É uma técnica baseada no processo evolucionário. Tem como base a ideia de fenotipia e hereditariedade. O processo usa o modelo de geração de descendentes com a aplicação de um mecanismo de mutação autocontrolado. Este processo de otimização controla não

só o progresso da busca como também os parâmetros do mecanismo de mutação [69]. Trabalhos com esta técnica não são muito frequentes [75]. Na alocação de FACTS foi utilizada visando o aumento da margem de carga do sistema [76]

A Programação Evolucionária tem semelhanças com os Algoritmos Genéticos e a Estratégia Evolucionária. Nos Algoritmos Genéticos há a codificação como um cromossomo. Na Programação Evolucionária a representação é livre, ou seja, não há obrigatoriedade daquele formato fixo (cromossomo) de representação. Outra diferença é sobre a taxa de mutação. Esta taxa evolui de acordo com a distribuição normal [75].

Na Evolução Diferencial (*Differential Evolution*) o principal operador envolvido no processo de busca é a mutação. Para se aplicar a mutação, três indivíduos da população atual são escolhidos e a diferença ponderada entre dois deles é adicionada ao terceiro formando um indivíduo mutante. Trata-se de um processo autoadaptativo [75]. Existem trabalhos que o utilizam na alocação ótima de FACTS para minimização de perdas [79,80] e aumento da margem de carga [81]. Considerando aplicações multi objetivo, foi utilizado na alocação ótima de FACTS objetivando a minimização, do custo do investimento total e da perda total na rede [82] e na minimização de perdas, desvios nas tensões dos barramentos e aumento da margem de estabilidade de tensão através de redespacho de potência reativa na rede [83].

A Têmpera Simulada (*Simulated Annealing*) é inspirada em um processo metalúrgico. Sua principal vantagem é a simplicidade; sua principal desvantagem é ficar presa num máximo local. Por isso sua aplicação em processos de otimização utilizados em sistemas elétricos é limitada [75]. Foi usada para otimização de tipo, alocação, número e características de FACTS para resolver problemas de congestionamento em rede [84].

A Busca Tabu é um método que pertence à classe de técnicas de otimização de percursos. Faz uma pesquisa nas vizinhanças para se mover de uma solução atual para uma nova solução (melhor), repetidamente, até que um critério de parada seja encontrado. A Busca Tabu exclui soluções que estejam na Lista Tabu. Assim ela não revisita um local que represente uma restrição à solução do problema ou simplesmente que já tenha visitado. Pode superar a otimalidade local e atingir um resultado próximo ao ótimo global [75]. Foi utilizada em [85] para otimizar a locação dos FACTS para se conseguir máxima capacidade de transmissão.

A PSO é um algoritmo baseado numa população inspirado no comportamento animal como cardumes e bandos. Este método tem vantagens importantes que são a facilidade de implantação e poucos parâmetros para se ajustar. Usa números reais na sua implementação não necessitando, como no caso dos Algoritmos Genéticos, de codificação. Muitos trabalhos foram desenvolvidos com esta técnica. Os mais frequentes têm sido na atenuação de oscilações eletromecânicas [86,87], minimização de custos, perdas e aumento na margem de carga [88,89,90,91], eliminação de sobrecargas e minimização de custo de compensação [92], eliminação de sobrecargas e desvio de tensão [93] e minimização de custos, perdas e emissões de gases [94].

O Sistema Imunológico Artificial é um algoritmo evolucionário inspirado no Sistema Imunológico dos Vertebrados devido à robustez deste último no que concerne à sua eficiência no combate aos ataques sofridos por um organismo. Este sistema funciona de forma descentralizada, paralela e adaptativa, que são características desejáveis no ambiente voltado à solução de problemas complexos, no campo da Inteligência Artificial. Tem aplicações em projeto e coordenação de PSS [95,96], despacho econômico [97], avaliações de estados em estudos de confiabilidade [98], minimização de perdas [99], dimensionamento de controles de DSTATCOM [100], planejamento da expansão [101], previsão de carga de curto prazo [102], identificação de saída de equipamentos (*outage*) [103], autorrecuperação da rede [104], reconfiguração e restauração do sistema [105]. Considerando-se otimização multi objetivo têm-se os seguintes exemplos: reconfiguração de sistema [106], melhoria na estabilidade de tensão através de instalação de SVC [107], otimização no despacho de geração considerando emissões de gases [108] e diagnósticos de faltas [109]. O Sistema Imunológico Artificial é detalhado no capítulo 4.

2.6.3. Otimização Multi Objetivos

A otimização é um processo muito importante na solução de problemas em sistemas de potência. Objetivos múltiplos e frequentemente conflitantes devem ser atendidos. Tradicionalmente, a solução de problemas desse tipo envolve a conversão de diversos objetivos em uma única função para, a seguir, serem minimizados ou maximizados considerando algumas restrições pertinentes ao caso. O resultado deste processo é um único valor que representa todos os objetivos. Este procedimento é feito através da ponderação de todos os objetivos em uma só função ou transformando-se todos

objetivos menos um em restrições. Este processo implica em se ter, a priori, conhecimento da importância relativa de cada objetivo em particular, pois o resultado é um único valor que precisa ser interpretado. Conseqüentemente, as contrapartidas (*trade off*) entre os objetivos não podem ser avaliadas.

De uma maneira geral a “*trade off analysis*” é importante para se conhecer o problema em si e suas possíveis soluções. Um exemplo seria o projeto e coordenação de controles de FACTS instalados em um sistema com o objetivo de minimizar custos de operação e operação destes controles. A *trade off analysis* dá uma dimensão apropriada do problema e a relação entre uma função objetivo e outra.

A otimização multi objetivo é mais difícil de ser resolvida porque não existe uma solução única para o problema, mas um conjunto de soluções aceitáveis de *trade off*. Este conjunto é chamado de Fronteira de Pareto. Dessa forma a otimização multi objetivo pode ser considerada como a fase analítica de um processo multi critério de tomada de decisão que consiste em se determinar todas as soluções do ponto de vista de Pareto. A melhor solução, pertencente à Fronteira de Pareto, deve ser determinada pelo tomador de decisão em funções de suas preferências, conhecimentos e informações a priori [110,67]. Aspectos da otimização multi objetivo segundo Pareto são apresentados no capítulo 5.

2.6.4. Contribuição deste Trabalho

Considerando o objetivo desta tese, diferentemente de minimizar perdas na rede ou desvios de tensão, maximizar margem de carga ou de estabilidade, a contribuição deste trabalho aponta para o gerenciamento da implantação de FACTS para a solução de problemas múltiplos de estabilidade no sistema. Seu foco é a criação de um procedimento que permita a administração da solução do problema entre custos incorridos pelo estado atual da rede e a necessidade de investimentos.

3. FACTS

3.1. Introdução

Um sistema elétrico, por razões econômicas, é bastante interconectado, tanto dentro de uma empresa como entre empresas e também entre regiões geográficas. A existência destas interconexões se deve à necessidade de ligar as fontes geradoras aos centros de carga. Se não fosse assim as fontes geradoras atenderiam aos centros consumidores por linhas radiais, o número de usinas geradoras necessárias seria muito grande. Dessa forma procura-se encontrar uma situação ótima através do sistema de transmissão. Visto desta forma o sistema de transmissão é um modo de tornar o sistema elétrico mais eficiente [111,112].

À medida que o sistema elétrico cresce, sua complexidade aumenta e sua operação fica muito mais complicada. Em diversos países este sistema passou por uma situação de desregulamentação e a energia elétrica passou a ser considerada como uma *commodity*. Seus sistemas de transmissão têm sido empurrados, cada vez mais, para seus limites operacionais [111,113]. Com o fluxo de enormes blocos de energia através da rede, a segurança do sistema fica fragilizada face à complexidade de sua operação [114].

A Figura 3.1 mostra uma representação hipotética de uma linha de transmissão sem perdas ligando equivalentes de duas partes de um sistema de potência.

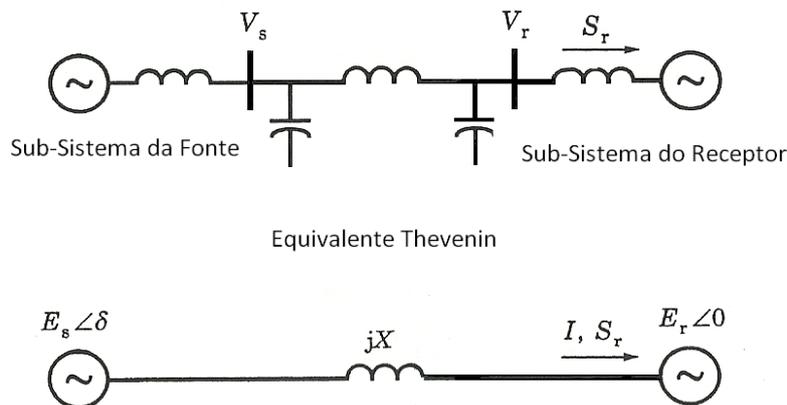


Figura 3.1. Representação de um sistema

Na figura 3.1, S_r representa a potência consumida pelo subsistema receptor. E_s e E_r são respectivamente a tensão no subsistema fonte e receptor. δ é a diferença entre os ângulos de fase das tensões nas barras terminais. X é a reatância da linha de transmissão.

A Figura 3.2 mostra o comportamento do fluxo de potência da linha de transmissão (Figura 3.1) como uma relação potência transmitida (p.u.) versus δ (em graus).

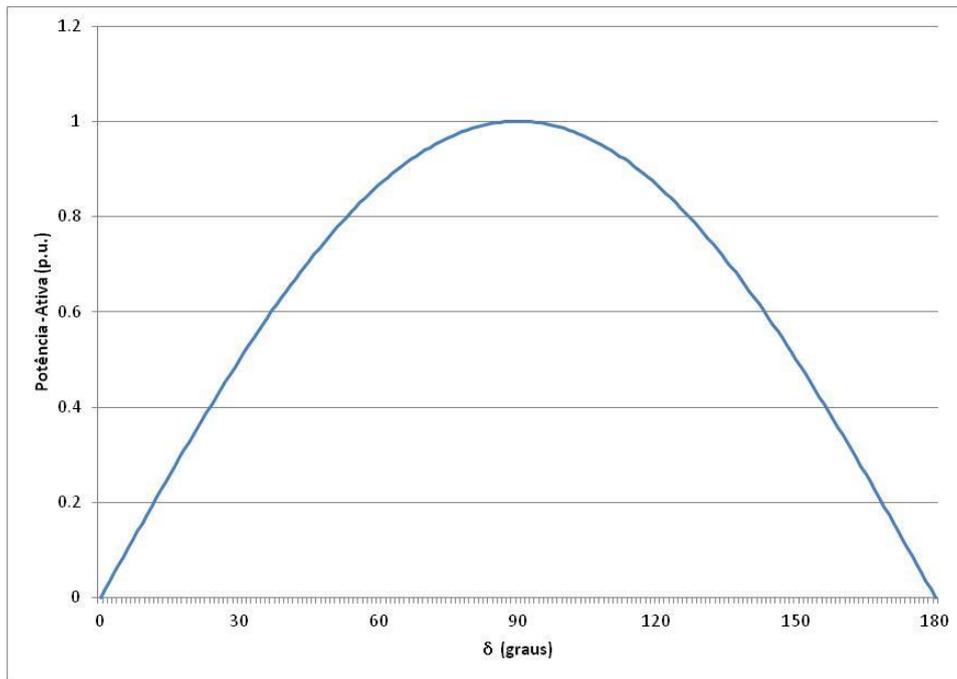


Figura 3.2. Potência Ativa em uma Linha de Transmissão x Fase das Tensões Terminais (δ)

Este fluxo é função das tensões terminais (módulo e ângulo de fase) e da impedância da linha. É dada por 3.1:

$$P = \frac{V_S V_R}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

Então, é a modificação nestas variáveis que permite o controle dos fluxos num sistema de potência [113].

O modo convencional de controle dos fluxos em um sistema de potência se faz pela variação de alguma das grandezas citadas no parágrafo anterior através de equipamentos como: [113,114]

- Banco de Capacitores em derivação
- Reatores em derivação
- Tapes dos transformadores
- Transformadores defasadores
- Compensadores síncronos
- Compensação série
- Manobras de chaves e disjuntores para transferência ou corte de carga
- Reguladores de tensão e seus limitadores nas excitatrizes nos geradores

As atuações nestes equipamentos são feitas mecanicamente, portanto não proporcionam controle com rapidez. Além disso, não podem operar frequentemente devido ao alto desgaste mecânico comparado a dispositivos estáticos. Conforme a equação 3.1 pode-se ver que o fluxo de potência depende das tensões terminais e da impedância da linha. Não há um controle rápido da variação destes parâmetros de modo a se obter uma variação rápida na potência transferida [13].

Dinamicamente, quando da ocorrência de problemas em equipamentos, se faz necessária a abertura dos disjuntores entre seus terminais antes de seu tempo crítico [115]. Também, no caso de grandes perturbações, a abertura dos terminais de alguns equipamentos deve ser efetivada buscando a estabilidade do sistema. Estes serviços são coordenados pelo sistema de proteção.

A utilização de equipamentos FACTS reduz a quantidade de investimento em novas linhas de transmissão e subestações [113]. Neste caso além das razões econômicas há de se salientar os problemas de impacto ambiental e utilização do solo [116].

Do ponto de vista operacional, a utilização de FACTS na operação do sistema traz uma nova condição de operação. Os equipamentos convencionais têm modo de operação mecânico. Assim a quantidade dos chaveamentos é limitada pelo desgaste mecânico e a velocidade de operação é baixa. FACTS são dispositivos baseados em eletrônica de potência com tempos de operação da ordem de micro segundos o que muda completamente a condição de controle. Por exemplo, a utilização de FACTS no controle de compensação série ou em derivação pode permitir um incremento na capacidade de carregamento na linha de transmissão e a compensação de oscilações no fluxo de potência pode ser alcançada através da modulação do grau de compensação [117].

Dadas as características de operação dos FACTS é possível sua utilização na solução de diversas limitações no sistema de transmissão. Suas principais aplicações estão relacionadas com o controle de fluxos de potência e a possibilidade de se explorar a capacidade das linhas de transmissão até seu limite térmico. Isto causa impacto direto nas características dinâmicas na estabilidade do sistema. Devido às suas características dinâmicas, pode compensar oscilações de potência e tensão, funcionar como limitador de correntes de curto circuito e prevenir fluxos de malha (*loop flow*).

A seguir são detalhados o funcionamento dos FACTS e suas possibilidades de aplicação.

3.2. Flexible AC Transmission Systems

3.2.1. Histórico

No final da década de 80 (sec. XX) o EPRI propôs o FACTS, nos quais dispositivos baseados em eletrônica de potência poderiam regular fluxos de potência pela rede, controlar tensões e mitigar efeitos de distúrbios no sistema. O principal objetivo era aumentar a capacidade de transmissão pelas linhas e controlar o fluxo por determinados percursos na rede [112]. Existem duas gerações de FACTS de acordo com o tipo de dispositivo eletrônico empregado na sua confecção.

3.2.2. Primeira Geração do FACTS

Inicialmente os FACTS foram desenvolvidos com tiristores. O tiristor é um componente baseado em semicondutores cujo símbolo e característica tensão versus corrente é visto na Figura 3.3.

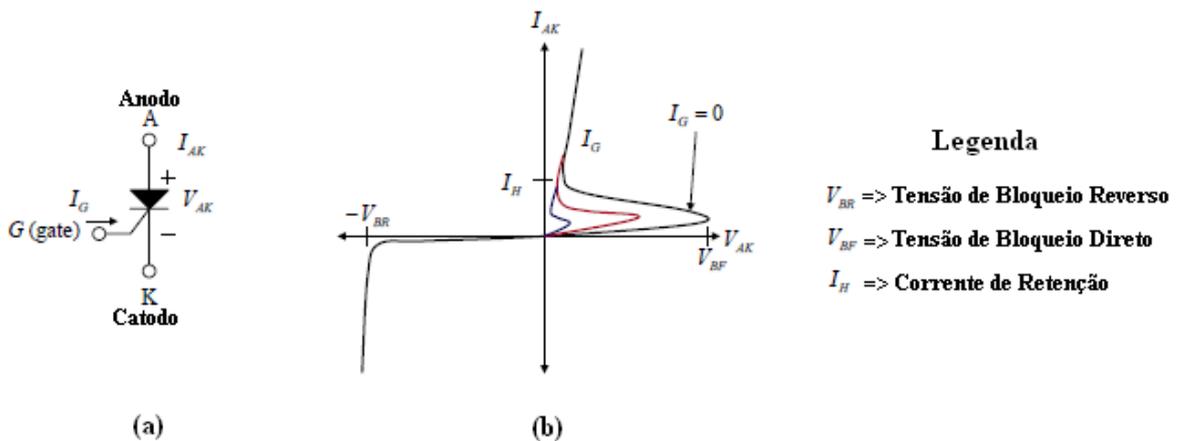


Figura 3.3. Símbolo (a). Característica do Tiristor (b)

O dispositivo conduz corrente do anodo para o catodo quando recebe um pulso positivo de corrente em seu “gate” (nome mais comumente utilizado), que é seu terminal de controle. Ele desliga somente quando a corrente anodo – catodo tenta inverter a direção [13]. Esta ocorre naturalmente quando a tensão entre seus terminais cai abaixo de certo valor. Estes dispositivos permitem passagem de altas correntes (até 4,5 kA), têm capacidade de suportar altas tensões quando bloqueados (até 7,5 kV), baixas correntes de disparo e têm tempos curtos de passagem do estado de condução ao estado cortado (alguns micro segundos) o que possibilita chaveamentos na faixa de quilo hertz.

Com os tiristores foi possível se implementar o SVC e o TCSC.

3.2.2.1. SVC

São usados para controle de tensão e contribuem na melhora da resposta da estabilidade dinâmica e amortecimento de oscilações de baixa frequência [112,114]. O desempenho de um SVC é dependente de fatores como ressonâncias na rede, saturação de transformadores, efeitos geomagnéticos¹ e distorções na tensão [114]. A Figura 3.4 ilustra o arranjo básico de um SVC

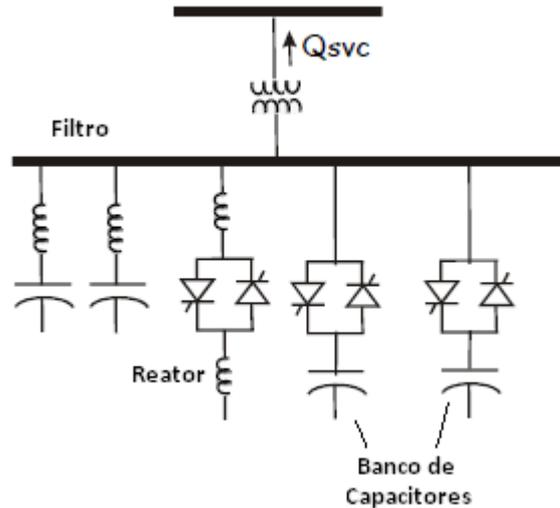


Figura 3.4. Esquema Básico de um SVC.

Como se vê na Figura 3.4 [12], tipicamente um SVC é montado como bancos de capacitores e reatores chaveados por tiristores colocados em ramos paralelos. Devido ao controle de fase usado para chavear os tiristores, correntes harmônicas de baixa ordem são geradas. Transformadores ligados em $\Delta - Y$ bem como a conexão de filtros passivos são necessários para reduzir estes harmônicos a níveis aceitáveis [118]. A Figura 3.5 mostra sua característica de funcionamento.

¹ O campo magnético terrestre é sensível às erupções solares. Estas provocam variações no campo ao longo da superfície da Terra que induzem (daí o nome geomagnético) correntes nos sistemas de potência através dos neutros solidamente aterrados dos transformadores. Podem dar origem a perturbações de segundo harmônico. O SVC é particularmente sensível a estes efeitos [114].

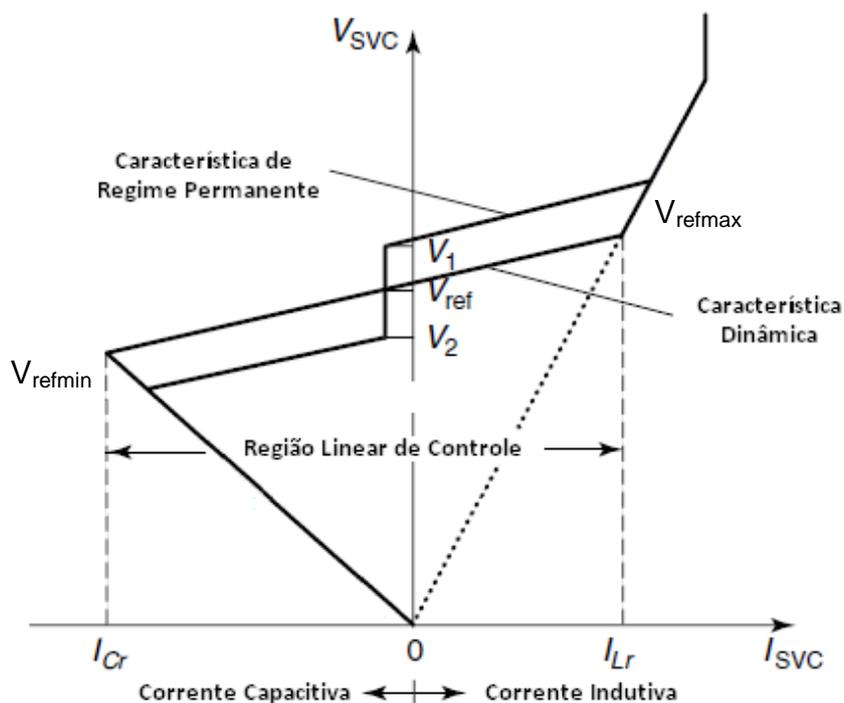


Figura 3.5 Característica de Funcionamento de um SVC

De acordo com a Figura 3.5 [12], V_{ref} é a tensão nos terminais do SVC quando não está nem absorvendo nem fornecendo potência. A tensão em seus terminais pode flutuar entre V_{RefMax} e V_{RefMin} através de seu sistema de controle ou do tape do transformador de acoplamento. Valores típicos para V_{RefMin} e V_{RefMax} são 0,95 e 1,05 p.u. A tensão na região de controle do SVC varia linearmente com a corrente. Esta última varia no intervalo indutivo-capacitivo. A inclinação da região linear do diagrama tensão versus corrente do SVC é definida como:

$$K_{SL} = \frac{\Delta V/V_{ref}}{\Delta I/I_{ref}} \text{ p.u.} \quad (3.2)$$

onde V_{ref} e I_{ref} representam os valores nominais de tensão e corrente do SVC. Em p.u.

$$X_{SL} = K_{SL} \quad (3.3)$$

que é também a inclinação expressa como reatância equivalente. Esta inclinação pode ser alterada pelo sistema de controle do SVC. Tipicamente o valor de K_{SL} varia entre 0,03 e 0,05 ou 3% e 5% [114].

A característica do SVC em regime permanente é bem semelhante ao regime dinâmico exceto por uma banda morta na tensão conforme visto na Figura 3.5 (valores V_1 e V_2). Se não fosse assim, em regime permanente o SVC tenderia a “escorregar” até seu limite

de potência reativa e ele perderia sua capacidade de regulação. Para prevenir esta situação uma banda morta na região de V_{ref} mantém a corrente do SVC igual ou próxima a zero dependendo da localização da banda morta [114].

O controle de tensão do SVC pode ser explicado através do circuito equivalente do sistema mostrado na Figura 3.6 [12]:

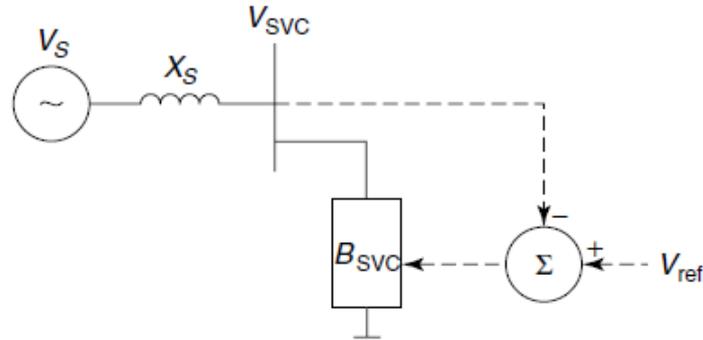


Figura 3.6. Circuito Equivalente do Sistema

A expressão das tensões neste circuito é dada por:

$$V_s = V_{SVC} + I_s X_s \quad (3.4)$$

Na barra do SVC a tensão resultante diminui com aumento de I_s e aumenta com a redução de I_s .

Na característica dinâmica do SVC, mostrada na Figura 3.7, a compensação proporcionada em resposta à variação de tensão em seus terminais é:

$$V_{SVC} = V_{ref} + X_{SL} I_{SVC} \quad (3.5)$$

onde I_{SVC} é positiva se indutiva e negativa se capacitiva. A Figura 3.7 [12] mostra esta situação:

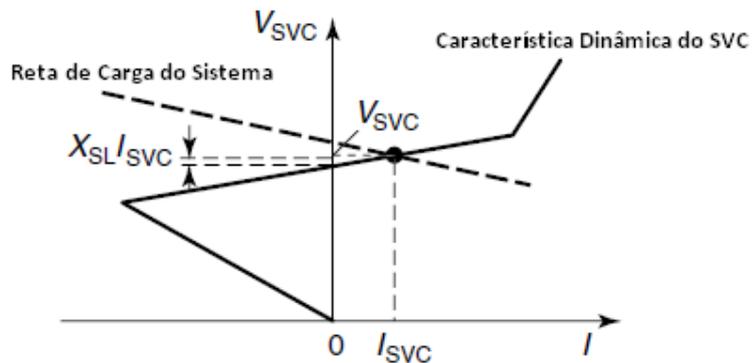


Figura 3.7. Funcionamento Dinâmico do SVC

3.2.2.2. TCSC

A compensação série de linhas de transmissão se faz para aumentar a capacidade de transferência de potência. Como consequência deste aumento, é provável o aumento das perdas na linha compensada, como também na sensibilidade de resposta, em termos de fluxo de potência, quando da saída de outras linhas do sistema [114]. Para contornar estes efeitos emprega-se a compensação variável. O TCSC usa tiristores como meio de controle da compensação série. Tem as seguintes vantagens:

- Proporciona controle rápido e contínuo da compensação série
- Controle dinâmico do fluxo de potência em linhas selecionadas de modo a otimizar as condições de transferência de potência e prevenir o fluxo de malha
- Compensações em oscilações de potências entre áreas da rede
- Eliminação da ressonância subsíncrona
- Proteção para capacitores em série contra sobretensões pós falta pelo seu rápido controle dos tiristores.
- Redução da corrente de curto circuito passando do modo capacitivo para o indutivo.
- O tiristor possibilita um número ilimitado de operações sem desgaste.
- Tempo de resposta entre a inicialização do comando e a inserção do capacitor é tipicamente menor que meio ciclo (ou 8ms para 60Hz)
- Não gera harmônicos

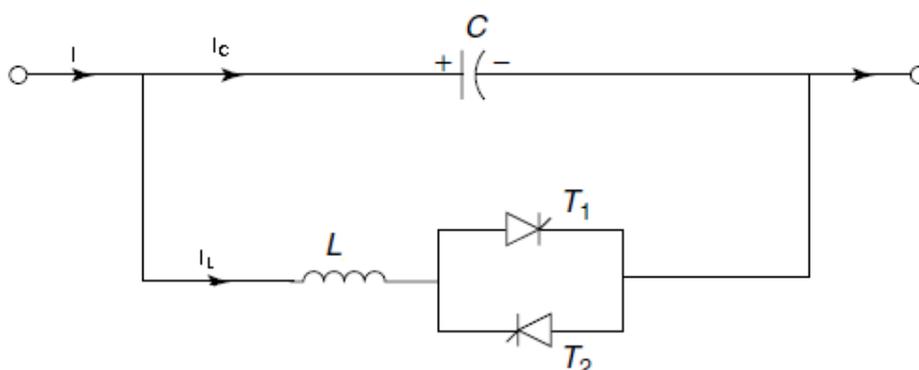


Figura 3.8. Esquema Básico de um TCSC

A Figura 3.8 [12] apresenta o esquema básico de um TCSC. Entretanto, em um TCSC real, diversos módulos de TCSC em cascata são montados em série com um capacitor fixo, como de acordo com a Figura 3.9 [12]

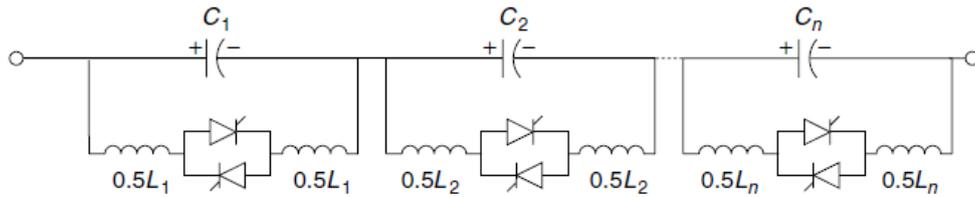


Figura 3.9 Esquema de um TCSC Real

As capacitâncias $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$ nos diferentes módulos de TCSC têm valores diferentes, de modo a permitir maior capacidade de controle da reatância. Também, o reator em série com o tiristor é dividido em dois para proteger o tiristor em caso de curto circuito no reator.

Quando a indutância do reator aumenta (através do chaveamento dos tiristores), a capacitância equivalente do conjunto diminui. Este apresenta valor mínimo de capacitância quando o tiristor mantém o ramo indutivo em plena condução.

A compensação reativa série oferece algumas vantagens em relação à compensação em derivação. Com a compensação série a potência reativa varia com o quadrado da corrente da linha enquanto que na compensação em derivação a potência reativa é proporcional ao quadrado da tensão na barra. Para se atingir o mesmo benefício da compensação série a compensação em derivação deve ter de três a seis vezes o valor instalado de potência reativa. Seja $Q_{\text{série}}$ e Q_{der} as potências reativas de compensações em série e derivação, respectivamente, de modo a se ter o mesmo nível de transferência de potência através de uma linha cuja a máxima diferença angular entre seus terminais seja δ_{max} .

A expressão que relaciona estas duas potências de compensação é:

$$\frac{Q_{\text{série}}}{Q_{\text{der}}} = \tan^2 \left(\frac{\delta_{\text{max}}}{2} \right) \quad (3.6)$$

Supondo o caso de $\delta_{\text{max}} = 35^\circ$, $Q_{\text{série}}$ é aproximadamente 10% de Q_{der} . Ainda que o preço de capacitores série seja aproximadamente o dobro do preço de capacitores em derivação por unidade de var por causa das tensões de operação, o custo total da compensação série é mais baixo que a compensação em derivação [114].

3.2.3. Segunda Geração dos FACTS

Uma característica faltante aos tiristores para terem completa controlabilidade é a capacidade de interromperem a passagem de corrente, ou seja, a capacidade de passar

do estado ligado para o estado bloqueado através de algum sinal externo. A segunda geração de dispositivos tem esta capacidade.

3.2.3.1. Novos Dispositivos eletrônicos

Com o desenvolvimento do GTO e do IGBT, principalmente, passa a ser possível suportar, quando bloqueado, elevadas tensões tanto diretas como reversas. Também estão presentes, a capacidade de conduzir altas correntes, altas velocidades de chaveamento e potências de controle extremamente baixas para acionar estes dispositivos.

3.2.3.1.1.GTO

O GTO é, assim como o tiristor, um dispositivo que é ligado através de um pulso positivo de corrente no “gate” e assim permanece ligado. Diferentemente do tiristor, pode ser desligado através da aplicação de um pulso negativo de corrente. Esta última capacidade possibilita maior flexibilidade nas aplicações porque elimina a necessidade de circuitos de comutação forçada aumentando a eficiência na conversão de potência [112]. Suporta tensões de até 6 kV e correntes de 3 kA e velocidade de transição também da ordem de micro segundos, entretanto é mais lento que o tiristor. O símbolo do GTO e sua característica corrente de anodo versus tensão anodo-gate são mostrados na Figura 3.10 [12].

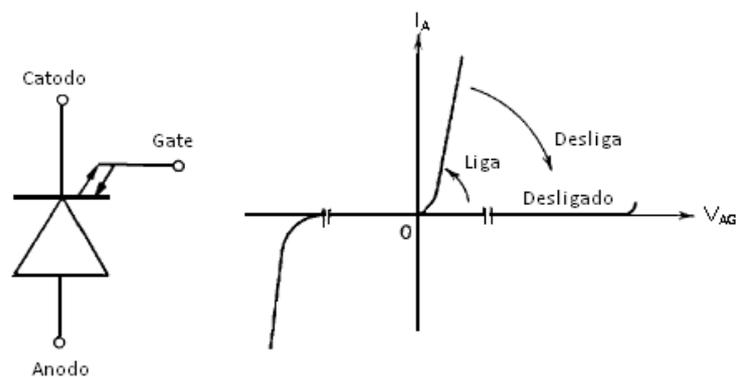


Figura 3.10 Símbolo e Característica do GTO

3.2.3.1.2.IGBT

Este dispositivo apareceu em meados da década de 1980 e tem características de alta eficiência e rapidez de chaveamento. O IGBT necessita de pequena quantidade de energia para ser disparado e tem alta capacidade de corrente. Pode operar em altas

frequências, cerca de 20 kHz, em aplicações de média potência. O seu esquema e sua característica corrente de dreno versus tensão entre o dreno e a fonte são dados na Figura 3.11 [12].

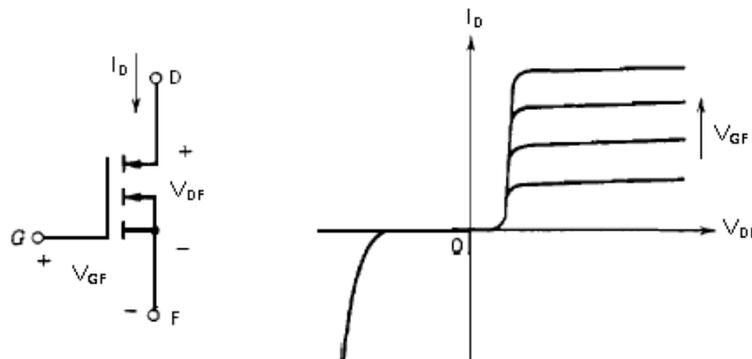


Figura 3.11 Esquema Básico de um IGBT

3.2.3.2. VSC

Durante a primeira geração de dispositivos de eletrônica de potência, o tiristor foi utilizado no controle de bancos de capacitores e reatores para a compensação série e derivação do sistema. Os SVC e TCSC, ambos controlados por tiristor, podem alterar parâmetros como tensão (SVC) e impedância (TCSC) de modo a exercer controle sobre a potência transmitida pelo sistema. SVC e TCSC compartilham a característica comum de precisarem de bancos de capacitores e reatores convencionais para prover a compensação reativa. O papel dos tiristores é controlar a combinação da reatância do conjunto atuando de modo indireto no sistema. O SVC funciona como uma admitância variável em derivação e o TCSC como uma impedância variável em série com a linha de transmissão. No primeiro, a corrente é função da tensão na barra e no segundo a tensão é função da corrente na linha. Nenhum dos dois dispositivos troca potência ativa com a rede.

Na segunda geração dos dispositivos de eletrônica de potência (GTO e IGBT, principalmente) torna-se possível o controle do desligamento do dispositivo, ou seja, é possível interromper controladamente a passagem de corrente por ele.

Basicamente um VSC converte tensão DC em tensão AC. Os VSCs permitem compensação de potência reativa em derivação cuja corrente de controle é independente da tensão na barra e compensação série provendo tensão independente da corrente na linha. Podem também trocar potência ativa com o sistema enquanto proveem independentemente compensação reativa.

O VSC considerado aqui é análogo a uma máquina síncrona que produz três tensões senoidais e equilibradas com amplitude e fase controláveis. Nesta analogia, seria a implementação de uma máquina sem inércia com resposta praticamente instantânea, sem afetar significativamente as impedâncias do sistema, podendo fornecer ou absorver potência reativa. Pode ainda intercambiar potência ativa com o sistema desde que acoplada a uma fonte que possa fornecer ou absorver energia.

Nos FACTS o fator determinante da estrutura do circuito de potência é o método utilizado para sintetizar a forma de onda da tensão de saída que deve se aproximar de uma senóide.

A tensão de saída com baixos níveis de distorção pode ser produzida através de conversores multinível, multipulso e PWM. Não são aqui detalhados estes conversores, apenas que sua estrutura depende da necessidade de particulares de cada caso, do custo do investimento e das perdas do equipamento em relação a estes custos.

O VSC pode aplicar uma tensão específica de modo a estabelecer a corrente desejada pela linha ou a tensão desejada numa certa barra. Como a compensação através do VSC é independente das variáveis da rede, ela pode ser mantida independentemente, inclusive em distúrbios do sistema.

O VSC permite o fluxo bidirecional entre seus módulos AC e DC. Daí ser possível acoplar o terminal DC de dois ou mais VSC e estabelecer transferência de potência entre barras e linhas pré-selecionadas.

Os principais FACTS baseados nos controladores VSC são o STATCOM, o SSSC e o UPFC. Assim como o SVC, o STATCOM controla a tensão em uma barra e é montado em derivação. O SSSC é correspondente ao TCSC e proporciona compensação série através do controle da tensão na impedância da linha de transmissão. O UPFC é capaz de controlar individualmente ou em combinação as três variáveis: tensão, impedância e ângulo de fase. O UPFC pode controlar independentemente as potências ativa e reativa e manter constante as tensões terminais. Cada um destes dispositivos é estudado individualmente.

3.2.3.3. STATCOM

O STATCOM é um dispositivo que é conectado em derivação e provê compensação de potência reativa. A Figura 3.12 [12] esquematiza um STATCOM. Com base no VSC, o

STATCOM é uma fonte de tensão que de acordo com uma tensão DC produz um conjunto de tensões trifásicas, cada uma acoplada a uma fase correspondente do sistema AC por meio de transformador. A tensão DC é fornecida por um capacitor. O intercâmbio de potência reativa entre o conversor e o sistema AC é controlado pela variação da amplitude da tensão de saída ($V_{STATCOM}$). Se a tensão no conversor é maior que a tensão do sistema (V_B), a corrente flui através do transformador de acoplamento para o sistema gerando potência reativa capacitiva para o sistema AC. Caso contrário a corrente flui do sistema para o conversor que passa a absorver potência reativa indutiva [117,119,12].

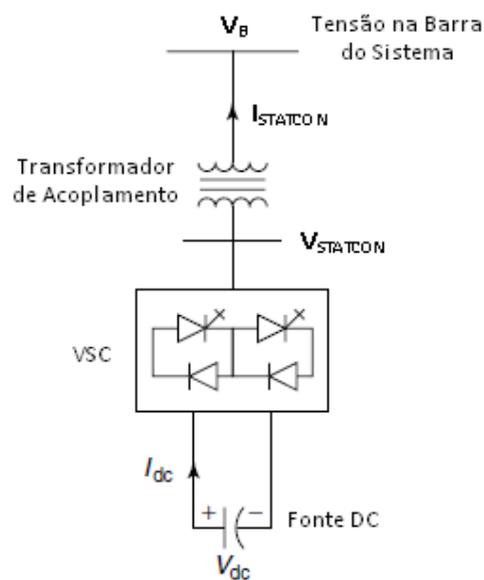


Figura 3.12 Esquema Básico do STATCOM

Um exemplo elementar do VSC do STATCOM é exemplificado na Figura 3.13 [12], onde se pode ver um detalhe do inversor.

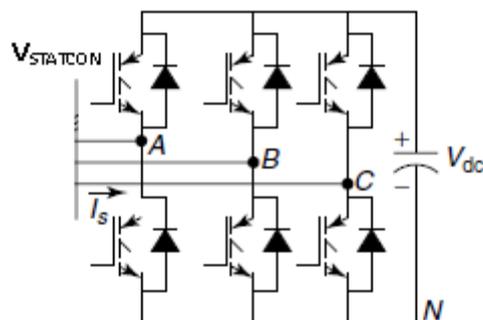


Figura 3.13 Exemplo de VSC de 6 pulsos do STATCOM

O STATCOM pode melhorar o desempenho do sistema das seguintes formas:

- Compensação de oscilação de potência na rede.
- Estabilidade transitória.
- Controle de flicker (*).
- Controle de potência reativa.
- Controle da potência ativa se provido de uma fonte DC.
- Controle dinâmico da tensão no sistema.

(*) Fenômeno de variação luminosa em lâmpadas, provocado pela flutuação na tensão de alimentação.

Diferentemente do SVC, o STATCOM proporciona o controle da tensão no sistema fornecendo ou absorvendo potência reativa sem a necessidade de grandes bancos de capacitores ou reatores. É mais eficiente do que o SVC na melhoria da estabilidade transitória devido à sua capacidade de prover sua máxima corrente capacitiva independentemente da tensão em seus terminais [12]. Com relação aos dispositivos eletrônicos utilizados em sua implementação, são utilizados o GTO e o IGBT [119,12,114].

A característica tensão versus corrente do STATCOM é dada na Figura 3.14 [12]

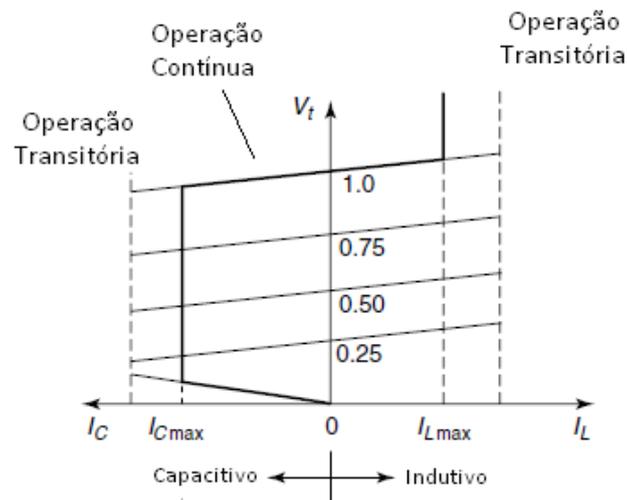


Figura 3.14 Características Tensão x Corrente do STATCOM

O funcionamento do STATCOM é análogo ao do SVC.

3.2.3.4. SSSC

Usando filosofia semelhante ao conversor em derivação (STATCOM), é possível implementar um conversor série [118]. Sua função básica é produzir uma tensão em

quadratura com a corrente da linha de transmissão, como mostrado no exemplo da Figura 3.15, que apresenta um SSSC num equivalente de um sistema de potência [12].

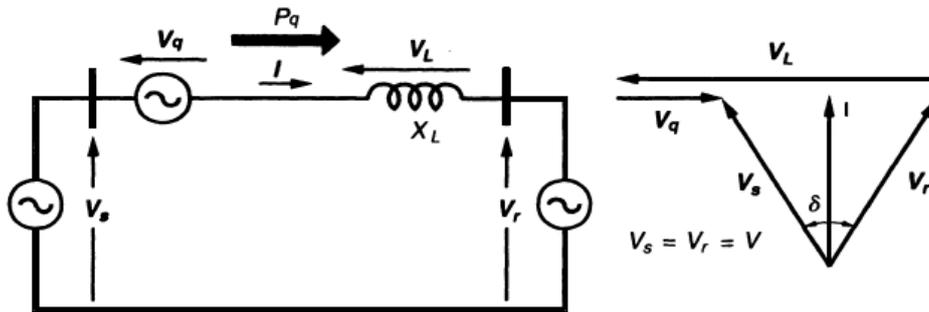


Figura 3.15 Esquema de um SSSC e sua relação de tensões e corrente na linha

De acordo com o diagrama fasorial da figura 3.15, a tensão V_q , em quadratura com a corrente da linha I , proporciona uma compensação reativa de maneira equivalente a um capacitor série. No entanto o SSSC é uma fonte de tensão, que em contraste com um capacitor série, mantém o mesmo grau de compensação praticamente para qualquer corrente na linha. Também, por ação de controle sobre o SSSC, a corrente da linha pode ser reduzida como se a reatância da linha tivesse sido aumentada.

O controle é feito através da colocação da tensão indutiva ou capacitiva em quadratura com a corrente da linha. No caso em que a tensão do SSSC reduz a tensão através da impedância da linha de transmissão o efeito é como se a impedância da linha tivesse aumentado. A tensão V_q pode ser escrita da seguinte maneira:

$$V_q = \pm jV_q(v) \frac{i}{|i|} \quad (3.7)$$

onde $V_q(v)$ é a magnitude da tensão de compensação com $0 \leq V_q(v) \leq V_{q\max}$ e v o parâmetro de controle. Com isto o SSSC faz o controle da potência ativa pela linha [119,121].

O SSSC aplica a tensão de compensação em série com a linha independentemente da corrente que passa por esta. A relação entre a potência transmitida versus o ângulo de fase torna-se função paramétrica da tensão aplicada $V_q(v)$ e pode ser expressa num sistema de duas máquinas (Figura 3.15):

$$P = \frac{V^2}{X} \sin \delta + \frac{V}{X} V_q \cos \frac{\delta}{2} \quad (3.8)$$

Para $V_q = 0, \pm 0.353$ e ± 0.707 , a potência $P \times \delta$ é mostrada na Figura 3.17.

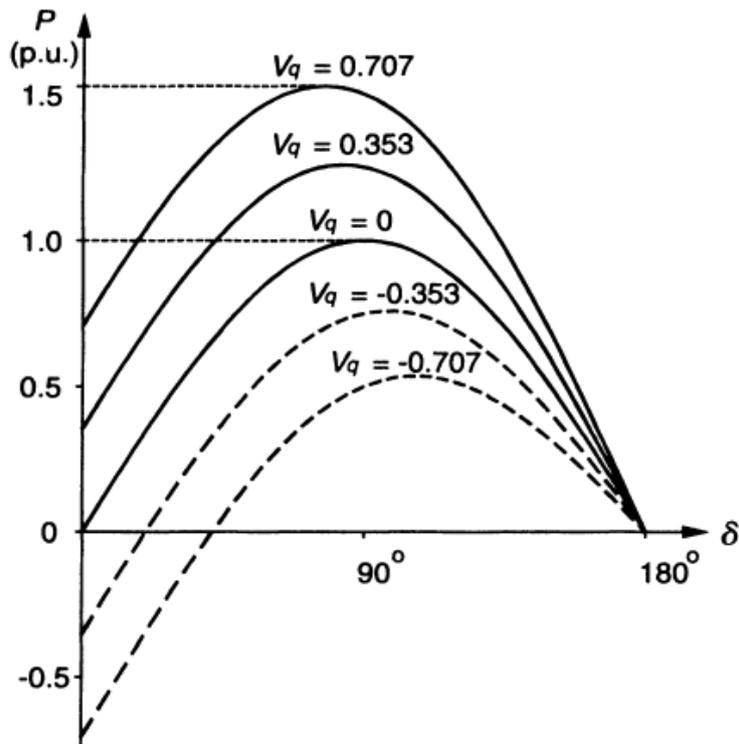


Figura 3.16 Curva de potência em função do ângulo δ com tensão de compensação do SSSC

Ainda de acordo com a Figura 3.16 [12] observa-se que o SSSC aumenta a potência transmitida de acordo com a potência máxima transmissível que varia de acordo com V_q . Tem por isso um intervalo de controle de compensação mais amplo que o caso do TCSC. O SSSC pode aumentar ou diminuir o fluxo de potência pela linha apenas variando a polaridade da tensão injetada [12].

Um esquema básico de uma instalação do SSSC é mostrado na figura 3.17 [12]:

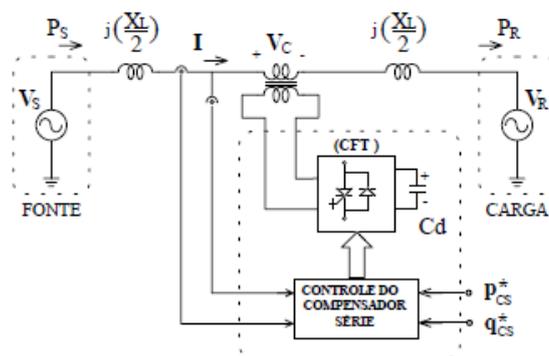


Figura 3.17 SSSC baseado em GTO

Um capacitor série ou um TCSC é comumente usado para se realizar compensação série no sistema. Entretanto, a reatância do capacitor é função da frequência e deste modo pode causar ressonância com outras impedâncias presentes no sistema. O SSSC é imune

a este problema. Sendo uma fonte de tensão, pode operar em determinada frequência (fundamental) e sua impedância em outras frequências é praticamente nula. Seu acoplamento ao sistema é feito através de um transformador, de forma que a queda de tensão sobre sua impedância é automaticamente compensada, na frequência fundamental, pela tensão de compensação da linha. Assim sua impedância é semelhante à de um pequeno indutor. Conseqüentemente o SSSC não é sujeito a ressonância [123].

O SSSC pode ainda trocar potência ativa com o sistema AC através do controle da fase da tensão injetada em relação à fase da corrente da linha. Nesse caso o capacitor (C_d na Figura 3.17) deve ser substituído por uma fonte DC, pois há energia transferida ou absorvida do sistema AC e é trocada entre estes dois sistemas.

3.2.3.5. UPFC

O UPFC foi projetado para o controle em tempo real e compensação dinâmica de sistemas de transmissão proporcionando flexibilidade para resolver muitos problemas que estes sistemas enfrentam em sua operação. O UPFC pode controlar simultaneamente ou seletivamente todos os parâmetros que afetam o fluxo de potência em uma linha de transmissão, isto é tensão, impedância e fase. Ele pode independentemente controlar o fluxo de potência ativa e reativa pela linha [12,124].

O UPFC usa um VSC conectado em série com a linha de transmissão e outro VSC ligado em derivação à barra (uma das extremidades da linha), ambos compartilhando uma mesma ligação a uma fonte DC, neste caso, um capacitor. O UPFC da Figura 3.18 [12] mostra este arranjo. Funciona como um conversor AC – AC no qual a potência ativa pode fluir em qualquer direção entre os dois terminais AC dos dois conversores. Cada conversor pode, independentemente, gerar ou absorver potência.

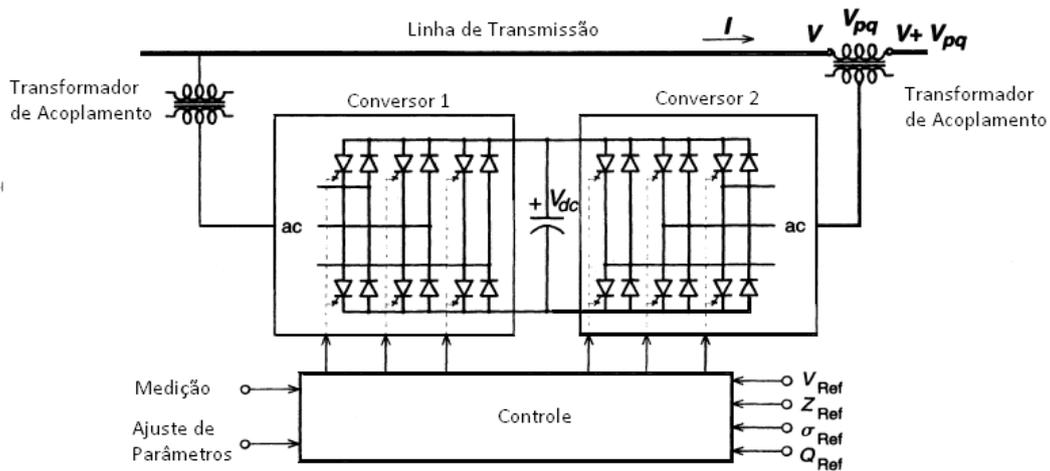


Figura 3.18 Esquema básico de um UPFC

O primeiro VSC (série) injeta uma tensão (V_{pq}) controlada em magnitude e tensão através de um transformador de acoplamento. A corrente pela linha de transmissão flui através desta fonte trocando potência ativa e reativa. A potência reativa no terminal do transformador de acoplamento é gerada internamente ao conversor. A potência ativa trocada no terminal AC é convertida em potência DC, e aparece na ligação DC (capacitor), como demanda positiva ou negativa de potência ativa [12,124,125].

A função básica do VSC em derivação é fornecer ou absorver a potência ativa demandada pelo VSC série. Isto é feito através da ligação DC comum a ambos, de modo a dar suporte ao intercâmbio de potência ativa resultado da aplicação da tensão de compensação no sistema AC. A demanda do VSC série pela ligação DC é convertida para o lado AC pelo VSC em derivação que é acoplado à linha de transmissão através de outro transformador de acoplamento. Esta ligação pode gerar ou absorver controladamente potência reativa e também proporcionar uma compensação em derivação independente para a linha. A ligação DC entre os dois conversores é um caminho para o intercâmbio de potência ativa entre eles. O VSC em derivação pode ser operado controladamente de modo a permitir o intercâmbio de potência reativa com a linha independentemente da potência reativa trocada pelo VSC série. Não existe intercâmbio de potência reativa via ligação DC comum entre os dois conversores.

O UPFC pode controlar o fluxo de potência de múltiplas formas por meio da injeção de tensão com magnitude e ângulo de fase, adequados. Isto é ilustrado no diagrama fasorial da Figura 3.19 [12] que combina regulação na tensão terminal (ΔV), compensação reativa série (V_C) e regulação no ângulo da fase ($V\sigma$).

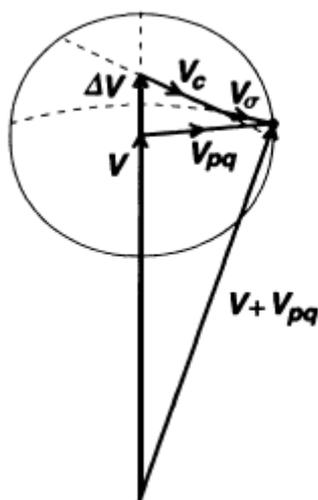


Figura 3.19 Esquema básico de um UPFC

O UPFC pode fazer com que o controle do fluxo de potência seja feito através do ajuste automático de magnitude e fase da tensão aplicada de modo a impor magnitude e fase na corrente da linha da transmissão, resultando nas potências ativa e reativa desejados pela linha. O controle da potência transmitida pelo UPFC é mostrado na Figura 3.20 [12]. Nesta figura está representada a potência reativa (Q) em p.u. versus a potência ativa (P) em p.u. para um sistema de duas máquinas semelhante ao da Figura 3.15 com a única diferença de que ao invés de um SSSC, agora um UPFC está conectado.

