

SUMÁRIO

<i>CAPÍTULO 1</i>	<i>1</i>
<i>Introdução</i>	<i>1