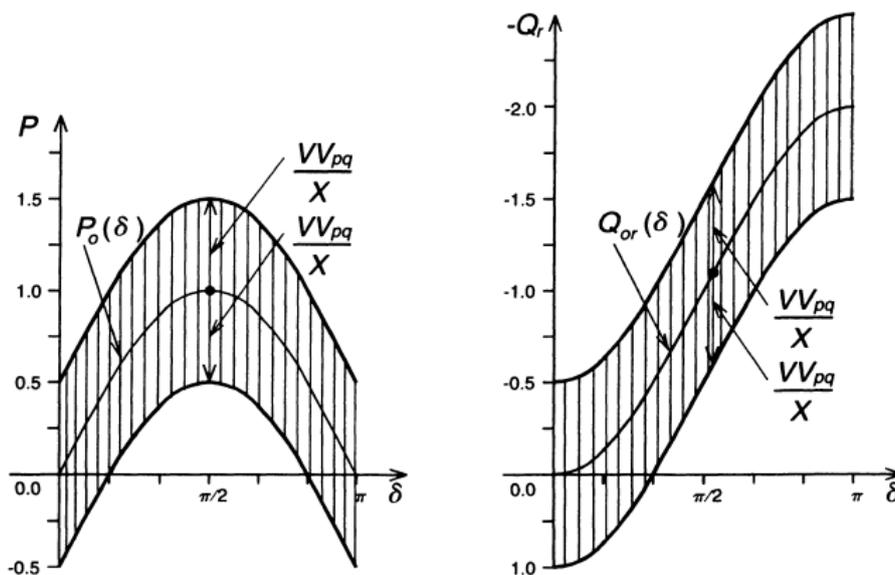


Figura 3.20 Controle de Potência Ativa e Reativa em uma linha pela variação de V_{pq} do UPFC

O amplo intervalo de controle da potência transmitida que é independente do ângulo δ , como pode ser visto na Figura 3.20, aponta para uma grande capacidade de controle de

fluxos de potência. Também mostra a capacidade de compensação de oscilações de fluxos de potência e em casos transitórios eletromecânicos.

A capacidade de se variar P e Q independentemente é que permite otimizar o carregamento da linha de transmissão, controlar os fluxos de potência ativa e reativa entre linhas e prevenir fluxos de malha (*loop flow*). Somado a isso, a capacidade de atuar em perturbações dinâmicas do sistema permite ao UPFC a maximização da utilização da capacidade de transmissão [12,125].

4. Sistema Imunológico Artificial

O Sistema Imunológico Artificial é um método da inteligência computacional baseado no sistema imunológico natural. Através desses princípios é capaz de manifestar certas capacidades como reconhecimento de padrões, aprendizagem, memória, tolerância a ruídos, generalização, geração de diversidade e otimização.

4.1. Sistema Imunológico Natural

O Sistema Imunológico é uma composição de células, moléculas e órgãos pertencentes a um mecanismo de percepção, identificação e combate a disfunções de nossas próprias células em situação de mau funcionamento (infecção “*self*”), e corpos estranhos ao nosso organismo na condição de causadores de infecção (infecção “*nonsel*”). A interação entre o Sistema Imunológico com os diversos sistemas e órgãos garantem o funcionamento estável do organismo [127,128]. Suas células e moléculas mantêm constante vigilância contra invasões de organismos infecciosos. Elas são capazes de reconhecer uma variedade quase infinita de células e substâncias estranhas ao organismo, os elementos “*nonsel*”, distintos das células não infecciosas do próprio corpo (“*self*”) [128]. Quando um agente patogênico (elemento infeccioso externo ao organismo) entra no corpo, ele é detectado para ser eliminado.

O Sistema Imunológico é capaz de “lembrar” cada infecção, de modo que numa segunda exposição ao mesmo agente patogênico, o organismo reage de forma mais eficiente no sentido de mobilizar e eliminar o ataque.

Existem dois sistemas inter-relacionados pelos quais o corpo identifica elementos externos: o Sistema Imunológico Inato e o Sistema Imunológico Adaptativo [128].

O Sistema Imunológico Inato é assim chamado porque o corpo, por sua própria natureza, tem a habilidade de reconhecer certos agentes patogênicos e destruí-los imediatamente. O Sistema Inato pode destruir muitos patógenos ao primeiro encontro. Este sistema também é capaz de fazer distinção entre elementos “*self*” e “*nonsel*”, caracterizando assim um dos principais papéis na ativação do Sistema Imunológico Adaptativo.

O Sistema Imunológico Adaptativo tem seu funcionamento baseado em receptores de antígenos (são moléculas), presentes em dois tipos de células: o linfócito B e o linfócito T. Os receptores, presentes nestas células, são gerados por processo aleatório. Como

consequência, as características da resposta do sistema adaptativo são baseadas na seleção, através de clonagem, dos linfócitos portadores (de receptores) com particularidades específicas [127] capazes de detectar os diversos antígenos.

O Sistema Imunológico Adaptativo tem seu papel principal, desempenhado pelas moléculas dos anticorpos. Estes têm em sua superfície, receptores utilizados na resposta deste sistema. São formados por moléculas capazes de reconhecer agentes infecciosos. O meio de atuação dos anticorpos é através das ligações entre eles e os antígenos, por meio destas moléculas receptoras. Uma vez feita esta ligação, o antígeno fica neutralizado e/ou outros processos o destroem. A imunidade adaptativa capacita o organismo a reconhecer e responder a qualquer patógeno mesmo sem ter estado alguma vez em sua presença.

Nem sempre há no organismo presença de anticorpos para todos os tipos de antígenos. Isso acarreta em um problema para o sucesso da imunização fazendo parte do sistema adaptativo, processos de recombinação e mutação dos receptores presentes nas células responsáveis pela defesa do organismo. A mutação é feita em escala muito elevada e é chamada de hipermutação. A presença destes dois mecanismos recombinatórios faz com que a resposta dos anticorpos melhore, após repetidas imunizações. Dessa forma as moléculas dos receptores variam com os processos de mutação e recombinação fazendo que, uma vez encontrada uma ameaça desconhecida, possa ser combatida. Apesar de tratados aqui genericamente de anticorpos, a imunização é composta originalmente de um sistema complexo de relacionamento entre diversos tipos de células e moléculas.

O Sistema Imunológico como um todo é muito complexo. O que se quer aqui é trazer, em linhas gerais, aspectos de seu funcionamento que nos possibilite mimetizá-lo como ferramenta computacional utilizando suas características como instrumento de busca.

As principais características do Sistema Imunológico que se deseja reproduzir são:

- Exclusividade: cada organismo tem seu próprio sistema com suas capacidades e vulnerabilidades particulares.
- Reconhecimento de Corpos Estranhos: os agentes externos ao corpo são reconhecidos e eliminados.
- Detecção Adaptável: o sistema Imunológico é capaz de detectar e reagir a agentes que nunca foram encontrados antes.

- Detecção Distribuída: as células do sistema são distribuídas por todo o corpo não necessitando de um controle central.
- Tolerância ao Ruído: o reconhecimento absoluto dos agentes patogênicos não é necessário para o funcionamento do sistema, dando-lhe robustez e flexibilidade.
- Aprendizagem: o sistema pode “aprender” as estruturas dos agentes patogênicos.
- Memória: o sistema guarda as estruturas dos agentes patogênicos, “memorizando-as” de modo que repostas futuras aos mesmos agentes sejam mais rápidas e eficientes.

4.2. Sistema Imunológico Artificial

O Sistema Imunológico Artificial é inspirado no Sistema Imunológico Natural devido à robustez deste último no que concerne a sua eficiência no combate aos ataques sofridos por um organismo. Este sistema funciona de forma descentralizada, paralela e adaptativa com características desejáveis ao ambiente voltado à solução de problemas complexos, no campo da Inteligência Artificial [130].

São apresentados, em linhas gerais, os principais mecanismos presentes no Sistema Imunológico Natural mais comumente utilizados. O objetivo do SIA é obter a solução de problemas no campo da engenharia e ciência computacional tais como otimização e reconhecimento de padrões. Uma aplicação comparativa entre os mecanismos é apresentada.

4.3. Mecanismos do Sistema Imunológico

4.3.1. Rede Imunológica Artificial

A teoria da RIA propõe que o sistema imunológico tem um comportamento dinâmico mesmo na ausência de estímulo externo. As células e moléculas do sistema imunológico são capazes de se reconhecerem umas as outras dotando o sistema de um comportamento próprio, isto é, que não dependa de qualquer outro estímulo. Apesar de não ser uma teoria completamente aceita pelos imunologistas, em termos computacionais ela é bem interessante.

A Figura 4.1 esquematiza o funcionamento da RIA. As moléculas receptoras na superfície das células componentes do sistema imunológico apresentam sensibilizadores. São chamados de idiótopos e podem ser reconhecidos pelos receptores de outras células do sistema. Estes idiótopos apresentam-se dentro e/ou em torno dos mesmos receptores que reconhecem os antígenos (nonself). O reconhecimento de um antígeno produz ativação enquanto que o reconhecimento de um idiótopo produz supressão.

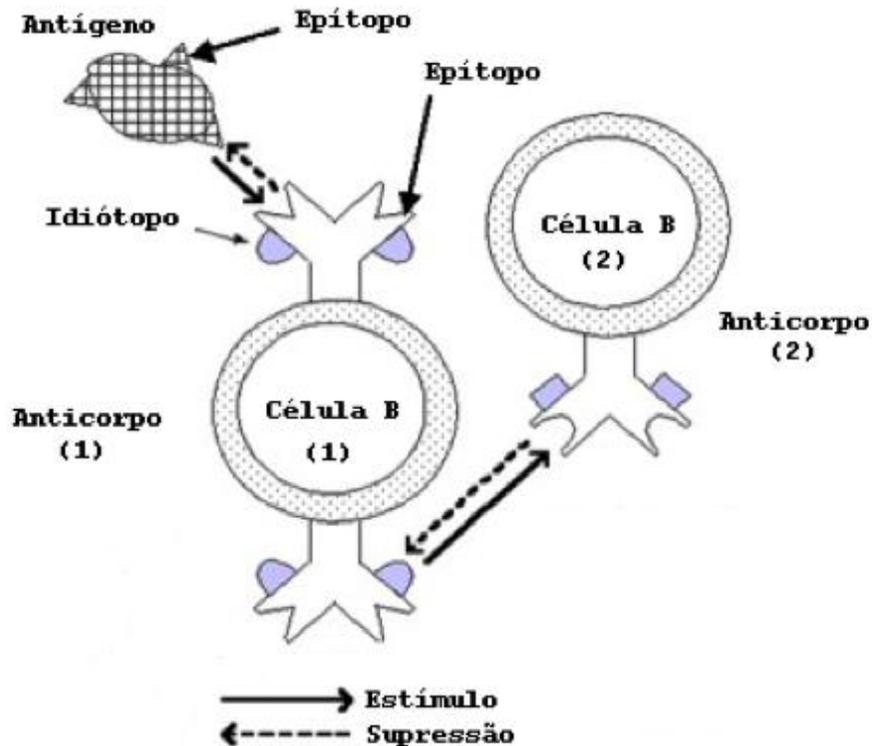


Figura 4.1 - Ativação e Supressão de Estímulos

A rede funciona da seguinte maneira: suponha que um receptor (anticorpo) Ac_1 num linfócito B reconheça um antígeno Ag . O mesmo receptor em Ac_1 também pode reconhecer o idiótopo i_2 no receptor de um outro linfócito B, Ac_2 . O idiótopo i_2 é parte de Ac_2 e Ac_1 é capaz de reconhecer tanto Ag como Ac_2 . Assim, Ac_2 é uma imagem interna de Ag . Mais exatamente o idiótopo i_2 é uma imagem interna de Ag . Este reconhecimento de idiótopos em receptores por outros receptores leva a um crescente conjunto de células e moléculas. A rede, neste caso, é uma rede de afinidades, diferente de uma rede de conexões como no caso do sistema nervoso. Numa rede assim definida, o reconhecimento de um receptor por outro resulta num efeito supressivo enquanto que o reconhecimento de um antígeno por um receptor resulta em um efeito ativador e na

proliferação da célula. A teoria original não explicita os resultados da supressão e ativação da rede [131].

4.3.2. Seleção Clonal Negativa

O timo, órgão linfático que se encontra na cavidade torácica, é responsável pela maturação dos linfócitos T. É protegido por uma barreira sanguínea eficiente o bastante para excluir os antígenos desse ambiente, os elementos encontrados na região do timo são representativos de elementos do tipo “self”. Como consequência, os linfócitos T que contém receptores capazes de reconhecer estes antígenos (“self”), presentes no timo, são eliminados do conjunto de linfócitos T através de um processo chamado Seleção Negativa. Todos os linfócitos T que deixam o timo para circular pelo corpo têm tolerância a elementos do tipo “self”. Do ponto de vista do processamento de informação, a seleção negativa apresenta uma alternativa ao paradigma de reconhecimento de padrões por armazenar informações sobre o conjunto complementar (“nonself”) dos padrões a serem reconhecidos (“self”). A seleção negativa foi proposta como um meio de detecção de anomalias do tipo intrusos em computadores e redes, séries temporais, análise de segmentação de imagens e defeitos em hardware [131].

Na representação de um problema genérico neste tipo de modelagem, um conjunto, P, de padrões a serem protegidos é definido (conjunto-self). Baseado na seleção negativa, é gerado um conjunto, M, de detectores responsáveis por identificar todos os elementos que não pertençam ao conjunto-self, ou seja, os elementos “nonself”. A Figura 4.2 mostra um esquema deste algoritmo:

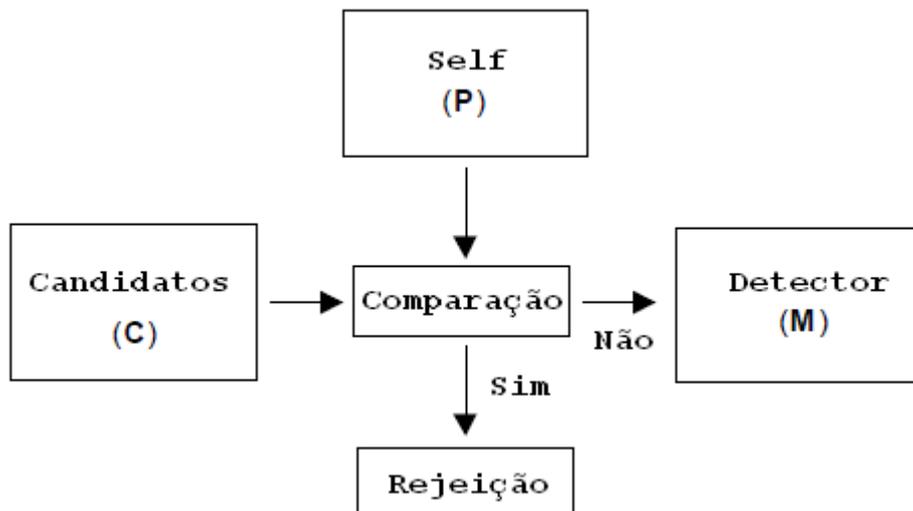


Figura 4.2 - Reconhecimento de Padrão via Algoritmo de Seleção Negativa

O algoritmo da Figura 4.2 pode ser descrito da seguinte forma:

- Geração aleatória de C elementos candidatos
- Comparar cada elemento em C com os elementos em P. Se o elemento p_i em P for “reconhecido” pelo elemento c_i em C, então descarta-se o elemento c_i , caso contrário armazena-se o elemento c_i como m_i no conjunto M de elementos detectores. Fazer este procedimento para todos os componentes em C
- Monitorar o sistema para a presença de padrões “nonself”.

4.3.3. Seleção Clonal Positiva

É um processo complementar ao da seleção negativa. A teoria da Seleção Clonal procura explicar como se processa uma resposta imunológica quando um antígeno “nonself” é reconhecido por um linfócito B. Quando o receptor de um linfócito B reconhece um antígeno “nonself”, com certa afinidade, ele é selecionado para proliferar e produzir anticorpos em larga escala. Estes receptores são liberados da superfície dos linfócitos B para enfrentar os antígenos “nonself” invasores. Os anticorpos ligam-se aos antígenos inutilizando-os e, a seguir, são eliminados por outras células do sistema imunológico.

A reprodução das células do sistema imunológico é feita pela forma assexuada, através de mitose. Então, as células apenas se dividem (não há cross-over como na reprodução cromossômica). Durante a reprodução, os “filhos” dos linfócitos B (clones) passam por um processo de hipermutação que juntamente com a ação de intensa seletividade resulta em linfócitos B com receptores que apresentem alta afinidade com o antígeno. Este

processo todo, de mutação e seleção, é conhecido como maturação da resposta imunológica. E é análoga à seleção natural das espécies [131]. Os linfócitos com alto grau de afinidade são selecionados para se tornarem linfócitos de memória e adquirem períodos de vida muito longos. Estes linfócitos são importantes para respostas a futuros ataques de antígenos com o mesmo padrão ou similares.

Do ponto de vista computacional os aspectos da Seleção Clonal que são importantes são:

- O antígeno determina a proliferação de células imunológicas.
- A taxa de proliferação é proporcional à sua afinidade com o antígeno: quanto maior a afinidade, maior a quantidade de clones gerados, e vice-versa.
- Opostamente à taxa de proliferação, a mutação sofrida pelas células durante o processo de reprodução é inversamente proporcional ao grau de afinidade do receptor com o antígeno. Quanto maior a afinidade menor a taxa de mutação, e vice-versa.

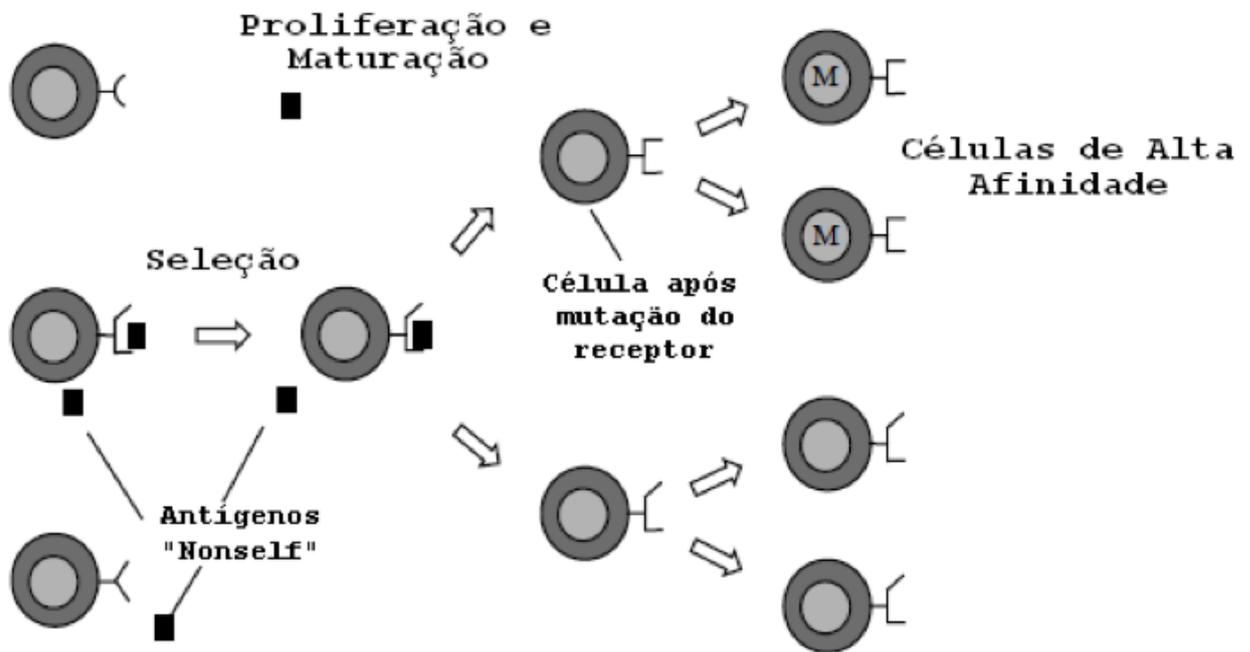


Figura 4.3 - Seleção Clonal

A Figura 4.3 [131] mostra os vários participantes da Seleção Clonal Positiva mostrando uma analogia das afinidades de anticorpos e antígenos com engates de formas geométricas.

4.3.4. Exemplo Comparativo dos Três Mecanismos

Seja um SIA, capaz de reconhecer padrões binários, que objetiva modelar os dados mostrados na Figura 4.4. [131]



Figura 4.4 - Dados a serem reconhecidos

Cada um destes caracteres representa um atributo de comprimento $L = 400$ (resolução 20×20). A matriz P (ver Figura 4.2) de padrões a serem reconhecidos tem dimensão $P \in S_{5 \times 400}$. É possível utilizar qualquer um dos três princípios acima descritos para modelar um reconhecedor de padrões para estes caracteres.

É considerado primeiramente o princípio de seleção negativa. Seja o seguinte procedimento:

- Gera-se aleatoriamente um conjunto C de candidatos (linfócitos) com a mesma representação de P .
- Compará-los com os padrões em P , dada uma função-afinidade.
- Selecionar, como detectores M , elementos de C que não combinem, que sejam diversos de P , dado um limiar de afinidade.

Este limiar de afinidade controla a especificidade dos elementos em M . Quanto mais elevado o limiar mais específicos são os elementos e mais elementos são necessários para reconhecer o padrão P . Enfatiza-se que neste caso os detectores reconhecem cada elemento que não pertença a P .

Ao contrário da Seleção negativa, o aprendizado se dá com os receptores capazes de reconhecer os padrões em P , reproduzindo, sofrendo mutação e seleção de indivíduos já presentes na população inicial M .

No modelo da RIA, o reconhecimento de padrões em P se dá através de:

- Inicialização de uma população de monitoração M .
- Aplicando-se os mesmos princípios da Seleção Clonal para aprender os padrões e então reproduzir as mesmas atividades inerentes à RIA(*) para definir a conectividade entre os linfócitos e o número final da população.

(*) O algoritmo de uma RIA é bem mais complexo que dos outros dois modelos. Como não é o modelo escolhido neste estudo, não é detalhado. Ver [132] para detalhes.

4.4. Sistema Imunológico Artificial – Versão da Seleção Clonal Positiva

4.4.1. Reconhecimento de Padrões

O ponto de partida é determinar a representação espacial e a medida de afinidade entre os antígenos (Ag) e os anticorpos (Ac).

A molécula de Ag pode ser representada por uma série de L atributos associados a um espaço dimensional onde $m = \{m_1, m_2, \dots, m_L\}$ é um ponto nesse espaço L -dimensional S , onde $m \in S_L \subseteq \mathbb{R}^L$. A representação de Ac é a mesma de Ag pois de acordo com o sistema imunológico os receptores de Ac procuram mimetizar os receptores de Ag.

Seguindo o modelo do sistema imunológico na visão da seleção clonal é feita a descrição do algoritmo de reconhecimento de padrões lembrando que:

- 1- Deve-se manter um conjunto de memória específico,
- 2- Clonagem dos Ac com maior afinidade,
- 3- Eliminação dos Ac com menor afinidade,
- 4- Maturação,
- 5- Nova seleção dos clones proporcionalmente à sua afinidade antigênica,
- 6- Geração de novos anticorpos para manutenção de diversidade.

Na definição do problema existem dois conjuntos: uma população de antígenos (Ag) e uma população de anticorpos (Ac). O conjunto Ac pode ser decomposto em vários subconjuntos de acordo com a natureza do problema estudado. A notação empregada aqui é:

- **AB**, maiúscula e negrito para matrizes
- **Ag_{*j*}**, negrito + índice em itálico para vetores
- **{m}**, índice entre chaves indica cardinalidade

Assume-se que $m \geq M$ para $Ag_{\{M\}}$, sem perda de generalidade.

4.4.1.1. Algoritmo

A Figura 4.4 mostra esquematicamente o algoritmo descrito a seguir.

- a. Escolher aleatoriamente um antígeno \mathbf{Ag}_j ($\mathbf{Ag}_j \in \mathbf{AG}_{\{M\}}$) e submetê-lo a todos os anticorpos da coleção $\mathbf{AC} = \mathbf{AC}_{\{r\}} \cup \mathbf{AC}_{\{m\}}$ com $r + m = N$, onde N é o número total de anticorpos, r são os anticorpos gerados aleatoriamente ou estão no processo evolutivo e m são os anticorpos de memória. Na primeira geração, todos são gerados aleatoriamente,
- b. Determine o vetor \mathbf{f}_j que contém as afinidades entre \mathbf{Ag}_j e todos os anticorpos em \mathbf{AC} .
- c. Selecione os n maiores valores de afinidade dentre os anticorpos de \mathbf{AC} para compor um novo conjunto \mathbf{Ac}_j com $\mathbf{Ac}_j \in \mathbf{AC}_{\{n\}}$ de maior afinidade em relação à \mathbf{Ag}_j
- d. Os n anticorpos com maiores valores de afinidade são clonados independentemente e proporcionalmente às suas afinidades antigênicas, gerando um conjunto \mathbf{C}^j de clones. Quanto maior a afinidade antigênica, maior o número de clones gerados para cada anticorpo selecionado,
- e. O conjunto \mathbf{C}^j é submetido ao processo de maturação, inversamente proporcional à sua afinidade antigênica, gerando uma população de \mathbf{C}^{j*} clones maturados: quanto maior a afinidade, menor a taxa de mutação,
- f. Determinar a afinidade \mathbf{f}_j^* dos clones maturados em relação ao antígeno \mathbf{Ag}_j
- g. A partir deste conjunto \mathbf{C}^{j*} é feita, novamente, a seleção do anticorpo de maior afinidade \mathbf{ac}_j^* em relação a \mathbf{Ag}_j . Este anticorpo é candidato ao conjunto de anticorpos de memória $\mathbf{AC}_{\{m\}}$. Se a afinidade antigênica deste anticorpo, em relação a \mathbf{Ag}_j , é maior que seu respectivo anticorpo de memória \mathbf{ac} , então o \mathbf{ac}_j^* toma seu lugar como anticorpo de memória,
- h. Repor os d anticorpos com menor afinidade (são descartados) de $\mathbf{AC}_{\{r\}}$, em relação a \mathbf{ag}_j , pelos novos indivíduos em $\mathbf{AC}_{\{d\}}$.

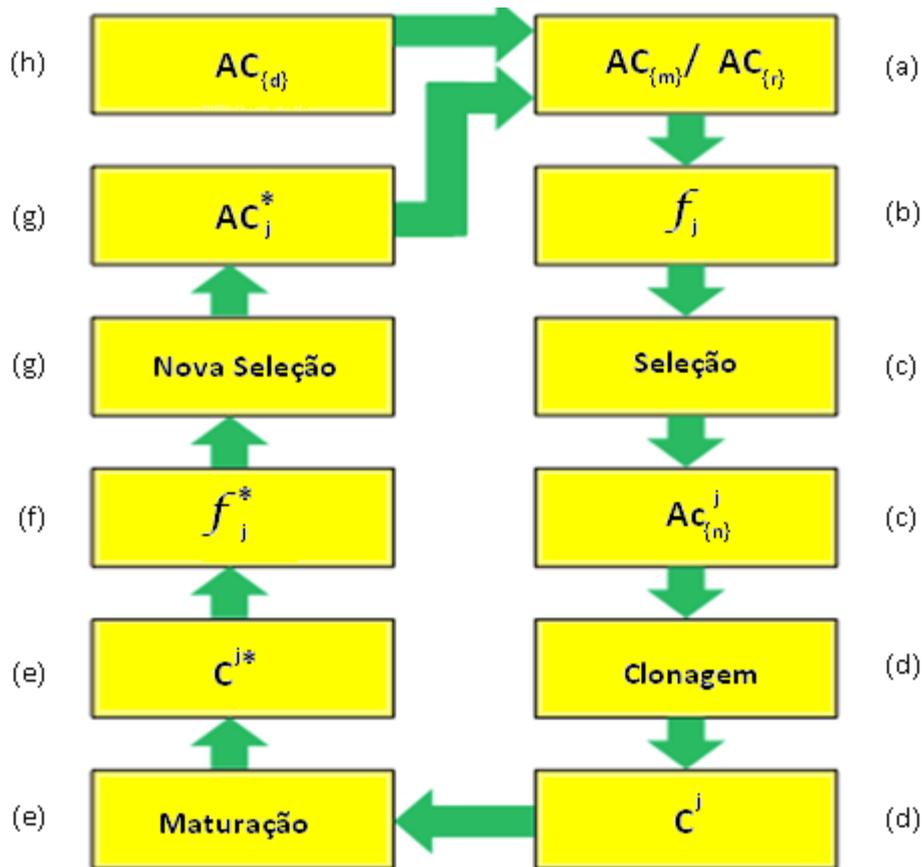


Figura 4.4 - Fluxograma do Algoritmo para Reconhecimento de Padrões

Os n anticorpos com maior afinidade (item c) foram colocados em ordem ascendente. O número de clones gerados para estes n anticorpos é calculado através de:

$$N_c = \sum_{i=1}^n \text{arred} \left(\frac{\beta N}{i} \right) \quad (4.1)$$

Onde N_c é número total de clones gerados para cada um dos anticorpos, β é um fator de multiplicação, N é o número total de anticorpos e “arred(·)” é um operador que arredonda seu argumento para o inteiro mais próximo. Cada termo do somatório corresponde a um número de clones para o anticorpo selecionado.

4.4.1.2. Aplicação

Neste exemplo, o objetivo é adquirir e memorizar 10 padrões binários. Assim, o conjunto de antígenos é mostrado a seguir.



Figura 4.5 - Padrões a serem aprendidos e memorizados (Antígenos)

Cada um desses caracteres está contido numa matriz de 9 x 9 pontos. Cada ponto da matriz pode ter dois padrões (binário). A população de anticorpos é composta por 10 indivíduos ($N=10$). O número de padrões a serem aprendidos também é 10 ($m=10$). Outros parâmetros do estudo são: número de gerações ($N_{ger.}$) igual a 50, número de melhores clones (n) igual a 10 e β igual a 2. Assim, N_c segue uma série 20, 10, 7, 5, 4, 3, 3, 2, 2, 2 mas, por questões práticas, só foram utilizados os valores de i entre 1 e 5. A medida de afinidade utilizada é dada pela distância de Hamming entre o anticorpo (ac_k) e o antígeno (ag_j) da seguinte forma:

$$D = \sum_{i=1}^l \delta_i \text{ onde } \begin{cases} 1 & \text{se } ac_k \neq ag_j \\ 0 & \text{se } ac_k = ag_j \end{cases} \quad (4.2)$$

Os resultados são apresentados a seguir na Figura 4.6. A primeira série de padrões (1ª linha da figura) corresponde à população de anticorpos gerados aleatoriamente. Como é de se notar, não se reconhece qualquer um dos algarismos. A partir daí, linha a linha, sucessivamente, são mostrados os resultados de 10 em 10 gerações até o máximo de 50 gerações.



Figura 4.6 - Sequência de aprendizado dos anticorpos de 10 em 10 gerações

Após dez gerações (2ª linha da figura), ainda há muita indefinição, mas os contornos de alguns algarismos começam a se formar. A partir da vigésima geração (3ª linha da figura) todos os algarismos já são reconhecíveis. Da 30ª à 50ª geração, há uma depuração nos padrões como efeito da melhoria na qualidade dos anticorpos de memória. Percebe-se que não é necessária a correspondência exata entre o conjunto de anticorpos e o conjunto de antígenos para se obter o reconhecimento do padrão.

4.4.2. Otimização

A primeira aplicação e que gerou o algoritmo original do SIA trata de reconhecimento de padrões [133], mas foi mais tarde adaptado para resolver problemas de otimização com ênfase em otimização multimodal e combinatória.

Pelo SIA na versão da Seleção Clonal, o algoritmo realiza uma busca, onde cada elemento é otimizado localmente através da exploração do espaço e seus arredores. Nas novas gerações, há um aprofundamento da pesquisa pelo espaço de busca através do processo de maturação dos novos elementos. Esta característica é útil na solução de problemas de otimização, particularmente na otimização multimodal.

4.4.2.1. Algoritmo

Algumas modificações no algoritmo de reconhecimento de padrões da seção 4.4.1.1, feitas para adaptá-lo à tarefa de otimização, são mostradas a seguir.

- No item a, não existe população de antígenos (**AG**) a ser reconhecida e sim uma função $g(\cdot)$ a ser otimizada (maximizada ou minimizada). A afinidade dos anticorpos corresponde à avaliação da função objetivo representada pela população de anticorpos. Cada anticorpo ac_i representa um ponto no espaço de busca. Como não há população de antígenos a ser reconhecida, a própria população de anticorpos **AC** compõe o conjunto de memória e assim não é necessário manter outro conjunto de memória em separado.
- No item g, n anticorpos são selecionados para compor o conjunto **AC** ao invés de um único indivíduo ac^* .

Neste processo o objetivo é localizar múltiplos pontos ótimos dentro de uma mesma população de anticorpos. Para isso, dois parâmetros têm seus valores fixados:

1. Fazer $n = N$, isto é, todos os anticorpos da população são selecionados para a clonagem do item c
2. O número de clones gerados para cada anticorpo é o mesmo.

Assim, a expressão que define o número de clones passa a ser,

$$N_c = \sum_{i=1}^n \text{arred}(\beta N) \quad (4.3)$$

A partir desta definição, todos os anticorpos geram um mesmo número de clones. A afinidade de cada anticorpo não mais o privilegia no sentido gerar clones. A função afinidade somente conta para determinar a taxa de hipermutação para cada anticorpo, que é ainda proporcional a ela.

O fluxograma do processo de otimização é apresentado na Figura 4.7.

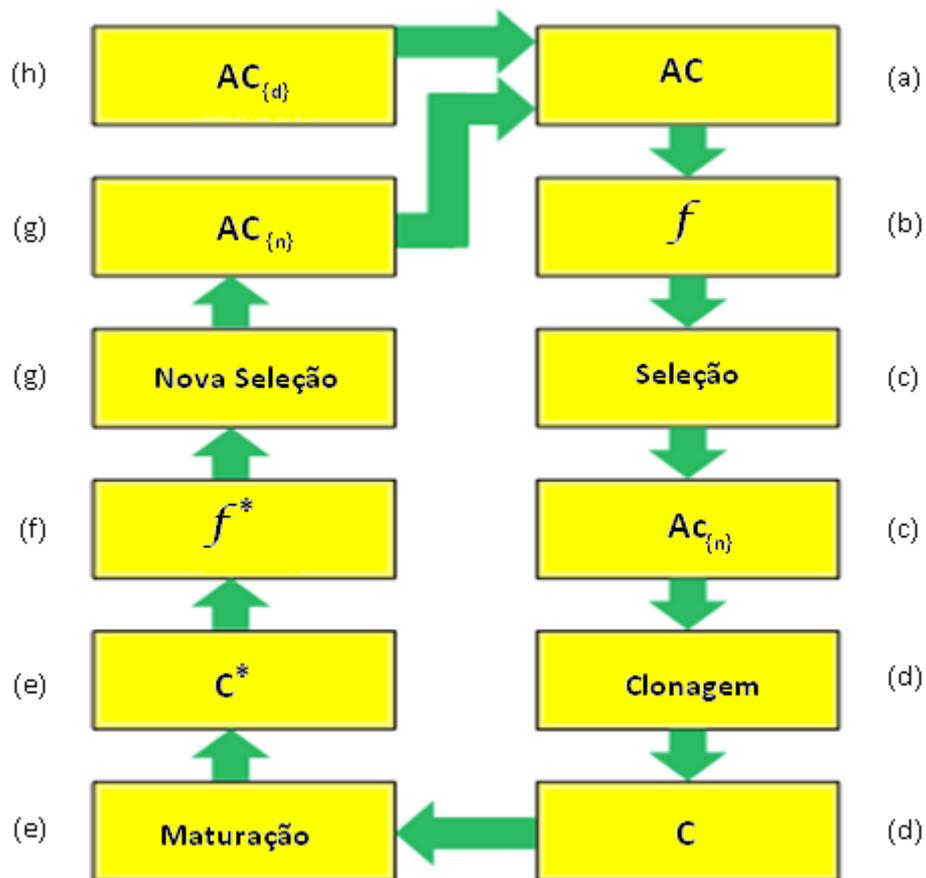


Figura 4.7 - Fluxograma do Algoritmo para Otimização

4.4.2.2. Aplicação

Para exemplificar, é feita a maximização da função:

$$f(x) = -x^2 - 30x + 451 \quad (4.4)$$

Para esta maximização, é utilizado um sistema com $N = 10$ anticorpos. Neste exemplo, β é igual a 1, portanto $N_c = 10$, $n = 8$ e $N_{ger} = 10$.

Na tabela 4.1, a seguir, são mostrados os valores dos anticorpos e suas respectivas afinidades, obtidos nas condições de simulação descritas. O sentido do melhor anticorpo é da esquerda para a direita. Também, são mostrados valores com 4 algarismos significativos.

Geração 1	Anticorpo	-4.115	-26.27	-26.84	-1.139	-1.11	2.114	4.681	7.853
	Afinidade	557.5	549	535.8	483.9	483.1	383.1	288.7	153.8
Geração 2	Anticorpo	-4.181	-26.06	-26.73	-1.336	-1.261	1.879	4.681	-40.33
	Afinidade	559	553.6	538.4	489.3	487.2	391.1	288.7	34.54
Geração 3	Anticorpo	-4.356	-25.9	-26.56	-1.555	-1.504	1.682	-32.89	4.457
	Afinidade	562.7	557.1	542.3	495.2	493.8	397.7	356	297.4
Geração 4	Anticorpo	-9.238	-4.511	-25.66	-26.56	-1.692	-1.621	1.486	-32.7
	Afinidade	642.8	566	562.3	542.3	498.9	497	404.2	362.8
Geração 5	Anticorpo	-15.89	-9.435	-4.716	-25.65	-26.34	-1.837	-1.822	-30.83
	Afinidade	675.2	645	570.2	562.6	547.5	502.7	502.3	425.6
Geração 6	Anticorpo	-15.68	-9.64	-4.753	-25.43	-26.25	-1.944	-1.912	-39.03
	Afinidade	675.5	647.3	571	567.3	549.3	505.5	504.7	98.55
Geração 7	Anticorpo	-15.55	-17.24	-9.82	-4.956	-25.3	-26.21	-2.072	-1.964
	Afinidade	675.7	671	649.2	575.1	569.8	550.3	508.9	506.1
Geração 8	Anticorpo	-15.38	-17	-9.993	-5.161	-25.22	-26	-2.214	-41.65
	Afinidade	675.9	672	650.9	579.2	571.6	555.1	512.5	-34.31
Geração 9	Anticorpo	-15.14	-16.78	-10.14	-5.395	-25.22	-25.93	-2.402	7.371
	Afinidade	676	672.8	652.4	583.7	571.6	556.6	517.3	175.5
Geração 10	Anticorpo	-15.02	-16.54	-10.37	-5.632	-25.04	-25.73	-3.153	-2.593
	Afinidade	676	673.6	654.6	588.2	575.2	560.9	535.7	522.1

Tabela 4.1 - Resultado do Processo de Otimização

A Figura 4.8 apresenta a evolução do anticorpo com maior afinidade (o primeiro da esquerda) ao longo das gerações 1 a 10.

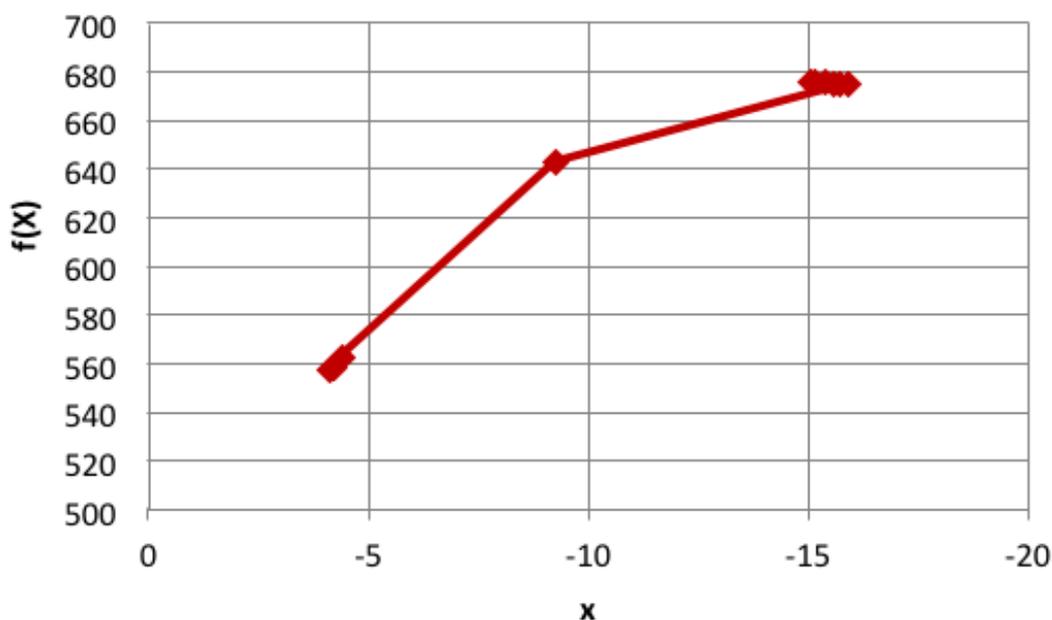


Figura 4.8 - Evolução da Solução do Problema

A figura 4.9 mostra, mais detalhadamente, como os anticorpos de memória aceleram em direção à solução do problema após a quarta geração.

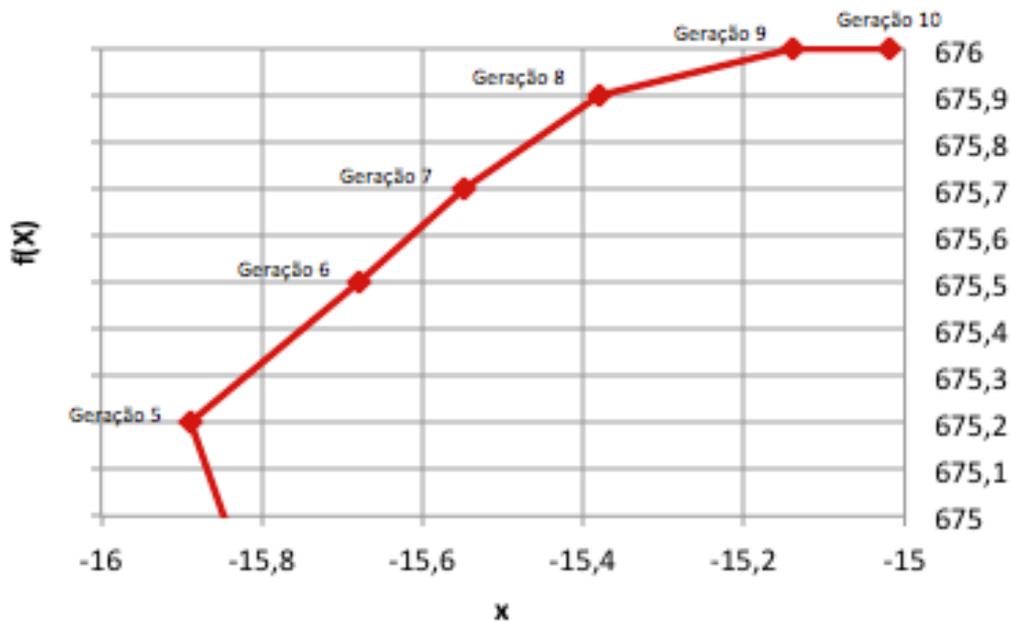


Figura 4.9 - Evolução da Solução do Problema com Maior Resolução nos Pontos de Interesse

Observa-se a rapidez (apenas 6 gerações) com que os anticorpos tendem para região de solução. O ponto ótimo da função acontece para o valor de abscissa -15 e ordenada 676. Após dez gerações, para a abscissa -15,02 foi obtida a ordenada de 675,9996 correspondente a um erro de 0,00006%.

4.5. Considerações

Exemplos do Sistema Imunológico em sistemas de potência foram relacionados em 2.6.2 mostrando sua diversidade de aplicações. O tratamento que é dado neste trabalho considera a otimização multi objetivos. No capítulo seguinte é descrita a otimização multi objetivo segundo a ótica de Pareto, necessária à compreensão do encaminhamento a ser dado na solução do problema.

5. OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE PARETO

O objetivo da otimização multi objetivo é encontrar um conjunto de soluções aceitáveis para serem apresentadas ao tomador de decisão para que este escolha, de acordo com informações adicionais, a solução do problema. Um grande número de alternativas é estudado durante a aplicação da metodologia de otimização multi objetivos. Nesta fase, o estudo mostra a relação entre os vários objetivos, geralmente conflitantes; é aqui que são analisadas as contrapartidas entre uma solução e outra, determinando de que maneira se dá a solução do problema.

5.1. Formulação

Numa formulação geral de um problema envolvendo N objetivos têm-se:

$$\text{Minimizar} \quad \vec{y} = \vec{F}(\vec{x}) = [f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), f_3(\vec{x}), \dots, f_n(\vec{x})]^T, \quad (5.1)$$

$$\text{Sujeito a} \quad g_j(\vec{x}) \leq 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, M \quad (5.2)$$

$$\text{Onde} \quad \vec{x} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_p]^T \in \Omega \quad (5.3)$$

\vec{y} é o vetor objetivo, g_j representa as restrições e \vec{x} é um vetor P-dimensional que representa as variáveis de decisão dentro do espaço Ω , o espaço objetivo (*objective space*). O subespaço dos vetores objetivos que satisfazem as restrições é chamado de espaço de possibilidades (*feasible space*).

A solução que é ótima para todos os objetivos é:

$$\vec{x}_0^* \in \Omega : \forall \vec{x} \in \Omega, f_i(\vec{x}_0^*) \leq f_i(\vec{x}), \text{ para } i \in \{1, 2, 3, \dots, N\} \quad (5.4)$$

Para o caso mais geral de $N > 1$ a solução geralmente não existe em forma única pois as funções objetivos individuais $\{f_i\}$ são tipicamente conflitantes. Existe um número incontável de conjunto de soluções. São chamadas de soluções não dominadas, para as quais um objetivo não pode ser melhorado sem se degradar pelo menos um outro. Elas representam as diversas correspondências (*trade off*) entre as funções objetivo [67,110,135].

5.2. Otimalidade Segundo Pareto

Para se comparar os candidatos à solução em problemas de otimização multi objetivo são usados os conceitos de dominância e otimalidade de Pareto. Uma solução pertence ao conjunto de Pareto se nenhuma outra solução pode melhorar no mínimo um de seus objetivos sem degradar nenhum outro.

Formalmente, um vetor-decisão é um vetor,

$$\vec{u} = [u_1, u_2, u_3, \dots, u_p]^T \quad (5.5)$$

Este vetor é dominado segundo Pareto se, e somente se, o vetor decisão

$$\vec{v} = [v_1, v_2, v_3, \dots, v_p]^T \quad (5.6)$$

em um contexto de minimização, atende a

$$\forall i \in \{1, 2, 3, \dots, N\}, \quad f_i(\vec{u}) \leq f_i(\vec{v}) \quad (5.7)$$

e

$$\exists j \in \{1, 2, 3, \dots, N\} : f_j(\vec{u}) < f_j(\vec{v}) \quad (5.8)$$

A dominância de Pareto é usada para comparar e ordenar os vetores-decisão. Diz-se que \vec{u} domina \vec{v} se $F(\vec{u})$ é melhor que $F(\vec{v})$ para todos os objetivos, e existe pelo menos uma função objetivo para a qual se $F(\vec{u})$ é estritamente melhor que $F(\vec{v})$.

Uma solução \vec{u} é dita ótima de Pareto (Pareto optimal) se e somente se não existe outra solução que a domine. A solução \vec{u} não pode ser melhorada em pelo menos um objetivo sem afetar adversamente pelo menos outro. O vetor-objetivo $F(\vec{u})$ é dito um vetor dominante de Pareto ou não inferior ou não dominado. O conjunto de todas as soluções ótimas de Pareto é chamado de Conjunto Ótimo de Pareto. Os vetores-objetivo correspondentes são chamados de Fronteira de Pareto. É geralmente impossível encontrar uma expressão analítica dessa fronteira. A seguir as Figuras 5.1 e 5.2, mostram aspectos de um processo de otimização multi objetivo de duas variáveis, segundo Pareto [67,110].

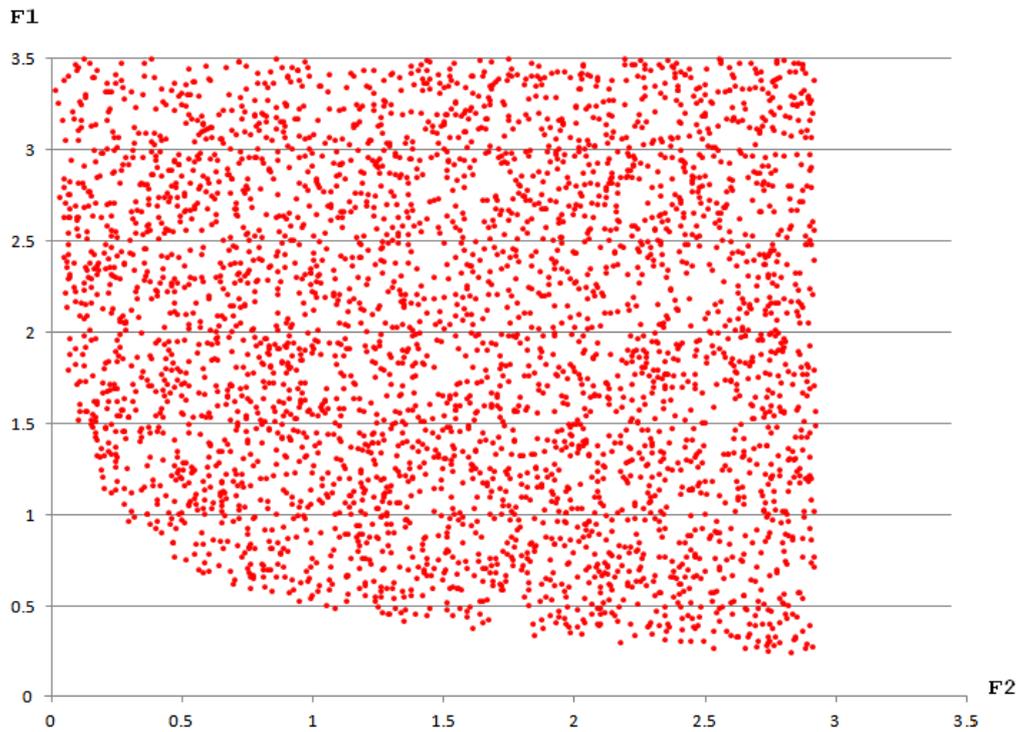


Figura 5.1 Gráfico de F1 x F2

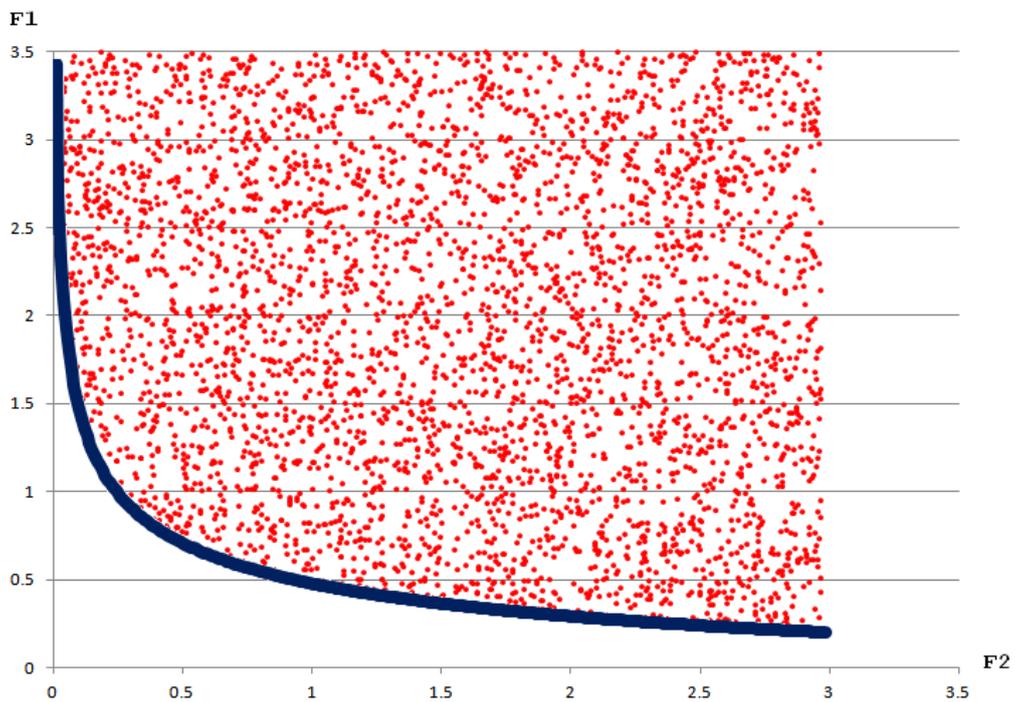


Figura 5.2 Gráfico de F1 x F2 evidenciando a Fronteira de Pareto

A Figura 5.1 apresenta a distribuição de pontos que relacionam as duas variáveis a serem otimizadas. Na Figura 5.2 vê-se a Fronteira de Pareto, conjunto dos vetores não dominados.

5.3. Tipos de Solução

Existem diversos métodos para se resolver problemas de otimização multi objetivo. A solução Clássica consiste em converter um problema multi objetivo em um problema de objetivo único. Pode ser resolvido por técnicas já citadas no subitem 2.6. Esta conversão assume que, seja indicando a ordem dos objetivos por importância, seja direcionando a solução por parte do tomador de decisão, sejam resolvidas como tendo uma única solução. A melhor solução que atenda aos critérios e as informações adicionais estabelecidas pelo decisor.

Uma segunda classe de técnicas, hoje possíveis por causa do desenvolvimento da capacidade computacional e também das soluções baseadas em meta-heurísticas. Este tipo de solução é direcionada à determinação da fronteira de Pareto através da otimização das funções em separado. Estas técnicas são vantajosas pois apresentam ao tomador de decisão um grande espectro de objetivos correspondentes [67,110,134].

5.3.1. Métodos Clássicos

Ainda que estas técnicas sejam relativamente simples, elas são em sua maioria ineficientes. Às vezes são sensíveis à forma da Fronteira de Pareto [110].

5.3.1.1. Ponderação

O método de ponderação se utiliza da conversão do problema multi objetivo em objetivo único através da aplicação de uma função ao vetor objetivo. Este operador é modelado pelo tomador de decisão de modo a representar as suas preferências ao se resolver o problema. Uma função muito comum para esse fim é a combinação linear.

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{j=1}^N w_j f_j(\vec{x}) \quad (5.9)$$

$$\text{com} \quad w_j \geq 0 \quad (5.10)$$

$$\text{e} \quad \sum_{j=1}^N w_j = 1 \quad (5.11)$$

Os w_j indicam a importância relativa que o tomador de decisão associa ao objetivo j e deve ser especificado para cada k objetivos a priori. Os valores ótimos de w_j não podem ser determinados pelo processo de otimização. A solução da otimização com único objetivo resulta em um único valor que é ótimo dado o conjunto de pesos (w_j) utilizados. Numa variante deste método chamada Ponderação Dinâmica, os pesos são

alterados incrementalmente. Isso proporciona variabilidade nas soluções. É simples na implementação mas não determina a Fronteira de Pareto [67,110,134].

Programação por Metas

É uma variação da técnica anterior. Procura minimizar o desvio de metas pré-especificadas. Sua formulação é:

$$\text{Minimiza} \quad Z = \sum_{j=1}^N |T_j - f_j(\vec{x})| \quad (5.12)$$

Onde T_j representa uma meta a ser atingida, determinada pelo tomador de decisão. Como na técnica da Ponderação, necessita de informações fornecidas a priori.

5.3.1.2. Restrição – ϵ

Este método foi idealizado de modo a se descobrir as soluções ótimas segundo Pareto. É baseada na otimização de um objetivo enquanto os outros são considerados como restrições limitadas a um intervalo ϵ_i . O problema é resolvido repetidas vezes para diversos valores de ϵ_i de modo a gerar o Conjunto de Pareto.

$$\text{Minimizar} \quad f_k(\vec{x}), \vec{x} \in \Omega \quad (5.13)$$

$$\text{Sujeita a} \quad f_i(\vec{x}) \leq \epsilon_i \quad (5.14)$$

$$\text{e} \quad g_j(\vec{x}) \leq 0 \quad (5.15)$$

$$\text{com} \quad i=1,2,3,\dots,N \text{ e } i \neq k \quad (5.16)$$

$$\text{e} \quad j=1,2,3,\dots,M \quad (5.17)$$

É um processo simples ainda que computacionalmente intenso. As soluções não são globalmente não dominadas. [67,110,134]

5.3.2. Métodos Heurísticos

Algumas técnicas inteligentes são orientadas no sentido de gerar diretamente a Fronteira de Pareto através da otimização simultânea de diversos objetivos individuais. Algoritmos heurísticos têm auxiliado nesta versão de solução. Estes algoritmos têm a vantagem de encontrar várias soluções em uma única iteração. Eles também oferecem uma grande flexibilidade ao tomador de decisão quando informações a priori estão disponíveis, caso comum na solução de problemas reais. A questão é somente como

direcionar a busca ao Conjunto Ótimo de Pareto e como manter a diversidade da população evitando a convergência prematura.

A computação evolucionária tenta mimetizar o processo de evolução biológica. Uma população de indivíduos representando diferentes soluções evolui até encontrar a solução ótima. Diversos algoritmos são utilizados para este fim, tais como, Algoritmos Genéticos, Programação Evolucionária, Estratégia Evolucionária, PSO e Sistema Imunológico Artificial [67,110].

5.4. Considerações

Neste trabalho é estudada a solução de problema de otimização multi objetivo através do Sistema Imunológico Artificial considerando a colocação de FACTS para resolver problemas de estabilidade em sistemas de potência. Primeiramente, é feito o estudo para o sistema de 14 barras do IEEE, onde é explorada a técnica de solução aqui a ser desenvolvida. Após este estudo, é aplicada sucessivamente, para problemas diferentes, a mesma técnica ao sistema interligado nacional. Este estudo é mostrado no capítulo 6, a seguir.

6. METODOLOGIA PROPOSTA

A proposta deste trabalho é determinar o conjunto mais adequado de FACTS a ser instalado em uma rede identificando sua localização, tipo e dimensionamento. A seleção deste conjunto busca eliminar os problemas de estabilidade da rede compatibilizando os custos decorrentes de um estado inicial com menor segurança operativa e os custos de investimentos na mitigação das instabilidades. Trata-se, além de um diagnóstico dos problemas e indicação de suas soluções, da obtenção de um estudo de pré-viabilidade do empreendimento.

A metodologia proposta consiste em selecionar um conjunto de FACTS, instalá-lo na rede e testar seu funcionamento. Os testes são realizados através de um sistema inteligente representado pelo algoritmo SIA que otimiza o processo na busca da solução ótima.

Primeiramente a rede é avaliada de modo a se determinar seu Índice de Falta de Qualidade – IFQ. Este índice é associado a um custo econômico para o sistema, advindo dos problemas de estabilidade característicos da rede em seu estado atual. Esta falta de qualidade é associada a este custo. Isto é feito através da indexação do IFQ pelo Fator de Relação de Qualidade de Investimentos – FQI. Esta é a avaliação do estado inicial da rede.

Uma vez avaliado o custo dos problemas de estabilidade para a rede, o processo consiste em realizar investimentos em FACTS de modo a reduzi-lo de modo a minimizar o encargo total à rede, que consiste no custo relativo à falta de qualidade da rede somado aos investimentos realizados em FACTS. Esta última sentença mostra em essência como é equacionada a Função Avaliação.

A técnica de otimização empregada (SIA) utiliza primeiramente o programa SIASim para gerar os anticorpos e seus clones (conjunto de FACTS instalados na rede) e executar as mutações nestes clones de modo a se variar o local e/ou o tipo do equipamento instalado na rede. Este programa produz dois conjuntos de “batches”. Um para ser computado no ANAREDE e outro no ANATEM. O “batch” do ANAREDE contém cartões relativos a Compensadores Estáticos de Potência Reativa e Compensadores Série Controláveis, DCER e DCSC respectivamente na terminologia dos cartões do ANAREDE. Em caso de instalação de um SVC ou um STATCOM, há correspondência, no ANAREDE, a um DCER; no caso de instalação de um TCSC ou

um SSSC, há correspondência a um DCSC. No “batch” do ANATEM são colocados todos os dados referentes à aplicação e retirada da perturbação, tempo de duração do estudo, dados dinâmicos dos FACTS instalados, o arquivo do fluxo de potência convergido obtido anteriormente e os pontos de leituras das variáveis de interesse. O resultado da simulação deste último “batch” no ANATEM é um conjunto de arquivos que habitualmente são lidos em um programa chamado PLOTGRAF. Neste programa podem-se ver os gráficos resultantes da simulação dinâmica da perturbação na rede e seus efeitos, agora com os FACTS instalados. Este procedimento é feito para cada caso do ANATEM, que corresponde a cada anticorpo instalado na rede, cada um deles gerando um arquivo gráfico. Finalmente, o programa AvaliaSim lê cada um destes arquivos gráficos e os analisa de acordo com os critérios de avaliação condensados na Função Avaliação. De acordo com os valores obtidos nesta função há a classificação, seleção, memorização e descarte (etapas do SIA) para a continuidade da busca. Assim, novos conjuntos de anticorpos são formados e o processo se repete até que haja a repetição por três vezes consecutivas do anticorpo melhor colocado presente no conjunto de memória, que é o critério adotado neste trabalho, quando então há a finalização do processo. A Figura 6.5 da Seção 6.10 resume o processo como um todo.

Após esta visão geral, este capítulo continua com diversas seções que detalham a metodologia e o procedimento proposto. A Seção 6.1 mostra quais e como os programas são usados neste desenvolvimento. A Seção 6.2 mostra como é feita a seleção de contingências para identificar a pior ou piores perturbações a que o sistema está sujeito. A Seção 6.3 trata acerca da aplicação das perturbações e os tempos de duração do estudo. A Seção 6.4 apresenta a pré-análise, responsável pela identificação das barras e circuitos onde os FACTS são instalados de modo a produzirem maior efeito na mitigação dos problemas de estabilidade. A Seção 6.5 discute os critérios utilizados para se avaliar a rede pré e pós-instalação dos equipamentos. Introduce também o IFQ, importante para o processo como um todo. A Seção 6.6 compara os custos decorrentes de problemas de estabilidade na rede com os investimentos em FACTS que possa mitigá-los e seus equacionamentos. Mostra também a utilização do FQI no estudo e sua importância. A Seção 6.7 mostra a composição e a formatação da Função Avaliação, responsável pelo direcionamento da solução no processo do SIA. Uma vez que a solução do problema é obtida apenas com a instalação de FACTS, a Seção 6.8 apresenta os tipos utilizados e seus custos, bem como forma de sua avaliação. A Seção 6.9 explica

como foi implementado o SIA no estudo e como este funciona na operação do processo de otimização. Finalmente, o esquema da Seção 6.10 resume todo o processo, seus componentes e seus funcionamentos.

6.1. Programas Utilizados

Foram desenvolvidos dois programas em C#, cujos funcionamentos são detalhados na Seção 6.9, ao ser explicado o SIA. O C# (CSharp) é uma linguagem de programação orientada a objetos criada pela Microsoft e faz parte da sua plataforma “.Net”. Estes programas são específicos para a implementação do Sistema Imunológico Artificial. O primeiro programa é o SIASim. É responsável pela criação, clonagem e mutação dos anticorpos.

Também são utilizados os programas ANAREDE, ANATEM e PLOTGRAF do CEPEL. O ANAREDE é utilizado para fornecer casos gravados e convergidos que contenham informações de carregamento e topologia dos sistemas que são analisados. Os arquivos com casos do ANAREDE fazem parte dos dados de entrada para a execução do ANATEM, que realiza a análise da estabilidade em sistemas submetidos a perturbações. Entretanto, em versões mais recentes do programa, existem códigos de execução relativos a conversores tipo fonte de tensão (VSC). É possível a modelagem de equipamentos como o STATCOM e o SSSC, que são associados ao conversor VSC através de códigos definidos por usuários (CDU). No ANAREDE não existe modelagem de STATCOM ou SSSC. Em suas posições na rede, são colocados o SVC e o TCSC, respectivamente. Os CDUs interpretam os respectivos SVCs e TCSCs colocados nos casos do ANAREDE, como STATCOMs e SSSCs. A simulação no ANATEM resulta em uma série de arquivos gráficos (*.PLT) que originalmente são apresentados no programa PLOTGRAF.

O outro programa feito em C# é o AvaliaSim. Este último lê os arquivos gráficos “*.PLT” e faz a avaliação de cada alternativa, classificando e selecionando o conjunto de anticorpos de memória através do processo de maturação.

6.2. Seleção das Contingências

Com base no estudo de contingências, são identificadas as condições que provocam os estados mais prejudiciais ao bom funcionamento da rede concernente à sua segurança e estabilidade. São decorrentes de perdas ou alterações de estados e/ou parâmetros em

elementos da rede, ocorrências de faltas e/ou falhas em equipamentos das quais que causam perturbações na tensão e em fluxos de potência ativa e/ou reativa. Assim, destacam-se as contingências que provocam as maiores não conformidades, segundo o critério que baseia a segurança e estabilidade da rede. Estas contingências são escolhidas através de estudos de fluxo de potência em regime permanente e dinâmico, aqui realizados pelos programas ANAREDE e o ANATEM, respectivamente.

6.3. Critérios de Simulação

Como critério inicial, deve-se chamar a atenção para as condições gerais do sistema a ser estudado. As diferentes situações de carga: pesada, média e leve, impõem modos diferentes de operação da rede que, mesmo atendendo aos mesmos critérios de operação, podem apresentar particularidades. Diferença nos limites de intercâmbio, modificações nos limites de equipamentos, controles de tensão específicos, alteração no número de unidades sincronizadas nas usinas, e etc. são condições que devem ser previamente observadas ao se planejar o estudo.

Os critérios de simulação especificam qual e como devem ser aplicada as perturbações a fim de se realizar o estudo dinâmico de interesse, e em que número são aplicadas. Devem respeitar os objetivos da análise de modo a satisfazer o tipo de estudo realizado.

São enumerados, a seguir, os critérios aqui utilizados.

6.3.1. Seleção dos Tipos de Perturbações

Genericamente as perturbações podem ocorrer como:

- Aberturas ou fechamento de circuitos
- Aplicação de curtos circuitos trifásicos
- Perda ou aumento de geração
- Perda de compensação reativa em derivação
- Perda ou aumentos de cargas

São selecionados um ou mais tipos de perturbações que são aplicados ao sistema de acordo com o estudo a ser realizado.

6.3.2. Aplicação da Perturbação

Dentro do arquivo a ser processado pelo ANATEM é selecionado um tempo inicial onde a primeira perturbação é aplicada, de modo a se manter registrado um breve período de regime anterior à perturbação. O tempo inicial é arbitrário. São selecionados os tempos de ocorrências das perturbações seguintes, se houver, de acordo com o efeito que se deseja demonstrar.

6.3.3. Eliminação da Causa da Perturbação

A eliminação do efeito de cada perturbação correspondente à remoção de curtos circuitos, religamentos de circuitos, gerações ou compensações reativas ou alteração de parâmetros de elementos da rede. Estes tempos também são indicados nos “*batches*” processados pelo ANATEM.

6.3.4. Duração do Estudo

Segundo o módulo 23 dos Procedimentos de Rede do ONS [135], as durações mencionadas ou os tempos determinados em critérios para as avaliações de parâmetros nos estudos de estabilidade eletromecânicas são:

- 15 segundos no estudo de estabilidade eletromecânica
- 8 segundos no estudo de autoexcitação em máquinas síncronas
- 0,5 segundo no estudo de rejeição de carga
- 20 segundos no estudo de casos que ocorram sub e sobrefrequência

6.4. Pré Análise

A pré-análise é necessária para se verificar quais são os locais de instalação mais sensíveis considerando o parâmetro a ser trabalhado.

A análise de sensibilidade é feita com o programa ANAREDE. Três tipos de critérios foram empregados:

- Sensibilidade de potência reativa injetada na barra de carga em função de magnitude de tensão em outras barras

- Sensibilidade do fluxo de potência ativa ou reativa em um circuito em função da injeção de potência ativa ou reativa em outras barras
- Sensibilidade do fluxo de potência ativa ou reativa em um circuito em função da retirada de outro circuito

Dessa forma, conforme a necessidade do caso, utiliza-se a análise de sensibilidade para se obter uma relação de barras candidatas a receber SVC ou STATCOM e circuitos, candidatos a receberem TCSC ou SSSC. A relação de barras e circuitos alimenta o programa SiaSim.

6.5. Critérios de Avaliação e Índice de Falta de Qualidade (IFQ)

Os critérios utilizados no estudo são inspirados nos “Critérios para Estudos Elétricos”, módulo 23 dos Procedimentos de Rede do ONS [135]. A partir daí foram estabelecidos critérios em regime permanente e em regime dinâmico.

Com relação ao regime permanente, a rede deve apresentar-se sem violações de tensão e sobrecargas nos circuitos. Os valores máximos de carregamento são aqueles determinados pelo proprietário da rede. No critério de tensão, a faixa de 0,95 p.u. a 1,05 p.u. é considerada como condição normal de operação. Valores fora dela são considerados como não conformidade e são corrigidos. Tanto na situação pré-distúrbio como após o novo regime permanente ser alcançado, não deve haver violações de tensão e carregamento.

Considerando o regime dinâmico, os critérios a serem considerados são:

- a. Tensão mínima após a eliminação do distúrbio, na primeira oscilação não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação.
- b. Tensão mínima após a eliminação do distúrbio nas demais oscilações (após a primeira) não deve ser inferior a 80% da tensão nominal de operação.
- c. A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e final da simulação deve ser de 10%.
- d. O valor eficaz das oscilações da tensão deve ser menor ou igual a 2%, 10 segundos após a eliminação do distúrbio.

- e. A tensão mínima 10 segundos após a eliminação do distúrbio não deve ser inferior a 0,95 p.u.
- f. A tensão máxima 10 segundos após a eliminação do distúrbio não deve ser superior a 1,05 p.u.
- g. A frequência mínima a ser observada após o distúrbio deve ser de 57Hz.
- h. 20 segundos após a eliminação do distúrbio a frequência mínima deve ser de 59,5Hz
- i. O valor médio da potência acelerante deve ser menor ou igual a 2%, 10 segundos após a eliminação do distúrbio.
- j. O valor eficaz das oscilações da potência acelerante deve ser menor ou igual a 2%, 10 segundos após a eliminação do distúrbio.
- k. O valor eficaz das oscilações do fluxo de potência ativa deve ser menor ou igual a 2%, 10 segundos após a eliminação do distúrbio.

Com base nestes critérios é constituído o índice utilizado durante a otimização pelo Sistema Imunológico que é apresentado a seguir.

- a. Se $V_{(u,t)} < 0,60$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_a = Contador_a + K_a$
- b. Se $V_{(u,t)} < 0,80$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_b = Contador_b + K_b$
- c. Se $\left[\frac{|V_{in} - V_{fiml}|}{V_{in}} \right]_u > 0,10$ p.u. $\Rightarrow Contador_c = Contador_c + K_c$
- d. Se $[V_{efosc_u}]_t > 0,02$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_d = Contador_d + K_d$
- e. Se $V_{(u,t)} < 0,95$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_e = Contador_e + K_e$
- f. Se $V_{(u,t)} > 1,05$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_f = Contador_f + K_f$
- g. Se $Freq_{(u,t)} < 57$, com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_g = Contador_g + K_g$
- h. Se $Freq_{(u,t)} < 59,5$, com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Contador_h = Contador_h + K_h$
- i. Se $[V_{efosc_{ui}}]_t > 0,02$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Soma_i = Soma_i + [V_{ef_i}]_t$
- j. Se $[P_{aceef_u}]_t > 0,02$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Soma_j = Soma_j + [P_{aceef_j}]_t$
- k. Se $[P_{atefosc_u}]_t > 0,02$ p.u., com $LI_a < t < LS_a \Rightarrow Soma_k = Soma_k + [P_{atef_j}]_t$

onde:

$t \Rightarrow$ instante de tempo

$u \Rightarrow$ número da barra

$V_{(u,t)} \Rightarrow$ Tensão da barra u no instante de tempo t

$V_{in} \Rightarrow$ Valor de tensão no início da simulação

$V_{fim} \Rightarrow$ Valor de tensão no fim da simulação

$V_{efosc} \Rightarrow$ Valor eficaz da oscilação de tensão

$Freq_{(u,t)} \Rightarrow$ Valor de frequência na barra de geração na barra u no instante t

$P_{acefu} \Rightarrow$ Valor eficaz da potência acelerante na geração na barra u

$P_{atefosci} \Rightarrow$ Valor eficaz da oscilação de potência ativa na barra u

$LI_i \Rightarrow$ Limite inferior do intervalo temporal da i -ésima subfunção de avaliação

$LS_i \Rightarrow$ Limite superior do intervalo temporal da i -ésima subfunção de avaliação

Contador \Rightarrow Contador de penalidades

Soma \Rightarrow Soma de Valores Eficazes

$K_u \Rightarrow$ Penalidade

A avaliação das subfunções entre os limites de tempo LI_i e LS_i se deve pela necessidade do programa de avaliação (AvaliaSim) integralizar medidas entre estes limites. Os valores de LI_i e LS_i devem ser compatibilizados a cada estudo.

Os valores das penalidades K_u são escolhidos arbitrariamente. O índice total que recebe o nome de Índice de Falta de Qualidade, IFQ, que é a soma de todos os valores das subfunções de a a k . Este índice representa a soma de efeitos que se procura minimizar na rede. Então, quanto menor IFQ maior a qualidade da rede.

6.6. Custos Decorrentes da Falta de Qualidade da Rede

Na Seção 6.4 foi mostrado em linhas gerais como é avaliado o estado em que se encontra a rede elétrica no que diz respeito aos custos consequentes de interrupções. Cada subfunção aponta para um problema de estabilidade da rede. A soma de todas as subfunções que resultam no IFQ é um número puro, uma soma de penalizações que

fazem uma indicação comparativa do estado da rede num dado momento. Há uma correlação econômica entre o IFQ e os custos relacionados com o risco de interrupções. É a versão econômica do IFQ que permite compará-los aos investimentos, expressos monetariamente (Seção 6.6).

Como já mencionado no Capítulo 1, o custo de interrupções esperado é muito difícil de ser avaliado [3,5,6] e sua determinação ultrapassa o escopo deste trabalho. No entanto este é o dado básico necessário para se realizar o que se propõe no objetivo: criar um procedimento eficiente para determinar os investimentos necessários em FACTS que minimizem os custos decorrentes de problemas de estabilidade. Há por parte do processo um confronto entre os custos correspondentes a perdas ou cortes de carga, redução na geração, penalizações, processos judiciais, indenizações a terceiros, etc. e o montante de investimentos em FACTS capazes de reduzir estes custos. É, portanto, um problema que envolve variáveis expressas monetariamente.

Na figura 6.1 é mostrada uma relação hipotética entre custos de interrupção em função do IFQ.

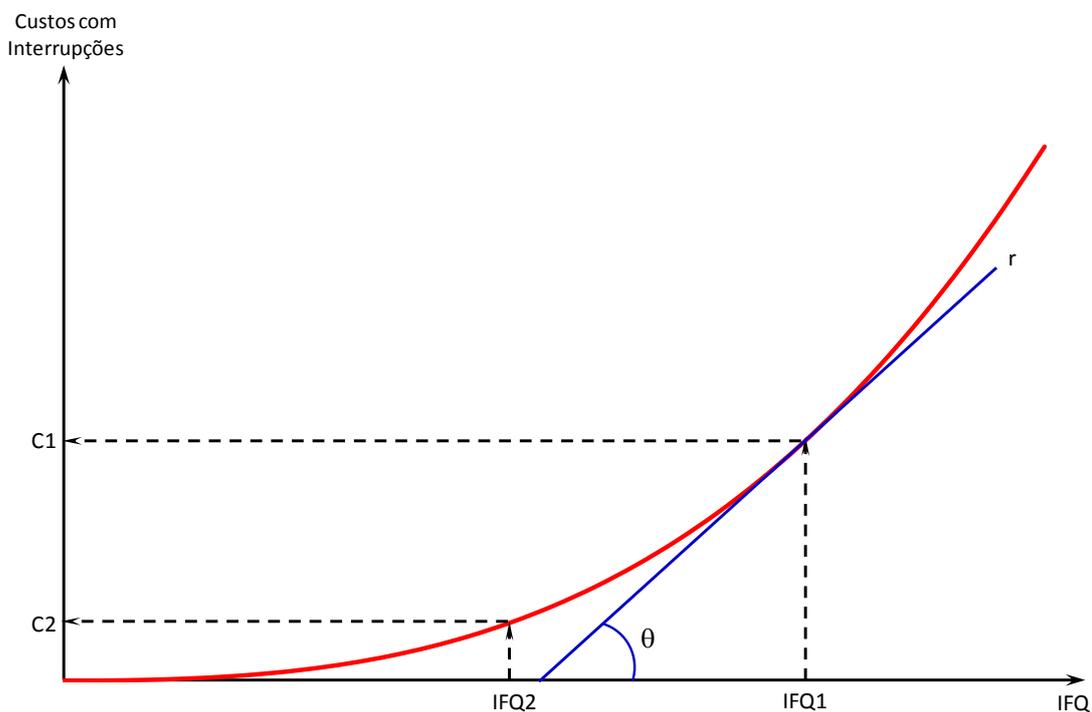


Figura 6.1 – Relação entre Custos de Interrupção e FQI

Aos índices IFQ1 e IFQ2 associados a duas configurações diferentes da rede, correspondem a custos de interrupção esperados C1 e C2. A dimensão destes custos pode representar, para o negócio da empresa, perspectiva de prejuízo ou de lucro. O custo de interrupção esperado a que a empresa está exposta somada a variáveis como,

inflação, taxa de juros, carga tributária, encargos sociais, etc. afetam a lucratividade e até, em casos extremos, a viabilidade do negócio. Um valor mínimo de qualidade da rede deve ser estabelecido. Deve-se observar enfaticamente que esta relação, custos expressos economicamente e IFQ, é desconhecida. No entanto, diversas avaliações sobre o impacto da energia não suprida assim como de variações na tensão sobre os consumidores têm sido objeto de estudo recentes principalmente devido à reestruturação do setor elétrico onde se verifica a necessidade de precificar este impacto.

Para obter um aumento na qualidade da rede (redução no IFQ) é necessário impor melhorias na rede, o que significa fazer investimentos. Os investimentos de que trata este estudo são restritos à instalação de FACTS, como já citado anteriormente. Assim, a melhora na qualidade da rede está associada ao investimento em FACTS visando à redução de problemas de estabilidade e, conseqüentemente, riscos de interrupção. Assim, quanto maior o montante de investimentos menor o índice, portanto maior a qualidade. A Figura 6.2 mostra hipoteticamente diversas opções de investimentos. Cada opção mostrada corresponde a uma série de conjunto de FACTS possíveis de serem sequencialmente instalados e que mitigam os problemas com características próprias a cada um deles.

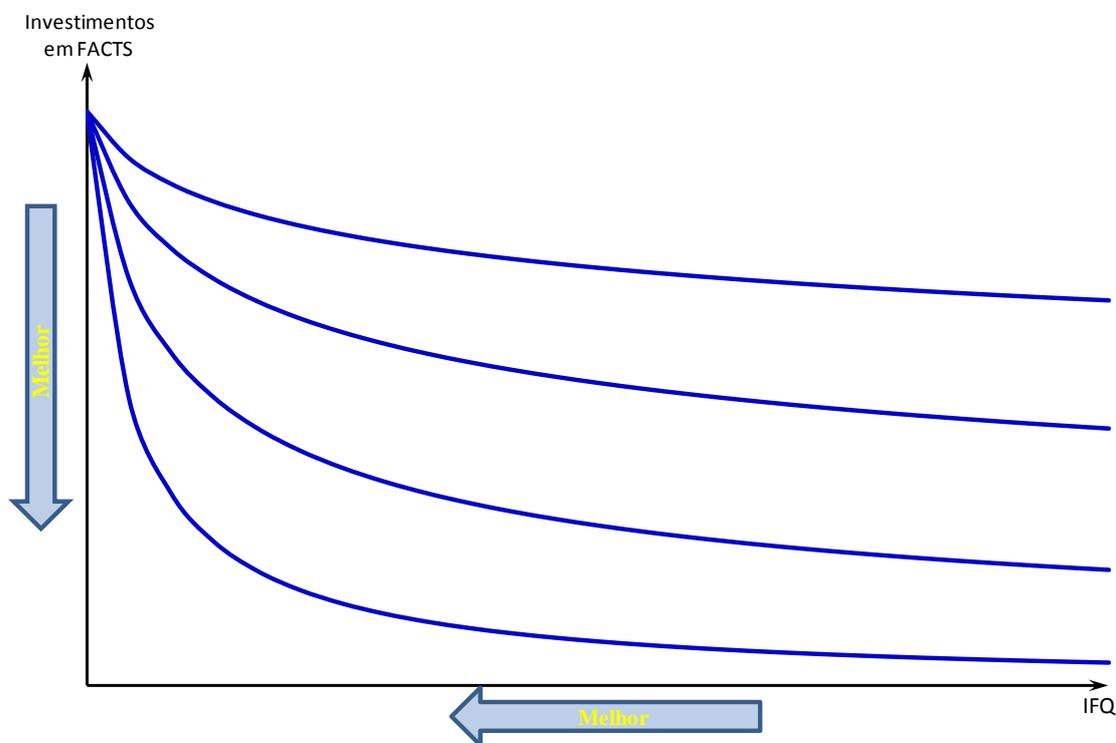


Figura 6.2 – Relação entre Investimentos em FACTS feitos na Rede e FQI

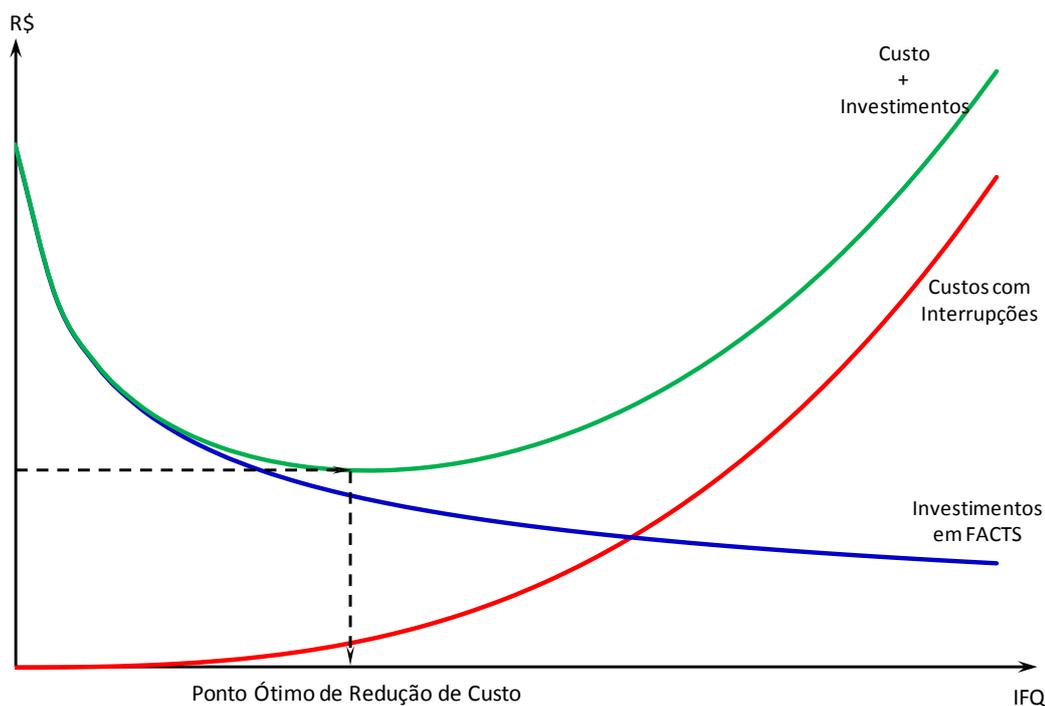


Figura 6.3 – Relação entre Custos de Interrupção e Investimento em FACTS

A Figura 6.3 mostra os custos devidos a interrupções (curva em vermelho), investimentos em FACTS (curva em azul) e a soma das duas que é o valor total a cargo da empresa proprietária da rede (curva verde). O que se busca é o ponto de mínimo dos encargos da empresa. Observa-se que para atingi-lo, investimentos são necessários.

Os encargos totais da empresa podem ser expressos por:

$$ET = CFQ + IF \quad (6.1)$$

Onde,

ET => Encargos Totais, em R\$

CFQ => Custos Devidos à Falta de Qualidade da Rede, em R\$

IF => Investimentos em FACTS, em R\$

Como não se tem CFQ e IF esboça-se a relação entre os diversos conjuntos de equipamentos que podem ser instalados na rede em função do IFQ. Para que se possa solucionar o problema é necessário que se admita uma relação entre CFQ e IFQ. Na Figura 6.1 a reta r tangencia a curva CFQ x IFQ no ponto (IFQ1, C1). A tangente do ângulo θ expressa a variação de CFQ em relação a variação de IFQ. A relação mostrada na expressão 6.2 é admitida constante para que se possa encaminhar a solução. Assim,

$$\frac{d(\text{CFQ})}{d(\text{IFQ})} = \text{constante} \quad (6.2)$$

Considerando-se 6.2 tem-se,

$$\text{CFQ} = \frac{d(\text{CFQ})}{d(\text{IFQ})} \cdot \text{IFQ} \quad (6.3)$$

Ou,

$$\text{CFQ} = \frac{1}{\text{FQI}} \cdot \text{IFQ} \quad (6.4)$$

Com FQI (fator de relação de qualidade do investimento) sendo constante e sua dimensão é dada em [p.u./R\$]. Reescrevendo 6.1:

$$\text{ET} = \frac{1}{\text{FQI}} \text{IFQ} + \text{IF} \quad (6.5)$$

Nos estudos são atribuídos valores para FQI de forma a compatibilizar CFQ e IF. A escolha desta constante é arbitrária, podendo variar de estudo para estudo, dependendo da dimensão de CFQ. Se o valor de IFQ calculado durante o estudo é muito elevado, significa que o valor de CFQ também o é. Isto significa que mais FACTS devem ser instalados para se reduzir o CFQ, e vice versa.

Multiplicando-se 6.5 por FQI,

$$\text{ET}_{\text{pu}} = \text{IFQ} + \text{IF}_{\text{pu}} \quad (6.6)$$

têm-se os valores em p.u.

Deve ser enfatizado que a admissão da relação entre CFQ e IFQ como constante se deve unicamente pela falta de informações a respeito de CFQ. Reitera-se que a determinação de CFQ não é o escopo do trabalho e sim a determinação de um processo eficiente para mitigar encargos econômicos pela empresa detentora da rede. Por este motivo foi arbitrariamente linearizada a relação entre CFQ e IFQ.

6.7. Função-Avaliação

A função avaliação utilizada no Sistema Imunológico engloba características pertinentes à qualidade da rede e à despesa que deve ser feita, em FACTS, para sua melhoria. Quer-se minimizar não só o IFQ, ou seja, melhorar a qualidade da rede, como também o investimento feito para minimizá-lo. A expressão utilizada é dada por:

$$\text{FA} = \sqrt{\text{IFQ}^2 + \text{IF}_{\text{pu}}^2} \dots\dots\dots(6.7)$$

Como existe concorrência entre os CFQ e IF e, como já foi definida uma relação entre estes custos (1/FQI), o que se busca é o investimento na melhoria da rede até o ponto em que exista compensação econômica nessa melhoria; até o ponto em que haja um equilíbrio entre os dois custos. De qualquer investimento a mais na melhoria da rede, não advém nenhuma compensação que possa ser traduzida economicamente. Inversamente, a falta de investimento expõe a empresa responsável pela rede à expectativa de prejuízo econômico.

6.8. Característica dos FACTS Utilizados

No Capítulo 3 são apresentados cinco tipos de FACTS dos quais somente quatro são utilizados. São eles: SVC, TCSC, STATCOM e o SSSC. Estes equipamentos estão modelados no programa ANATEM. Suas características de controle são as seguintes:

- A tensão controlada pelo SVC e o STATCOM é baseada na tensão da própria barra onde estão instalados.
- O fluxo de potência ativa controlado pelo TCSC e SSSC é baseado no próprio fluxo de potência ativa no circuito em que estão instalados.

A avaliação do investimento se baseia no custo de instalação de FACTS. O custo de cada equipamento está associado ao valor de potência que pode fornecer e ao seu tipo. Não são consideradas variações de custo devido à tensão nominal do equipamento.

O custo dos FACTS é muito difícil de se estimar. O que se pretende fazer aqui é estimar o custo dos FACTS, em reais, considerando os dados obtidos em outras publicações e usar a única referência nacional que é o preço de um SVC no Banco de Preços da ANEEL [136].

Segundo [137] o custo total dos seguintes FACTS é dado por:

FACTS	Custo (US\$/kvar)
SVC	80
TCSC	80
UPFC – parte Série	100
UPFC – parte derivação	100

Tabela 6.1 – Custo de FACTS em US\$

Considerando [136,137,138,139,140] têm-se:

FACTS	Custo (US\$/kvar)
SVC	$0,0003 S^2 - 0,3051 S + 127,38$
TCSC	$0,0015 S^2 - 0,713 S + 153,75$
UPFC	$0,003 S^2 - 0,2691 S + 188,22$

Tabela 6.2 – Custo de FACTS em US\$

A tabela 6.2 apresenta o custo dos FACTS como uma expressão em função da potência, S, medida em Mvar.

Segundo [141] foram estimados os seguintes custos:

FACTS	Custo (€/kVA)
SVC	35 - 90
TCSC	50 - 130
STATCOM	60 - 130
UPFC	90 - 170

Tabela 6.3 – Custo de FACTS em €

A tabela 6.3 dá outra sugestão a respeito dos custos e da relação entre os custos destes FACTS.

O Banco de Preços da ANEEL só mostra um valor para o SVC. Seus valores são referenciados para a potência de 100 MVA. Dessa forma tem-se para o SVC os seguintes valores:

SVC	Custo (R\$/100 Mvar)
Equipamento	29.585.219,41
Acessórios	35.182,19
Obras Civas e Outros	3.448.823,65
Total	33.069.225,25

Tabela 6.4 – Informações do Banco de Preços da ANEEL

Na Tabela 6.4 é considerada como fixa a parcela referente a obras civis, outros e acessórios. Esta mesma proporção entre a parcela fixa e o valor do equipamento, é considerada na estimativa do TCSC, STATCOM e SSSC.

Para se estimar os custos dos equipamentos em reais, o valor do SVC de 100 Mvar é tomado como base. Este valor é a única referência em preço nacional constante na Tabela 6.4 do Banco de Preços da ANEEL. Seu valor total é de 33 milhões de reais. Referencialmente tem-se que, um SVC na mesma potência, segundo as Tabelas 6.1 e 6.2, tem seu preço oscilando na faixa de 8 a 10 milhões de dólares. Se for considerada a Tabela 6.3 (europeia), este mesmo SVC tem seu valor estimado entre 3,5 e 9 milhões de euros, que a uma taxa de conversão de 1,30 €/US\$, é traduzido em uma faixa de 5 a 12 milhões de dólares.

Não foi encontrada nenhuma estimativa para o custo do SSSC. O SSSC é o dual do STATCOM [12,144] mas sua montagem é mais complicada, fazendo com que seja mais caro [144]. O UPFC utiliza dois conversores (VSCs), um montado em série com a linha de transmissão e outro em derivação. A porção em série é funcionalmente igual ao SSSC [12]. Na Tabela 6.1 as porções derivação e série do UPFC aparecem com o mesmo valor do STATCOM. Existe a sugestão que o SSSC tem custo igual ao STATCOM e desta forma, este valor é adotado neste trabalho. Os valores da Tabela 6.1 são tomados como referência para a relação de preços entre o SVC, TCSC, STATCOM e o SSSC segundo as considerações feitas. Dessa forma, tem-se:

FACTS	Custo (R\$/kVA)
SVC	295,85 S + 34,84
TCSC	295,85 S + 34,84
STATCOM	369,81 S + 43,55
SSSC	369,81 S + 43,55

Tabela 6.5 – Informações do Banco de Preços da ANEEL

Estes valores da tabela 6.5 são usados durante o processo de otimização.

6.9. Utilização do Sistema Imunológico Artificial

O Sistema Imunológico Artificial organiza a instalação e retirada de FACTS na rede. Para cada caso constituído é feita a avaliação do caso de modo a se verificar a eficácia de cada configuração pesquisada. Tudo o que é considerado baseia-se no que é apresentado no Capítulo 4 referente ao Sistema Imunológico Artificial.

A implantação deste método é feita de acordo com o algoritmo de otimização apresentado na Seção 4.4.2.

Por anticorpo deve-se entender um conjunto, uma relação de um ou mais FACTS, dentre os quatro tipos considerados, a serem instalados na rede em determinados locais da rede. De acordo com o algoritmo original, deve-se criar uma série de anticorpos (conjuntos de FACTS) que posteriormente são instalados na rede e testados. Contudo, é feita uma alteração no algoritmo original em prol do aumento na varredura do espaço de estados. Deve-se poder inserir ou retirar FACTS num anticorpo, salvo o caso em que a rede ficar sem nenhum FACTS instalado, quando então, há uma retirada com consequente inserção de um novo tipo de FACTS em novo local. Este procedimento

evita que o estado original (estado inicial) seja novamente visitado. É uma condição imposta.

Devem ser fixados alguns parâmetros para se executar o processo do Sistema Imunológico. O primeiro parâmetro escolhido no estudo foi o número de anticorpos. São utilizados 10 anticorpos ($N_{Ac} = 10$). São 20 o número de clones ($N_{Cl} = 20$) e 3 o número de anticorpos maturados ou de memória ($N_{Mat} = 3$) utilizados.

O primeiro programa, feito em C# e chamado de SIASim, é responsável pela criação dos anticorpos, geração dos clones e respectivas mutações. Todo o processo, de inclusão ou exclusão, é feito por sorteio. Caso o sorteio determine exclusão, um e apenas um equipamento é sorteado para exclusão e é retirado da relação. Se o sorteio determinar inclusão, um e apenas um novo sorteio é feito, determinando se o FACTS é série ou derivação. A partir do resultado, é sorteado entre dois equipamentos SVC e STATCOM ou TCSC e SSSC determinando seu tipo. Por último é sorteado, de modo correspondente ao tipo de equipamento sorteado, onde o mesmo deve ser instalado. Após a criação dos anticorpos, clones e da execução da mutação, é necessário criar “*batches*” para que se possam criar os respectivos casos e respectivas colocações de FACTS na rede original. O resultado final deste processamento é a criação de uma série de “*batches*” para o ANAREDE e para o ANATEM. Cada “*batch*” do ANAREDE é responsável pela colocação de FACTS em série ou derivação no caso original, e a criação de arquivos de fluxo de potência convergidos tantos quantos forem o número de anticorpos e seus clones. Os “*batches*” gerados para o ANATEM possibilitam simular os estudos dinâmicos segundo os estudos de interesse.

Uma vez processados os casos no ANAREDE e a seguir no ANATEM, têm-se como resultados uma série de arquivos gráficos (*.PLT) que originalmente são apresentados no programa PLOTGRAF, também do CEPEL. O próximo programa também feito em C#, nomeado de AvaliaSim, lê estes arquivos gráficos e determina o resultado de sua função-avaliação, de acordo com os critérios da Seção 6.5, classifica os melhores conjuntos de FACTS e apresenta o resultado da maturação. A maturação é o conjunto de memória final das opções mais bem adaptadas, o que neste caso significa o conjunto de FACTS que melhor coloca o funcionamento da rede dentro dos parâmetros desejados. Três é o número de anticorpos de memória ao final da maturação ($N_{Mat} = 3$).

A partir deste ponto o ciclo se repete através da reposição dos anticorpos faltantes ($N_{Ac} - N_{Mat}$) para completar o número de anticorpos ($N_{Mat} < N_{Ac}$). O encerramento do processo se dá após o mesmo anticorpo permanecer na melhor colocação no conjunto de memória por três gerações consecutivas.

O fluxograma deste processo modificado do Sistema Imunológico Artificial é apresentado na Figura 6.4.

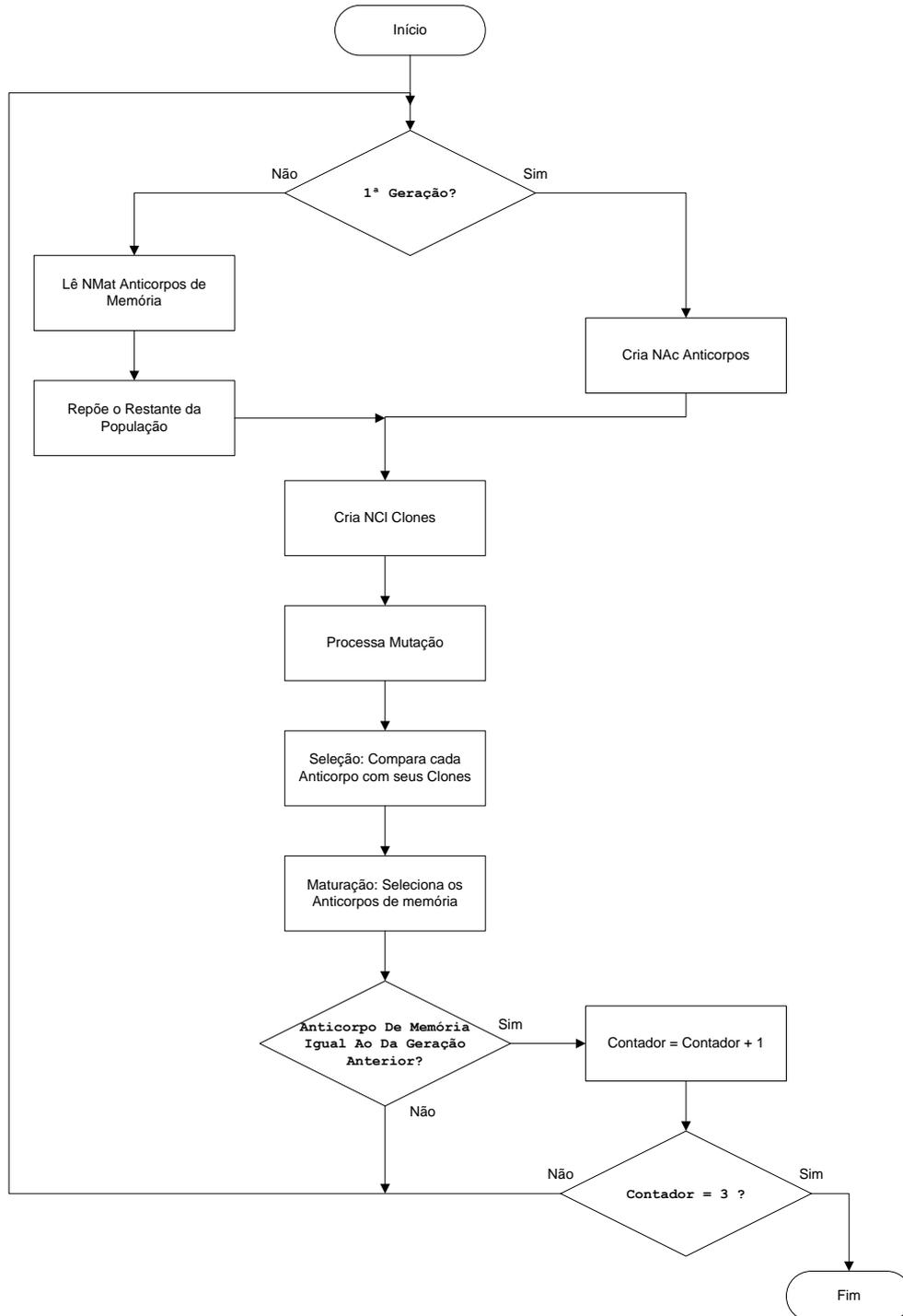


Figura 6.4 - Fluxograma do Processo de Otimização

Para a Figura 6.4 vale a seguinte legenda:

N_{Ac} => Número de Anticorpos na População

N_{Cl} => Número de Anticorpos Clonados

N_{Mat} => Número de Anticorpos de Memória

6.10. Fluxograma Geral do Processo

Para o fluxograma da figura 6.5 vale a seguinte legenda:

Nome do Processo é apresentado na cor: 

Função é apresentada na cor: 

Resultado é apresentado na cor: 

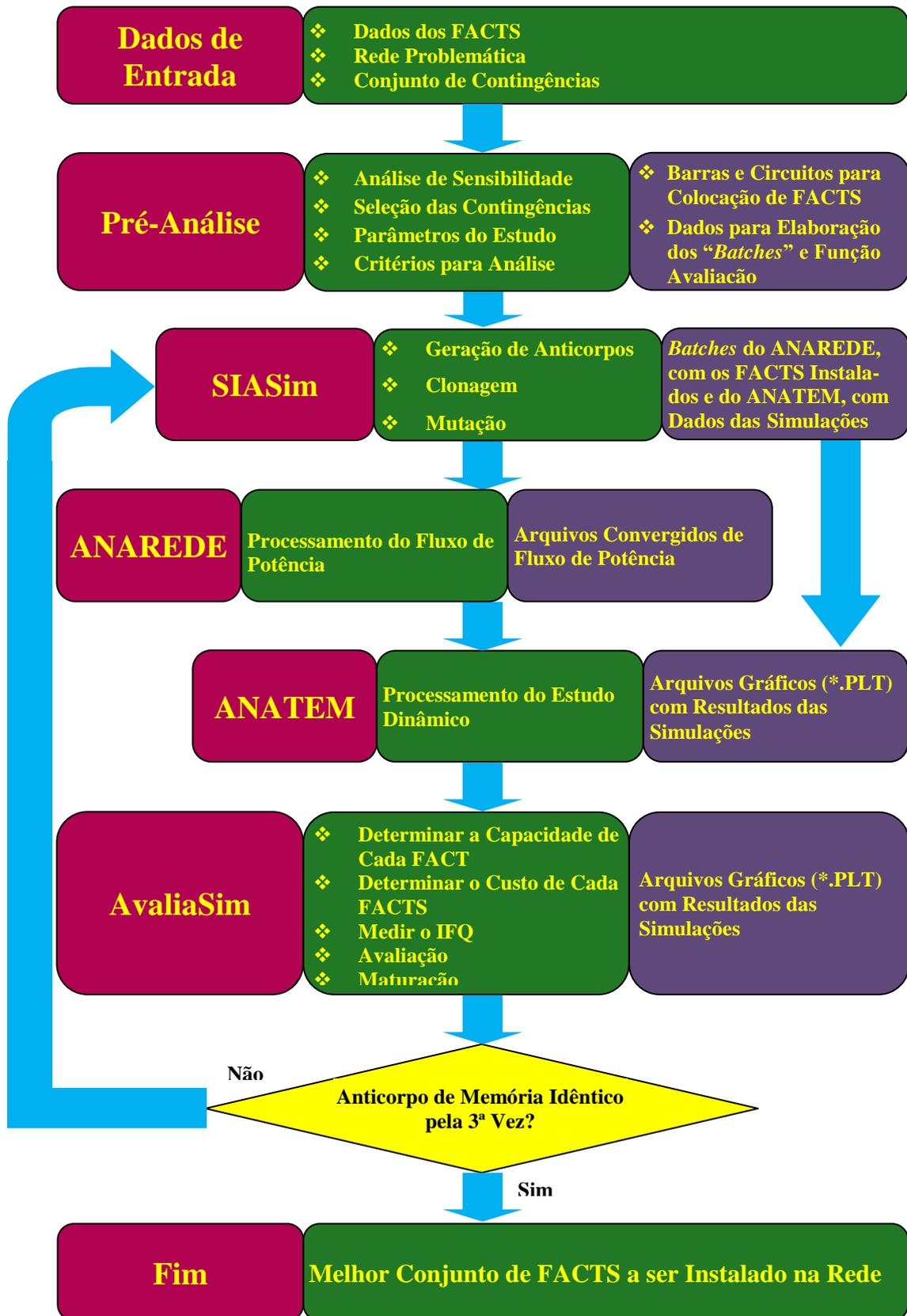


Figura 6.5 – Fluxograma do Processo

7. CASO EXEMPLO – TESTE

O caso exemplo é desenvolvido considerando-se os passos descritos no Capítulo 6. Resumidamente, primeiro é feito o estudo de contingências para se determinar a ocorrência, no caso a pior ocorrência, a ser estudada; é feita a pré-análise visando determinar barras e circuitos candidatos a receberem os FACTS; de acordo com a grandeza a ser estudada (avaliada no estudo de contingências) e de acordo com os critérios utilizados, são escolhidos, os tipos, os tempos de aplicação e normalização da perturbação e de quaisquer procedimentos que vise a atenuação de seus efeitos. Após isto, é aplicada a técnica do Sistema Imunológico Artificial buscando determinar os tipos de FACTS a serem instalados, locais de instalação e a avaliação do investimento. São desenvolvidos dois testes: no primeiro teste não há restrição econômica, ou seja, não são considerados os custos de investimento dos FACTS ($FQI = \infty$). A seguir o mesmo teste é repetido considerando-se este custo. É feita a comparação entre eles.

7.1. Rede Utilizada para o teste

A rede que a ser utilizada é a IEEE – 14 barras. É apresentada na figura 7.1

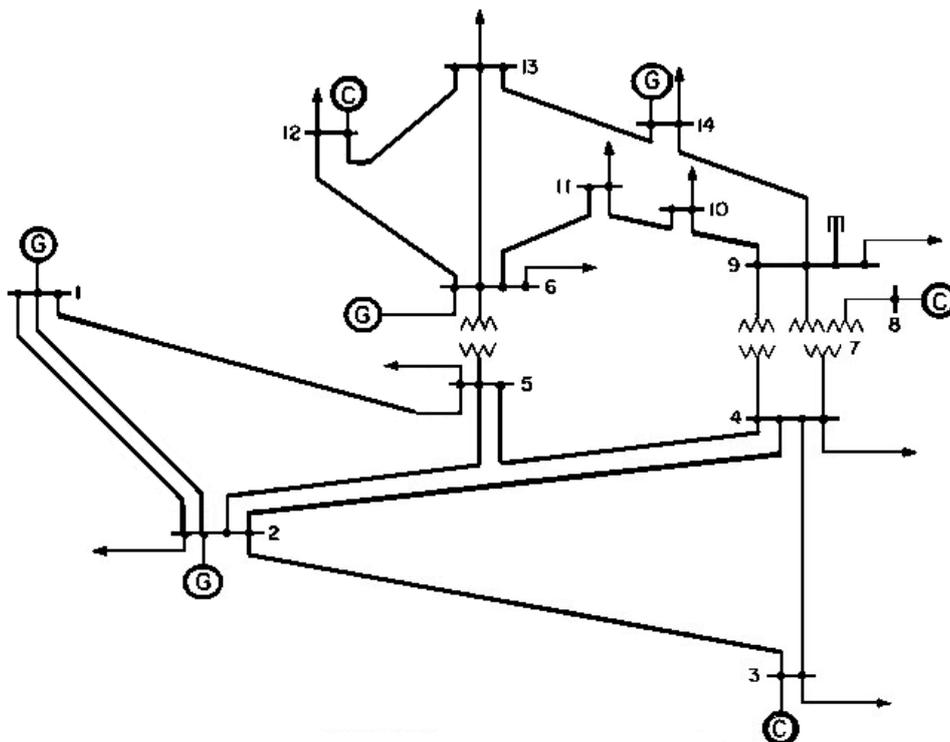


Figura 7.1 – Rede 14 barras do IEEE

Neste estudo, focado mais especificamente na colocação de FACTS para solução de problemas dinâmicos de estabilidade, oscilações em fluxos de potência e em tensões, subtensões e instabilidades eletromecânicas. Assim, os limites de carregamento dos circuitos desta rede foram dilatados de modo a não provocarem problemas de sobrecargas e desta forma não são consideradas.

7.2. Análise de Contingências

Após o estudo de contingências, realizado de acordo com o que foi descrito nas seções 6.2 e 6.3, foi escolhida a perda do transformador entre as barras 5 e 6. Esta ocorrência provoca oscilações na frequência e potência acelerante nas máquinas ligadas aos barramentos 1, 2 e 6, e na potência ativa e na tensão nestes e outros barramentos. As Figuras 7.2, 7.3, 7.4 e 7.5 mostram esta situação nas barras e circuitos onde a perturbação foi mais proeminente.

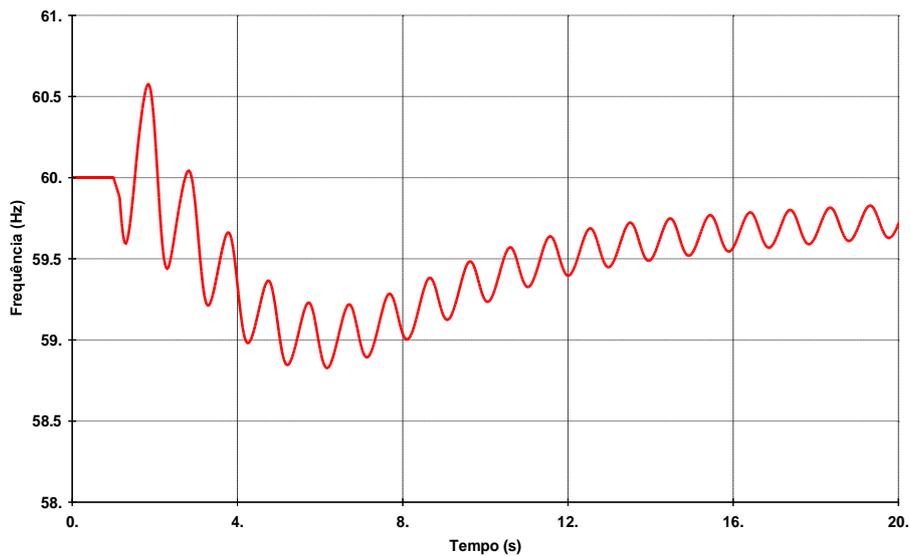


Figura 7.2 – Frequência da Máquina da Barra 6

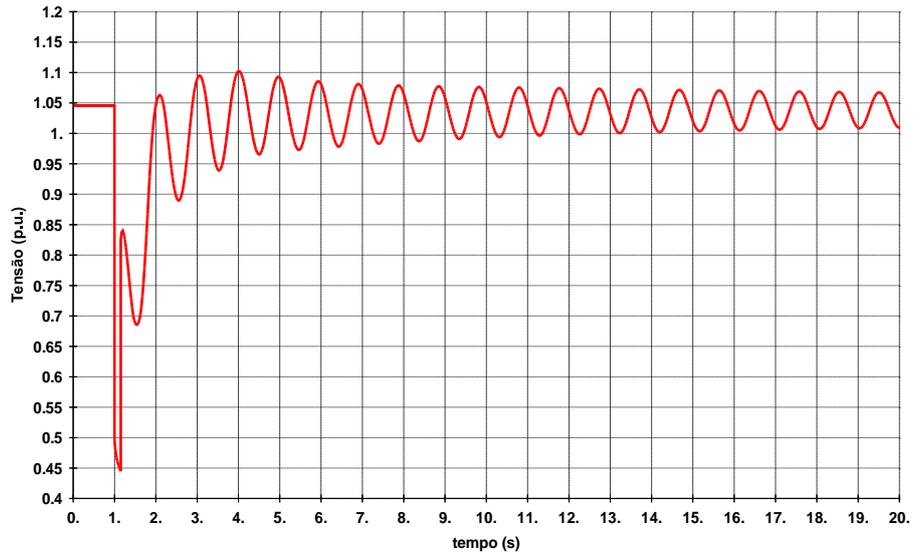


Figura 7.3 – Tensão na Barra 6

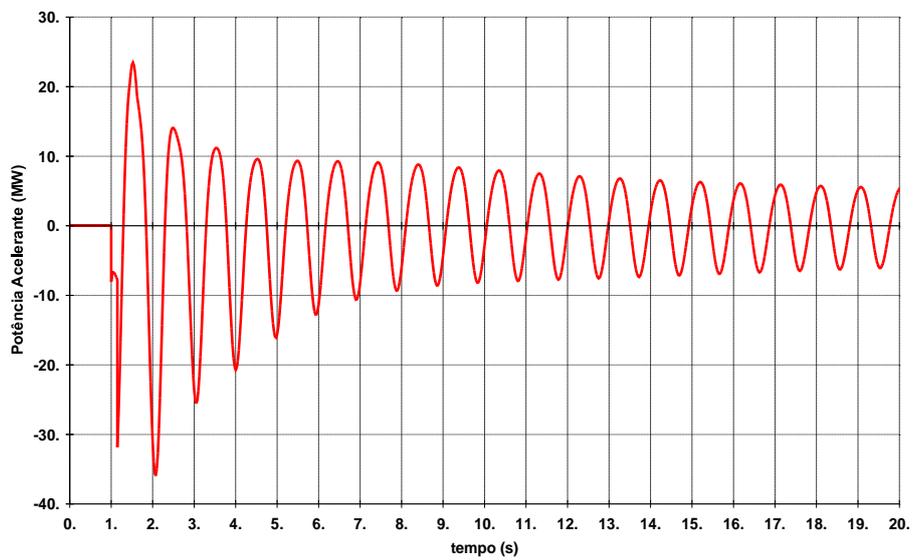


Figura 7.4 – Potência Acelerante na Máquina da Barra 6

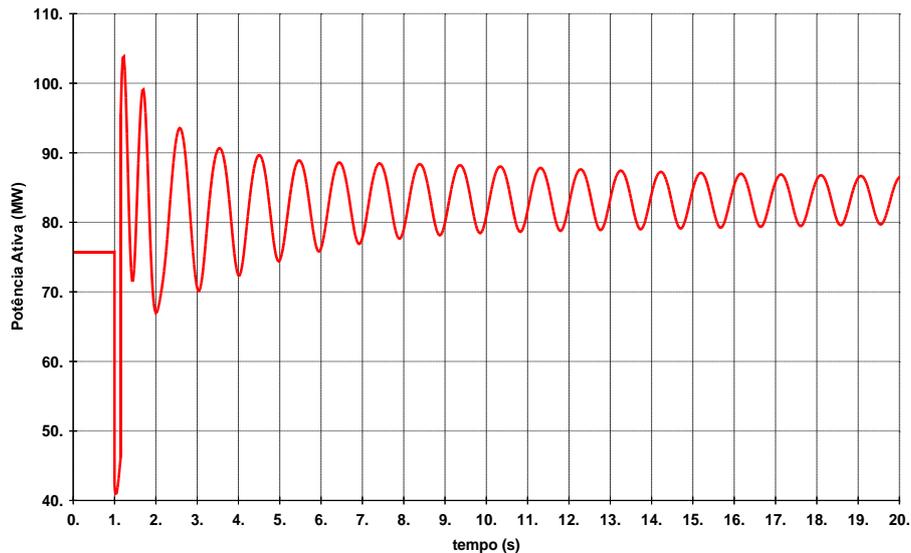


Figura 7.5 – Potência Ativa na Linha 1 – 2

7.3. Critérios de Simulação

A perturbação a ser aplicada ao sistema é a ocorrência de curto circuito trifásico em barra terminal seguida de sua eliminação e consequente abertura do circuito proposto. Os tempos de aplicação de cada um destes eventos são:

- Aplicação do curto circuito na barra 5 em $t = 1$ s.
- Eliminação do curto circuito em $t = 1,15$ s.
- Abertura do circuito 5 – 6 em ambas as extremidades em $t=1,15$ s.
- Período total de simulação 20 segundos.

7.4. Pré-Análise

Nesta etapa, realizadas as análises de sensibilidade, foram obtidas, por ordem de sensibilidade, as seguintes barras candidatas ao recebimento de SVC ou STATCOM:

- Barras PQ: 10, 9, 11, 4, 5 e 6.
- Barras PV: 2, 1, 6, 3, 12, 14 e 8.

e os seguintes circuitos candidatos ao recebimento de TCSC ou SSSC:

- 4 – 5, 1 – 2, 9 – 10, 2 – 4, 9 – 14, 1 – 5, 4 – 9, 10 – 11, 2 – 5, 2 – 3, 3 – 4, 13 – 14, 6 – 11, 6 – 13, 6 – 12, 12 – 13.

7.5. Índice de Falta de Qualidade (IFQ)

Tomando-se como base os critérios para formação do IFQ, descritos na Seção 6.5, são apresentadas as subfunções (SF) formadoras deste índice com as características utilizadas nestes testes:

- a. Se $V_{(u,t)} < 0,60$ p.u., com $1,15 < t < 3,00 \Rightarrow \text{Contador}_a = \text{Contador}_a + 1$
- b. Se $V_{(u,t)} < 0,80$ p.u., com $3,00 < t < 20,00 \Rightarrow \text{Contador}_b = \text{Contador}_b + 1$
- c. Se $\left[\frac{|V_{in} - V_{fim}|}{V_{in}} \right]_u > 0,10$ p.u. $\Rightarrow \text{Contador}_c = \text{Contador}_c + 1$
- d. Se $[V_{efosc_u}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_d = \text{Contador}_d + 1$
- e. Se $V_{(u,t)} < 0,95$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_e = \text{Contador}_e + 1$
- f. Se $V_{(u,t)} > 1,05$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_f = \text{Contador}_f + 1$
- g. Se $\text{Freq}_{(u,t)} < 57$, com $1,15 < t < 3,00 \Rightarrow \text{Contador}_g = \text{Contador}_g + 1$
- h. Se $\text{Freq}_{(u,t)} < 59,5$, com $3,00 < t < 20,00 \Rightarrow \text{Contador}_h = \text{Contador}_h + 1$
- i. Se $[V_{efosc_{ui}}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_i = \text{Soma}_i + [V_{ef_i}]_t$
- j. Se $[P_{aceef_u}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_j = \text{Soma}_j + [P_{aceef_j}]_t$
- k. Se $[P_{atefosc_u}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_k = \text{Soma}_k + [P_{atef_j}]_t$

Sinteticamente:

$$\text{IFQ} = \sum_{\sigma=a}^k \text{SF}_{\sigma}$$

7.6. Função Avaliação

É a mesma apresentada na expressão 6.7.

7.7. Custos dos FACTS

Os mesmos constantes na tabela 6.5.

7.8. Caso 1: FQI = ∞

De posse da relação de barras e circuitos candidatos, obtidos na pré-análise (Seção 7.4), é processado o SiaSim. Os anticorpos são gerados colocando-se SVCs ou STATCOMs em barras e TCSCs e SSSCs em circuitos como descrito na Seção 6.9.

Após o processamento do Sistema Imunológico, os resultados através de todas as gerações obtidas são apresentados na Tabela 7.1. É considerado como resultado de cada geração o anticorpo de memória mais adaptado, ou seja, o de melhor classificação.

GERAÇÃO	FA	CONJUNTO DE FACTS			
		SVC	STATCOM	TCSC	SSSC
		BARRAS		CIRCUITOS	
0	15,1	-	-	-	-
1	1,459	4	-	-	-
2	1,293	4; 10	-	-	-
3	1,252	4; 10	-	2 – 4	-
4	1,191	1; 4; 11; 13	-	-	-
5	1,164	1; 2; 4; 11; 13	-	-	-
6	1,091	2; 4; 10; 14	-	2 – 4; 2 – 5	-
7	1,065	2; 3; 4; 10; 14	-	2 – 4; 2 – 5	-
8	1,003	1; 2; 4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 5	-
9	1,000	1; 4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 5	-
10	0,944	2; 3; 4; 10; 13; 14	-	2 – 4; 2 – 5; 12 – 13	-
11	0,920	4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5	-
12	0,906	4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5; 13 – 14	-
13	0,880	4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5; 13 – 14	10 – 11
14	0,865	3; 4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5; 13 – 14	10 – 11
15	0,865	3; 4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5; 13 – 14	10 – 11
16	0,865	3; 4; 11; 13	-	1 – 5; 2 – 4; 2 – 5; 13 – 14	10 – 11

Tabela 7.1 – Resultados do Processamento do Sistema Imunológico

Os diversos números de barras e circuitos que contenham instalação de FACTS de mesmo tipo são separados por ponto e vírgula. Dessa forma são mostradas as instalações em cada geração e o resultado de sua Função Avaliação, que neste caso é igual ao Índice de Falta de Qualidade, pois o valor do FQI é infinito. Assim,

$$FA = \sqrt[2]{IFQ + (0 \cdot IF)^2}$$

$$FA = \sqrt[2]{IFQ} = IFQ$$

Nota-se que, de uma maneira geral, a quantidade de FACTS instalados cresce à medida que a Função Avaliação é minimizada. Sua evolução é apresentada na Figura 7.1.

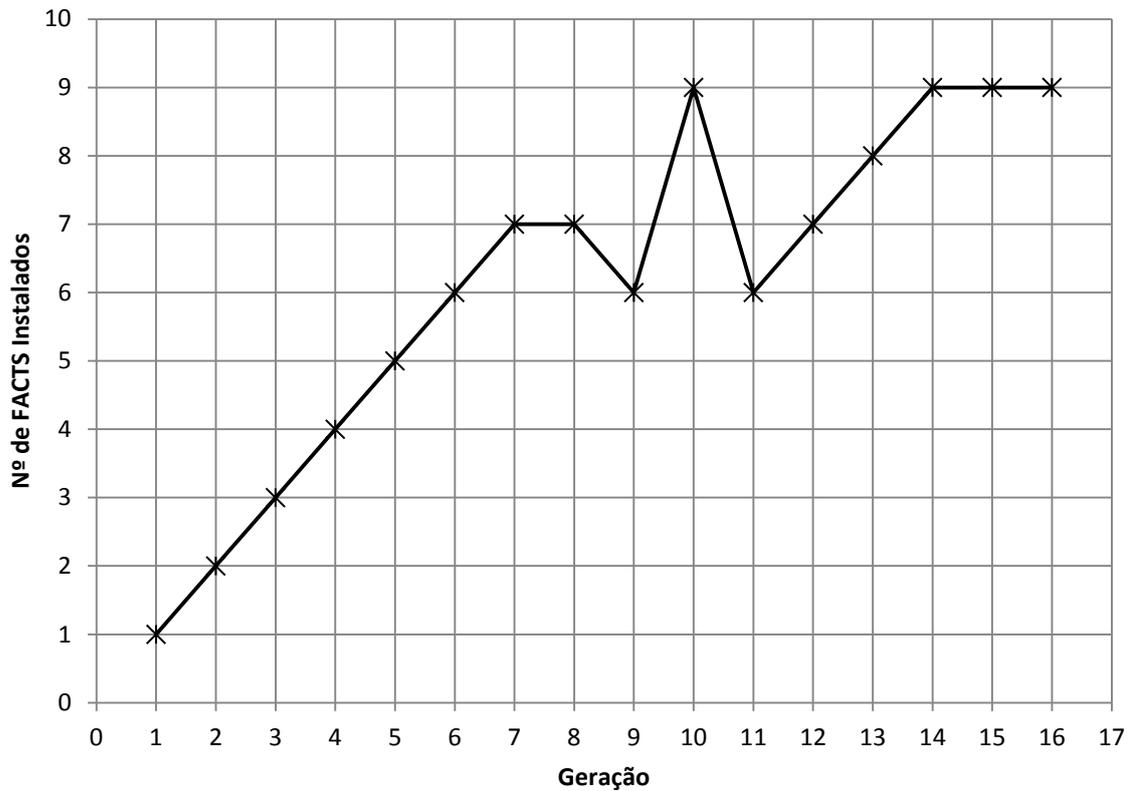


Figura 7.6 - Evolução do Número de FACTS Instalados

A Figura 7.1 mostra a evolução da instalação de FACTS ao longo das gerações. O processo de melhora evolui à medida que os FACTS são instalados da primeira à 7ª geração. Da 7ª à 11ª geração há um efeito de aumento de eficiência na seleção e utilização dos FACTS para provocar melhoras na rede. Há um nivelamento na instalação dos FACTS. Após a 11ª geração o crescimento da instalação é retomado estabilizando definitivamente da 14ª geração em diante, quando o processo é interrompido pelo critério de parada (3 repetições consecutivas do mesmo valor na Função Avaliação e mesmo conjunto de FACTS).

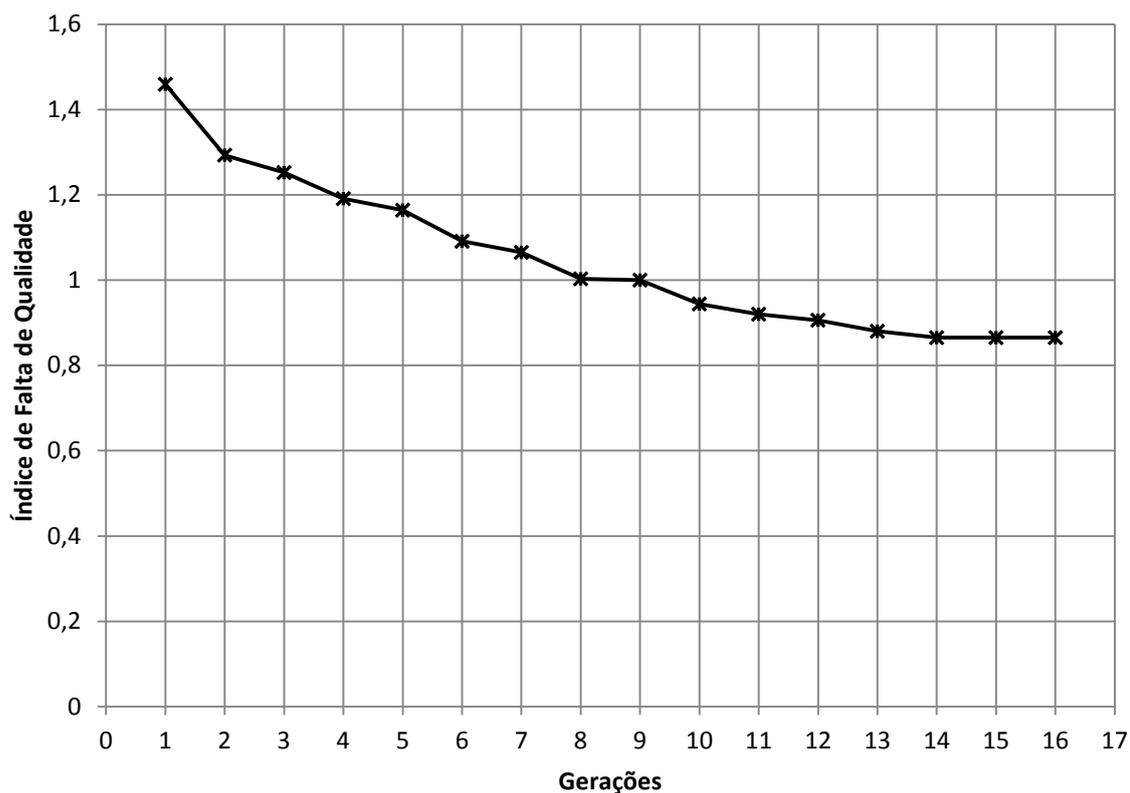


Figura 7.7 – Evolução da Função Avaliação

A Figura 7.7 mostra que a Função Avaliação é continuamente descendente ao longo das gerações. O processo produz continuamente melhoria na rede com cada conjunto analisado, em cada geração. Isso explica o nivelamento que existe no número de FACTS instalados entre a 7ª e 11ª gerações. Observa-se que como o custo de investimento foi desprezado ($FQI = \infty$) um grande número de FACTS foi instalado procurando efetivamente o ponto de mínimo do Índice de Falta de Qualidade.

7.8.1. Estados Investigados

Com o objetivo de investigar o processo de solução, é apresentado um mapa de cada ponto visitado durante o processo de busca.

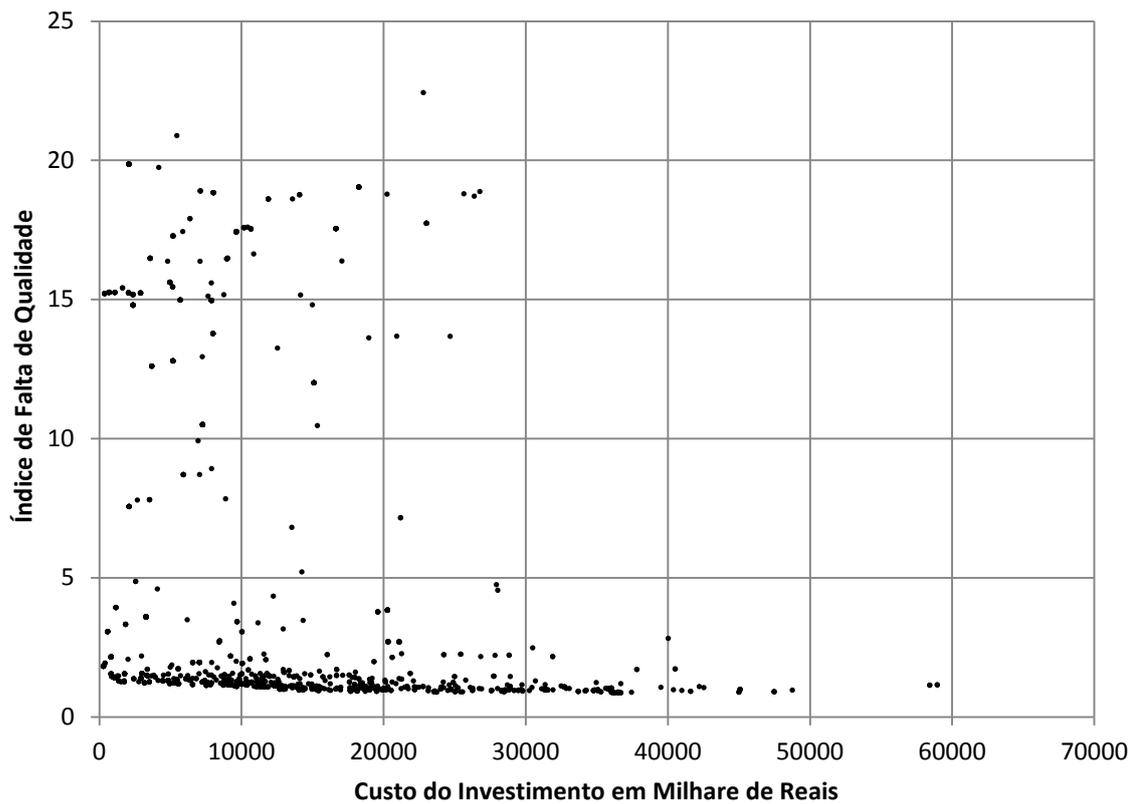


Figura 7.8 – Mapa Geral de Estados Visitados

A Figura 7.8 é uma visão panorâmica dos estados. Nela se vê pontos com valores de avaliação acima de 20, portanto muito distantes de uma escolha eficiente. Mas pode-se notar na parte inferior da figura uma fronteira além da qual não existem mais pontos. A figura 7.9, a seguir, é uma ampliação da figura 7.8.

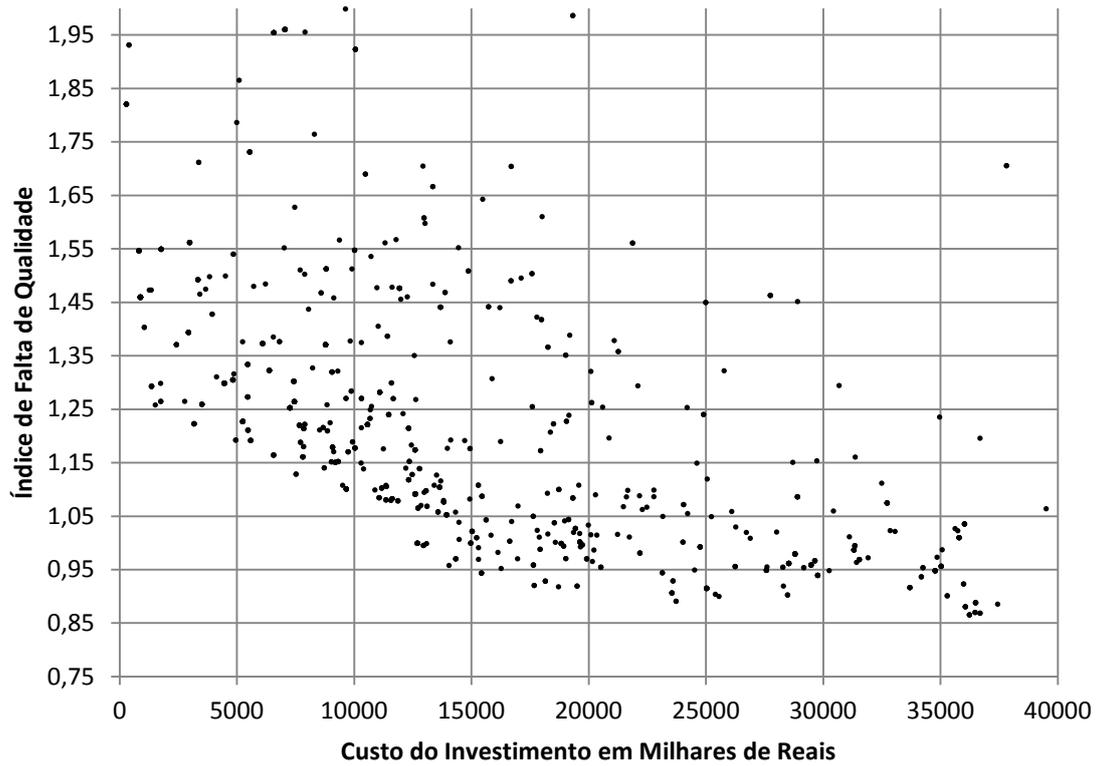


Figura 7.9 - Mapa Geral de Estados Ampliado

Nesta nova visão, percebe-se que a fronteira é um pouco mais acidentada. A Figura 7.10 marca esta fronteira.

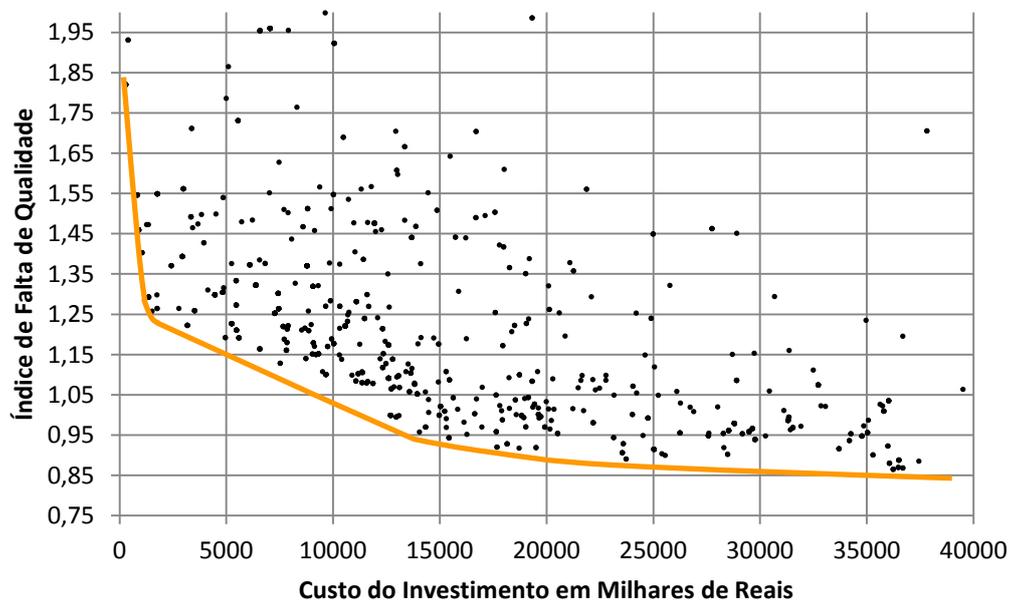


Figura 7.10 - Mapa de Estados + Fronteira

A Figura 7.11 apresenta o percurso de cada geração na obtenção do resultado final.

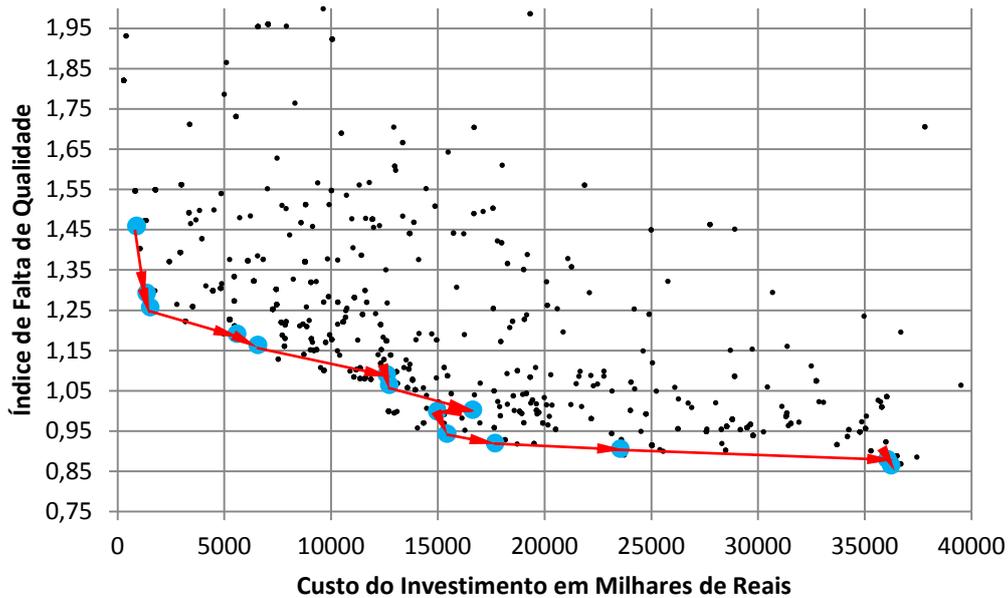


Figura 7.11 – Percurso do Processo de Solução

A Figura 7.11 mostra o percurso do processo de solução iniciado no ponto superior à esquerda, próximo à marca de 1,45. Cada ponto azul turquesa mostra o resultado de cada geração. A Figura 7.12 compara este percurso com a fronteira do processo de otimização.

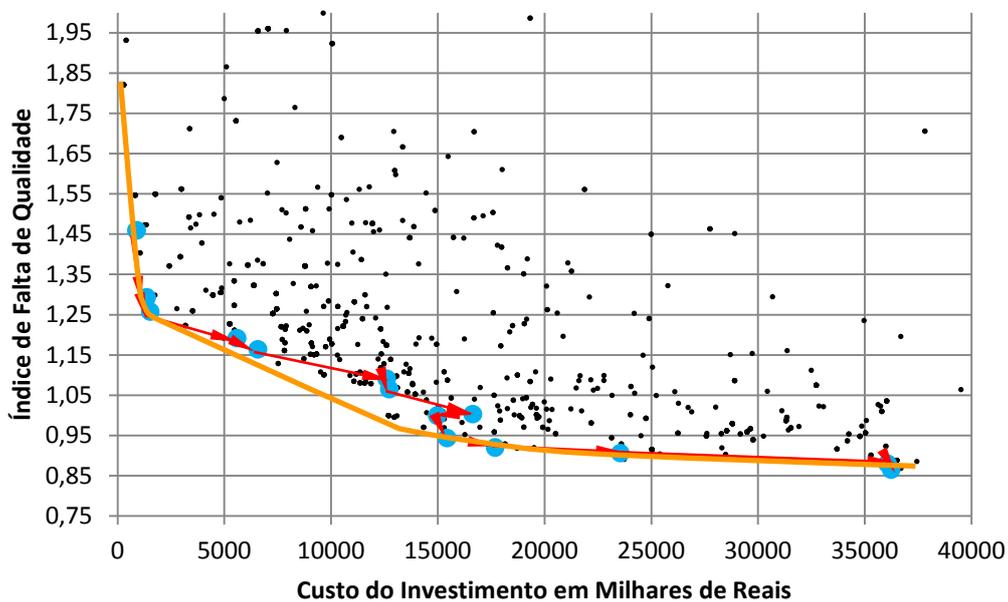


Figura 7.12 – Percurso do Processo de Solução + Fronteira

O processo de otimização que está sendo apresentado é de objetivo único, pois foi anulada a participação do custo na Função de Avaliação. O que se está fazendo é minimizar o Índice Total de Qualidade que representa todos os índices associados aos

critérios de avaliação da estabilidade da rede. O custo dos FACTS não foi considerado nesta implementação inicial o que é objeto de análise nos próximos itens.

7.8.2. Desempenho da Rede para os Estados Pré e Pós Investimento

As figuras seguintes apresentam os efeitos da instalação do seguinte conjunto de FACTS na rede de 14 barras do IEEE. Todos os traços em vermelho mostram o caso original, em azul a rede com todos os FACTS instalados.

LOCAL	EQUIPAMENTO	Custo – mil Reais
Barra 3	SVC	161,67
Barra 4	SVC	1.228,41
Barra 11	SVC	1.507,06
Barra 13	SVC	485,73
Circuito 1 – 5	TCSC	5.024,95
Circuito 2 – 4	TCSC	5.532,94
Circuito 2 – 5	TCSC	3.443,18
Circuito 13 – 14	TCSC	6.671,44
Circuito 10 – 11	SSSC	12.183,82
Total		36.239,21

Tabela 7.2 – FACTS a serem Instalados na Rede

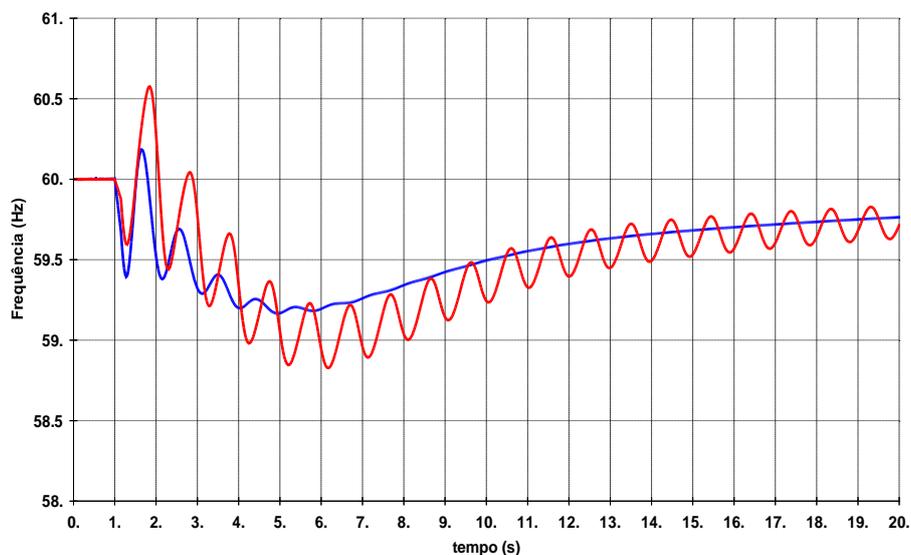


Figura 7.13 – Frequência da Máquina da Barra 6

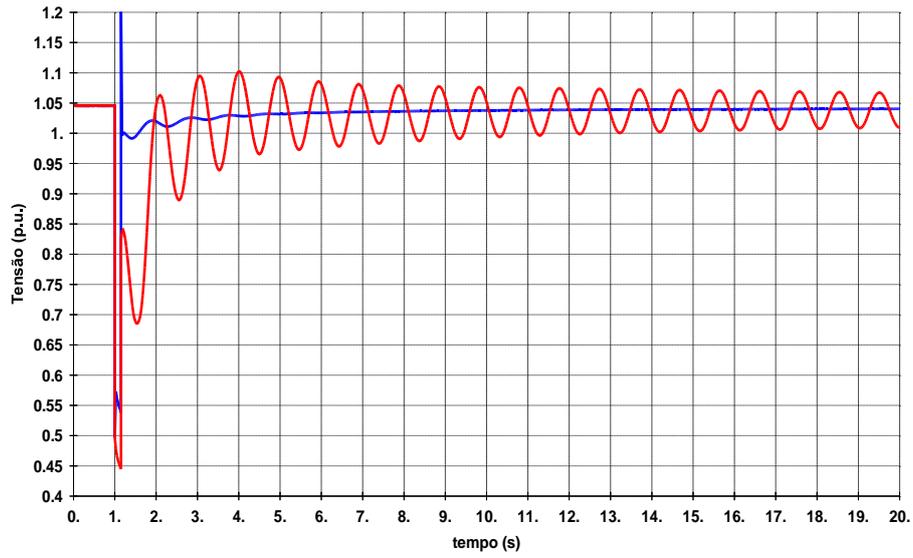


Figura 7.14 – Tensão na Barra 6

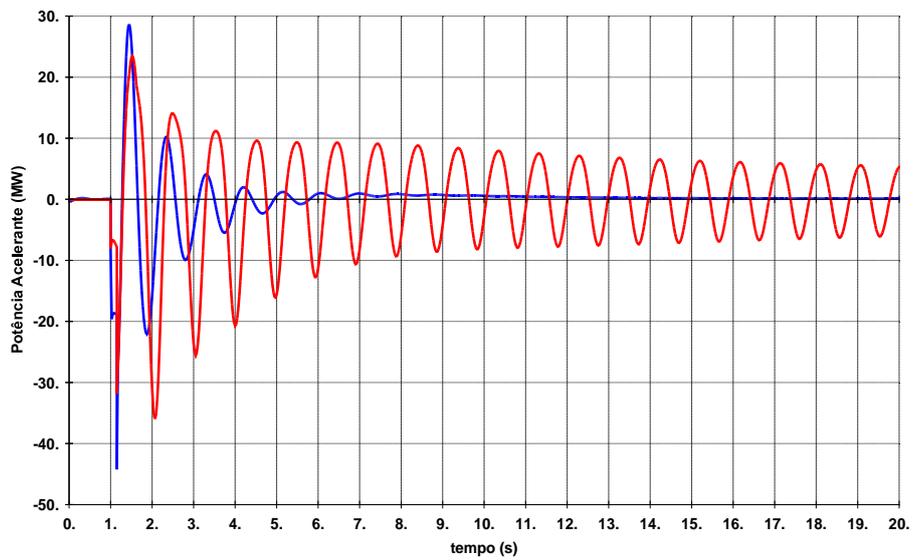


Figura 7.15 – Potência Acelerante na Máquina da Barra 6

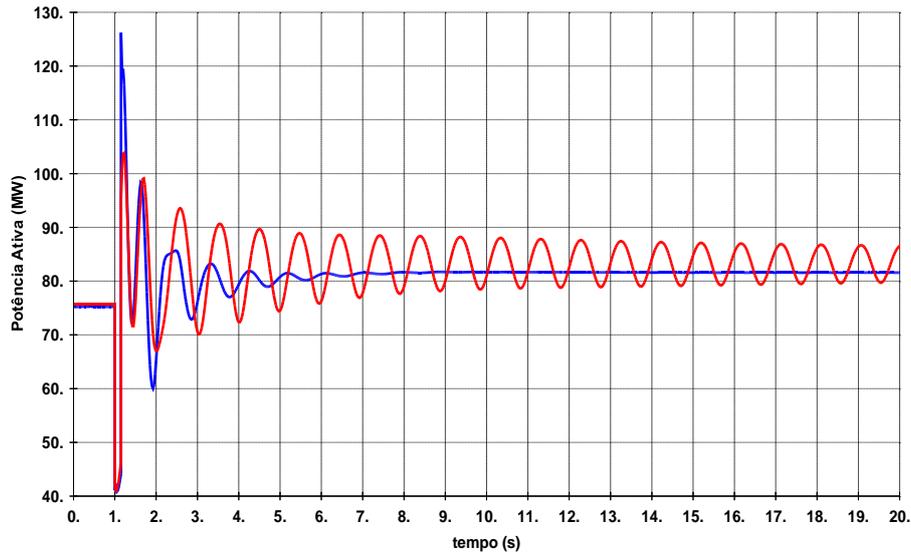


Figura 7.16 – Potência Ativa na Linha 1 – 2

As variáveis apresentadas são as que têm efeitos mais pronunciados resultantes do distúrbio. Pelas Figuras 7.13 a 7.16, é possível notar a atenuação nas oscilações. Foi considerada a recomendação contida no Procedimento de Rede do ONS [135] como referência, onde o período para se estar em conformidade é de cerca de 10 segundos, excetuando a frequência que é de 20 segundos.

Mais uma vez, chama-se a atenção que este é um caso onde o processo de otimização foi levado ao melhor estado possível ($FQI = \infty$).

7.9. Caso 1: $FQI = 10^4$ [p.u./R\$]

Com os mesmos dados do caso anterior processa-se o SiaSim. Após o processamento, os resultados são apresentados na tabela 7.3.

GERAÇÃO	FA	IQ	CONJUNTO DE FACTS			
			SVC	STATCOM	TCSC	SSSC
			BARRAS		CIRCUITOS	
1	1,346	1,320	2;11	-	-	-
2	1,300	1,293	4;10	-	-	-
3	1,278	1,269	4;8;10	-	-	-
4	1,254	1,239	4;8;10;14	-	-	-
5	1,254	1,239	4;8;10;14	-	-	-
6	1,243	1,197	2;4;8;10;14	-	-	-
7	1,243	1,197	2;4;8;10;14	-	-	-
8	1,243	1,197	2;4;8;10;14	-	-	-

Tabela 7.3 – Resultados do Processamento do Sistema Imunológico

A consideração do custo de investimento dos FACTS (IF) agora afeta a função avaliação. Não mais coincide com o Índice de Falta de Qualidade. Considerando o que foi desenvolvido na seção 6.7, tem-se:

$$FA = \sqrt{IFQ + (10^{-4} \cdot IF)^2}$$

Como se observa, o número de gerações é metade da do anterior. Ao final do processo, ante a instalação de 12 equipamentos, no primeiro caso, apenas 5 são sugeridos neste. A evolução da instalação de FACTS e da Função Avaliação em função das gerações é apresentada nas Figuras 7.17 e 7.18.

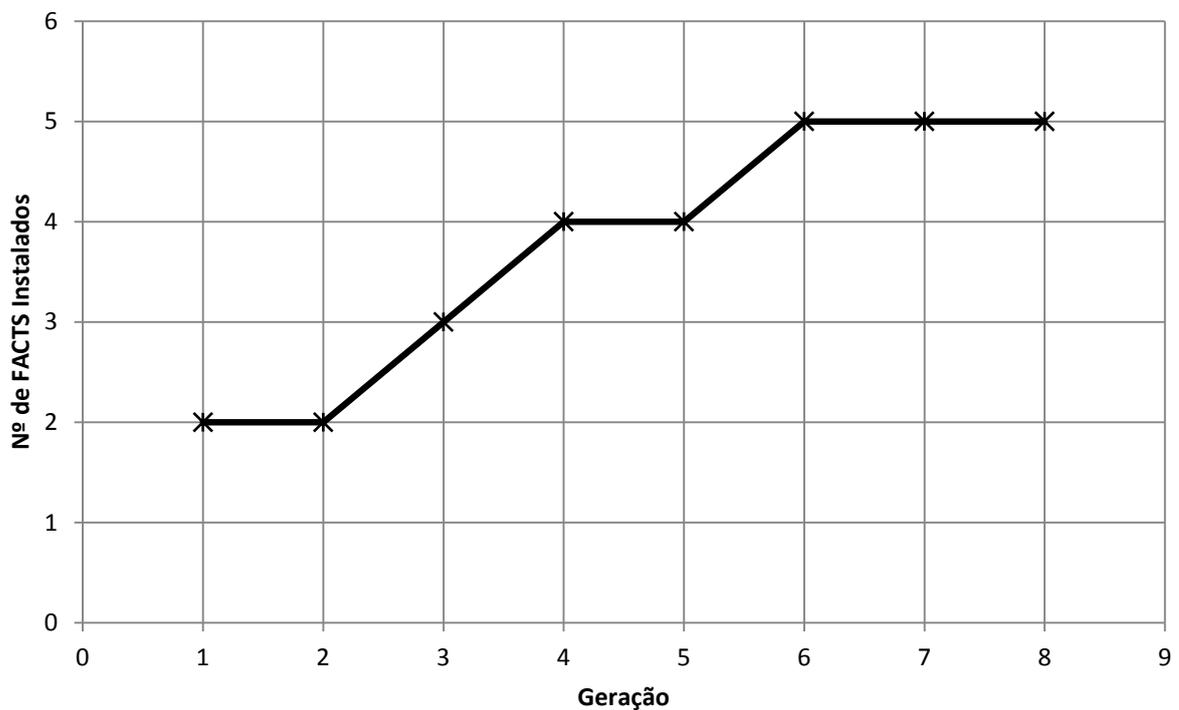


Figura 7.17 – Número de FACTS Instalados por Geração

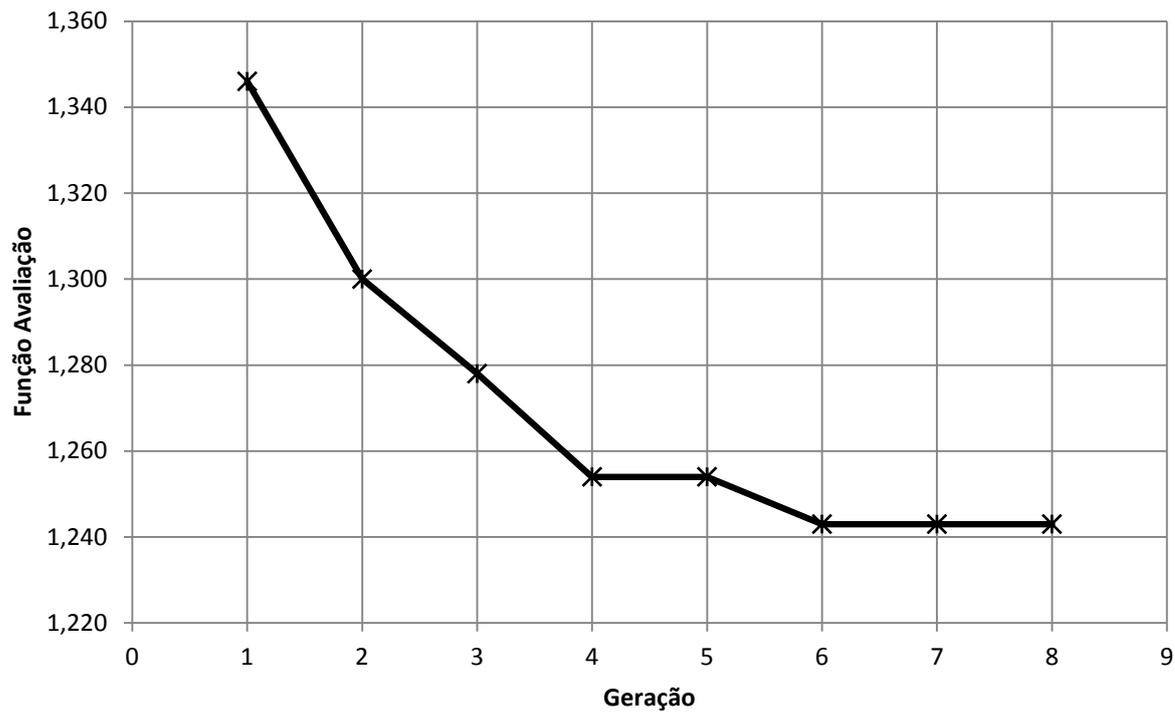


Figura 7.18 – Evolução da Função Avaliação por Geração

No processo de otimização não só a melhora da qualidade da rede como também os custos devem ser otimizados. Assim, há no processo de otimização, um confronto entre a melhoria da rede (redução de IFQ) e a redução no custo de instalação de FACTS.

7.9.1. Estados Investigados

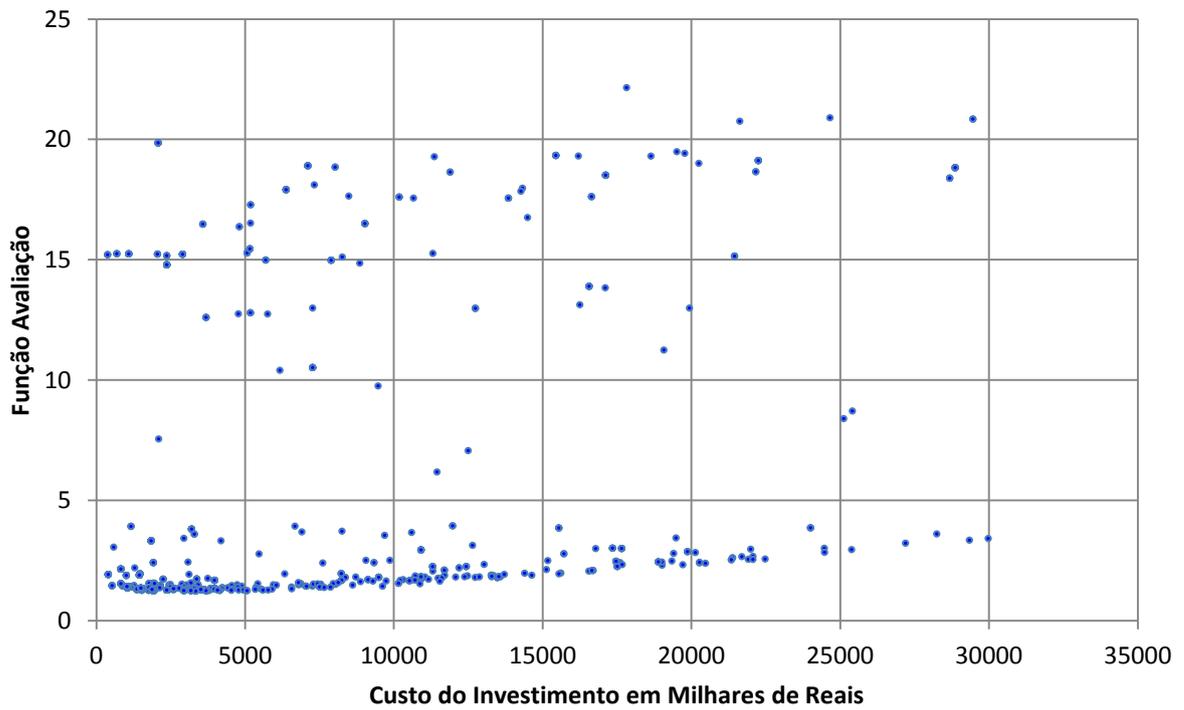


Figura 7.19 – Mapa Geral de Estados Visitados

À semelhança do caso anterior, a Figura 7.19 exhibe o espaço de estado.

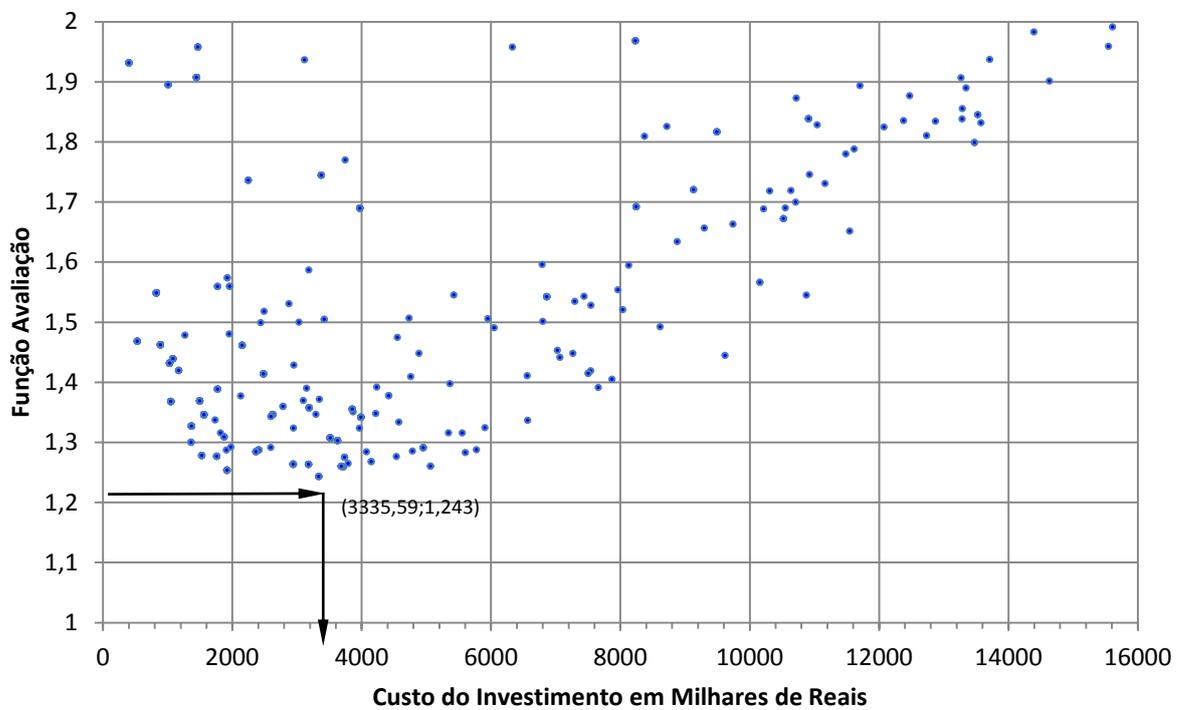


Figura 7.20 – Mapa Geral de Estados Ampliados

A Figura 7.20 amplia a Figura 7.19 de modo a mostrar a região de interesse. Como se busca o mínimo da Função Avaliação (diferente de minimizar o Índice de Falta de Qualidade), o ponto procurado é o de menor valor na figura. O ponto mostrado na figura corresponde ao mínimo encontrado durante o processo de minimização. A figura 7.21 apresenta o percurso durante este processo de busca indicado pelas setas vermelhas. Observa-se que apesar de o processo ter 8 passos, apenas 5 aparecem devido à superposição dos pontos.

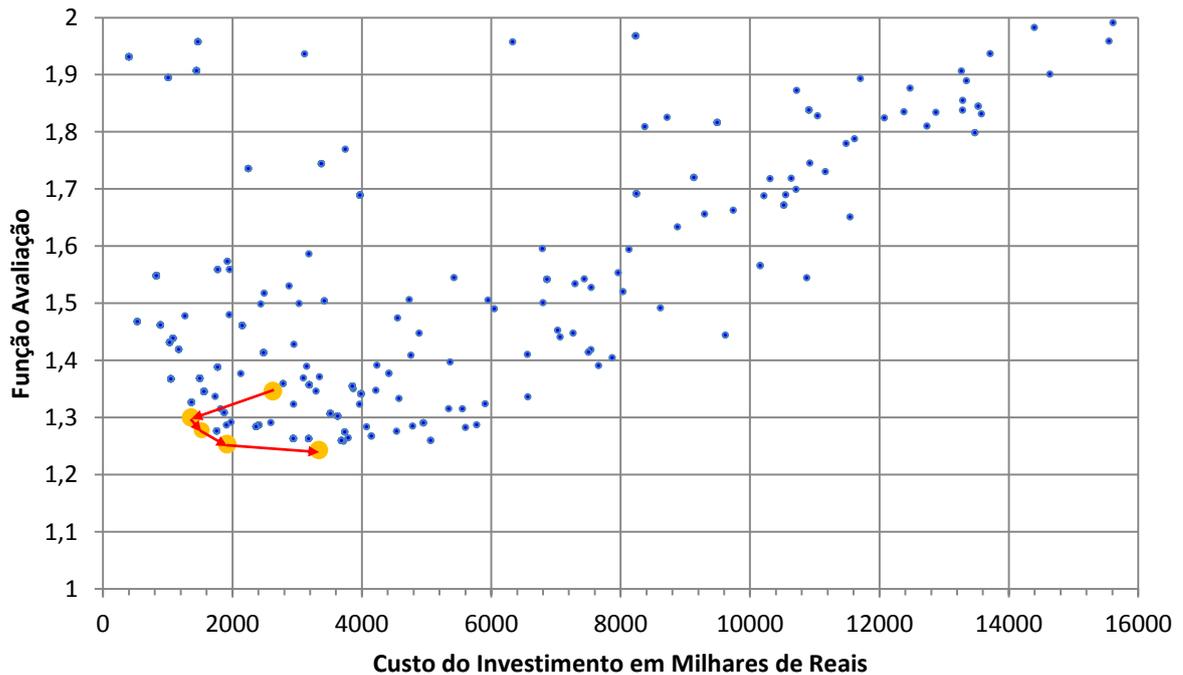


Figura 7.21 – Percurso dos Estados

É apresentada, agora, a mesma busca, só que no plano Custo de Investimento x Índice de Falta de Qualidade. Este enfoque é o normalmente considerado nos processos de otimização multi objetivo onde é mostrada a concorrência entre os dois parâmetros. Primeiramente, é exibido na Figura 7.22 este outro mapa de estados.

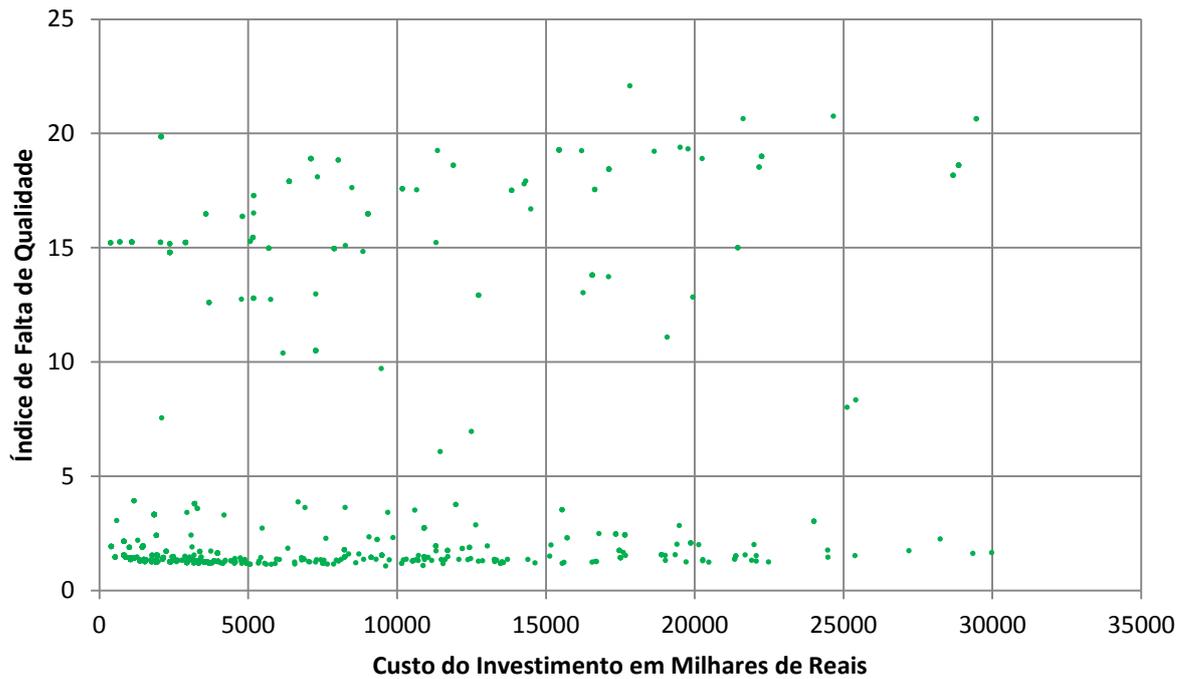


Figura 7.22 – Mapa Geral dos Estados

Na Figura 7.23 ele é mostrado de forma mais ampliada e com os pontos durante o processo de busca. Note-se que o estado equivalente ao ponto (3.335,59;1,243), indicado pela seta preta, aqui não ocupa a posição de mínimo dentre os pontos. Ele corresponde ao ponto com menor distância à origem, que é o que se está buscando (na origem têm-se Índice de Falta de Qualidade e Custo de investimento iguais a zero). O valor de seu Índice de Falta de Qualidade é 1,197. Diferente de procurar encontrar o ponto de mínimo (em roxo na figura), com coordenadas (9.618,60;1,078), o foco foi encontrar o mínimo valor do Índice de Falta de Qualidade que se pode obter e que atenda as necessidades do sistema, sem empregar demasiado capital.

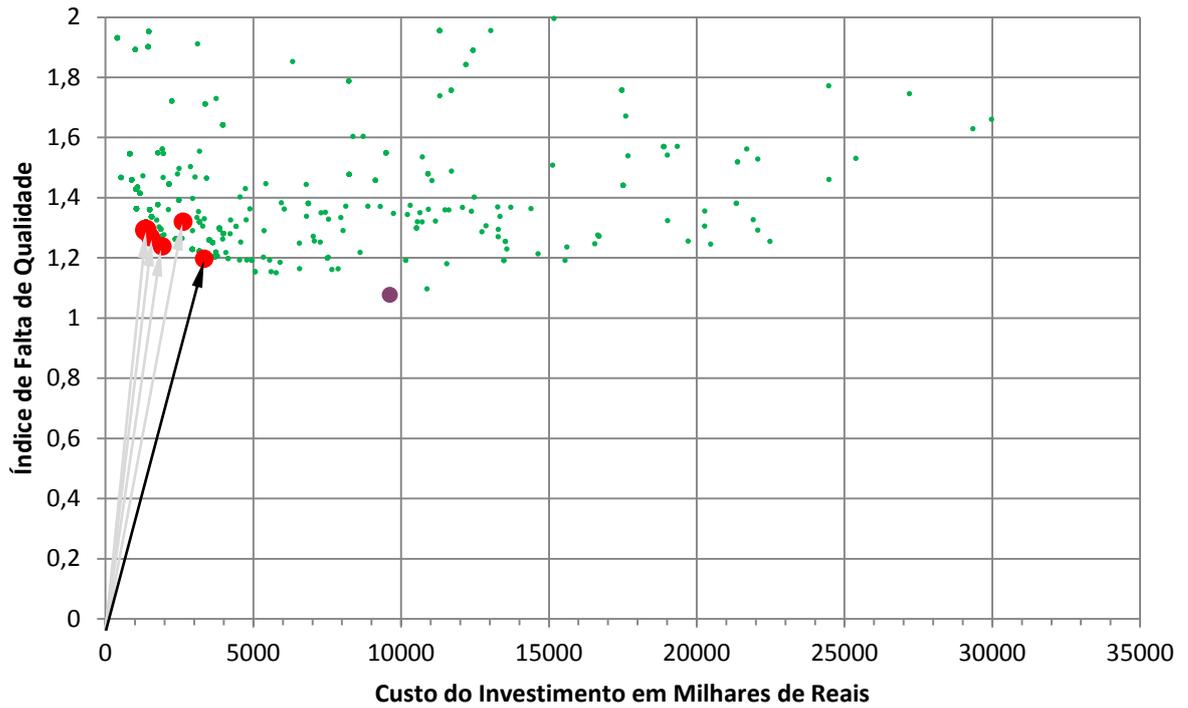


Figura 7.23 – Percurso do Processo de Busca e Ponto com Menor Norma

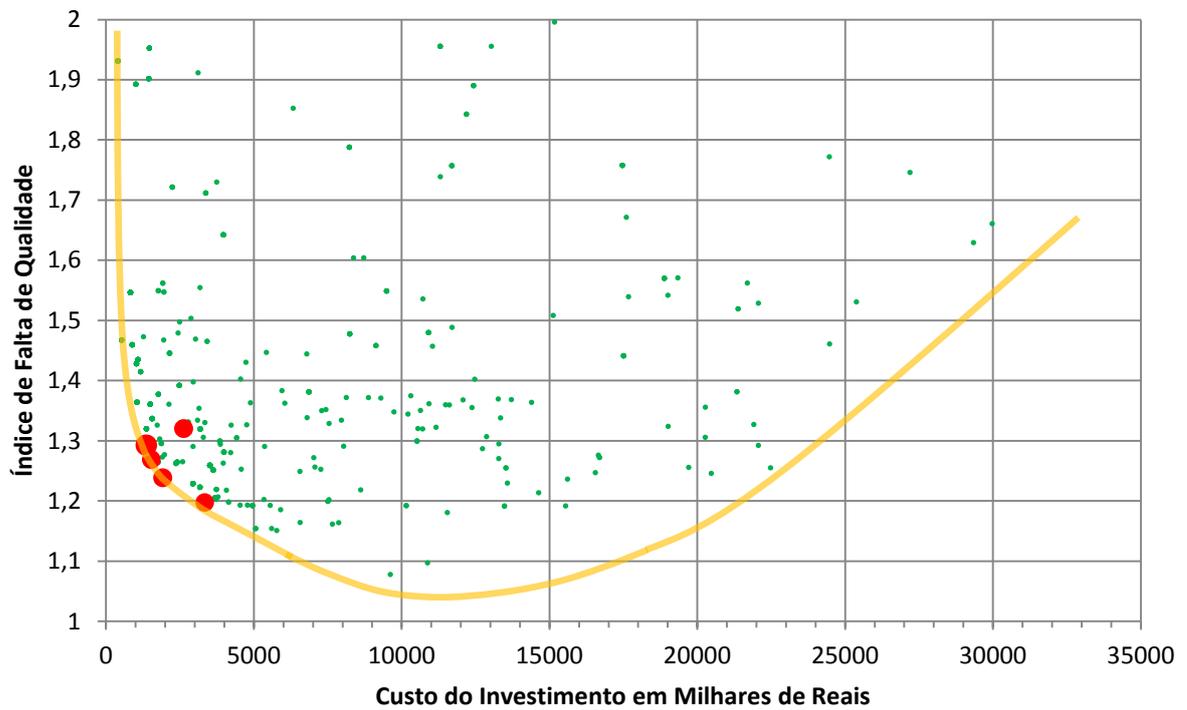


Figura 7.24 – Fronteira de Pareto

A Figura 7.24 mostra o contorno da Fronteira de Pareto. O processo percorreu esta fronteira e determinou o ponto de equilíbrio entre investimento e qualidade da rede.

7.9.2. Comparação entre os Estados Pré e Pós Investimento

A relação de equipamentos resultante do processo é:

LOCAL	EQUIPAMENTO	Custo - mil Reais
Barra 2	SVC	1.341,28
Barra 4	SVC	453,30
Barra 8	SVC	165,92
Barra 10	SVC	648,41
Barra 14	SVC	726,68
Total		3.335,59

Tabela 7.4 – Relação de FACTS e seu Custo

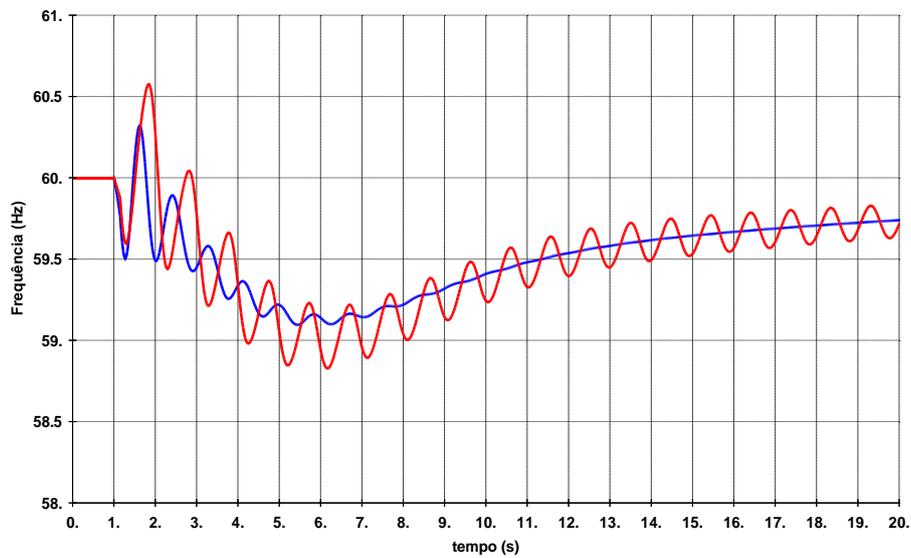


Figura 7.25 – Frequência da Máquina 6

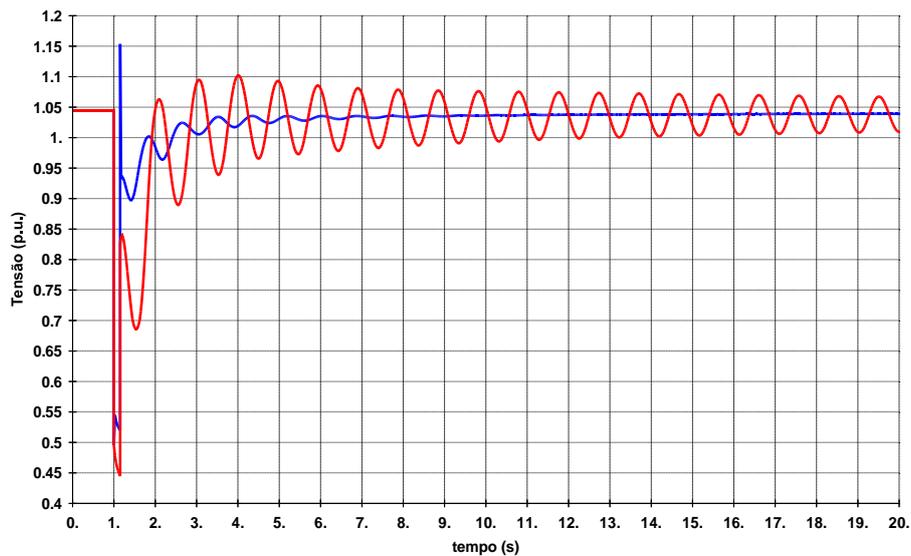


Figura 7.26 – Tensão na Barra 6

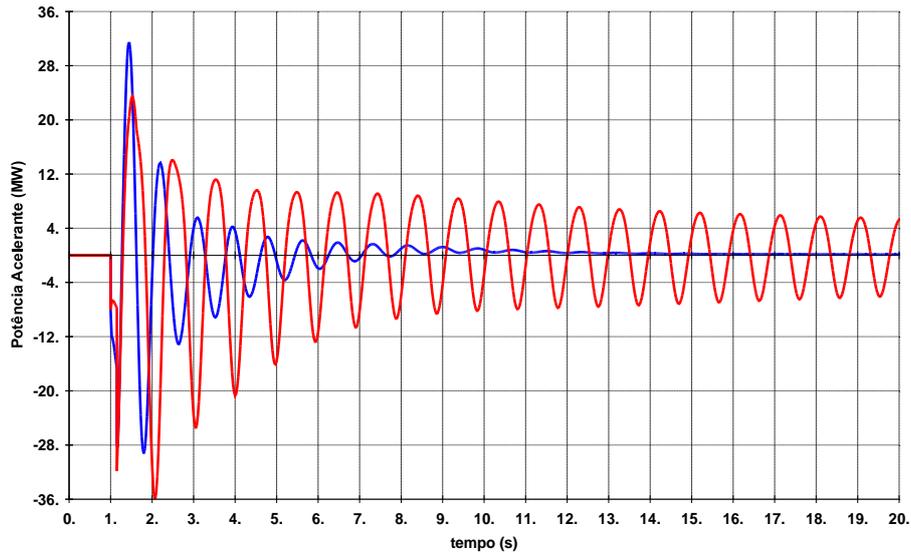


Figura 7.27 – Potência Acelerante na Máquina 6

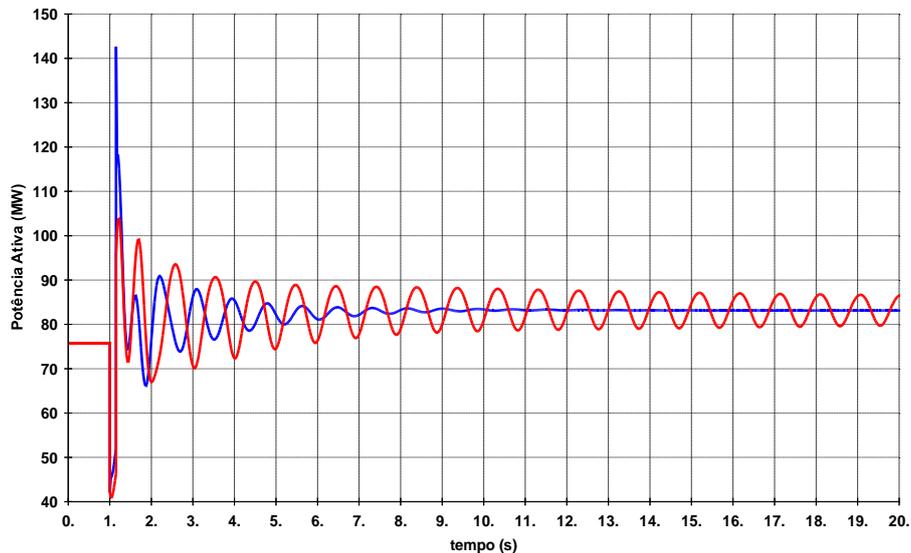


Figura 7.28 – Potência Ativa na Linha 1 - 2

As Figuras 7.25 a 7.28 mostram o novo comportamento do sistema (linhas azuis) em comparação com o caso original (linhas vermelhas). É notável, além dos valores dos Índices de Qualidade e Função Avaliação a melhora do sistema.

Comparando-se as Tabelas 7.3 e 7.4 percebe-se que a relação entre os custos é de 36.239,21 mil reais contra 3.335,59 mil reais. Uma relação de mais de 10 vezes.

O objetivo básico deste trabalho é criar um procedimento de modo a se obter a relação de equipamentos a serem implementados na rede e que atenda às suas exigências de qualidade de forma econômica. A seguir, no próximo capítulo são feitas aplicações em sistemas reais.

8. APLICAÇÕES

O procedimento testado no capítulo anterior é aplicado a alguns casos do Sistema Interligado Nacional.

O caso de estudo utilizado foi o da carga pesada de Junho de 2011 [147], obtido do sítio do ONS [145]. São despachadas as usinas Uruguaiana e Presidente Médici, no Rio Grande do Sul. Originalmente, no caso original, estes despachos são nulos. A partir deste caso foi realizado um equivalente da rede através do ANAREDE apresentando a região sul e sudeste, resultando um subsistema de 719 barras.

8.1. Problema de Oscilação de Potência – Área São Paulo

8.1.1. Diagrama da Área em Questão

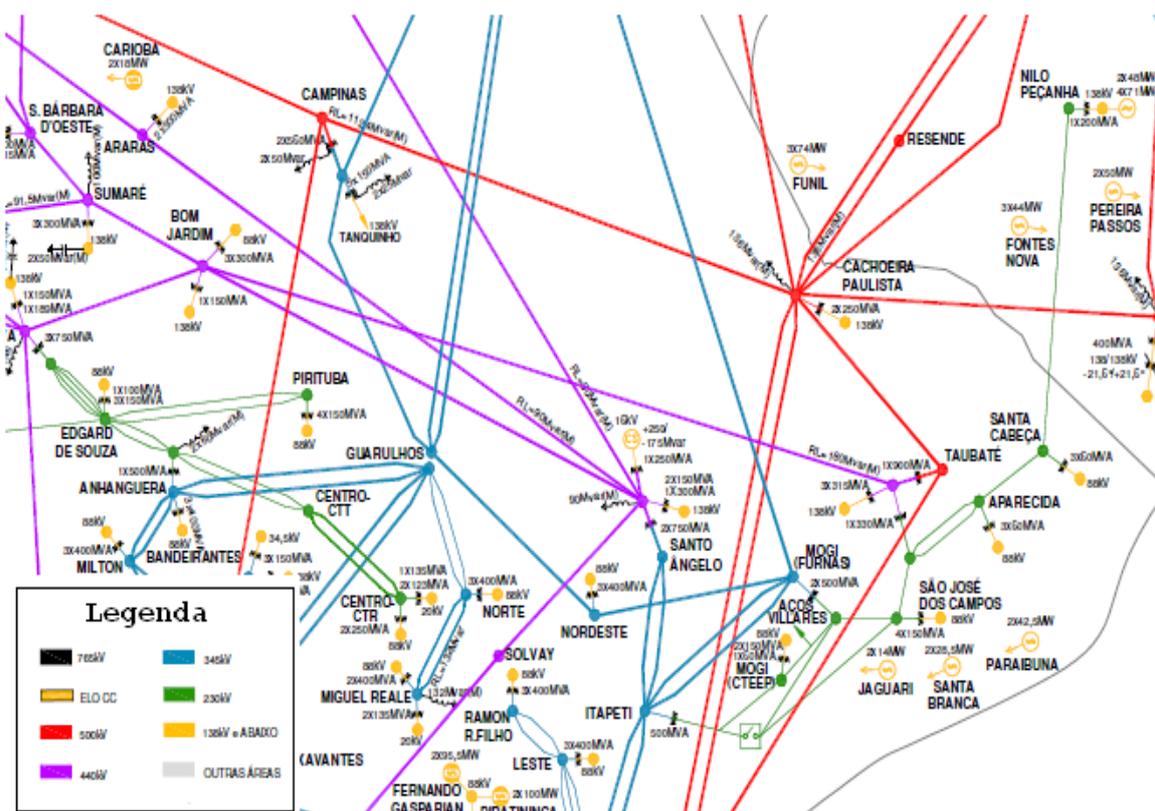


Figura 8.1 – Área NE de São Paulo, Fronteira com o Rio de Janeiro [146]

8.1.2. Análise de Contingências

A análise de contingências identificou como caso mais severo de oscilação de potência a perda do transformador 440/230 kV na subestação Taubaté. Esta perda provoca o aparecimento de oscilações de potência e alguma oscilação de tensão no sistema de 230, 440 e 500 kV.

As Figuras de 8.2 a 8.6 mostram as oscilações nas tensões e de 8.7 a 8.10 as oscilações de potência ativa ao longo do tempo.

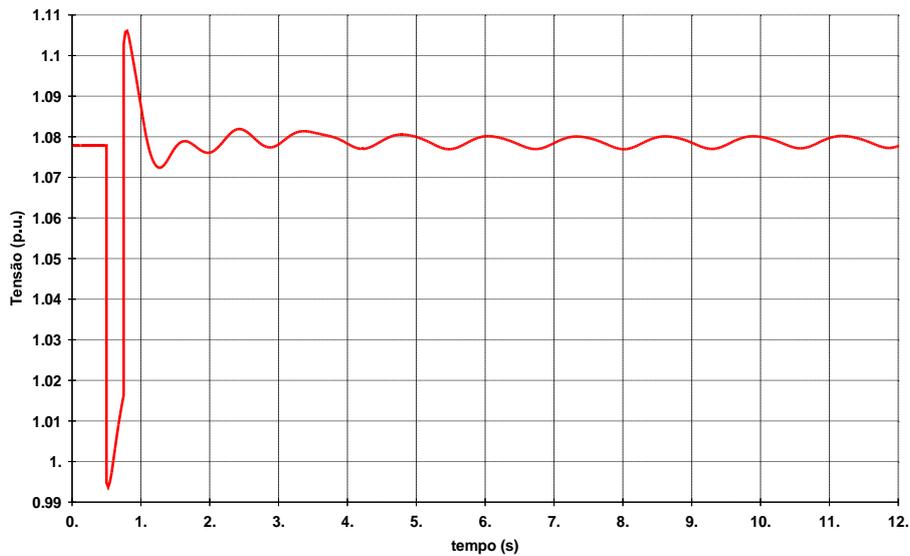


Figura 8.2 – Tensão na Barra 500 kV de Cachoeira Paulista

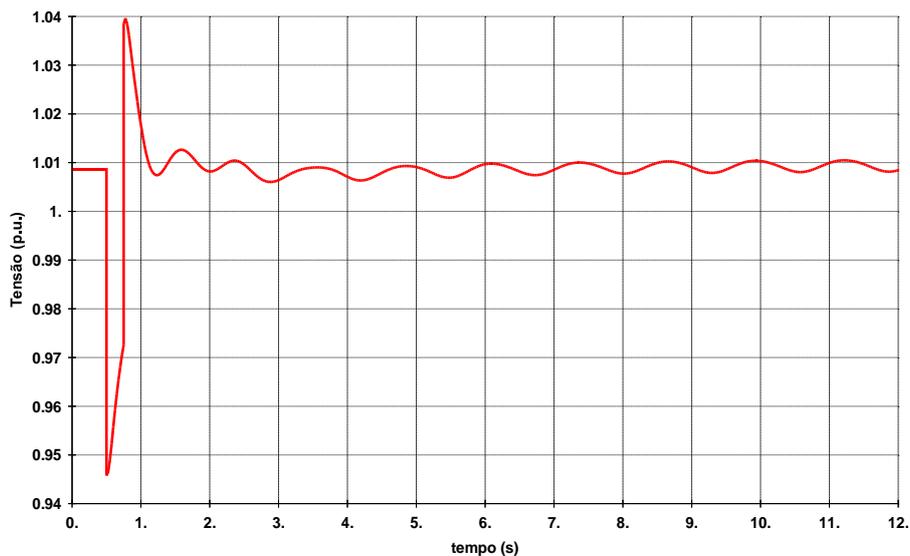


Figura 8.3 – Tensão na Barra 440 kV de Sumaré

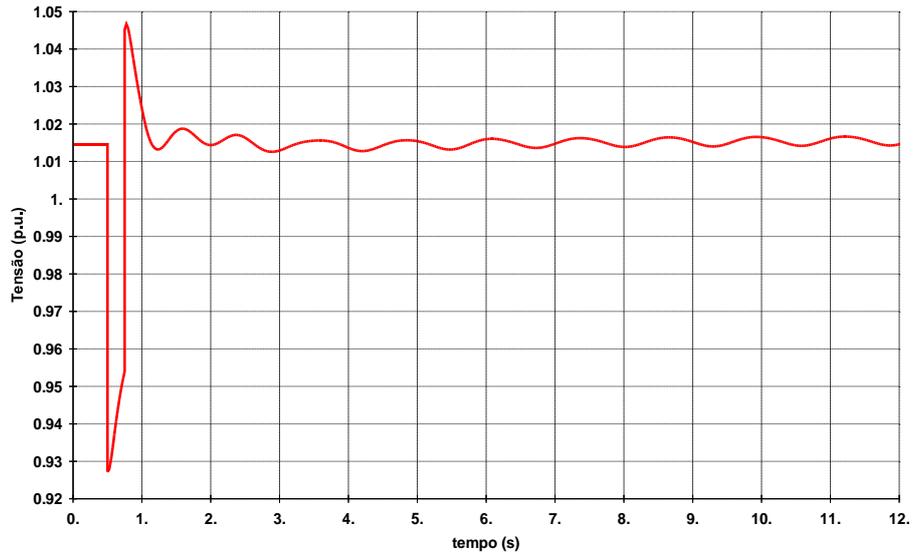


Figura 8.4 - Tensão na Barra 440 kV de Bom Jardim

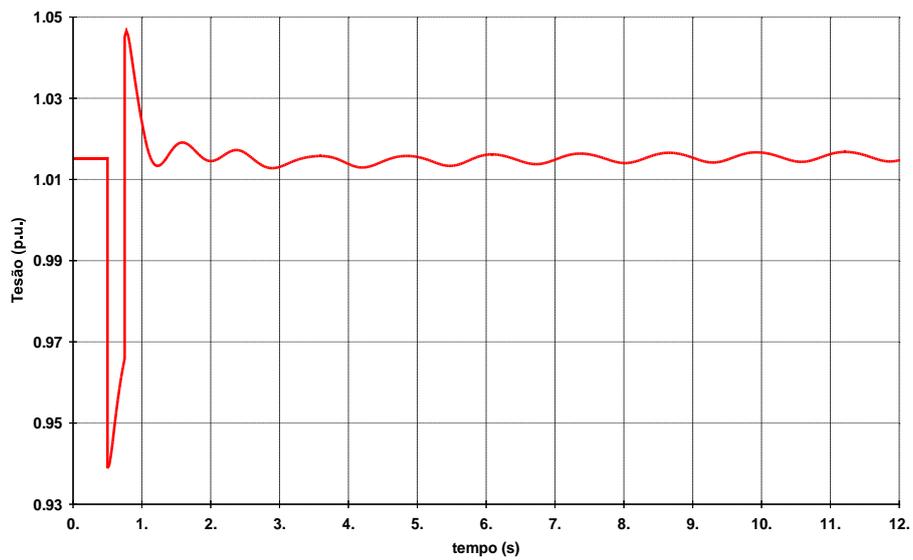


Figura 8.5 - Tensão na Barra 440 kV de Cabreúva

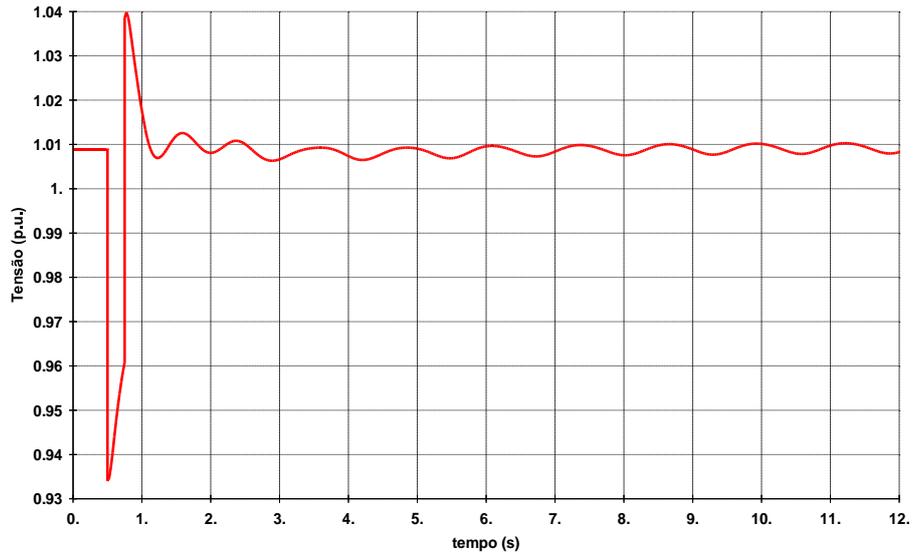


Figura 8.6 – Tensão na Barra 230 kV de Cabreúva

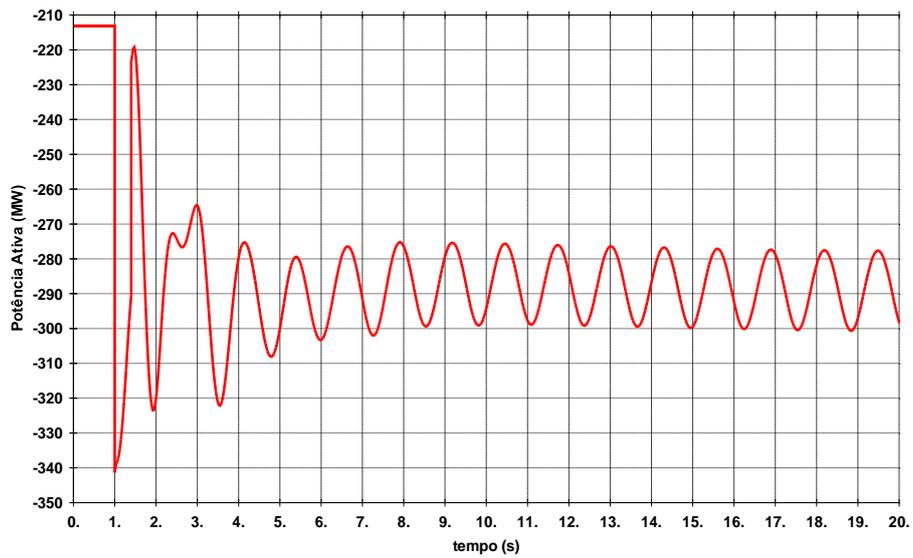


Figura 8.7 – Fluxo pela LT 500 kV Cachoeira Pta. – Taubaté

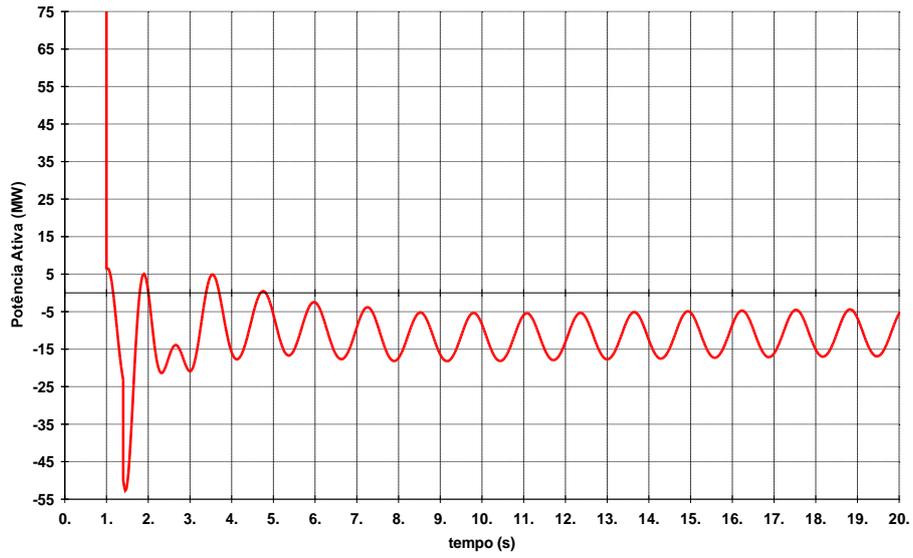


Figura 8.8 – Fluxo pela LT 440 kV Bom Jardim – Taubaté

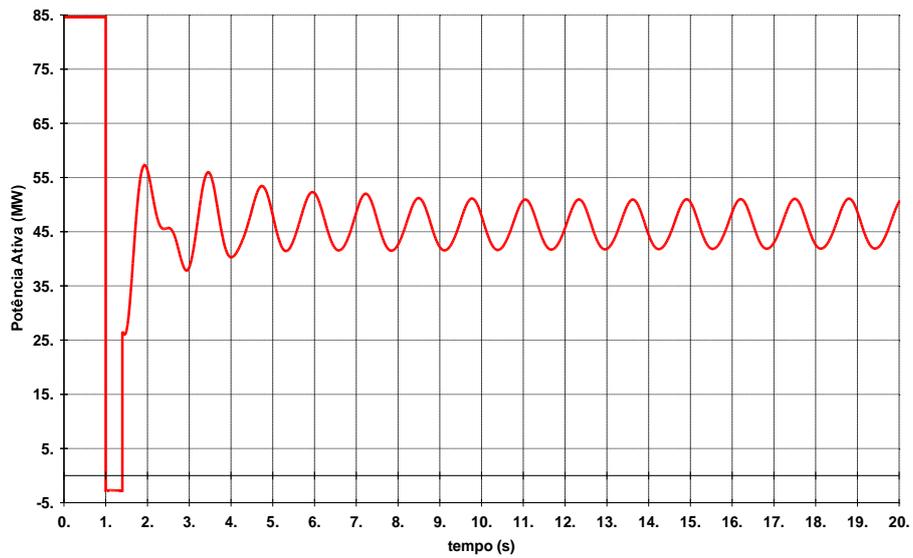


Figura 8.9 – Fluxo pela LT 230 kV Aparecida – Sta. Cabeça

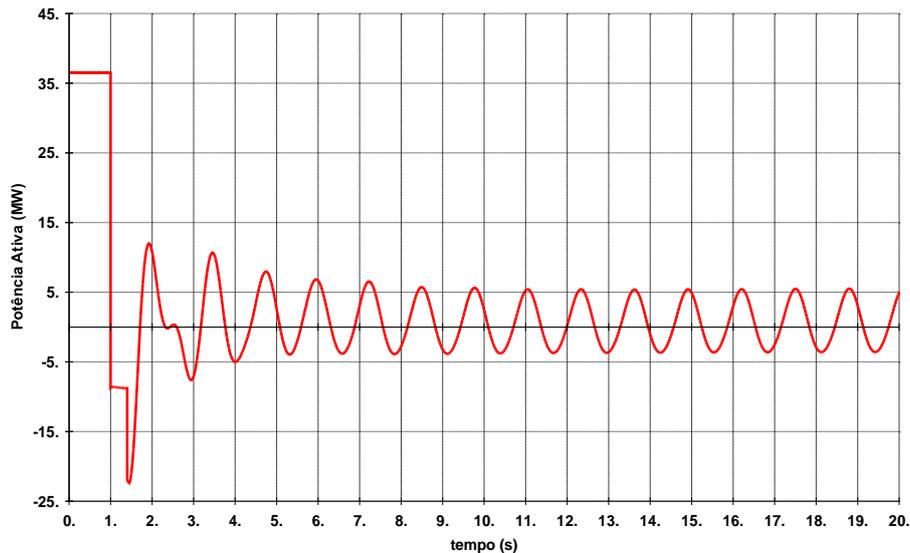


Figura 8.10 – Fluxo pela LT 230 kV Sta. Cabeça – Nilo Peçanha

8.1.3. Critério de Simulação

A perturbação aplicada ao sistema é o curto circuito trifásico em barra terminal seguida de sua eliminação e consequente abertura dos terminais do transformador. Os tempos de aplicação de cada um destes eventos são:

- Aplicação do curto circuito na barra 5 em $t = 0,50$ s.
- Eliminação do curto circuito em $t = 0,75$ s.
- Abertura em ambas as extremidades do transformador em $t=0,75$ s.
- Período total de simulação 12 segundos.

Como não houve estudo de frequência em máquinas o período de estudo foi reduzido para 12 segundos.

8.1.4. Pré-Análise

Inicialmente foram feitas análises de sensibilidade conforme descrito na seção 7.4. As barras e circuitos de interesse foram assim determinados e são apresentados nas tabelas 8.1 e 8.2.

BARRAS	
Número	Nome
77	T.PRETO--500
104	C.PAULIS-500
127	MOG-RLC1-345
161	MOGI-FCE-230
446	MOGI-EP--230
448	ITAPETI--230
449	ITAPETI--345
450	MOGI-Q---230
451	AVILLAR-Y230
454	S.JOSE---230
458	APARECID-230
461	S.CABECA-230
570	SUMARE---440
574	B.JARDIM-440
581	EMBUGUAC-440
584	CABREUVA-440
585	GERDAU-S-440
593	S.ANGELO-440
594	S.ANGELO-345
598	TAUBATE--500
599	TAUBATE--440
600	TAUBATE--230

Tabela 8.1 – Barras Candidatas

LINHAS			
De		Para	
77	T.PRETO--500	598	TAUBATE--500
104	C.PAULIS-500	598	TAUBATE--500
446	MOGI-EP--230	451	AVILLAR-Y230
448	ITAPETI--230	446	MOGI-EP--230
449	ITAPETI--345	594	S.ANGELO-345
449	ITAPETI--345	127	MOG-RLC1-345
450	MOGI-Q---230	454	S.JOSE---230
451	AVILLAR-Y230	161	MOGI-FCE-230
454	S.JOSE---230	600	TAUBATE--230
458	APARECID-230	461	S.CABECA-230
461	S.CABECA-230	252	N.PECANH-230
570	SUMARE---440	584	CABREUVA-440
570	SUMARE---440	574	B.JARDIM-440
574	B.JARDIM-440	599	TAUBATE--440
574	B.JARDIM-440	593	S.ANGELO-440
585	GERDAU-S-440	581	EMBUGUAC-440
600	TAUBATE--230	458	APARECID-230

Tabela 8.2 – Circuitos Candidatos

8.1.5. Índice de Falta de Qualidade

As subfunções (SF) formadoras deste índice mais as características utilizadas neste caso são:

- Se $V_{(u,t)} < 0,60$ p.u., com $0,50 < t < 2,00 \Rightarrow \text{Contador}_a = \text{Contador}_a + 1$
- Se $V_{(u,t)} < 0,80$ p.u., com $2,00 < t < 12,00 \Rightarrow \text{Contador}_b = \text{Contador}_b + 1$

- c. Se $\left[\frac{V_{in} - V_{fim}}{V_{in}} \right]_u > 0,10 \text{ p.u.} \Rightarrow \text{Contador}_c = \text{Contador}_c + 1$
- d. Se $[V_{\text{efosc}_u}]_t > 0,02 \text{ p.u.}, \text{ com } 9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_d = \text{Contador}_d + 1$
- e. Se $V_{(u,t)} < 0,95 \text{ p.u.}, \text{ com } 9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_e = \text{Contador}_e + 1$
- f. Se $V_{(u,t)} > 1,05 \text{ p.u.}, \text{ com } 9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_f = \text{Contador}_f + 1$
- g. Se $[V_{\text{efosc}_{ui}}]_t > 0,02 \text{ p.u.}, \text{ com } 9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_g = \text{Soma}_g + [V_{\text{ef}_i}]_t$
- h. Se $[P_{\text{atefosc}_u}]_t > 0,02 \text{ p.u.}, \text{ com } 9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_h = \text{Soma}_h + [P_{\text{atef}_j}]_t$

Obs: Descrição das subfunções na seção 6.5

8.1.6. Função Avaliação

Como descrito na seção 6.7

8.1.7. Dados dos FACTS

Aqueles constantes da tabela 6.5 na seção 6.8

8.1.8. Aplicação do Método

Na execução do AvaliaSim foi utilizado o $FQI = 10^6$ (seção 6.6). Após a operação do processo foi obtido o seguinte conjunto de FACTS, tipos, localização e os respectivos custos de investimentos:

LOCAL	EQUIPAMENTO	Custo - mil Reais
LT 500 kV Cachoeira Pta. – Taubaté	SSSC	11.113,43
LT 440 kV Bom Jardim – Taubaté	SSSC	4.381,99
LT 440 kV Sto. Ângelo – Bom Jardim	SSSC	962,96
LT 230 kV Aparecida – Sta. Cabeça	TCSC	8.100,80
LT 230 kV Sta. Cabeça – Nilo Peçanha	TCSC	2.574,98
Barra de Taubaté – 440 kV	SVC	9.728,63
Total		36.862,79

Tabela 8.3 – Relação de FACTS Instalados – Local, Tipo e Custo de Investimento

8.1.9. Resultados

As Figuras 8.11 a 8.19 mostram o comportamento das tensões e potências ativas com a instalação dos FACTS descritos acima. Para comparação, são apresentados os casos

iniciais, problemáticos, em traço vermelho e os casos pós-instalação do conjunto de FACTS em azul.

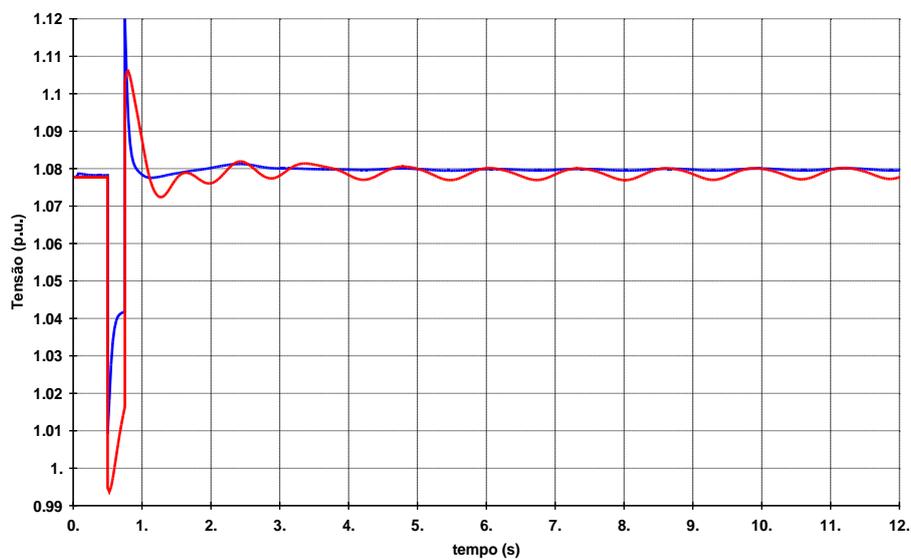


Figura 8.11 – Tensão na Barra 500 kV de Cachoeira Paulista

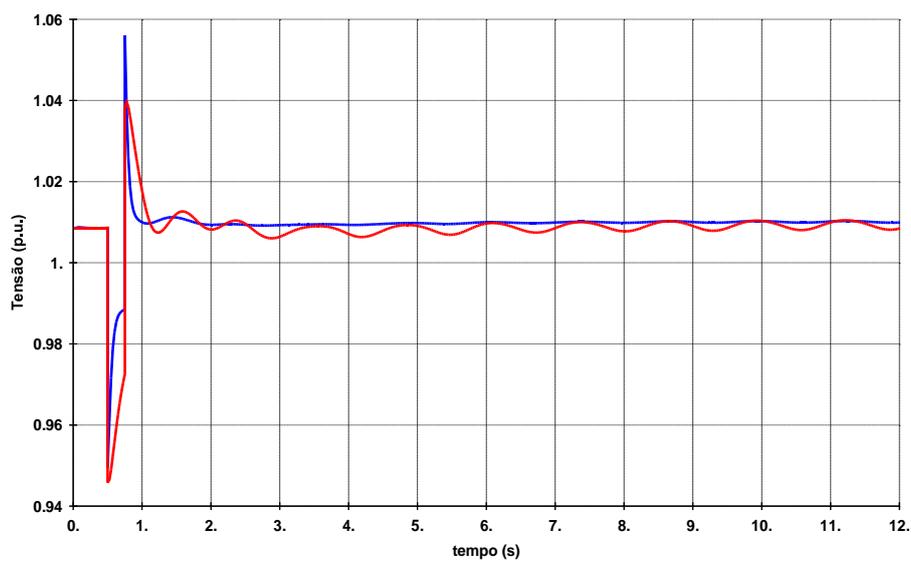


Figura 8.12 – Tensão na Barra 440 kV de Sumaré

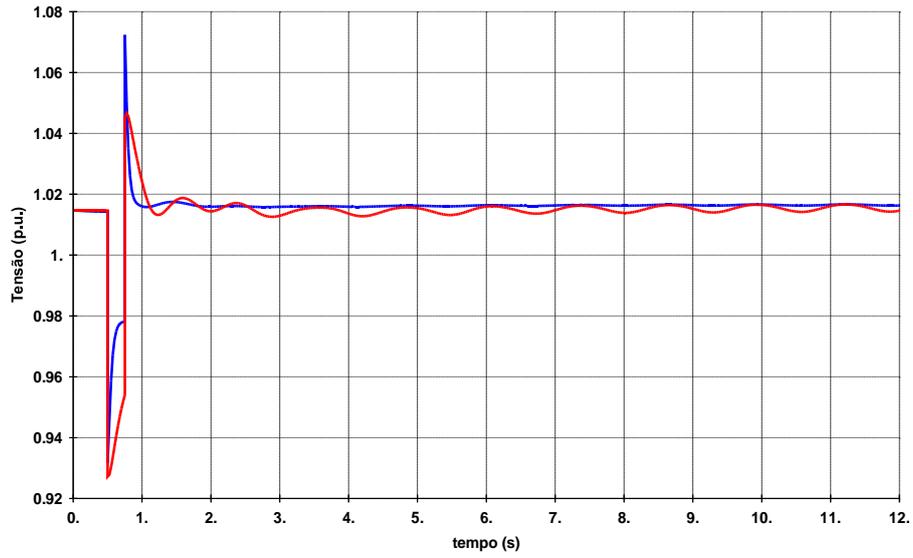


Figura 8.13 – Tensão na Barra 440 kV de Bom Jardim

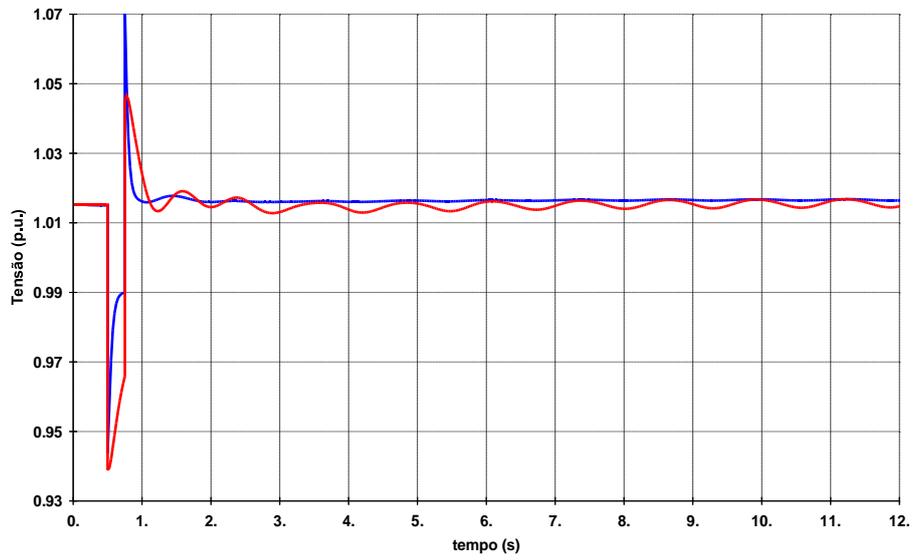


Figura 8.14 – Tensão na Barra 440 kV de Cabreúva

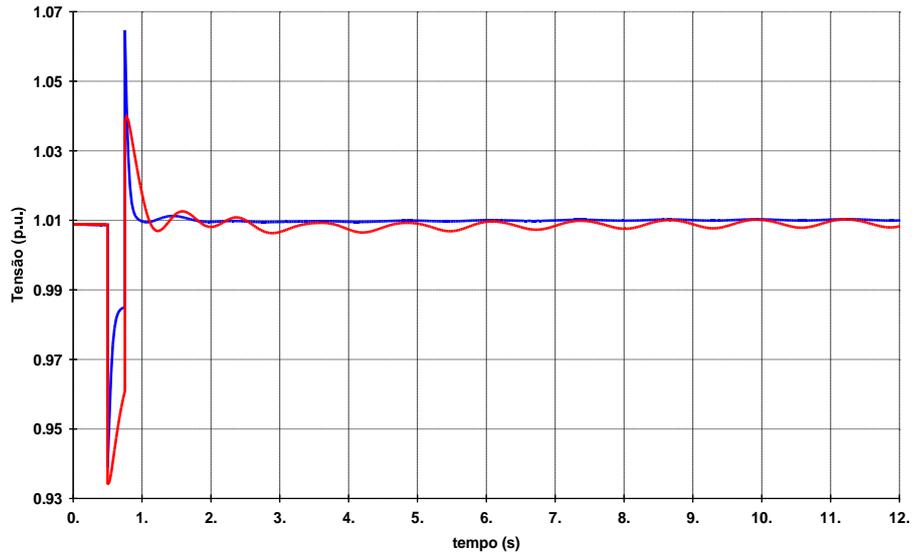


Figura 8.15 – Tensão na Barra 230 kV de Cabreúva

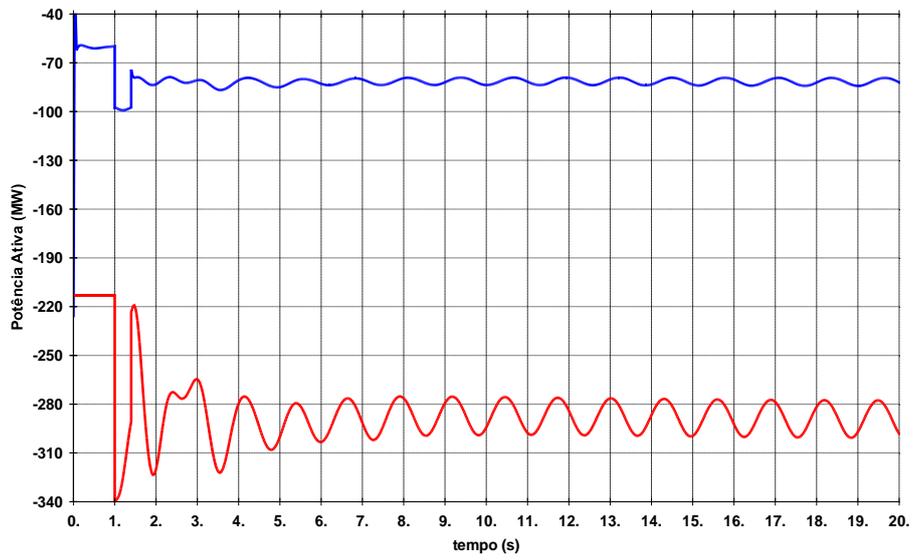


Figura 8.16 – Fluxo pela LT 500 kV Cachoeira Pta. - Taubaté

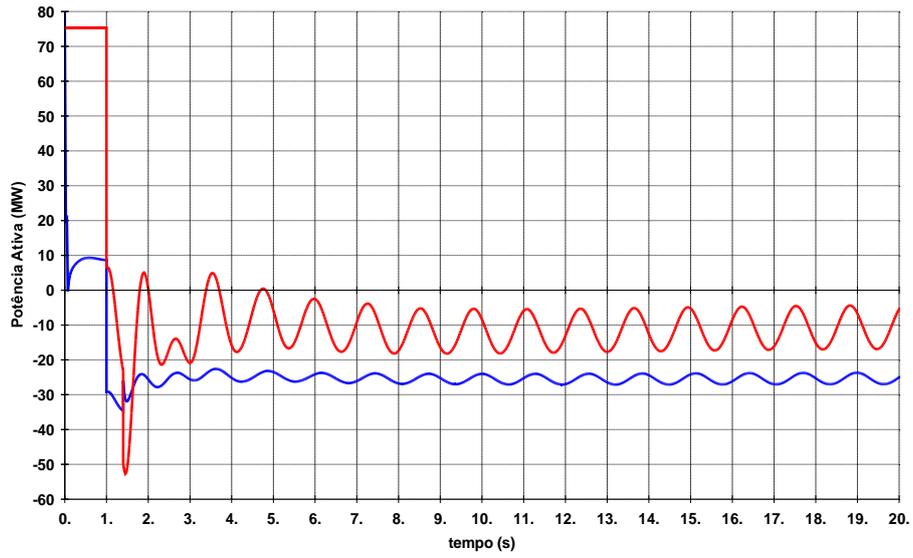


Figura 8.17 – Fluxo pela LT 440 kV Bom Jardim – Taubaté

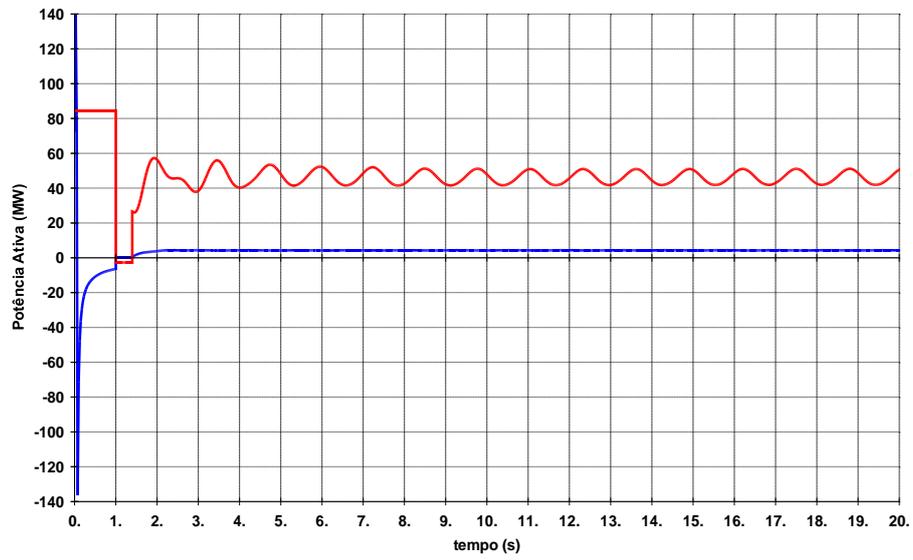


Figura 8.18 – Fluxo pela LT 230 kV Aparecida – Sta. Cabeça

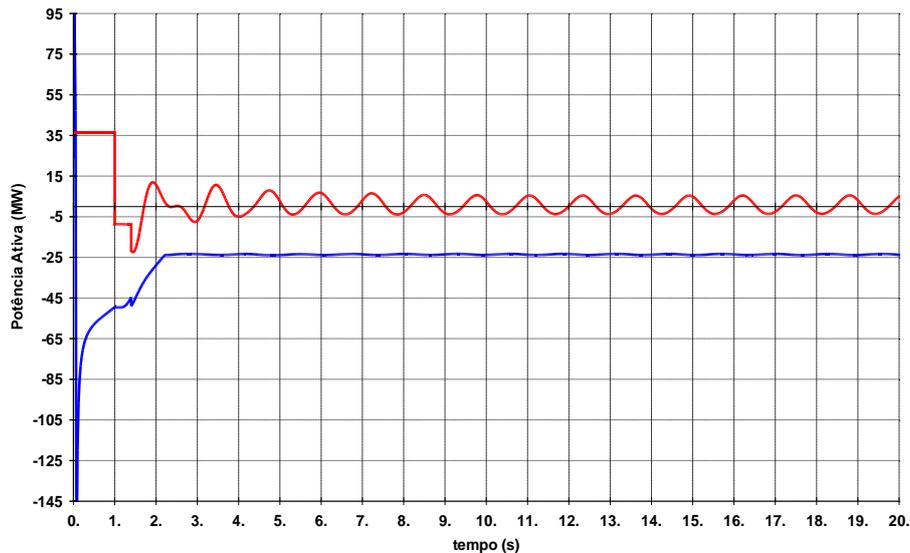


Figura 8.19 – Fluxo pela LT 230 kV Sta. Cabeça – Nilo Peçanha

A tabela 8.4 apresenta as diferenças dos valores pico a pico das oscilações nas potências ativas antes e após a compensação da rede.

LOCAL	Pré	Pós
	Valores Pico a Pico (MW)	
LT 500 kV Cachoeira Pta. – Taubaté	23,5	4,6
LT 440 kV Bom Jardim – Taubaté	12,8	3,1
LT 230 kV Aparecida – Sta. Cabeça	9,5	0,1
LT 230 kV Sta. Cabeça – Nilo Peçanha	9,4	0,5

Tabela 8.4 – Variação das Oscilações de Potência com e sem Compensação

A determinação de fim do processo, conforme o capítulo 7, se dá de forma automática após três sucessivos valores iguais da função avaliação. O valor do FQI, que faz parte da função avaliação, também influencia o ponto de parada do processo. A qualidade do resultado se deve ao peso que recebe a parcela referente ao valor do investimento realizado. Observa-se através das figuras acima que a atenuação nas oscilações na tensão e no fluxo de potência ativa se dá em cerca de dois segundos.

8.2. Redução da Corrente de Curto Circuito – Área São Paulo

Uma possibilidade de aplicação do SSSC é a redução de corrente de curto circuito em redes. Este estudo analisa a instalação de SSSCs na área São Paulo buscando a redução da contribuição, a correntes de curtos circuitos, em determinados circuitos.

Conforme o exposto na seção 6.5, o modo de controle do SSSC utilizado é função da potência ativa própria que foi pelo circuito em que estão instalados. Neste modo de controle, o SSSC procura estabilizar a potência ativa que foi pelo circuito tomando

como referência a potência ativa inicial. Não é um controle indicado para controle de curtos circuitos em redes. Entretanto o objetivo de utilizar o SSSC nestas condições foi de avaliar sua resposta à redução de curto circuito uma vez que as potências ativas fluentes em situação normal são menores que os valores das respectivas contribuições ao curto circuito pelos circuitos considerados. É analisado qual o percentual de redução de curto circuito que se obtém através de instalação de SSSCs considerando o método estudado.

8.2.1. Análise de Curto Circuito

Em substituição à Análise de Contingências, foi realizada a Análise de Curto Circuito na região central de São Paulo, capital. O curto circuito aplicado foi trifásico nas seguintes barras:

BARRAS	
Número	Nome
438	M.REALE--345
474	SUL-----345
129	MOGI-----345
466	RAMON-RF-345

Tabela 8.5 – Barras onde é aplicado o curto circuito

Na tabela 8.6 são apresentadas as contribuições em circuitos desta mesma região:

LINHAS			
De		Para	
97	GUARU-2--345	435	NORTE----345
439	ANHANG---345	97	GUARU-2--345
435	NORTE----345	438	M.REALE--345
582	EMBUGUAC-345	474	SUL-----345
471	BAIXADA--345	474	SUL-----345
78	T.PRETO--345	471	BAIXADA--345
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345
449	ITAPETI--345	129	MOGI-----345
78	T.PRETO--345	464	LESTE----345
464	LESTE----345	466	RAMON-RF-345

Tabela 8.6 – Circuitos onde são observadas as contribuições ao curto circuito

Os fluxos de potência nas barras citadas acima são apresentados nas Figuras 8.20 a 8.29, a seguir.

LINHAS				Barra em Curto Circuito	Potência Aparente Fluente (MVA)
De			Para		
97	GUARU-2--345	435	NORTE----345	438	1318
439	ANHANG---345	97	GUARU-2--345	438	760
435	NORTE----345	438	M.REALE--345	438	1214
582	EMBUGUAC-345	474	SUL-----345	474	1934
471	BAIXADA--345	474	SUL-----345	474	3551
78	T.PRETO--345	471	BAIXADA--345	474	1344
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345	129	1956
449	ITAPETI--345	129	MOGI----345	129	1769
78	T.PRETO--345	464	LESTE----345	466	1904
464	LESTE----345	466	RAMON-RF-345	466	534

Tabela 8.7 – Máximas Contribuições aos Curtos Circuitos

Os fluxos de potência são apresentados nas Figuras 8.20 a 8.29, a seguir.

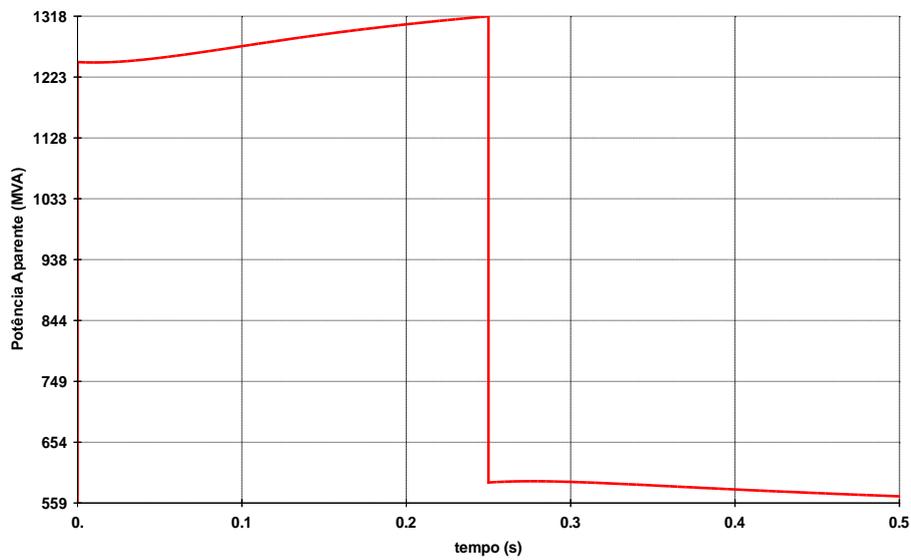


Figura 8.20 – Potência Aparente na LT 345kV Guarulhos 2 – Norte

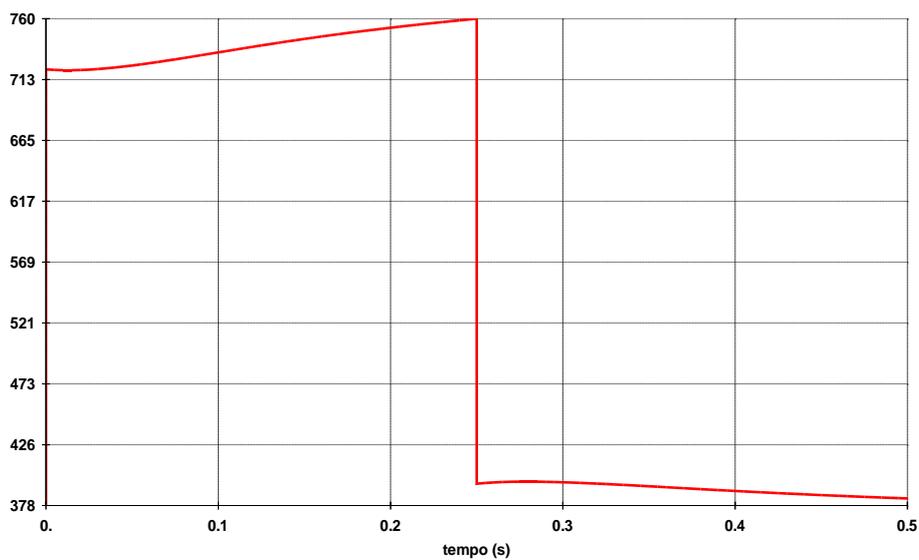


Figura 8.21 – Potência Aparente na LT 345kV Anhanguera – Guarulhos 2

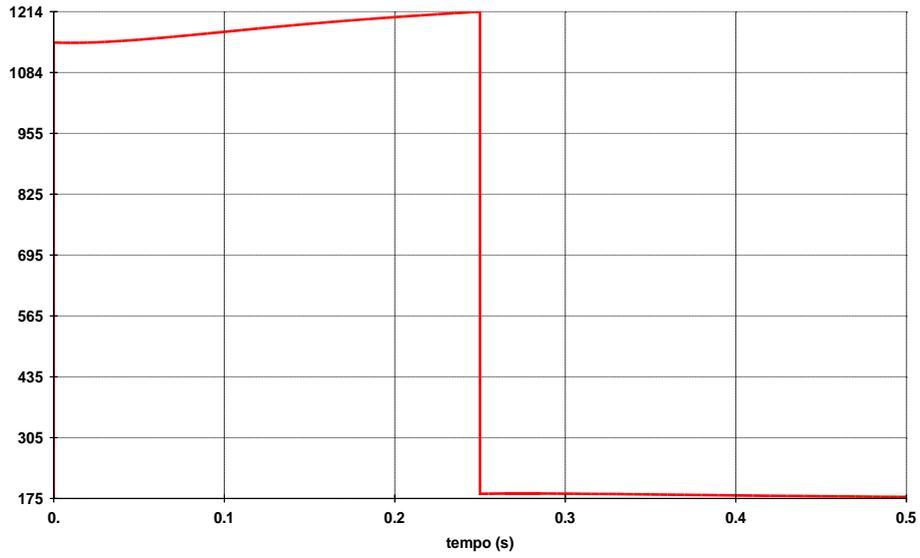


Figura 8.22 – Potência Aparente na LT 345kV Norte – Miguel Reale

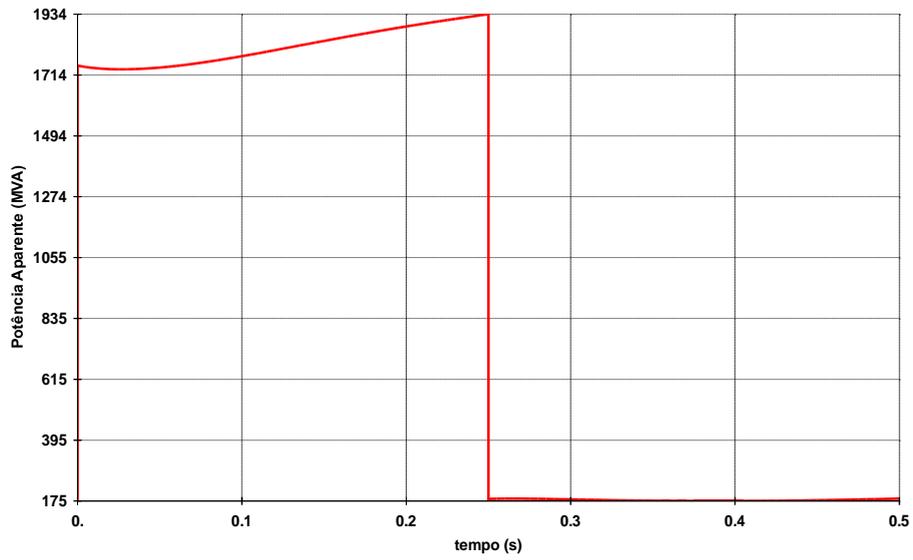


Figura 8.23 – Potência Aparente na LT 345kV Embu Guaçu – Sul

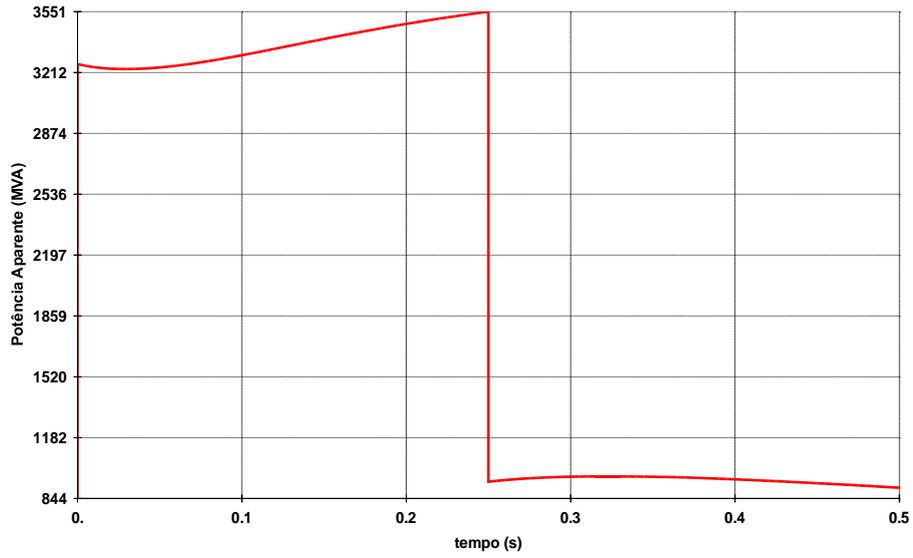


Figura 8.24- Potência Aparente na LT 345kV Baixada - Sul

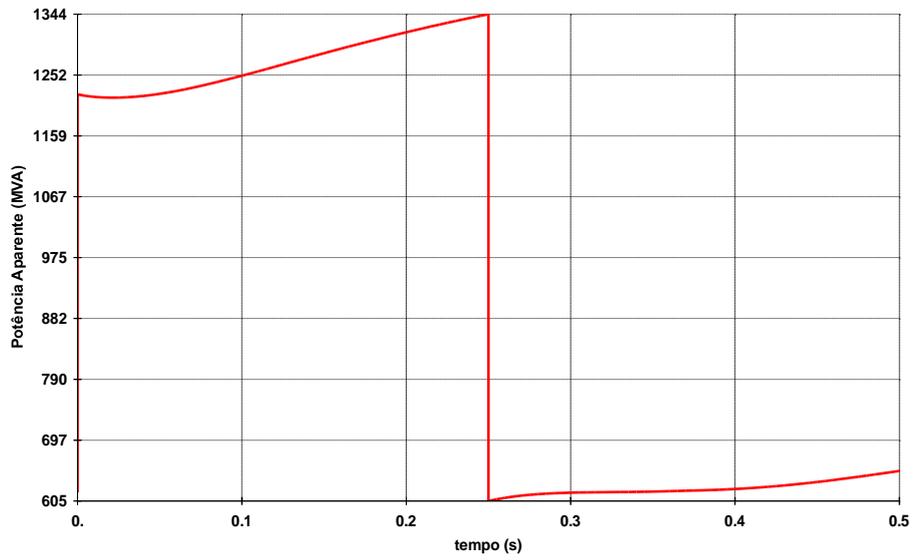


Figura 8.25 - Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto - Baixada

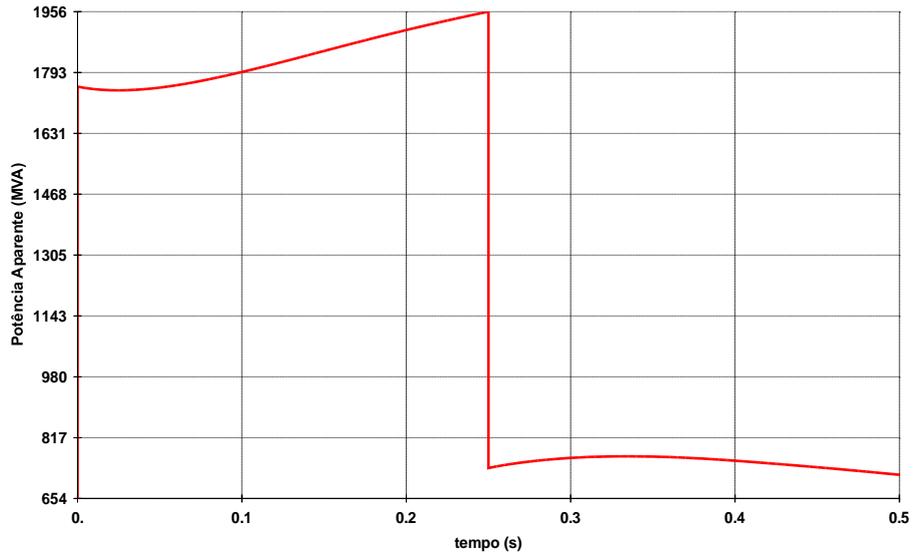


Figura 8.26 – Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto – Itapeti

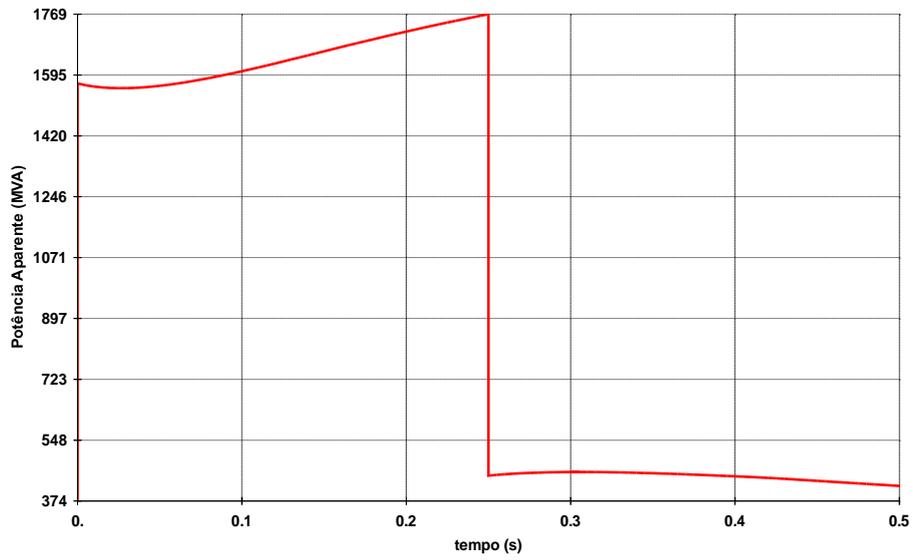


Figura 8.27 – Potência Aparente na LT 345kV Itapeti – Mogi

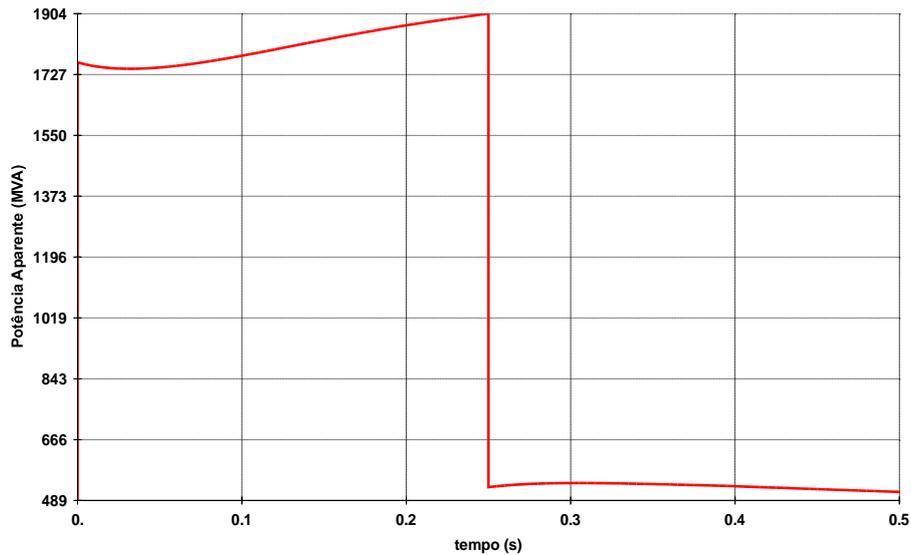


Figura 8.28 – Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto – Leste

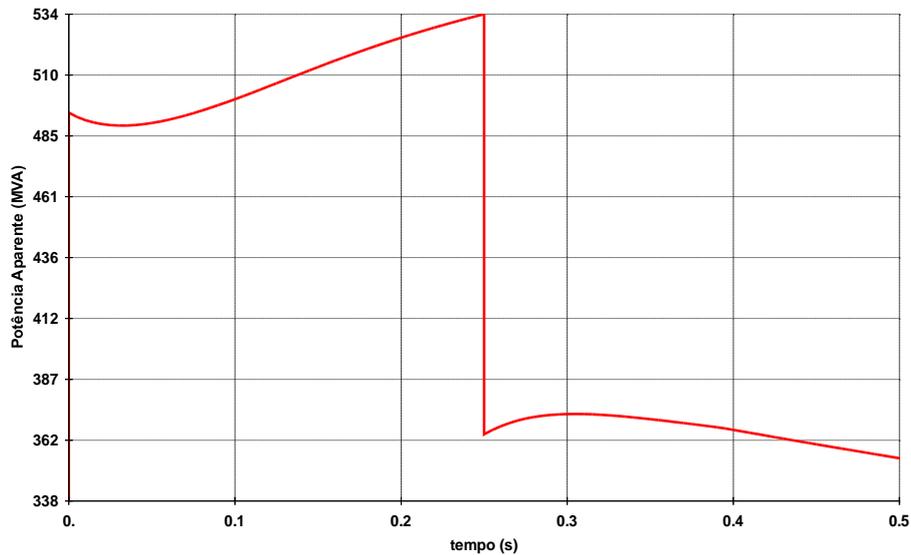


Figura 8.29 – Potência Aparente na LT 345kV Leste – Ramon R Filho

A tabela seguinte resume os valores máximos das potências apresentadas nos gráficos:

8.2.2. Critério de Simulação

São aplicados diversos curtos circuitos trifásicos nas barras apresentadas na tabela 8.5.

Os tempos de aplicação de cada um destes eventos são:

- Aplicação do curto circuito na barra, em $t = 0,00$ s.
- Eliminação do curto circuito em $t = 0,25$ s.
- Período total de simulação 0,50 segundo.

O período de estudo contempla apenas o estudo de curtos circuitos.

O estudo considera a avaliação das contribuições de diversos curtos circuitos, conjuntamente, mas não simultaneamente.

8.2.3. Pré-Análise

Após a Análise de Sensibilidade (seção 6.4), têm-se como candidatos à instalação dos SSSCs os circuitos mostrados na tabela 8.8:

De		Para	
97	GUARU-2--345	86	IBIUNA---345
97	GUARU-2--345	435	NORTE----345
97	GUARU-2--345	439	ANHANG---345
439	ANHANG---345	495	M.FORNAS-345
491	XAVANTES-345	495	M.FORNAS-345
488	INTERLAG-345	491	XAVANTES-345
491	XAVANTES-345	492	BANDEIRA-345
491	XAVANTES-345	495	M.FORNAS-345
97	GUARU-2--345	435	NORTE----345
435	NORTE----345	438	M.REALE--345
86	IBIUNA---345	488	INTERLAG-345
488	INTERLAG-345	491	XAVANTES-345
488	INTERLAG-345	582	EMBUGUAC-345
78	T.PRETO--345	86	IBIUNA---345
97	GUARU-2--345	86	IBIUNA---345
86	IBIUNA---345	488	INTERLAG-345
582	EMBUGUAC-345	471	BAIXADA--345
582	EMBUGUAC-345	474	SUL-----345
488	INTERLAG-345	582	EMBUGUAC-345
474	SUL-----345	471	BAIXADA--345
582	EMBUGUAC-345	474	SUL-----345
78	T.PRETO--345	86	IBIUNA---345
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345
78	T.PRETO--345	464	LESTE----345
78	T.PRETO--345	471	BAIXADA--345
78	T.PRETO--345	464	LESTE----345
464	LESTE----345	466	RAMON-RF-345
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345
449	ITAPETI--345	129	MOGI-----345
449	ITAPETI--345	594	S.ANGELO-345
120	P.CALDAS-345	123	CAMPINAS-345
126	GUARULHO-345	120	P.CALDAS-345
129	MOGI-----345	120	P.CALDAS-345
134	LCBARRET-345	120	P.CALDAS-345
136	FURNAS---345	120	P.CALDAS-345
126	GUARULHO-345	120	P.CALDAS-345
126	GUARULHO-345	123	CAMPINAS-345
126	GUARULHO-345	442	NORDESTE-345
129	MOGI-----345	120	P.CALDAS-345
129	MOGI-----345	442	NORDESTE-345

Tabela 8.8 –Circuitos Candidatos à Colocação de SSSCs

8.2.4. Índice da Falta de Qualidade

Aqui, especialmente, o IFQ será considerado como:

$$IFQ = \text{Max}(P_{ap}) \text{ para } 0 < t < 2,50$$

onde $\text{Max}(\cdot)$ é um operador que determina o valor máximo entre os instantes $0 < t < 2,50$ e P_{ap} é o valor da potência aparente que flui pelo circuito.

8.2.5. Função Avaliação

Como descrito na seção 6.7

8.2.6. Dados dos FACTS

Aqueles constantes da tabela 6.5 na seção 6.8

8.2.7. Aplicação do Método

Na execução do AvaliaSim foi utilizado o $FQI = 10^8$ (seção 6.6). Após a operação do processo foi obtido o seguinte conjunto de FACTS, tipos, localização e os respectivos custos de investimentos:

LINHAS				Equipamento	Custo Mil Reais
	De		Para		
78	T.PRETO--345	464	LESTE---345	SSSC	15.377,50
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345	SSSC	10.624,23
97	GUARU-2--345	435	NORTE---345	SSSC	23.182,63
				Total	49.184,36

Tabela 8.9 – Relação de FACTS e Custos

As figuras seguintes apresentam os efeitos destas instalações.

8.2.8. Resultados

O estado do sistema na sua condição inicial é representado nos gráficos em vermelho. Após a instalação dos FACTS o comportamento da potência aparente é mostrado em azul.

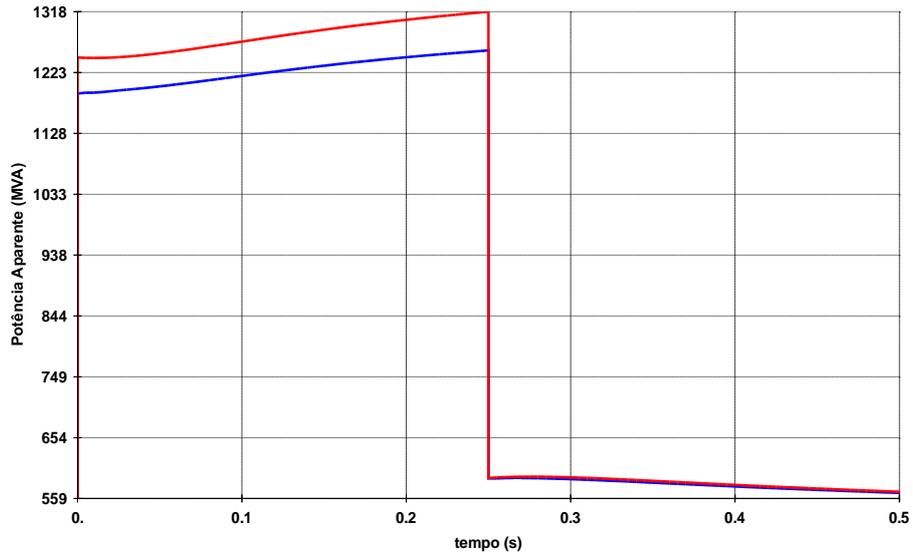


Figura 8.30 – Potência Aparente na LT 345kV Guarulhos 2 – Norte

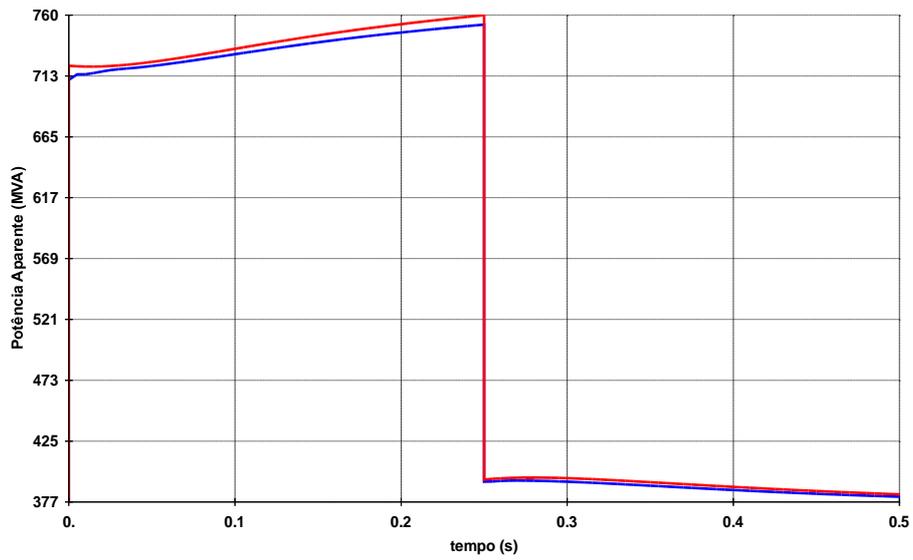


Figura 8.31 – Potência Aparente na LT 345kV Anhanguera – Guarulhos 2

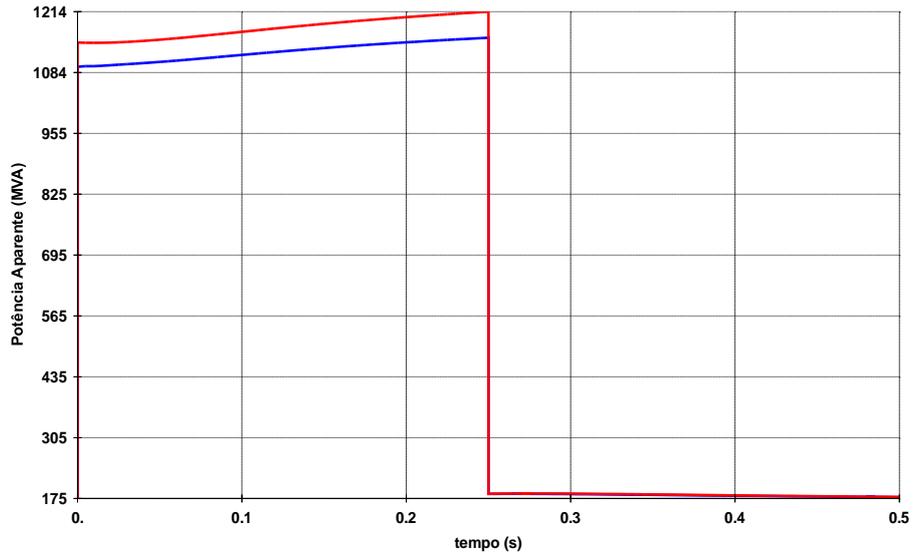


Figura 8.32 – Potência Aparente na LT 345kV Norte – Miguel Reale

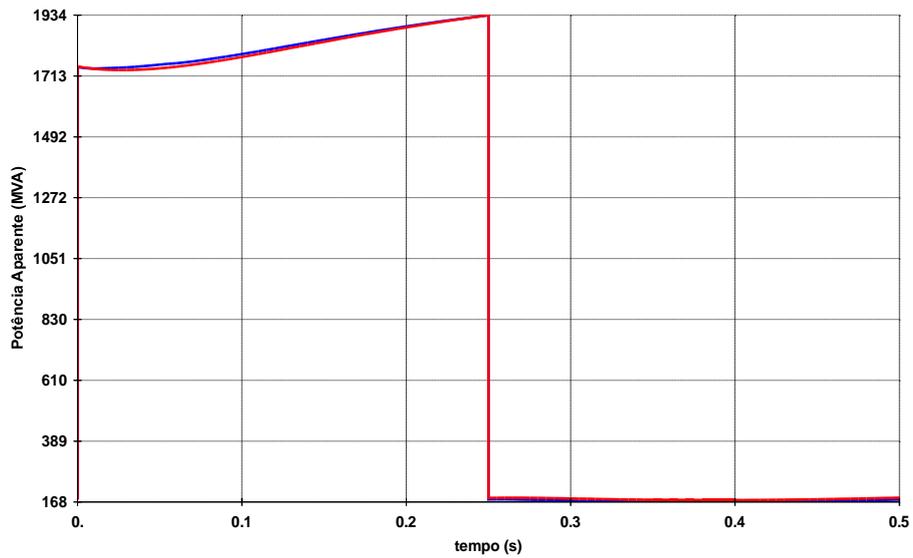


Figura 8.33 – Potência Aparente na LT 345kV Embu Guaçu – Sul

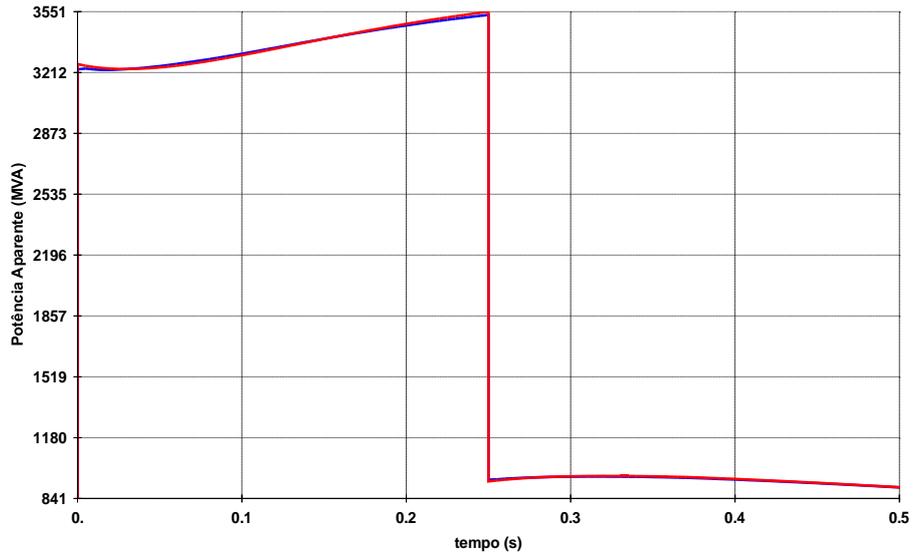


Figura 8.34 – Potência Aparente na LT 345kV Baixada – Sul

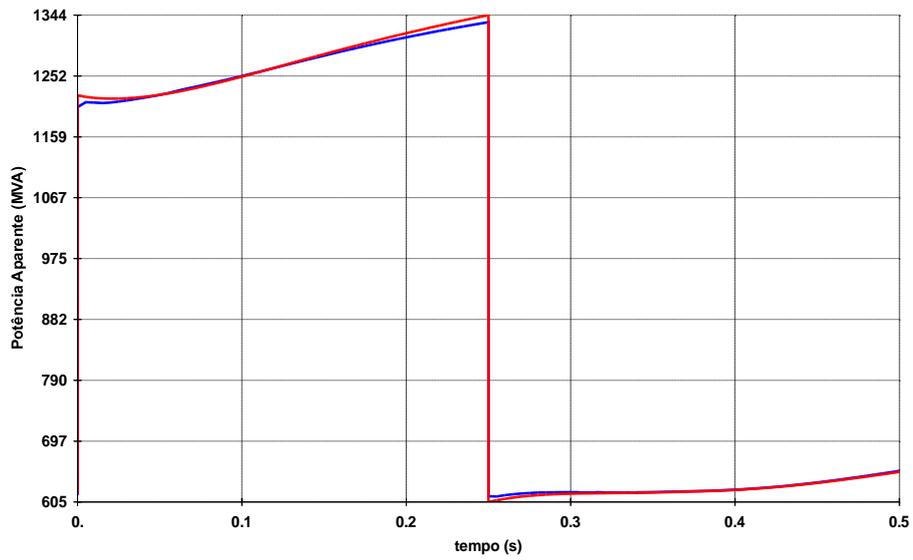


Figura 8.35 – Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto – Baixada

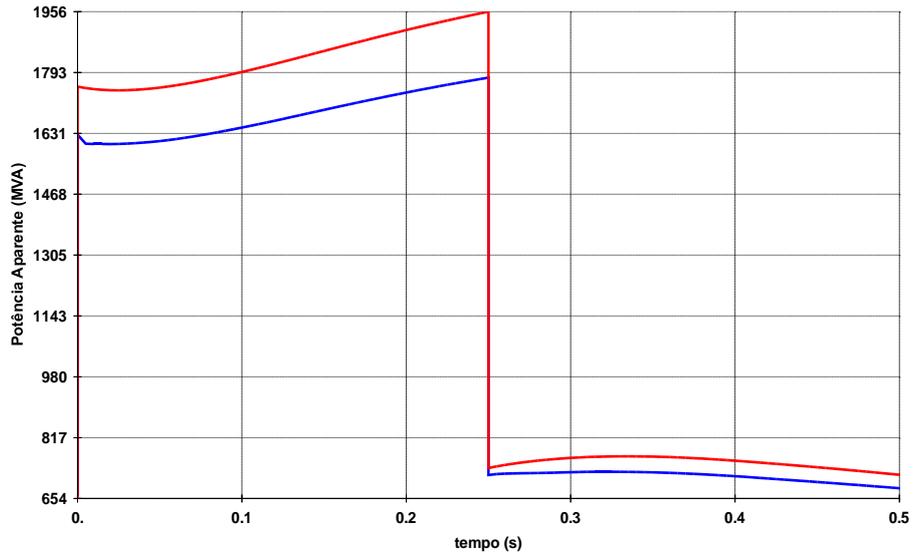


Figura 8.36 – Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto – Itapeti

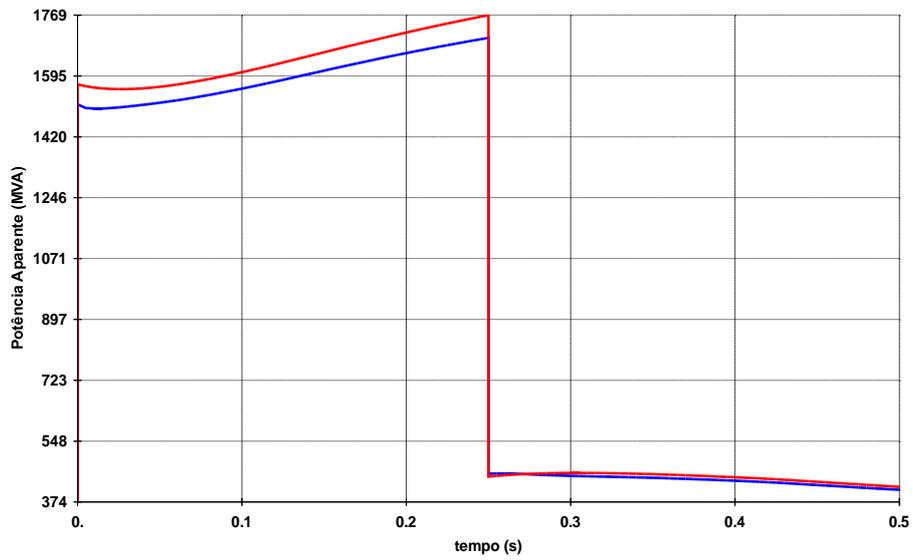


Figura 8.37 – Potência Aparente na LT 345kV Itapeti – Mogi

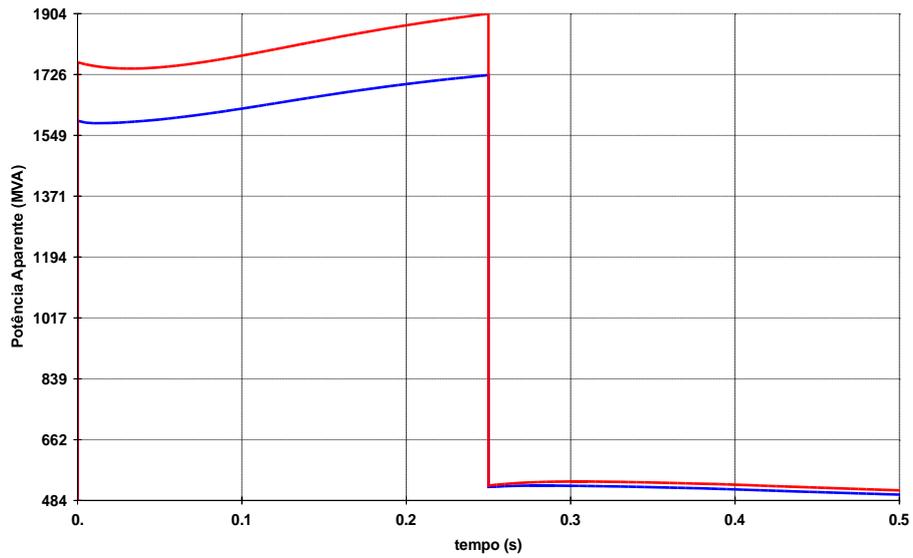


Figura 8.38 – Potência Aparente na LT 345kV Tijuco Preto – Leste

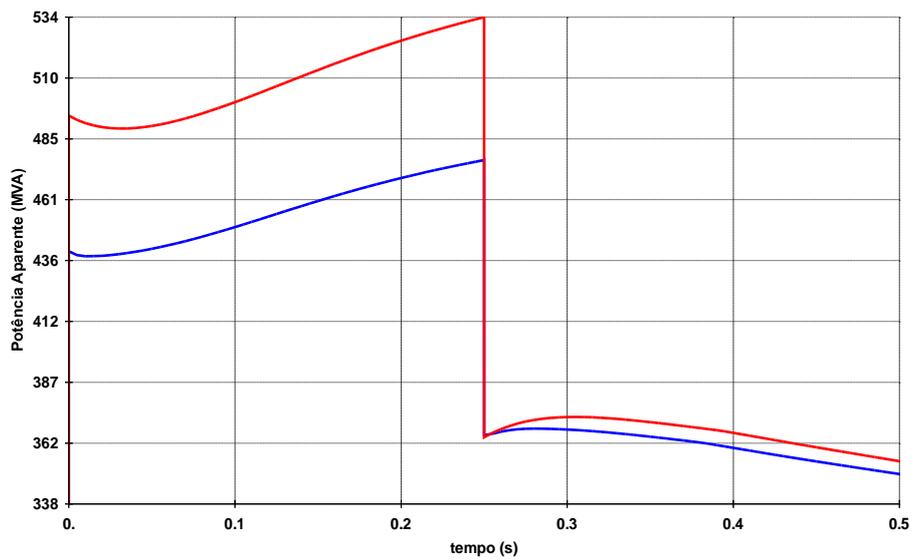


Figura 8.39 – Potência Aparente na LT 345kV Leste – Ramon R Filho

A tabela seguinte resume a comparação entre as potências pelos circuitos analisados antes e depois da instalação dos FACTS.

LINHAS				Potência Aparente (MVA)		Diferença Percentual
De	Para		Antes	Depois		
97	GUARU-2--345	435	NORTE----345	1318	1257	-4,63
439	ANHANG---345	97	GUARU-2--345	760	753	-0,92
435	NORTE----345	438	M.REALE--345	1214	1159	-4,53
582	EMBUGUAC-345	474	SUL-----345	1934	1933	-0,05
471	BAIXADA--345	474	SUL-----345	3551	3533	-0,51
78	T.PRETO--345	471	BAIXADA--345	1344	1334	-0,74
78	T.PRETO--345	449	ITAPETI--345	1956	1780	-9,00
449	ITAPETI--345	129	MOGI----345	1769	1704	-3,67
78	T.PRETO--345	464	LESTE----345	1904	1725	-9,40
464	LESTE----345	466	RAMON-RF-345	534	477	-10,7

Tabela 8.10 – Comparação entre os Fluxos de Potência Pré e Pós Instalação de FACTS

Nos circuitos estudados, todas tiveram redução na potência aparente máxima.

8.3. Problema Conjunto de Estabilidade de Tensão, Eletromecânica e Oscilação de Potência – Área Rio Grande do Sul

8.3.1. Diagrama da Área em Questão

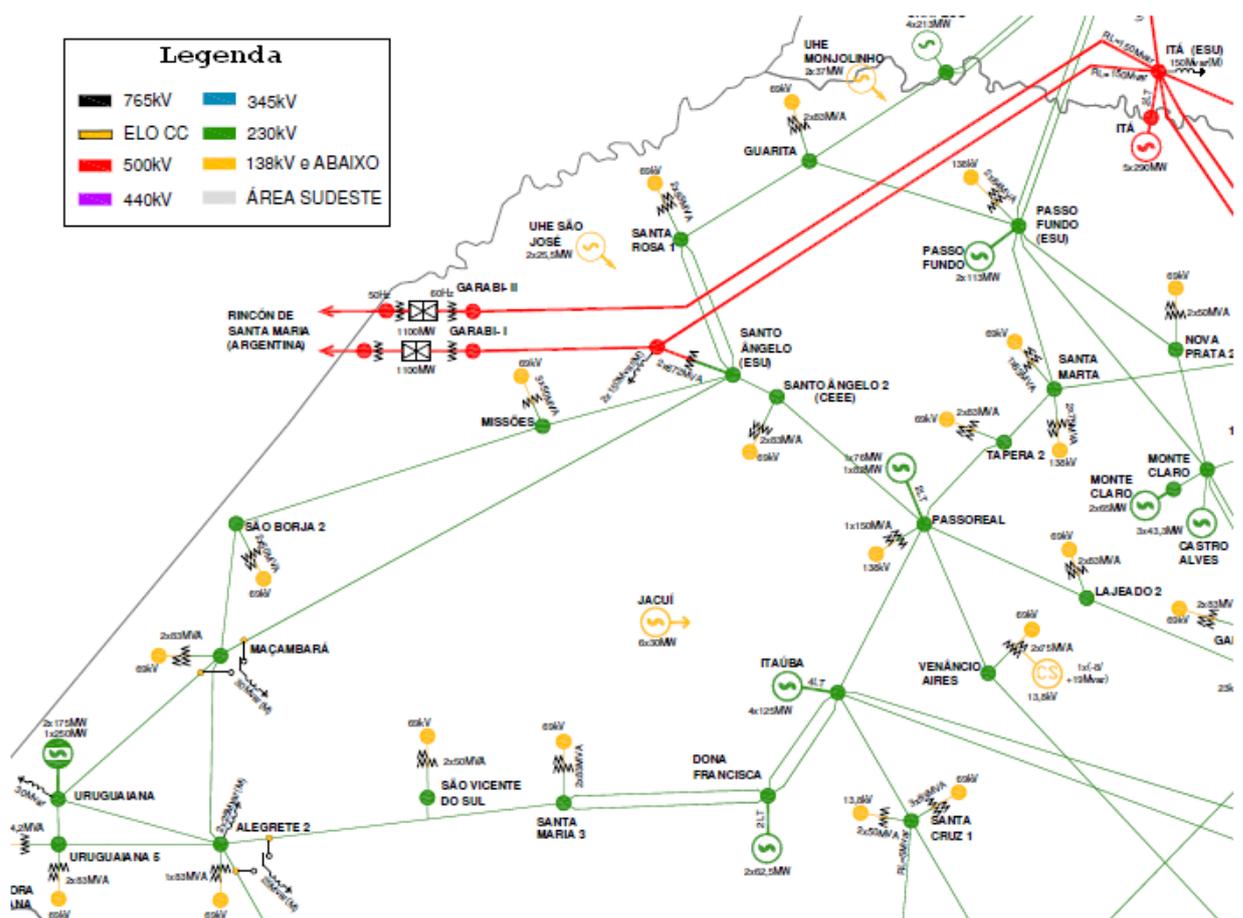


Figura 8.40 – Área Rio Grande do Sul [146]

Análise de Contingências

Da análise foram selecionadas três contingências que provocam perturbação nesta área. Esta seleção foi feita com base no número de não conformidades de tensão e fluxo na área imediatamente mais próxima à usina de Uruguaiana e à subestação 500kV Santo Ângelo. Esta perda provoca o aparecimento de oscilações de frequência e potência acelerante nas máquinas da Usina Uruguaiana e potência ativa em linhas de transmissão e de tensão em todos os barramentos próximos. Trata-se das perdas não simultâneas das linhas:

- LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2
- LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente
- LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguaiana

É apresentado o estado inicial do sistema após a ocorrência de cada uma das contingências citadas. Nestas figuras vale a seguinte distinção nos gráficos: traço em vermelho corresponde à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2, traço em azul à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente e traço em verde à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguaiana.

Nas Figuras de 8.41 a 8.51 estão representadas as frequências e potências acelerantes nas máquinas da usina termelétrica de Uruguaiana, ciclos gás e vapor, tensões das barras de Maçambará, São Borja 2 e Santo Ângelo 2 e potência ativa nas linhas de transmissão Maçambará – Santo Ângelo 2, Maçambará – São Borja 2, Uruguaiana – Maçambará e Uruguaiana 5 – Alegrete 2, todas em 230 kV.

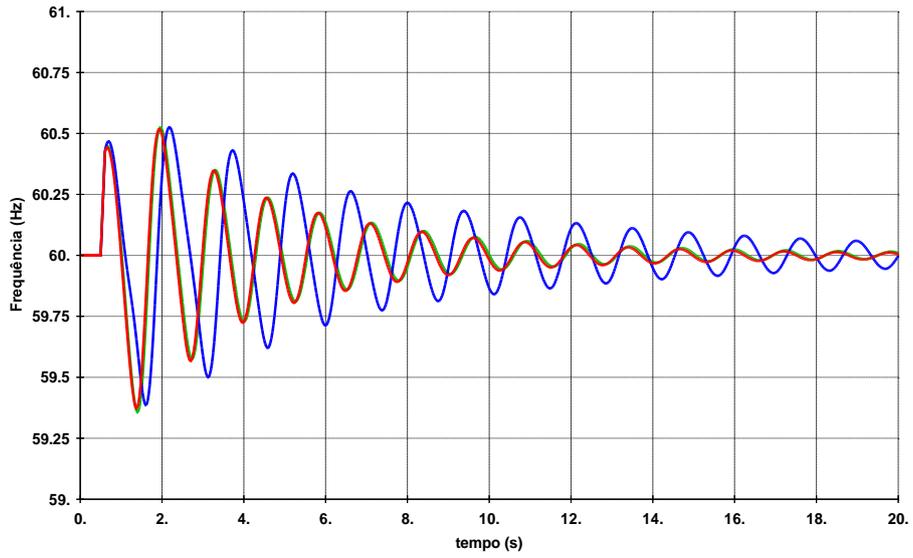


Figura 8.41 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo gás

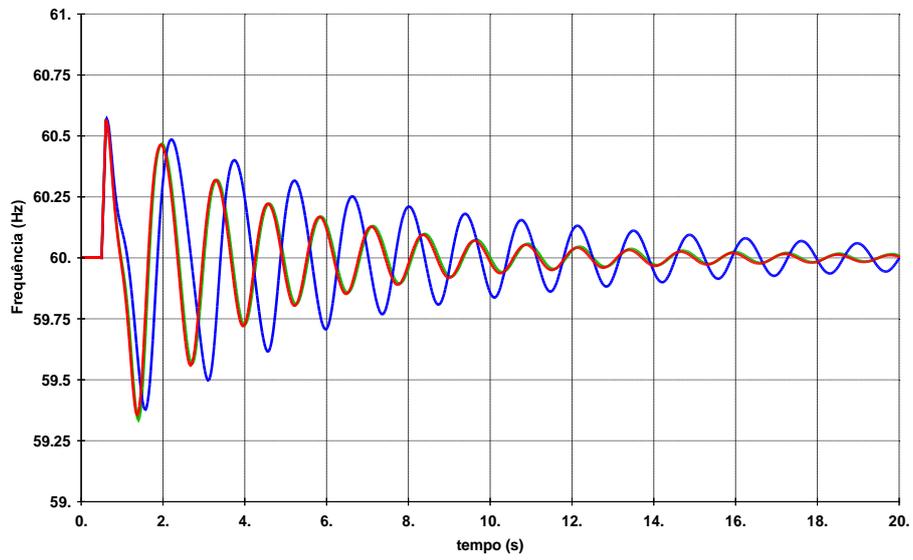


Figura 8.42 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo vapor

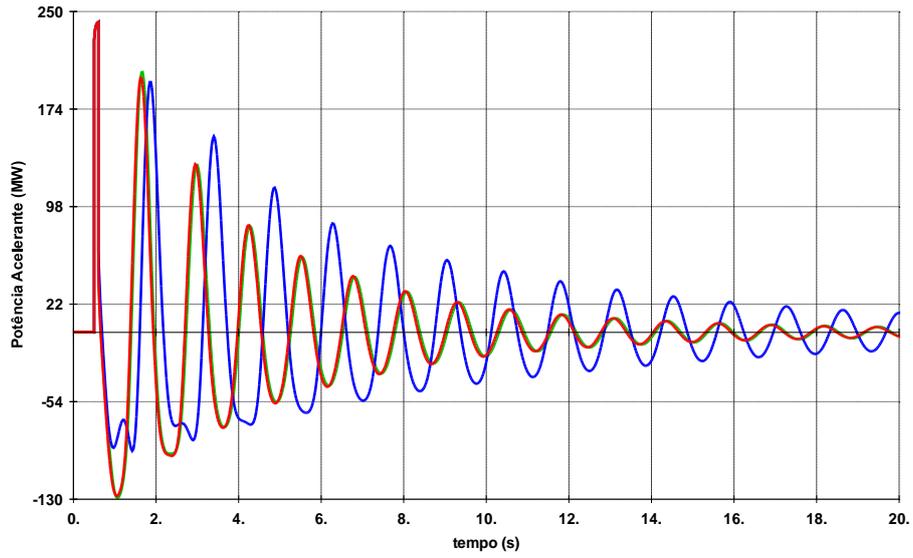


Figura 8.43 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo gás

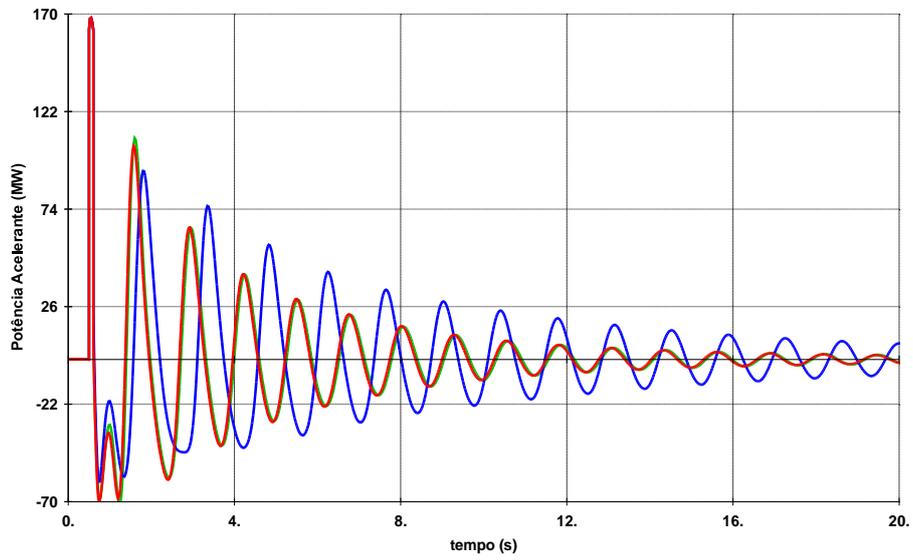


Figura 8.44 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo vapor

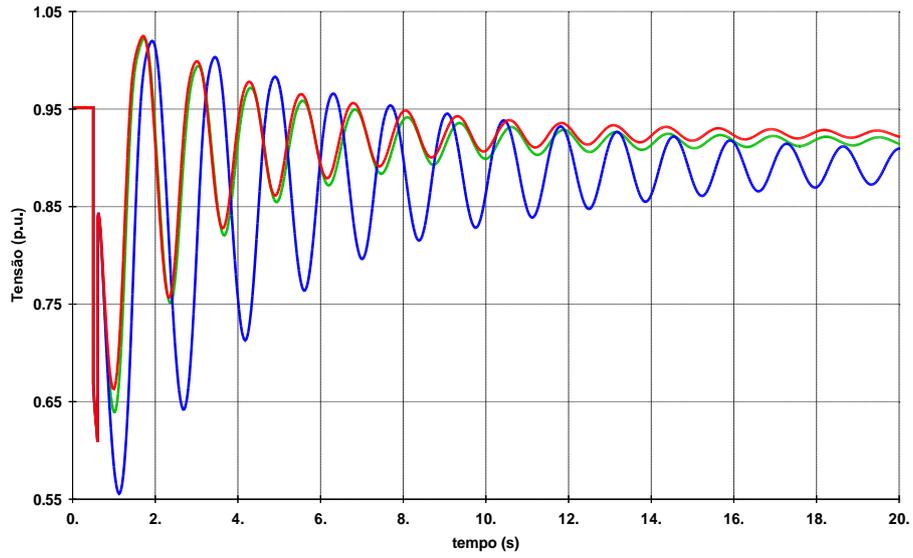


Figura 8.45 – Tensão na barra de 230 kV de Maçambará

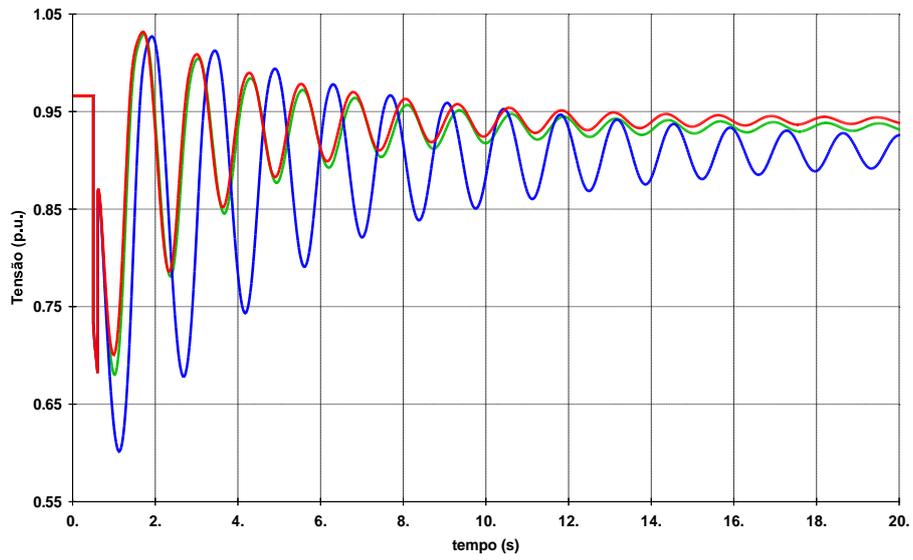


Figura 8.46 – Tensão na barra de 230 kV de São Borja 2

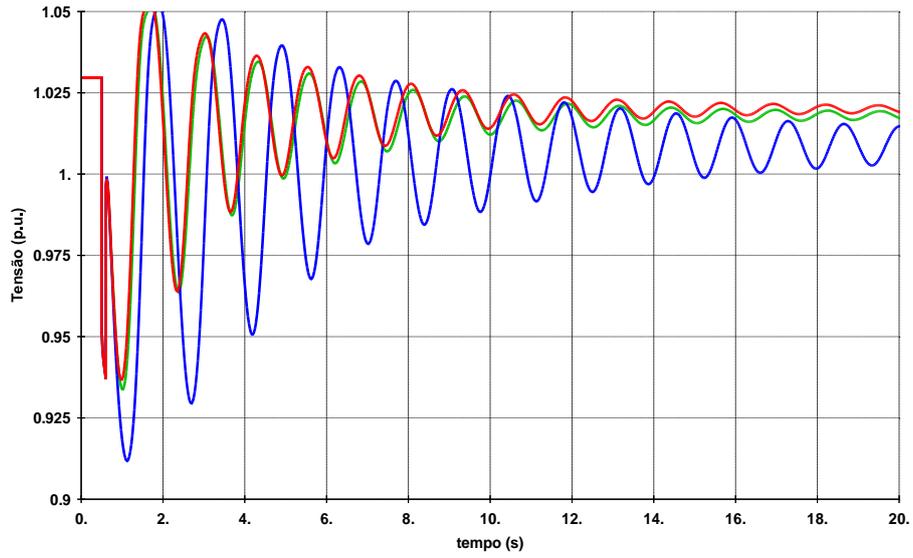


Figura 8.47 – Tensão na barra de 230 kV de Santo Ângelo 2

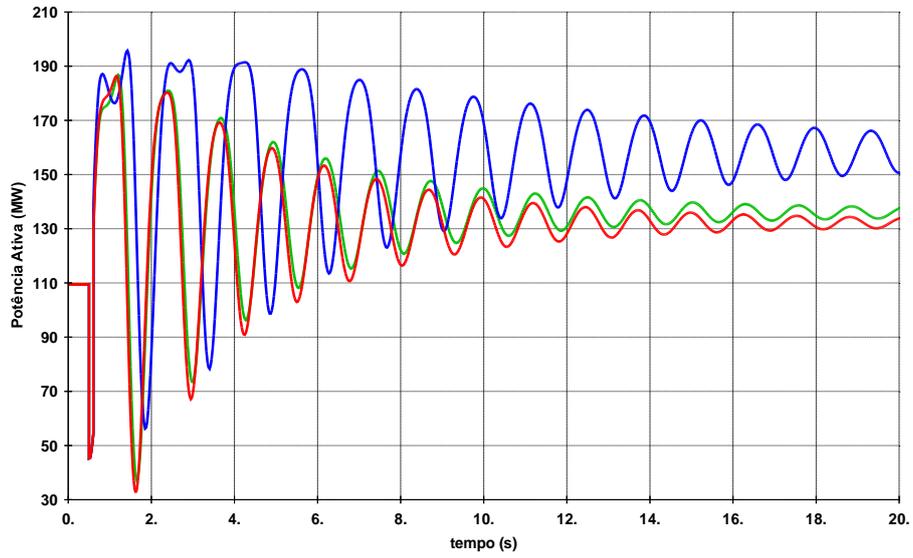


Figura 8.48 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – Santo Ângelo 2

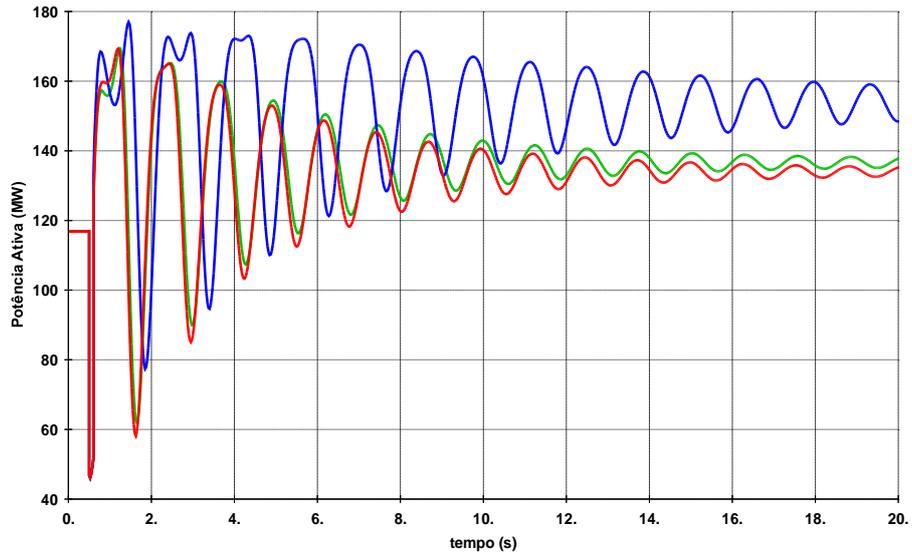


Figura 8.49 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – São Borja 2

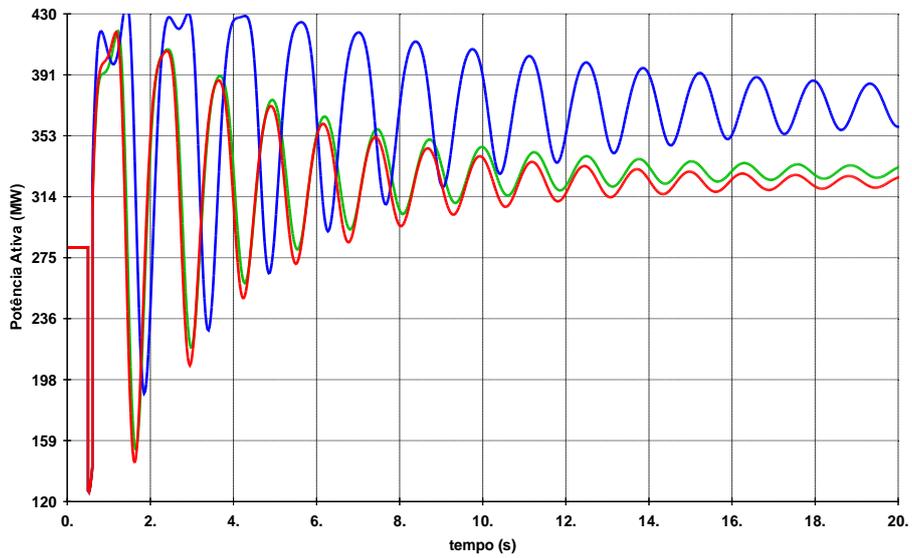


Figura 8.50 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguaiana – Maçambará

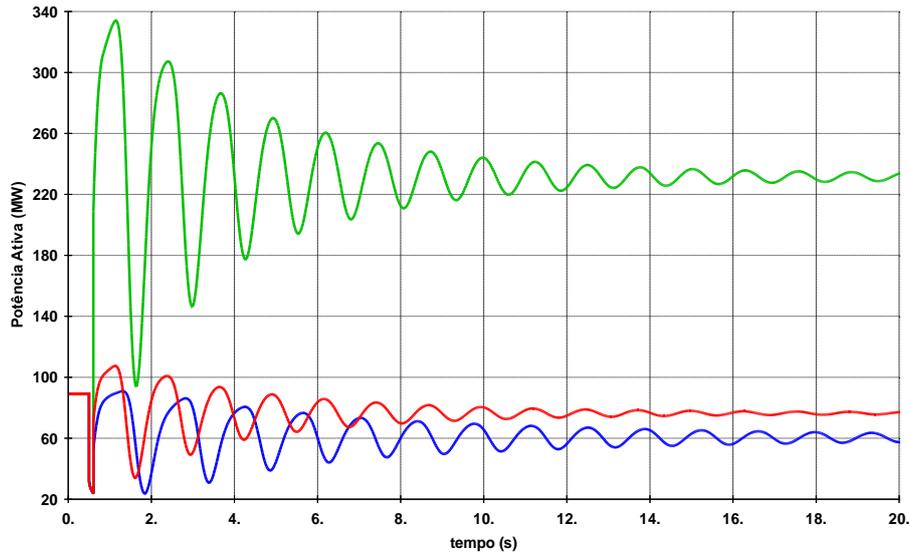


Figura 8.51 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguaiana 5 – Alegrete 2

8.3.2. Critério de Simulação

A perturbação aplicada ao sistema é o curto circuito trifásico no barramento 230kV de Alegrete seguida de sua eliminação e consequente abertura dos terminais das respectivas linhas. Os tempos de aplicação de cada um destes eventos são:

- Aplicação do curto circuito na barra 5 em $t = 0,50$ s.
- Eliminação do curto circuito em $t = 0,61$ s.
- Abertura em ambas as extremidades da linha em $t=0,61$ s.
- Período total de simulação 20 segundos.

8.3.3. Pré-Análise

Após as análises de sensibilidade as barras e circuitos de interesse são apresentados nas tabelas 8.11 e 8.13.

BARRAS	
Número	Nome
1046	SAngelo--230
1186	Alegret2-230
1188	Bage2----230
1194	Camaqua--230
1199	Guaiba2--230
1212	Eldora-D-230
1215	Itauba---230
1223	DFrancis-230
1225	Macambar-230
1230	Livrame2-230
1236	Pelotas3-230
1239	PMedici--230

1243	PReal---230
1254	SaoBorj2-230
1256	Stacruz1-230
1258	CInduPAI-230
1267	PAlegre9-230
1278	SMaria3--230
1286	SVicen-D-230
1294	Uruguai5-230
1296	Uruguai5-230
2078	Missoes--230

Tabela 8.11 - Barras Candidatas

LINHAS			
De		Para	
1046	SAngelo--230	2078	Missoes--230
1186	Alegret2-230	1296	Uruguai5-230
1188	Bage2---230	1230	Livrame2-230
1188	Bage2---230	1239	PMedici--230
1194	Camaqua--230	1199	Guaiba2--230
1194	Camaqua--230	1239	PMedici--230
1199	Guaiba2--230	1212	Eldora-D-230
1212	Eldora-D-230	1267	PAlegre9-230
1215	Itauba---230	1243	PReal---230
1215	Itauba---230	1256	Stacruz1-230
1223	DFrancis-230	1215	Itauba---230
1223	DFrancis-230	1278	SMaria3--230
1225	Macambar-230	1046	SAngelo--230
1225	Macambar-230	1254	SaoBorj2-230
1225	Macambar-230	1294	Uruguai5-230
1239	PMedici--230	1256	Stacruz1-230
1258	CInduPAI-230	1236	Pelotas3-230
1278	SMaria3--230	1286	SVicen-D-230
1296	Uruguai5-230	1294	Uruguai5-230
2078	Missoes--230	1254	SaoBorj2-230

Tabela 8.12 - Circuitos Candidatos

8.3.4. Índice de Falta de Qualidade

As subfunções (SF) formadoras deste índice mais as características utilizadas neste caso são:

- Se $V_{(u,t)} < 0,60$ p.u., com $1,15 < t < 3,00 \Rightarrow \text{Contador}_a = \text{Contador}_a + 1$
- Se $V_{(u,t)} < 0,80$ p.u., com $3,00 < t < 20,00 \Rightarrow \text{Contador}_b = \text{Contador}_b + 1$
- Se $\left[\frac{|V_{in} - V_{fiml}|}{V_{in}} \right]_u > 0,10$ p.u. $\Rightarrow \text{Contador}_c = \text{Contador}_c + 1$
- Se $[V_{efosc_u}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_d = \text{Contador}_d + 1$
- Se $V_{(u,t)} < 0,95$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_e = \text{Contador}_e + 1$
- Se $V_{(u,t)} > 1,05$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Contador}_f = \text{Contador}_f + 1$
- Se $\text{Freq}_{(u,t)} < 57$, com $1,15 < t < 3,00 \Rightarrow \text{Contador}_g = \text{Contador}_g + 1$

- h. Se $\text{Freq}_{(u,t)} < 59,5$, com $3,00 < t < 20,00 \Rightarrow \text{Contador}_h = \text{Contador}_h + 1$
- i. Se $[\text{V}_{\text{efosc}_{ui}}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_i = \text{Soma}_i + [\text{V}_{\text{ef}_i}]_t$
- j. Se $[\text{P}_{\text{aceef}_i}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_j = \text{Soma}_j + [\text{P}_{\text{aceef}_j}]_t$
- k. Se $[\text{P}_{\text{atefosc}_{ui}}]_t > 0,02$ p.u., com $9,50 < t < 10,50 \Rightarrow \text{Soma}_k = \text{Soma}_k + [\text{P}_{\text{atef}_j}]_t$

Obs: Descrição das subfunções na seção 6.5

8.3.5. Função Avaliação

Como descrito na seção 6.7

8.3.6. Dados dos FACTS

Aqueles constantes da tabela 6.5 na seção 6.8

8.3.7. Aplicação do Método

Na execução do AvaliaSim foi utilizado o $\text{FQI} = 10^6$ (seção 6.6). Após a operação do processo foi obtido o seguinte conjunto de FACTS:

LOCAL	EQUIPAMENTO	Custo – mil Reais
1225	SVC	6.617,21
1294	SVC	3.479,48
1296	SVC	2.902,97
1186	STATCOM	5.493,62
Total		18.493,28

Tabela 8.13 – Relação de FACTS e Custos

A relação acima obtida é a soma dos custos avaliados para cada caso de contingência.

Explicitando-se os custos por FACTS e por caso têm-se:

LOCAL	EQUIPAMENTO	Perda da LT Alegrete 2 – Livramento 2	Perda da LT Alegrete 2 – São Vicente	Perda da LT Alegrete 2 – Uruguaiana	FACTS Instalados
1225	SVC	2.427,45	6.617,21	2.653,30	6.617,21
1294	SVC	1.318,83	3.479,48	1.329,06	3.479,48
1296	SVC	155,35	285,83	2.902,97	2.902,97
1186	STATCOM	4.408,48	1.404,04	5.493,62	5.493,62
Total por Perda		8.310,11	11.336,56	12.378,95	18.493,28

Tabela 8.14 – Relação de FACTS e Custos por Equipamento e por Contingência

Seguem-se as consequências desta instalação e seus efeitos na rede.

8.3.8. Resultados

Nas figuras seguintes vale: traço em vermelho corresponde à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2, traço em azul à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente e traço em verde à perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguiana. Traço de cor preta identifica a mesma grandeza após a compensação pelos FACTS.

Obteve-se os seguintes comportamentos individualmente para cada contingência:

Para a perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2,

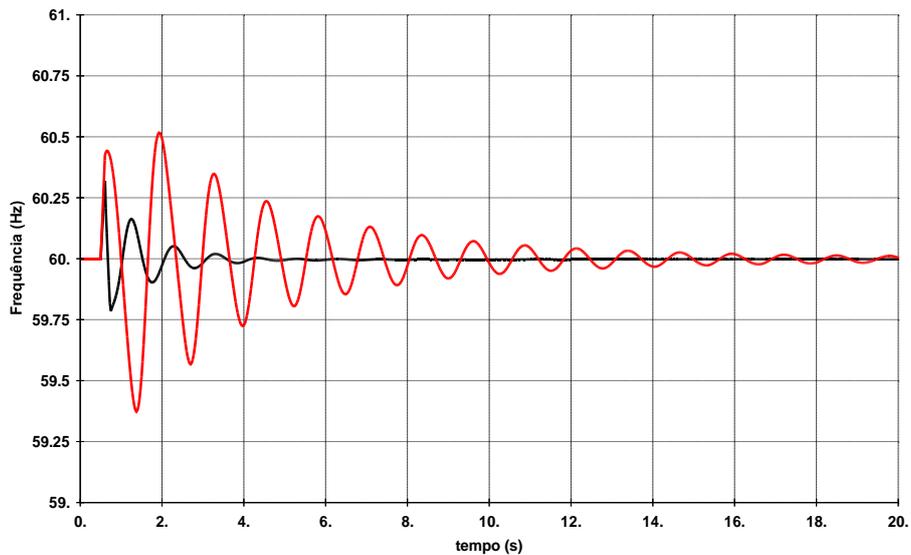


Figura 8.52 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo gás

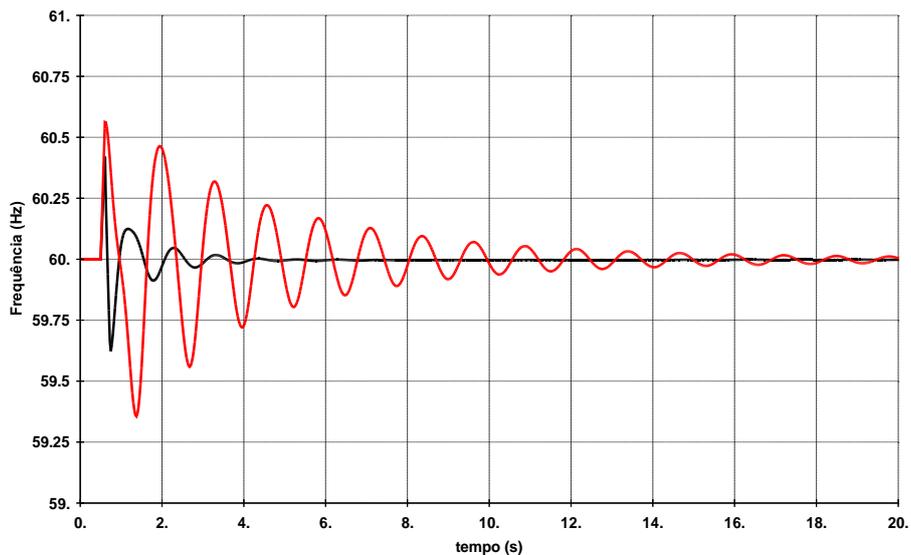


Figura 8.53 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo vapor

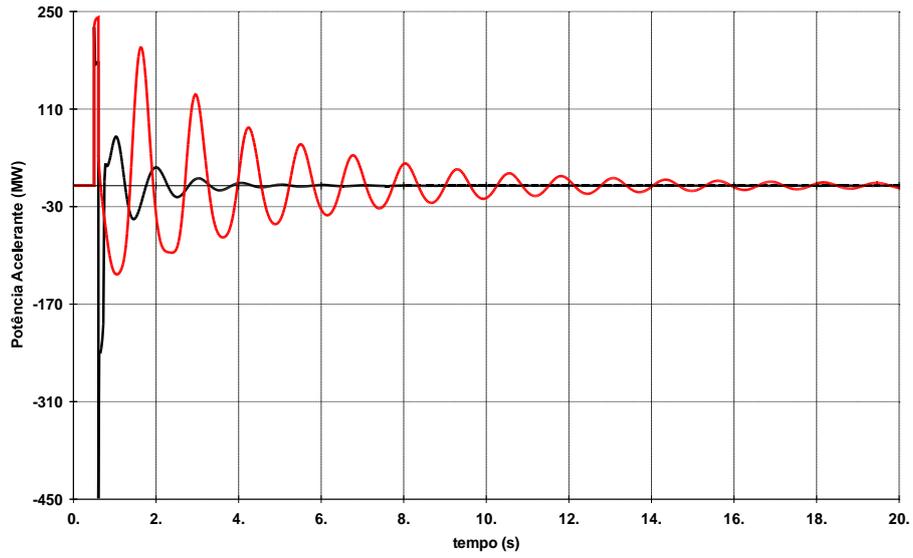


Figura 8.54 – Potência Acelerante na usina Uruguiana – ciclo gás

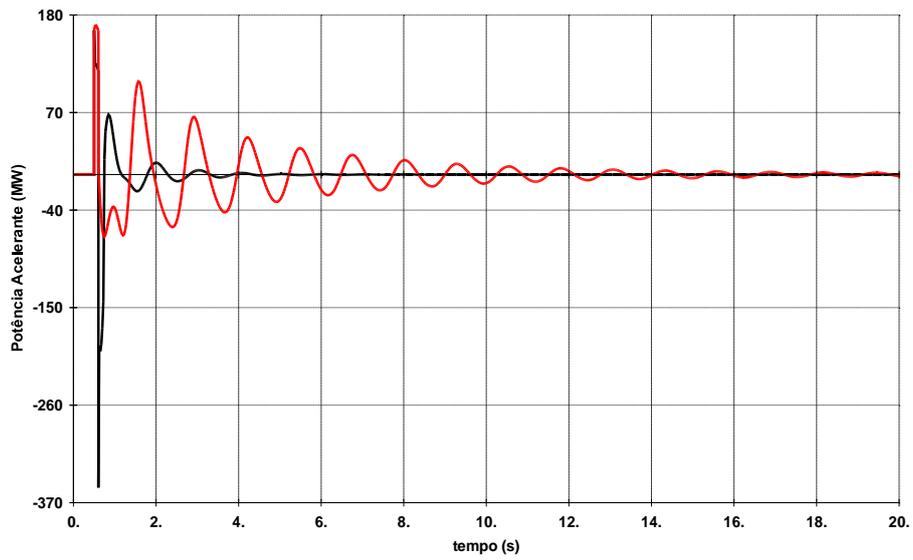


Figura 8.55 – Potência Acelerante na usina Uruguiana – ciclo vapor

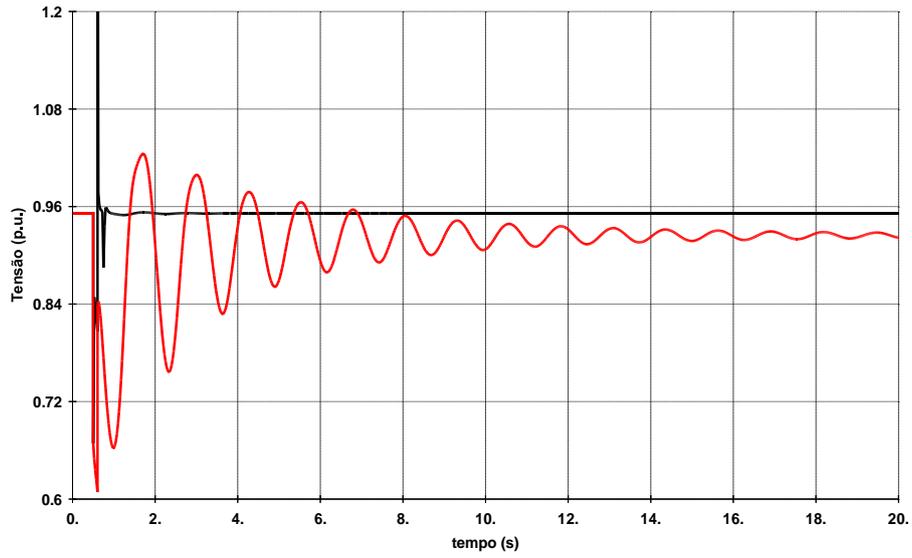


Figura 8.56 – Tensão na barra de 230 kV de Maçambará

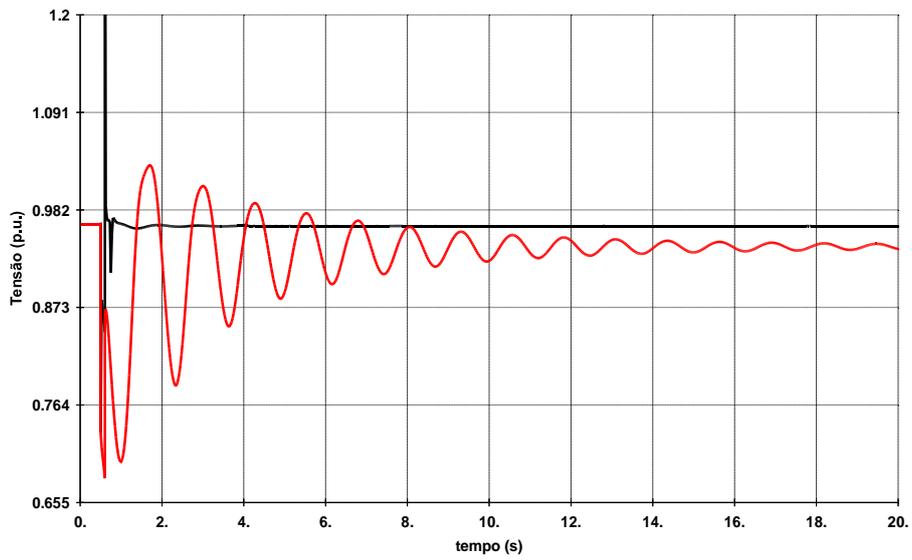


Figura 8.57 – Tensão na barra de 230 kV de São Borja 2

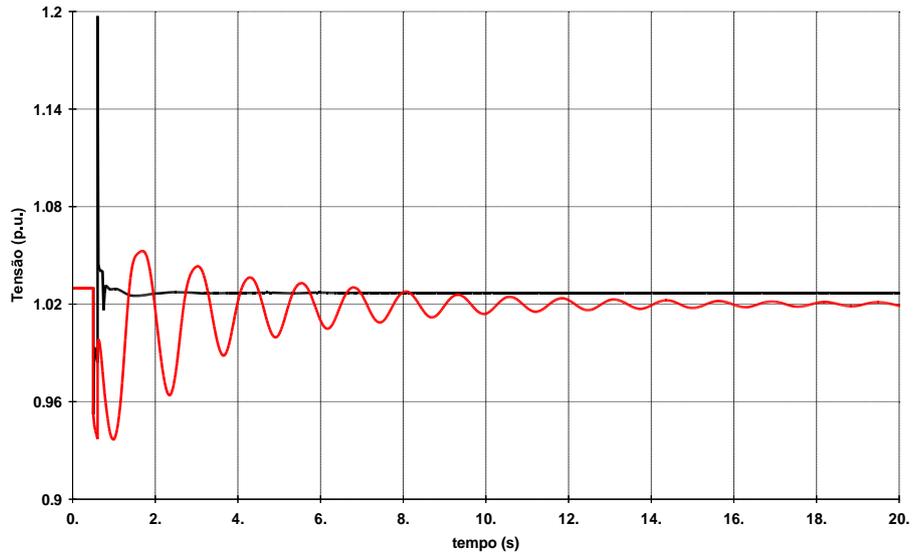


Figura 8.58 – Tensão na barra de 230 kV de Santo Ângelo

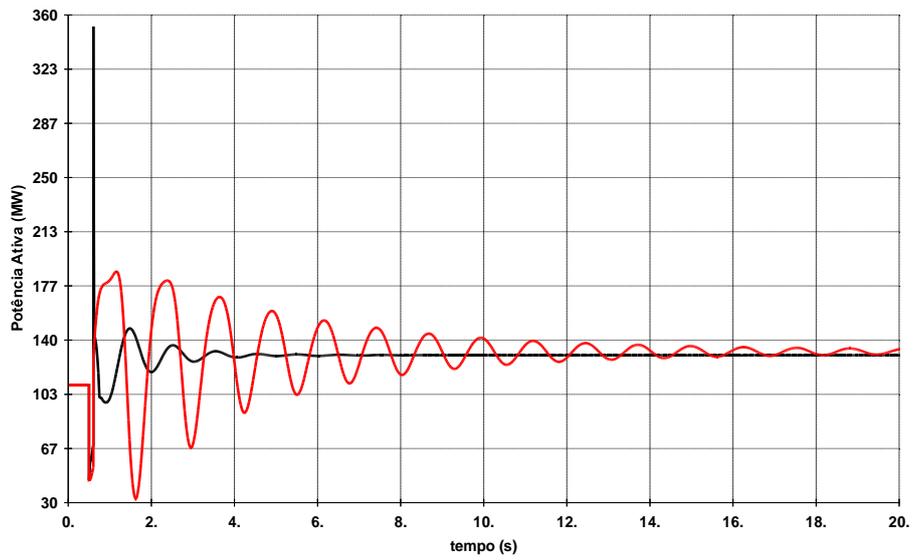


Figura 8.59 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo 2

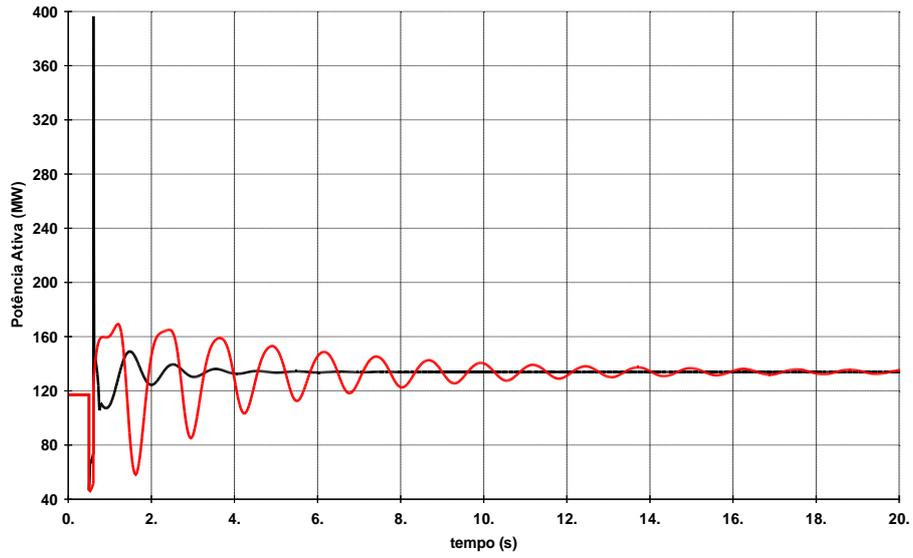


Figura 8.60 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – São Borja 2

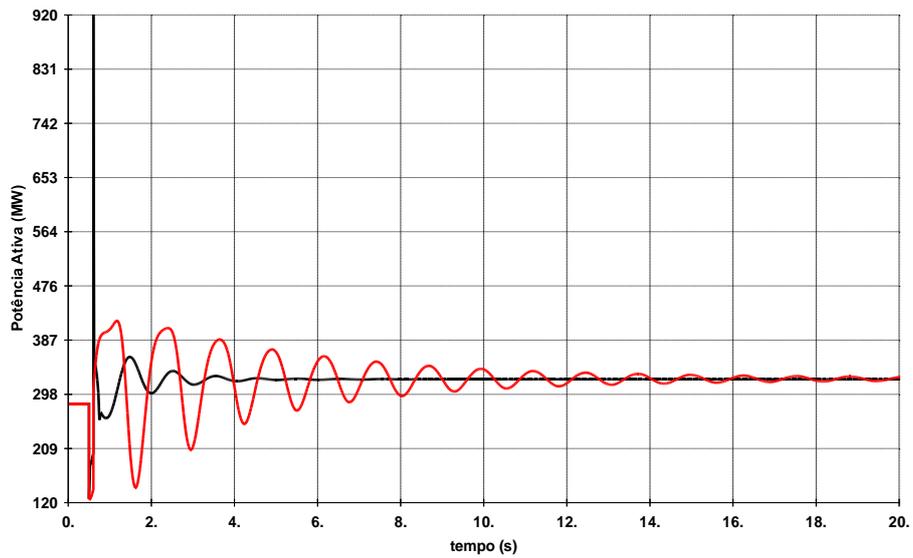


Figura 8.61 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguaiana – Maçambará

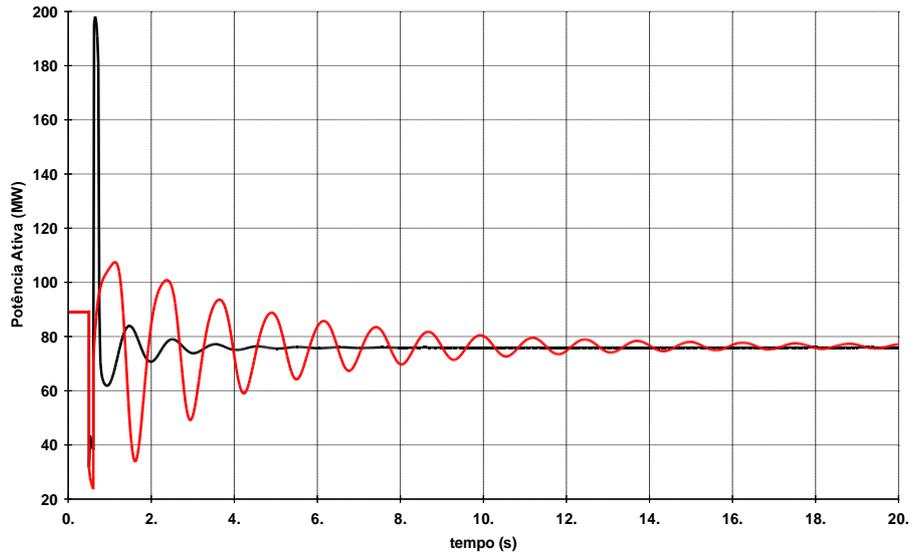


Figura 8.62 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguiana 5 – Alegrete 2

Para a Perda da LT 230 kV Alegrete 2 – São Vicente,

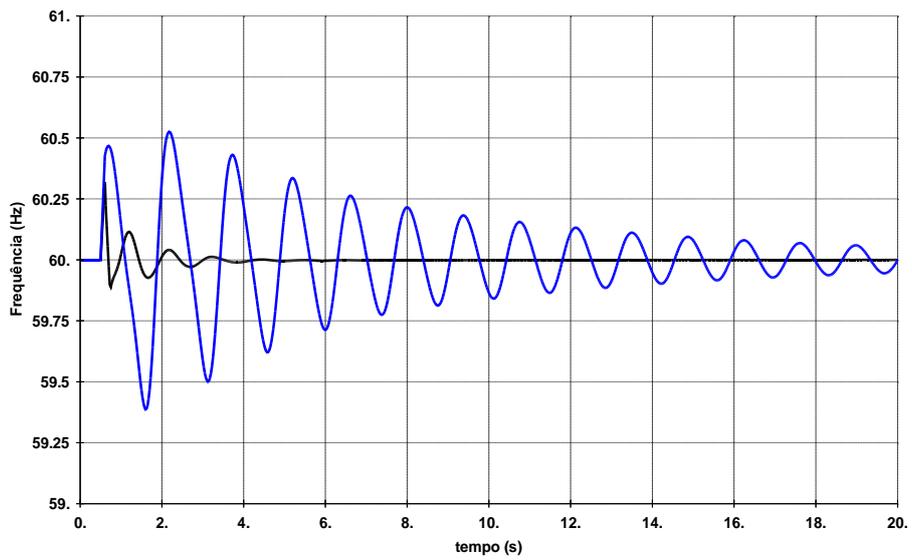


Figura 8.63 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo gás

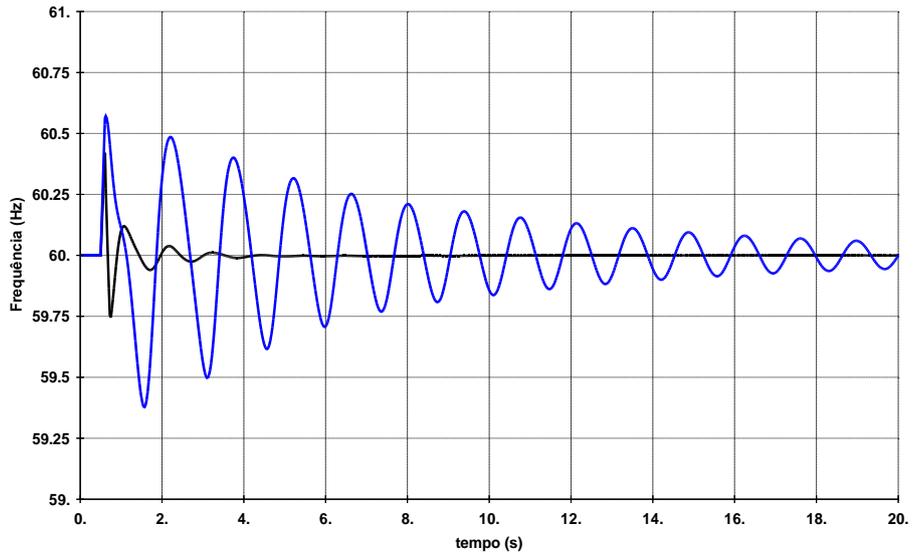


Figura 8.64 – Frequência na usina Uruguaiana – ciclo vapor

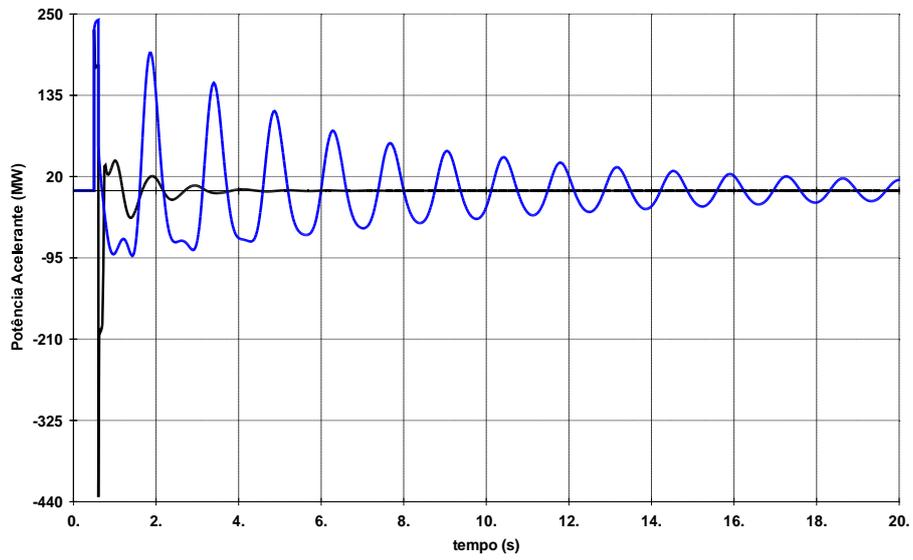


Figura 8.65 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo gás

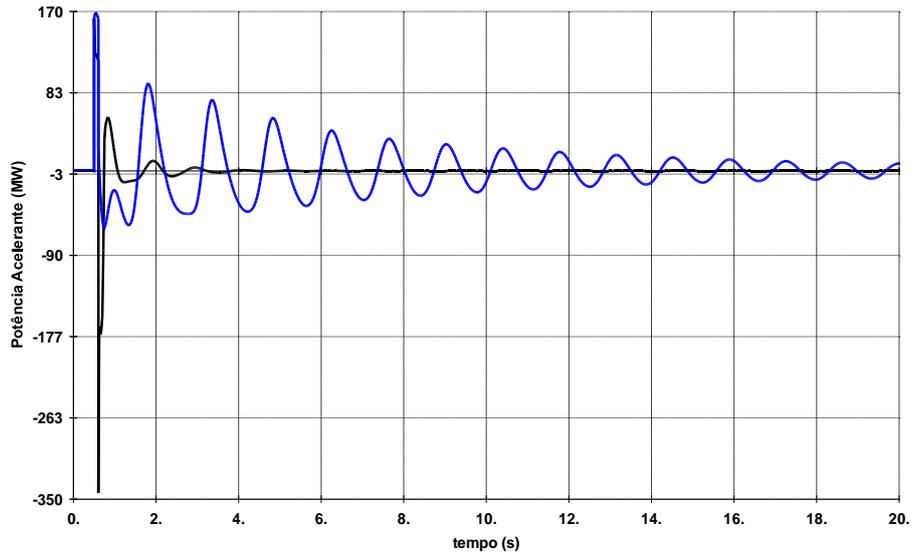


Figura 8.66 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo vapor

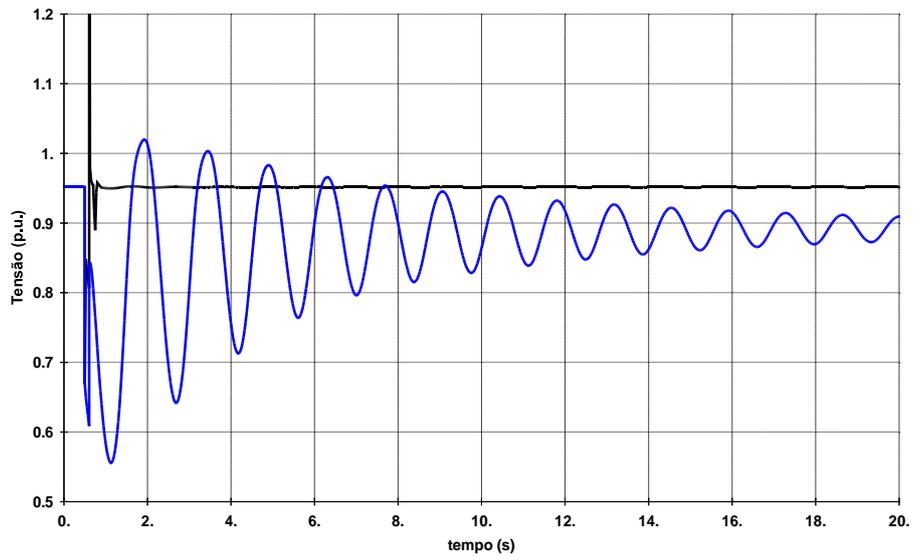


Figura 8.67 – Tensão na barra de 230 kV de Maçambará

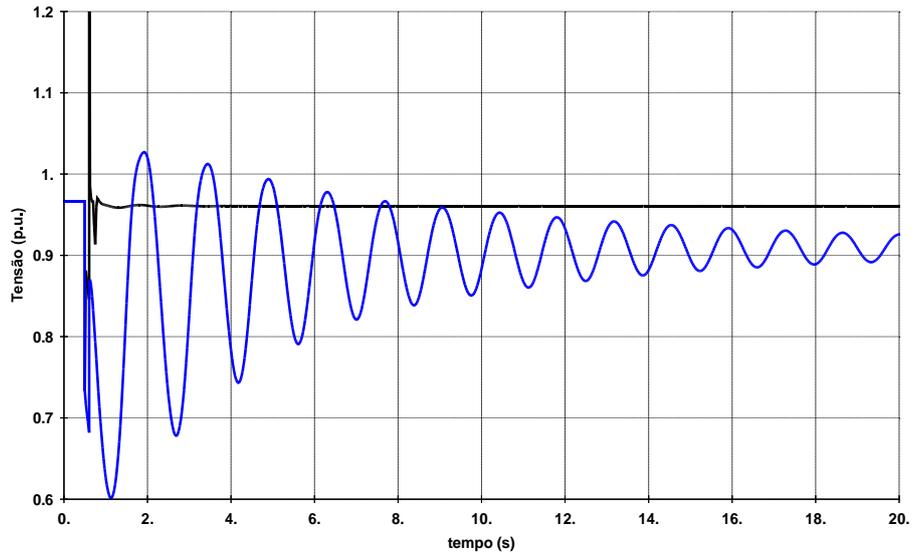


Figura 8.68 – Tensão na barra de 230 kV de São Borja 2

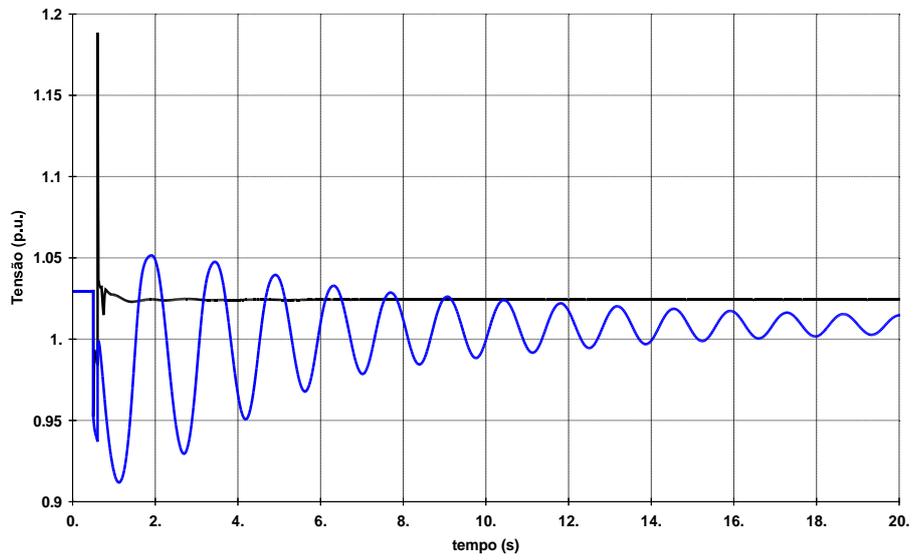


Figura 8.69 – Tensão na barra de 230 kV de Santo Ângelo 2

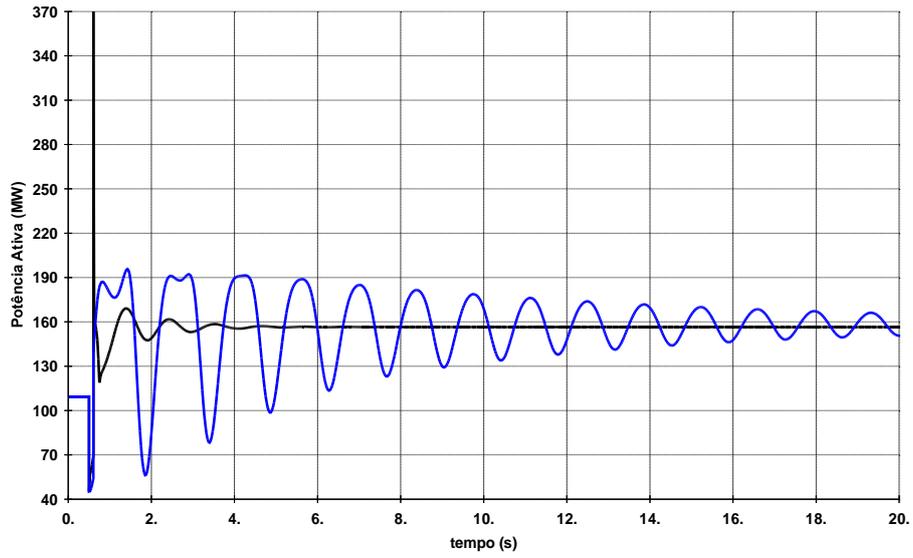


Figura 8.70 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – Santo Ângelo 2

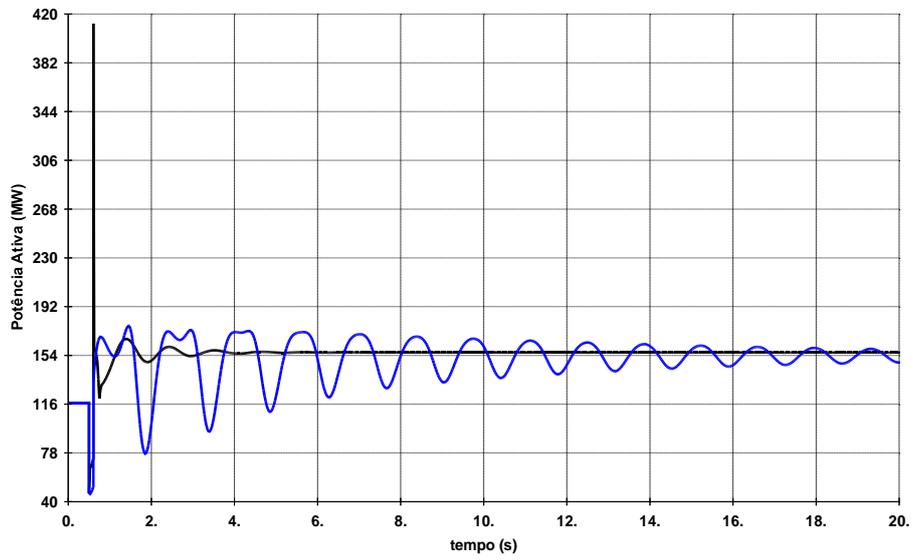


Figura 8.71 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – São Borja 2

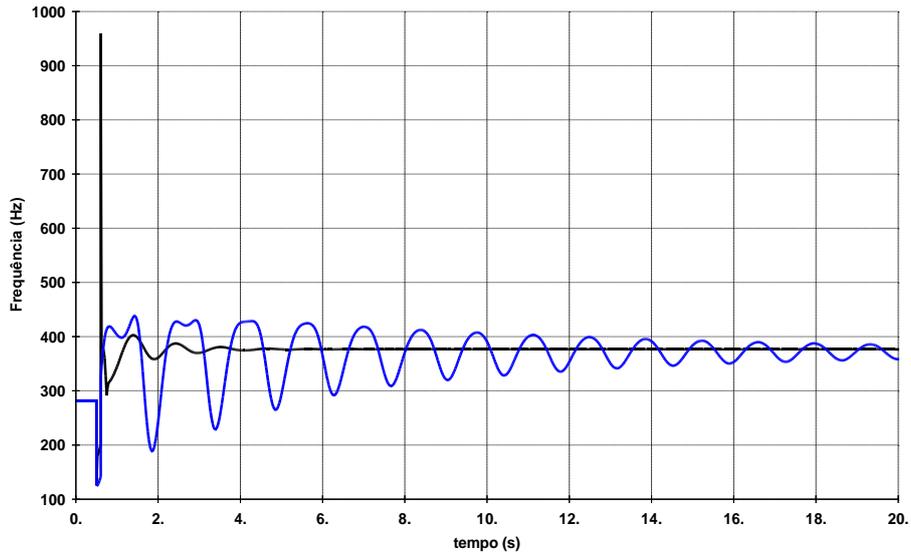


Figura 8.72 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguiana – Maçambará

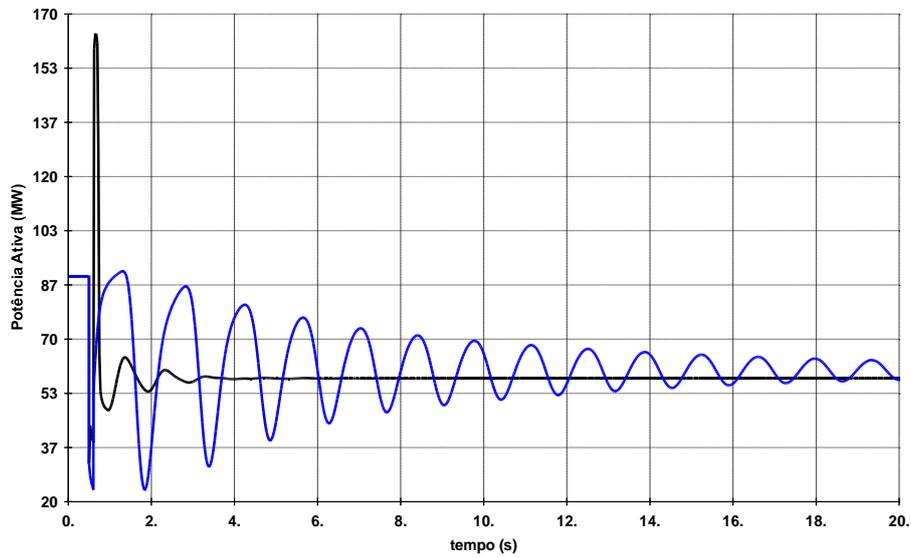


Figura 8.73 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguiana 5 – Alegrete 2

Para a perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguiana

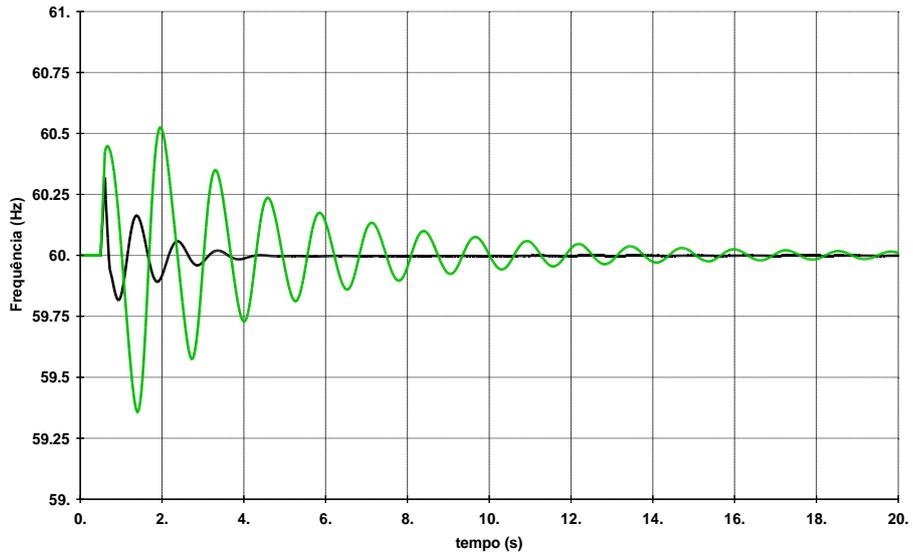


Figura 8.74 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo gás

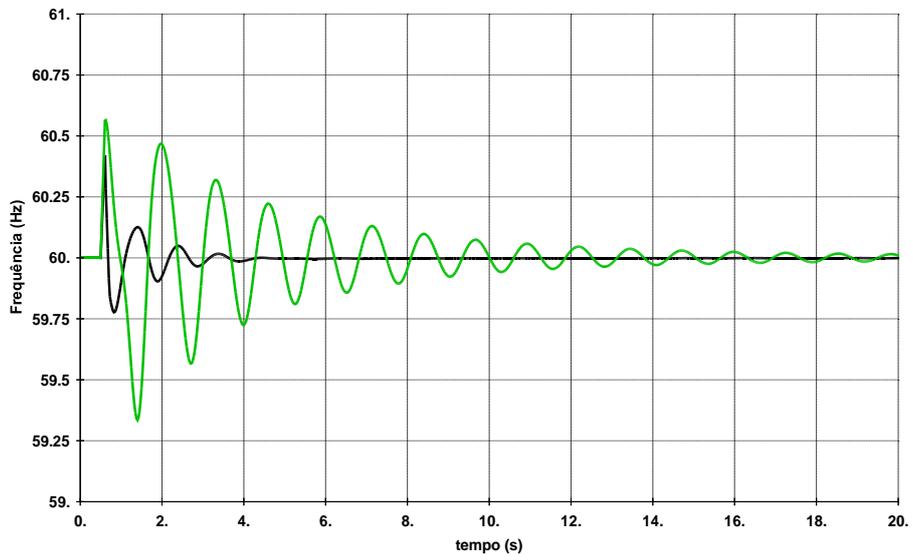


Figura 8.75 – Frequência na usina Uruguiana – ciclo vapor

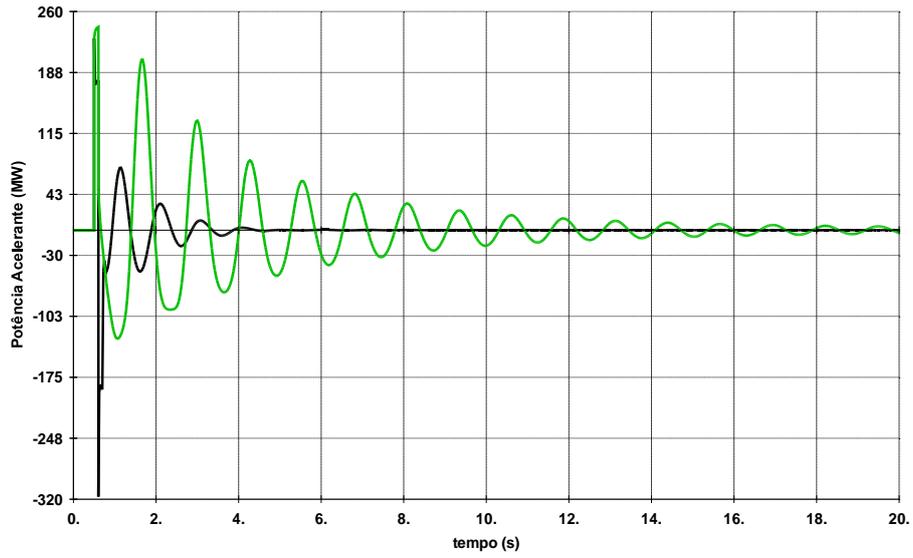


Figura 8.76 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo gás

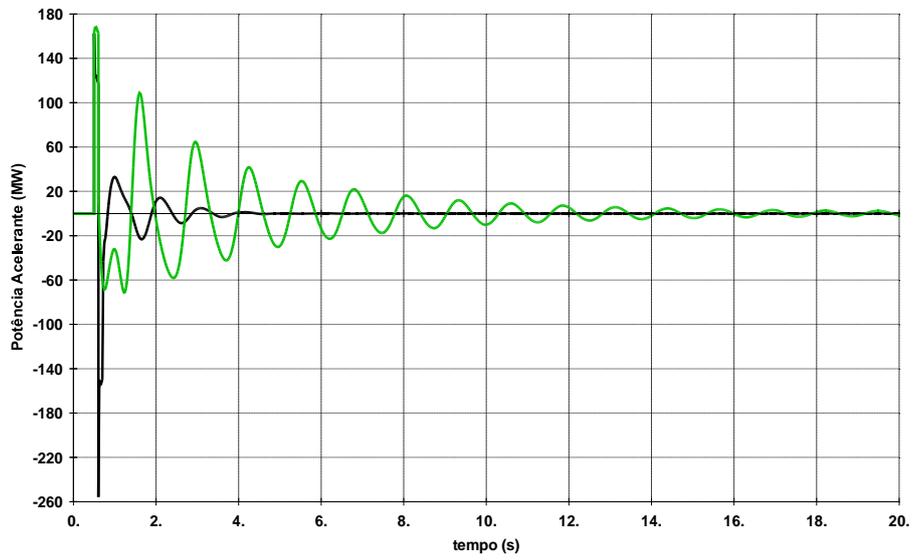


Figura 8.77 – Potência Acelerante na usina Uruguaiana – ciclo vapor

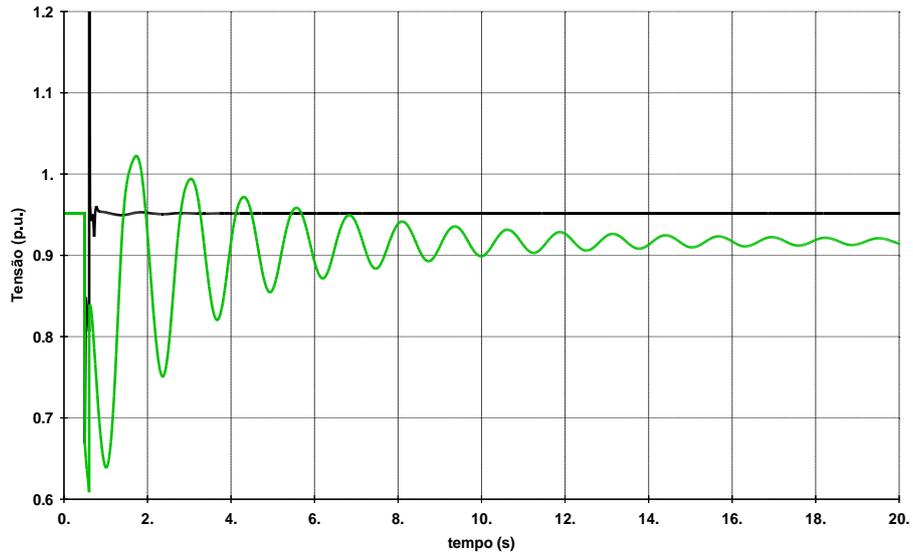


Figura 8.78 – Tensão na barra de 230 kV de Maçambará

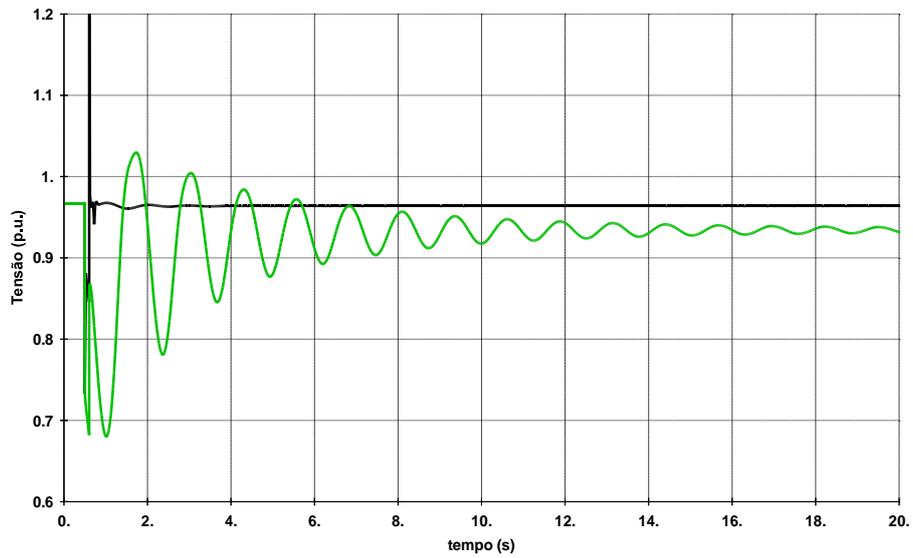


Figura 8.79 – Tensão na barra de 230 kV de São Borja 2

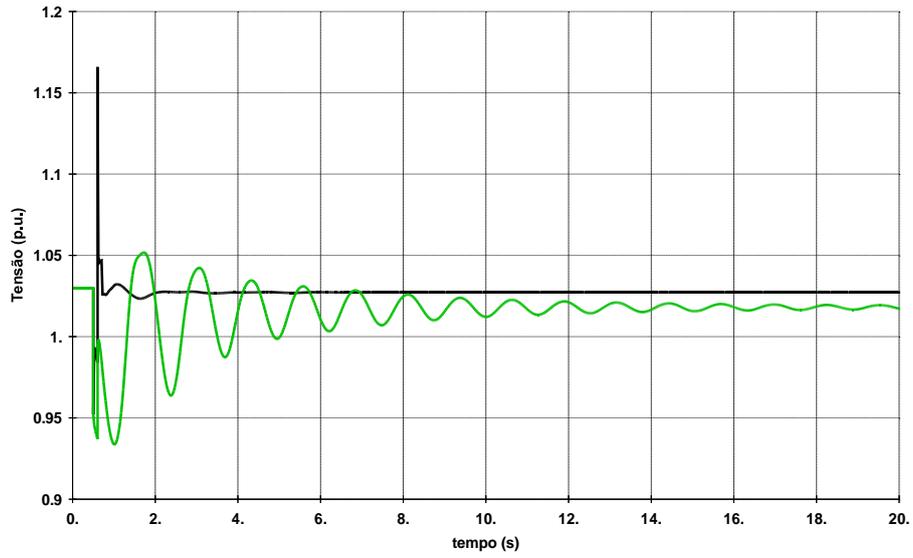


Figura 8.80 – Tensão na barra de 230 kV de Santo Ângelo 2

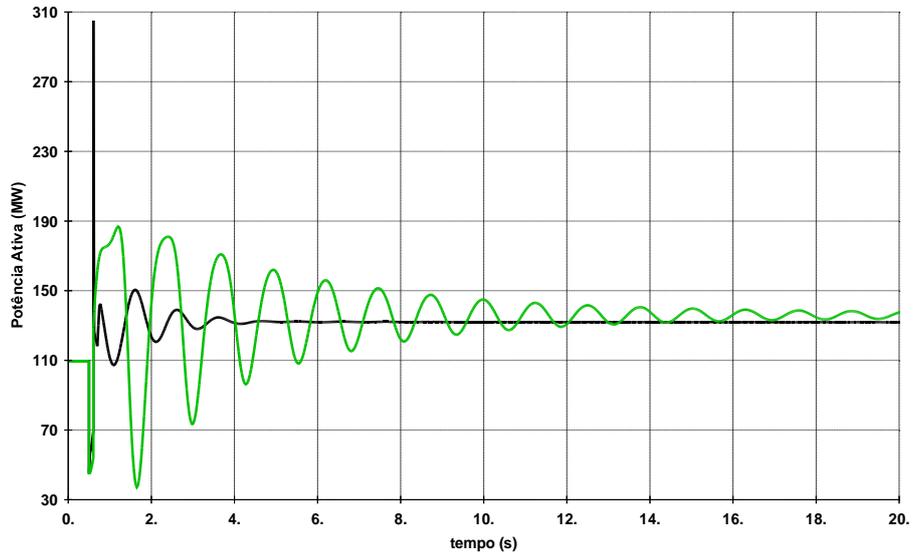


Figura 8.81 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – Santo Ângelo 2

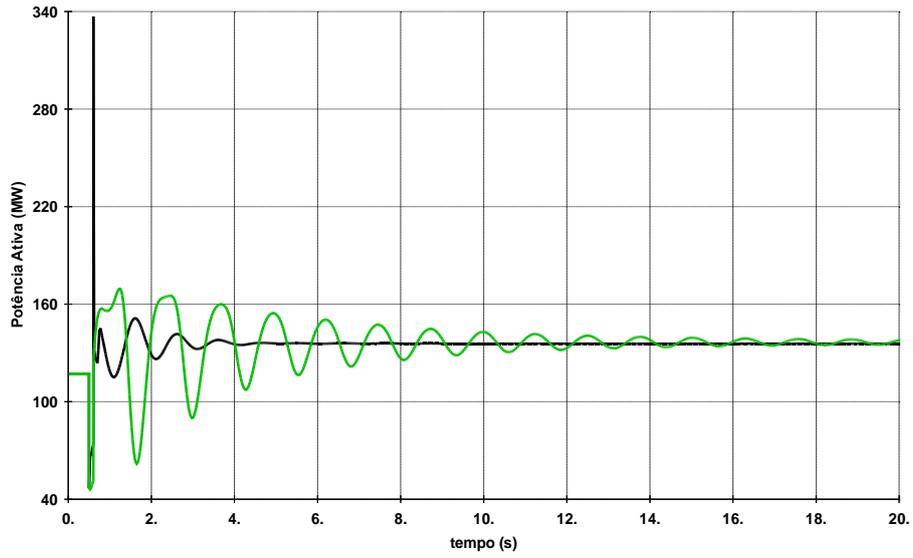


Figura 8.82 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Maçambará – São Borja 2

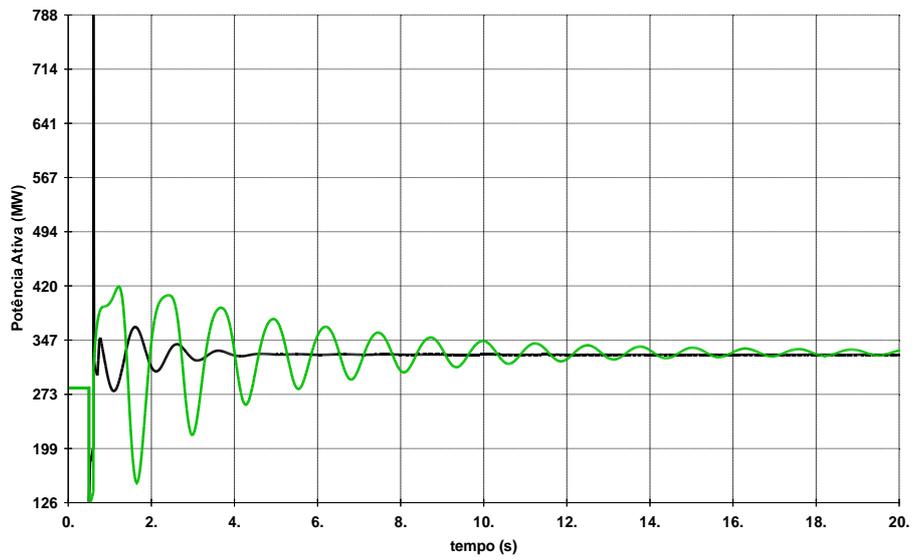


Figura 8.83 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguaiana – Maçambará

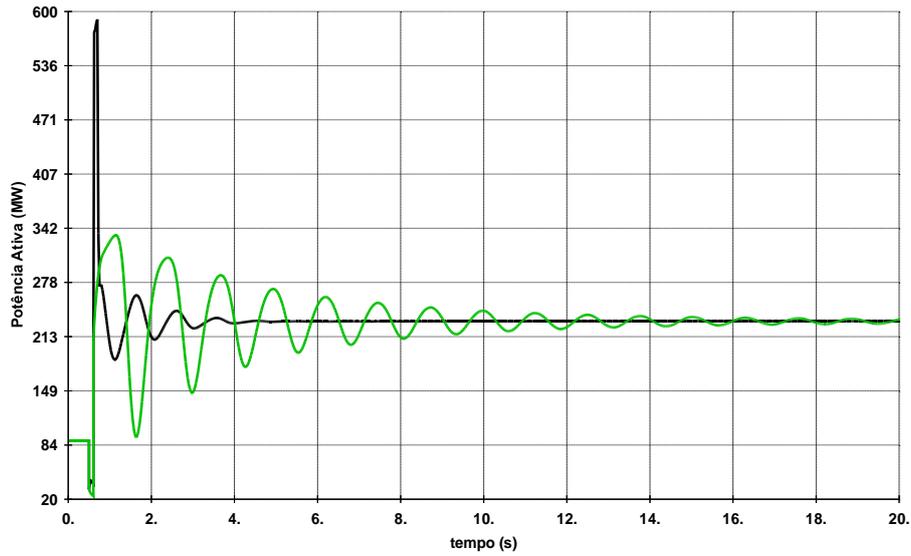


Figura 8.84 – Fluxo de Potência Ativa na LT 230 kV Uruguiana 5 – Alegrete 2

De forma semelhante aos estudos anteriores, nota-se a o fator estabilizante proporcionado pela instalação dos FACTS. Em todos os casos estudados houve melhora na estabilidade eletromecânica, tensão e na oscilação do fluxo de potência depois da instalação dos equipamentos na rede.

9. CONCLUSÃO E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

9.1. Conclusão

Foi objetivo do trabalho, criar um procedimento para avaliar a colocação de FACTS na rede que vise a solução conjunta de problemas de tensão e eletromecânicos, na estabilidade dinâmica de um sistema elétrico. Busca otimizar a relação entre o custo associado à instabilidade com o custo de investimento em FACTS.

Foi utilizado, como ferramenta de otimização, o Sistema Imunológico Artificial que procura determinar o melhor conjunto de equipamentos, locais de instalação, tipo e custo de investimento. A Função-Avaliação utilizada enxerga simultaneamente critérios de frequência, tensão, potência acelerante e potência ativa em pelo menos dez quesitos. Relaciona esta função, aspectos do custo relacionado a instabilidades da rede com o custo de investimento. Na equiparação da avaliação econômica entre os índices que avaliam a qualidade da estabilização da rede e o custo (neste trabalho hipotético) associado aos problemas de estabilidade, representando perdas no abastecimento à carga e corte na geração, foi utilizado um fator fixo.

No cálculo avaliação da estabilidade foram utilizados os programas ANEREDE e ANATEM do CEPEL.

O trabalho mostra a eficiência do processo como um todo. Foi aplicado preliminarmente na solução de problemas de estabilidade eletromecânica, de tensão e oscilações de potência na rede de 14 barras do IEEE, sujeito à perda de um transformador, como meio de exemplificar e detalhar didaticamente o processo. Em seguida foram feitas aplicações no SIN para exemplificar a plausibilidade do processo no planejamento de expansão da rede. Foi aplicado em caso de oscilação de potência na rede após contingência simples. No segundo teste, foi aplicado na redução em fluxos em contribuições a quatro diferentes curtos circuitos. O terceiro caso se refere à solução conjunta, em problemas de estabilidades (eletromecânica, tensão e oscilação de potência), consideradas as perdas não concomitantes de três linhas de transmissão na região. Em todos eles houve solução efetiva dos problemas de estabilidade dentro da consideração do custo devido à da falta de qualidade da rede x custo de investimento em FACTS.

9.2. Propostas para Trabalhos Futuros

Dada a importância do conceito, é necessário um estudo mais detalhado que associe custo e risco às ocorrências do sistema de potência. A influência da interrupção e qualidade de energia no custo é muito significativa [5,6]. E os FACTS são capazes de minimizar os problemas tanto de interrupção como de qualidade de energia.

Outra sugestão é ampliar o processamento com contingências múltiplas. O planejamento do sistema utiliza o critério de confiabilidade N-1. Assim, é necessário se obter os conjuntos mínimos de equipamentos que atendam o máximo de contingências possíveis.

O trabalho foi feito considerando a implantação de FACTS como meio de resolver os problemas da rede. O universo de equipamentos a serem instalados deve ser ampliado. Devem ser consideradas compensações fixas, linhas de transmissão e transformadores.

O procedimento deve ser testado para o planejamento da operação onde, de posse de custos de operação dos equipamentos já existentes, a seleção da melhor configuração da rede, níveis de tensão, despachos dos geradores, bem como a sequência de operação, deve ser obtida.

10. BIBLIOGRAFIA

- [1]Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V. , Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V., Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19 , Tomo 3, pag. 1387 – 1401.
- [2]Kundur, P., Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994
- [3]U.S. Department of Commerce - Bureau of Economic Analysis, www.bea.gov/, acessado em 5 de outubro de 2012.
- [4]Banco Central do Brasil, www.bcb.gov.br, acessado em 5 de outubro de 2012.
- [5]LaCommare, K.H., Eto, J.H., Cost of Power Interruptions to Electricity Consumers in the United States (U.S.), Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2006.
- [6]LaCommare, K.H., Eto, J.H., Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004.
- [7]Taylor, C.W., Power System Voltage Stability, McGraw Hill Inc., 1994.
- [8]Rahim, A.H.M.A., IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution, Volume 143, Tomo 2, pag. 211 – 218.
- [9]Du, W., Wang, H.F., Dunn, R., Power System Oscillation Stability and Control by FACTS and ESS – A Survey, International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, pag. 1 – 13, 6 – 7 de abril de 2009.
- [10]Najafi, M., Kazemi, A., Coordination of PSS and FACTS Damping Controllers in Large Power Systems for Dynamic Stability Improvement, International Conference on Power System Technology, pag. 1 – 6, 22 – 26 de outubro de 2006.
- [11]Bian, X.Y., Tse, C.T., Wang, K.W., Chung, C.Y., Probabilistic Design of FACTS Device for Power System Small Signal Stability Enhancement, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, pag 1 – 4, 6 – 9 de junho de 2005.
- [12]Hingorani, N.G., Gyugyi, L., Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, John Wiley & Sons Inc., 2000

- [13]Purdue Overview Asare, P., T. Diez, A. Galli, 1994. O'Neill-Carillo E., Robertson J., Zhao R., "An Overview of Flexible AC Transmission Systems", ECE Technical Reports PURDUE University
- [14]The, C. V., Minh, K.L., Quoc, T.T., Khue, N.B., Son, L.D., FACTS Devices Applications on Power System to Improve the Angle Stability, IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems, pag. 1358 – 1363, 4 – 7 de dezembro de 2006.
- [15]Khodabakhshian, A., Hooshmand, R., Sharifian, R., Power system stability enhancement by designing PSS and SVC parameters coordinately using RCGA, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, pag. 579 – 582, 3 – 6 de maio de 2009.
- [16]Lerch, E.N., Povh, D., Xu, L., Advanced SVC control for damping power system oscillations, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 6, Tomo 2, pag. 524 – 535, maio de 1991.
- [17]Phorang, K., Leelajindakraireak, M., Mizutani, Y., Damping improvement of oscillation in power system by fuzzy logic based SVC stabilizer, Asia Pacific Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Volume 3, pag. 1542 – 1547, 6 – 10 de outubro de 2002.
- [18]Chopade, P., Bikdash, M., Kateeb, I., Kelkar, A.D., Reactive power management and voltage control of large Transmission System using SVC, Proceedings of IEEE Southeastcon, pag. 85 – 90, 17-20 de março de 2011.
- [19]Karami, M., Mariun, N., Ab Kadir, M.Z.A., Determining optimal location of Static Var Compensator by means of genetic algorithm, Electrical, International Conference on Control and Computer Engineering, pag. 172 – 177, 21 – 22 de junho de 2011.
- [20]Jizhong Zhu, Redmond, W.A., Cheung, K., Hwang, D., Sadjadpour, A., Voltage Profile Evaluation of Power Systems with Coordinated SVC Devices, Power Systems Conference and Exposition, 1 – 7, 15 – 18 de março de 2009.
- [21]Haque, M.H., Application of energy function to assess the first-swing stability of a power system with a SVC, Volume 152, Tomo 6, pag. 802 – 812, 2005.
- [22]Fei, L., Xianshan, L., Research on Design and Application Based on TCSC Optimal Model for Congestion, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, pag. 1 – 4, 28 – 31 de março de 2010.

- [23] Hosseinipoor, N., Nabavi, S.M.H., International 9th Conference on Environment and Electrical Engineering, pag. 136 – 139, 16 – 19 de maio de 2010.
- [24] Biansoongnern, S., Chusanapiputt, S., Phoomvuthisarn, S., Optimal SVC and TCSC Placement for Minimization of Transmission Losses, International Conference on Power System Technology, pag. 1 – 5, 22 – 26 de outubro de 2006.
- [25] Abdel-Moamen, M.A., Narayana P.P., Power flow control and transmission loss minimization model with TCSC for practical power networks, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Volume 2, 13 – 17 de julho de 2003.
- [26] Jalilzadeh, S., Noroozian, R., Tirtashi, M.R.S., Farhang, P., Comparison of TCSC and PSS state feedback controller performances on damping of power system oscillations using PSO, 19th Iranian Conference on Electrical Engineering, pag. 1 – 5, 17 – 19 de maio de 2011.
- [27] Vikal, R., Goyal, G., TCSC Controller Design Using Global Optimization for Stability Analysis of Single Machine Infinite-Bus Power System, 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, pag. 1 – 7, 8 – 12 de novembro de 2009.
- [28] Liu, F., Yokoyama, R., Zhou, Y.C., Wu, M., TCSC wide-area damping controller to enhance the damping of inter-area oscillation for power systems with considering the time delay of wide-area signals, International Conference on Power System Technology, pag. 1 – 6, 24 – 28 de outubro de 2010.
- [29] Jan-E-Alam, M., Chowdhury, A.H., Application of TCSC for stabilization of inter-area oscillation in Bangladesh Power System, International Conference on Electrical and Computer Engineering, pag. 283 – 286, 18 – 20 de dezembro de 2010.
- [30] Gama, C., Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Volume 2, pag. 1103 – 1108, 1999.
- [31] Perkins, B.K., Iravani, M.R., Dynamic modeling of a TCSC with application to SSR analysis, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Tomo 4, pag. 1619 – 1625, 1997.

- [32]Xiang Z., Zheng X., Jing Z., A supplementary damping controller of TCSC for mitigating SSR, Power & Energy Society General Meeting, pag. 1 – 5, 26 – 30 de julho de 2009.
- [33]Fan Z., Zheng X., SSR damping study on a generator connected to TCSC, Power Systems Conference and Exposition, pag. 673 – 678, 10 – 13 de outubro de 2004.
- [34]Pereira, R.M.M., Pereira, A.J.C., Ferreira, C.M., Barbosa, F.P.M., Electric power system's dynamic voltage stability improvement through a thyristor controlled series compensation strategy, IEEE 2nd International Power and Energy Conference, pag. 640 – 645, 1 – 3 de dezembro de 2008.
- [35]Singh, B., Saha, R., Enhancing Power Transfer Capacity of Transmission System by a Reduced Magnetics Based 48-Pulse STATCOM Controller, Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, pag. 1 – 8, 12 – 15 de outubro de 2008.
- [36]Zarringhalami, M., Golkar, M.A., Analysis of power system linearized model with STATCOM based damping stabilizer, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2403 – 2409, 6 – 9 de abril de 2008.
- [37]Shahgholian, G., Shafaghi, P., Moalem, S., Mahdavian, M., Damping Power System Oscillations in Single-Machine Infinite-Bus Power System Using a STATCOM, Second International Conference on Computer and Electrical Engineering, pag. 130 – 134, 28 – 30 de dezembro de 2009.
- [38]Kanojia, S.S., Chandrakar, V.K., Coordinated tuning of POD and PSS controllers with STATCOM in increasing the oscillation stability of single and multi-machine power system, Nirma University International Conference on Engineering, pag. 1 – 5, 8 – 10 dezembro de 2011.
- [39]Kobayashi, K., Goto, M., Wu, K., Yokomizu, Y., Matsumura, T., Power system stability improvement by energy storage type STATCOM, IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, Volume 2, 23 – 26 de junho de 2003.
- [40]Kumkratug, P., The Effect of STATCOM on Inter-Area Power System Stability Improvement, EMS '08. Second UKSIM European Symposium on Computer Modeling and Simulation, pag. 359 – 363, 8 – 10 de setembro de 2008.

- [41]Yonezawa, H., Shimato, T., Tsukada, M., Matsuno, K., Iyoda, I., Paserba, J.J., Reed, G.F., Study of a STATCOM application for voltage stability evaluated by dynamic PV curves and time simulations, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Volume 2, pag. 1471 – 1476, 2000.
- [42]Whei M.L., Kai H.L., Cong H.H., Ting C.O., Yuan H.L., Optimal location and capacity of STATCOM for voltage stability enhancement using ACO plus GA, IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics, pag. 1915 – 1920, 14 – 17 de julho de 2009.
- [43]Khuntia, S.R., Simulation study of a SSSC-based neuro-fuzzy controller for improvement of transient stability in a three-machine power system, IEEE Energytech, pag. 1 – 6, 29 – 31 de maio de 2012.
- [44]Sze, K.M., Snider, L.A., Chung, T.S., Chan, K.W., Applications of pwm based static synchronous series compensator (SSSC) to enhance tranient stability of power system, Sixth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Volume 1, pag. 409 – 413, 11 – 14 de novembro de 2003.
- [45]Wang, H.F., Design of SSSC damping controller to improve power system oscillation stability, IEEE Africon, pag. Volume 1, pag. 495 – 500, 1999.
- [46]Unal, I., Rai, D., Faried, S.O., Damping power system oscillations using an SSSC-based hybrid series capacitive compensation scheme, IEEE Trondheim PowerTech, pag. 1 – 6, 19 – 23 de junho de 2011.
- [47]Li, Yong, Rehtanz, C., Yang, D., Hager, U., Liu, F., Luo, L., Xu, J., LMI-based robust wide-area time-delay damping control of SSSC-type FACTS device for stability enhancement of power system, 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, pag. 305 – 308, 16 – 19 de maio de 2010.
- [48]Zareiegovar, G., Shayeghi, H., Sakhavati, A., Nabaei, V., A new scheme to control SSSC in interconnected power systems, 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering, pag. 202 – 205, 16 – 19 de maio de 2010.
- [49]Jowder, F.A.R.A., Boon, T., O., Series compensation of radial power system by a combination of SSSC and dielectric capacitors, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 20, Tomo 1, pag. 458 – 465, 2005.

- [50]Xiangning Xiao, Benfeng G., Chengyong Z., A novel SSR-damping scheme based on a single-phase SSSC, Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems & 2010 Power India, pag. 1 – 5, 20 – 23 de dezembro de 2010.
- [51]Bamasak, S.M., Abido, M.A., Assessment study of shunt FACTS-based controllers effectiveness on power system stability enhancement, 39th International Universities Power Engineering Conference, Volume 1, pag. 274 – 278, 8 de setembro de 2004.
- [52]Du, W., Zhong C., Wang, H., Dunn, R., Zhong, S., Capability of STATCOM and SSSC damping control to improve power system oscillation stability part II - results of simulation tests, 42nd International Universities Power Engineering Conference, pag. 663 – 668, 4 – 6 de setembro de 2007.
- [53]Praing, C., Tran-Quoc, T., Feuillet, R., Sabonnadiere, J.C., Nicolas, J., Nguyen-Boi, K., Nguyen-Van, L., Impact of FACTS devices on voltage and transient stability of a power system including long transmission lines, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Volume 3, pag. 1906 – 1911, 2000.
- [54]Baghaee, H.R., Jannati, M., Vahidi, B., Hosseinian, S.H., Rastegar, H., Improvement of voltage stability and reduce power system losses by optimal GA-based allocation of multi-type FACTS devices, 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, pag. 209 – 214, 22 – 24 de maio de 2008.
- [55]Isoda, H., Sato, Y., On-Line Load Dispatching Control with Security Constraints at the Tohoku Electric Power Company, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS – 104, Tomo 6, pag. 1307 – 1314, 2005.
- [56]Jun Z., Yokoyama, A., A Comparison between the UPFC and the IPFC in Optimal Power Flow Control and Power Flow Regulation, 38th North American Power Symposium, pag. 339 – 345, 17 – 19 de setembro de 2006.
- [57]Kermanshahi, B., Takahashi, K., Yicheng Z., Optimal operation and allocation of reactive power resource considering static voltage stability, International Conference on Power System Technology, Volume 2, pag. 1473 – 1477, 18 – 21 de agosto de 1998.
- [58]Bruno, S., Lamonaca, S., Rotondo, G., Stecchi, U., La Scala, M., Unbalanced Three-Phase Optimal Power Flow for Smart Grids, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 58, Tomo 10, pag. 4504 – 4513, 2011.

- [59]Wei S., Vittal, V., LP-Based OPF for Corrective FACTS Control to Relieve Overloads and Voltage Violations, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 21, Tomo 4, pag. 1832 – 1839, 2006.
- [60]Xuelian L., Jiwen L., Hongmei L., Hongxia P., Fuzzy Modeling and Interior Point Algorithm of Multi-objective OPF with Voltage Security Margin, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, pag. 1 – 6, 2005.
- [61]Milano, F., Canizares, C.A., Invernizzi, M., Multiobjective optimization for pricing system security in electricity markets, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 18, Tomo 2, pag. 596 – 604, 2003.
- [62]Venkateswara Rao, B., Nagesh K.G.V., Lakshmi K.R.V.S., Raju, N.G.S., Optimization of a power system with Interior Point method, International Conference on Power and Energy Systems, pag. 1 – 6, 22 – 24 de dezembro de 2011.
- [63]Melo, A.C.G., Granville, S., Mello, J.C.O., Oliveira, A.M., Domellas, C.R.R., Soto, J.O., Assessment of maximum loadability in a probabilistic framework, IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Volume 1, pag. 263 – 268, 31 de janeiro – 4 de fevereiro de 1999.
- [64]Dornellas, C.R.R., Oliveira, A.M., Melo, A.C.G., Granville, S., Mello, J.C.O., Soto, J.O., Schilling, M.T., The effects of local and optimized power flow control logic in the reliability analysis of bulk systems, IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Volume 1, pag. 454 – 458, 31 de janeiro – 4 de fevereiro de 1999.
- [65]Ye P., Song J., Ye Y., Jia Q., Li J., A nonlinear interior point based optimal power flow algorithm incorporating series FACTS devices, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Volume 2, 13 – 17 de julho de 2003.
- [66]Abido, M.A., Multiobjective optimal power flow using strength Pareto evolutionary algorithm, 39th International Universities Power Engineering Conference, Volume 1, 457 – 461, 8 de setembro de 2004.
- [67]Savic, D.A., Single-objective vs. Multiobjective Optimisation for Integrated Decision Support, In Integrated Assessment and Decision Support, Rizzoli, A.E., Jakeman, A.J., Proceedings of the First Biennial Meeting of the International

Environmental Modelling and Software Society, Volume 1, pag. 7-12, 24-27 de Junho de 2002.

[68]Blum, C., Roli, A., Metaheuristics in combinatorial optimization: overview and conceptual comparison, ACM Computing Surveys, pag. 268–308, 2003.

[69]Binitha, S., Satya, S.S., A Survey of Bio inspired Optimization Algorithms, International Journal of Soft Computing and Engineering, Volume 2, Tomo 2, pag. 2231-2307, 2012.

[70]El Metwally, M.M., El Emary, A.A., El Bendary, F.M., Mosaad, M.I., Optimal allocation of FACTS devices in power system using genetic algorithms, 12th International Middle-East Power System Conference, pag. 1 – 4, 12 – 15 de março de 2008.

[71]Hajizadeh, M., Sadeh, J., Simultaneous coordination and tuning of PSS and FACTS for improving damping by genetic algorithm, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pag. 1311 – 1315, 6 – 9 de julho de 2011.

[72]Khormizi, A.B., Nia, A.S., Damping of power system oscillations in multi-machine power systems using coordinate design of PSS and TCSC, 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, pag. 1 – 4, 8 – 11 de maio de 2011.

[73]Sebaa, K., Boudour, M., Power system dynamic stability enhancement via coordinated design of PSSs and SVC-based controllers using hierarchical real coded NSGA-II, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pag. 1 – 8, 20 – 24 de julho de 2008.

[74]Panda, S., Baliarsingh, A.K., Sahu, R.K., Multi-objective optimization technique for TCSC-based supplementary damping controller design, World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing, pag. 1065 – 1070, 9 – 11 de dezembro de 2009.

[75]Jordehi, A.R., Jasni, J., Approaches for FACTS optimization problem in power systems, IEEE International Power Engineering and Optimization Conference, pag. 355 – 360, 6 – 7 de junho de 2012.

- [76]Jordehi, A.R., Joorabian, M., Optimal placement of Multi-type FACTS devices in power systems using evolution strategies, 5th International Power Engineering and Optimization Conference, pag. 352 – 357, 6 – de junho de 2011.
- [77]Chansareewittaya, S., Jirapong, P., Power transfer capability enhancement with optimal maximum number of facts controllers using evolutionary programming, 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pag. 4733 – 4738, 7 – 10 de novembro de 2011.
- [78]Lin Zhang, Bin Ye., Quanyuan Jiang., Yijia Cao, Coordinated Design of FACTS Controllers for Transient Stability Improvement Based on Multi-Objective Evolutionary Programming, International Conference on Computational Intelligence and Security, pag. 1000 – 1003, 3 – 6 de novembro de 2006.
- [79]Rashed, G.I., Yuanzhang Sun., Shaheen, H.I., Optimal location of thyristor controlled series compensation in a power system based on differential evolution algorithm considering transmission loss reduction, 9th World Congress on Intelligent Control and Automation, pag. 610 – 616, 21 – 25 de junho de 2011.
- [80]Rashed, G.I., Yuanzhang Sun., Shaheen, H.I., Optimal TCSC placement in a power system by means of Differential Evolution Algorithm considering loss minimization, 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, pag. 2209 – 2215, 21 – 23 junho de 2011.
- [81]Nagalakshmi, S., Kamaraj, N., Loadability enhancement for pool model with FACTS devices in transmission system using Differential Evolution and Particle Swarm Optimization, India International Conference on Power Electronics, pag. 1 - 8, 28 – 30 de janeiro de 2011.
- [82]Baghaee, H.R., Vahidi, B., Jazebi, S., Gharehpetian, G.B., Kashefi, A., Power System Security Improvement by Using Differential Evolution Algorithm Based FACTS Allocation, Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, pag. 1 – 6, 12 – 15 de outubro de 2008.
- [83]Xuexia Z., Weirong C., Suganthan, P.N., Optimal Multi-objective Reactive Power Dispatch Considering Static Voltage Stability Based on Dynamic Multi-group Self-Adaptive Differential Evolution Algorithm, Second International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, pag. 1448 – 1456, 6 – 7 de janeiro de 2012.

- [84]Gitizadeh, M., A modified simulated annealing approach to congestion alleviation in a power system using FACTS devices, 45th International Universities Power Engineering Conference, pag. 16, 31 de agosto – 3 de setembro de 2010.
- [85]Mori, H., Maeda, Y., A Hybrid Method of EPSO and TS for FACTS Optimal Allocation in Power Systems, IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics, Volume 3, pag. 1831 – 1836, 8 – 11 de outubro de 2006.
- [86]Karimi, A., Al-Hinai, A., Schoder, K., Feliachi, A., Power system stability enhancement using backstepping controller tuned by particle swarm optimization technique, IEEE Power Engineering Society General Meeting, pag. 1388 – 1395, 12 – 16 de junho de 2005.
- [87]Mondal, D., Sengupta, A., PSO based tuning and optimal allocation of TCSC controllers to mitigate small-signal stability problem, Annual IEEE India Conference, pag. 1 – 4, 17 – 19 de dezembro de 2010.
- [88]Wartana, I.M., Singh, J.G., Ongsakul, W., Agustini, N.P., Optimal Placement of a Series FACTS Controller in Java-Bali 24-bus Indonesian System for Maximizing System Loadability by Evolutionary Optimization Technique, Third International Conference on Intelligent Systems, Modelling and Simulation, pag. 516 – 521, 8 – 10 de fevereiro de 2012.
- [89]Benabid, R., Boudour, M., Abido, M.A., Optimal placement of FACTS devices for multi-objective voltage stability problem, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pag. 1 – 11, 15 – 18 de março de 2009.
- [90]Wibowo, R.S., Yorino, N., Eghbal, M., Zoka, Y., Sasaki, Y., FACTS devices allocation for congestion management considering voltage stability by means of MOPSO, Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, pag. 1 – 4, 26 – 30 de outubro de 2009.
- [91]Congyu Z., Minyou C., Ciyong L., A multi-objective optimization method for power system reactive power dispatch, 8th World Congress on Intelligent Control and Automation, pag. 6 – 10, 7 – 9 de julho de 2010.
- [92]Das, D., Prasai, A., Harley, R.G., Divan, D., Optimal placement of Distributed Facts devices in power networks Using Particle Swarm Optimization, IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pag. 527 – 534, 20 – 24 de setembro de 2009.

- [93]Laifa, A., Boudour, M., Optimal placement and parameter settings of unified power flow controller device using a perturbed particle swarm optimization, IEEE International Energy Conference and Exhibition, pag. 205 – 210, 18 – 22 de dezembro de 2010.
- [94]Niknam, T., Narimani, M.R., Aghaei, J., Azizipanah-Abarghooee, R., Improved particle swarm optimisation for multi-objective optimal power flow considering the cost, loss, emission and voltage stability index, IET Generation, Transmission & Distribution, pag. 515 – 527, 2012.
- [95]Ridhuan, F.P., Othman, M.F., Application Of Artificial Immune System To Design Power Systems Stabilizer, 5th Student Conference on Research and Development, pag. 1 – 6, 11 – 12 de dezembro de 2007.
- [96]Hunjan, M., Venayagamoorthy, G.K., Adaptive Power System Stabilizers Using Artificial Immune System, IEEE Symposium on Artificial Life, pag. 440 – 447, 1 5 de abril de 2007.
- [97]Abdul Rahman, T.K., Yasin, Z.M., Abdullah, W.N.W., Artificial-immune-based for solving economic dispatch in power system, National Power and Energy Conference, pag. 31 – 35, 29 – 30 de novembro de 2004.
- [98]Lingfeng W., Singh, C., Artificial Immune System Based Reliability Appraisal Methodology of Power Generation Systems with Wind Power Penetration, IEEE Systems and Information Engineering Design Symposium, pag. 1 – 6, 27 de abril de 2007.
- [99]Ishak, S., Abidin, A.F., Rahman, T.K.A., Static Var compensator planning using artificial immune system for loss minimisation and voltage improvement, National Power and Energy Conference, pag. 41 – 45, 29 – 30 de novembro de 2004.
- [100]Mitra, P., Venayagamoorthy, G.K., Real Time Implementation of an Artificial Immune System Based Controller for a DSTATCOM in an Electric Ship Power System, IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pag. 1 – 8, 5 – 9 de outubro de 2008.
- [101]Rezende, L.S., Leite da Silva, A.M., Honorio, L.M., Artificial Immune Systems and Differential Evolution Based Approaches Applied to Multi-Stage Transmission

Expansion Planning, 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, pag. 1 – 6, 8 – 12 de novembro de 2009.

[102]Abdul Hamid, M.B., Abdul Rahman, T.K., Short Term Load Forecasting Using an Artificial Neural Network Trained by Artificial Immune System Learning Algorithm, 12th International Conference on Computer Modelling and Simulation, pag. 408 – 413, 24 – 26 de março de 2010.

[103]Xu, L., Chow, M.-Y., Timmis, J., Taylor, L. S., Power Distribution Outage Cause Identification With Imbalanced Data Using Artificial Immune Recognition System Algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, pag. 198 – 204, 2007.

[104]Belkacemi, R., Feliachi, A., An immune system approach for power system automation and self healing, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pag. 1 – 7, 15 – 18 de março de 2009.

[105]Belkacemi, R., Feliachi, A., Multi-agent design for power distribution system reconfiguration based on the artificial immune system algorithm, IEEE International Symposium on Circuits and Systems, pag. 3461 – 3464, 30 de maio – 2 de junho de 2010.

[106]Ahuja, A., Das, S., Pahwa, A., An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pag. 1, 20 – 24 de julho de 2008.

[107]Khaleghi, M., Farsangi, M.M., Nezamabadi-pour, H., Lee, K.Y., Voltage stability improvement by multi-objective placement of SVC using modified artificial immune network algorithm, IEEE Power & Energy Society General Meeting, pag. 1 – 7, 26 – 30 de julho de 2009.

[108]Hong-da L., Zhong-li M., Sheng L., Hai L., A New Solution to Economic Emission Load Dispatch Using Immune Genetic Algorithm, IEEE Conference on Cybernetics and Intelligent Systems, pag. 1 – 6, 7 – 9 de junho de 2006.

[109]Youping F., Xiaoguang Y., Xiwei Z., Xiaoxia Zhou, Fault Diagnosis for Power Electronic System Based on Diagnostic Reasoning Model Ensembles, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, pag. 1 – 4, 27 – 31 de março de 2009.

- [110]Ngatchou, P., Anahita Zarei, El-Sharkawi, M.A., Pareto Multi Objective Optimization, Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, pag. 84 – 91, 6 -10 de novembro de 2005.
- [111]Hingorani, N.G., Flexible AC Transmission Systems (FACTS) – Overview, IEEE Spectrum, pag. 40 – 45, Abril de 1993.
- [112]Abido, M.A., Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers: A Review, The Arabian Journal for Science and Engineering (AJSE), Vol. 34, Nº. 2B, Abril de 2009, pag. 153-172.
- [113]Paserba J. J., How Facts Controller Benefit AC Transmission Systems, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, Vol. 3, pp. 991 – 998.
- [114]Mathur, R.M., Varma, R.H., Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems, John Wiley & Sons, Inc. Publication, 2002.
- [115]Murty, P.S.R., Power System Analysis, BS Publications, 2007.
- [116]MENEZES, José Renato Sobral de ; LUCIANO, Benedito Antonio ; FONTGALLAND, G. . Impactos ambientais causados por linhas de transmissão de 500kV. In: Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2006, 2006, Campina Grande. Anais do SBSE2006, 2006. v. 1. p. 1-4.
- [117]Asare P., Diez T, Galli A., O'Neill-Carillo E., Robertson J., Zhao R., "An Overview of Flexible AC Transmission Systems", ECE Technical Reports PURDUE University, 1994.
- [118]E.H. Watanabe, P.G. Barbosa, K.C. Almeida, G.N. Taranto, “Tecnologia FACTS – tutorial”, SBA Controle & Automação, 1998, Vol. 9, Nº 1, pp. 39 – 55.
- [119]Gyugyi L., “Application characteristics of converter-based facts controllers,” in Proc. International Conference on Power System Technology (PowerCon’00), vol. 1, Perth, Australia, Dezembro de 2000, pag.. 391–396.
- [120]Sode-Yome, A., Mithulananthan, N., “Comparison of Shunt Capacitor, SVC and STATCOM in Static Voltage Stability Margin Enhancement ,” IJEEE, UMIST, Vol. 41, No. 3, July 2004.

- [121]Norouzi, A.H. , Sharaf, A.M., Two Control Schemes to Enhance the Dynamic Performance of the STATCOM and SSSC, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, N° 1, Janeiro de 2005.
- [122]GyuGyi L., Schauder C.D., Kalyan K. S., Static Synchronous Series Compensator: a Solid State Approach to the Series Compensation of Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, N° 1, Janeiro de 1997.
- [123]Saraf N., Verboomen J., Schavemaker P. H., van der Sluis L., A Model of the Static Synchronous Series Compensator for the Real Time Digital Simulator, International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Novembro de 2005, pag. 6 -6.
- [124]Chopade P.V., Kushare B.E., Hiwase M. T., Bharadwaj D.G., FACTS :Unified Power Flow Controller (UPFC) Mathematical Modelling and Performance Evaluation, Australasian Universities Power Engineering Conference, Setembro de 2005, Hobart, Tasmania, Australia.
- [125]Gyugyi, L., Converted Characteristics of Converters-Based FACTS Controllers, International Conference on Power System Technology, Dezembro de 2000 , Perth, Australia.
- [126]Renz, B.A., Keri,A., Schauer, C., Stacey, E., MEHRABAN, A. S., Kowalsky, L., Gyugyi, L., Edris A., AEP Unified Power Flow Controller Performance, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N° 4, Outubro de 1999.
- [127]Jerne, N. K. (1973), “The Immune System”, Scientific American, 229(1), pag. 52-60
- [128]Janeway Jr., C. A. (1992), “The Immune System Evolved to Discriminate Infectious Nonself from Noninfectious Self”, Imm. Today, 13(1), pag. 11-16.
- [129]Castro, L.N., Von Zuben F.J., Artificial Systems–Part I Basic Theory and Applications, Technical Report – DCA-RT 01/99 – Dezembro de 1999 http://www.dca.fee.unicamp.br/~vonzuben/research/lnunes_dout/relatorios/rtdca0199.pdf, acessado em 20/07/2012.
- [130]Brownlee, J., Clonal Selection Theory & CLONALG – The Clonal Selection Classification Algorithm – Technical Report No. 02-2 – Centre for Intelligent Systems and Complex Process. Swinburne University of Technology – Janeiro de 2005.

- [131]Castro, L.N., Timmis, J., Artificial Immune Systems: A Novel Paradigm to Pattern Recognition, In the Soft Computing Journal, Volume 7, Tomo 7, 2003.
- [132]Nunes de Casto, L., Von Zuben, F.J., An Evolutionary Immune Network for Data Clustering, Sixth Brazilian Symposium on Neural Networks Proceedings, 2000.
- [133]Castro, L.N., Von Zuben, F.J., Learning and Optimization Using the Clonal Selection Principle, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Volume 6, Tomo 3, 2002.
- [134]Marler, R.T., Arora, J.S., Survey of Multi-objective Optimization Methods for Engineering, Structural and Multidisciplinary Optimization, Volume 26, pag. 369-395.
- [135]ONS, Procedimentos de Rede, Módulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, revisão 1, acessado em 04/03/2011.
- [136]ANEEL, Banco de Preços Modulares da ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2009758.rar>, acessado em 22/06/2011.
- [137]Acharya,N., Sody-Yome, A., Mithulananthan, N., Facts about Flexible AC Transmission Systems(FACTS) Controllers: Practical Installations and Benefits, Australasian Universities Power Engineering Conference, pag. 533 - 538, 25 – 28 de setembro de 2005.
- [138]Tiwari, R., Niazi, K. R., Gupta, V., Optimal location of FACTS devices for improving performance of the power systems, IEEE Power and Energy Society General Meeting, pag. 1 – 8, 22 – 26 de julho de 2012.
- [139]Suman, R.K., Lal, C., Kumar, M., Alam, I., Goswami, A.K., Cost-benefit analysis of TCSC installation to power system operation, International Conference on Energy, Automation, and Signal, pag. 1 – 6, 28 – 30 de dezembro de 2011.
- [140]Saravanan, M., Slochanal, S.M.R., Venkatesh, P., Abraham, P.S., Application of PSO technique for optimal location of FACTS devices considering system loadability and cost of installation, 7th International Power Engineering Conference, Volume 2, pag. 716 – 721, 29 de novembro – 2 de dezembro de 2005.
- [141]Chansareewittaya, S., Jirapong, P., Power transfer capability enhancement with multitype FACTS controllers using particle swarm optimization, IEEE Region 10 Conference - TENCON 2010, pag. 42 – 47, 21 – 24 de novembro de 2010.

[142]Lashkar Ara, A., Kazemi, A., Nabavi Niaki, S.A., Multiobjective Optimal Location of FACTS Shunt-Series Controllers for Power System Operation Planning, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 27, Tomo 2, pag. 481 – 490, 2012.

[143]European Comission, Ten-Energy Invest, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/ten_e_en.htm, acessado em 13/11/2012.

[144]Zhang, X.P., Rehtanz, C., Pal, B., Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control”, Springer, Alemanha, 2006.

[145]www.ons.org.br, acessado em 02/11/2012.

[146]Reactive Power Compensation – Reference List, http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/FACTS/Siemens_Reference_List_FACTS.pdf, acessado em 7 de fevereiro de 2012.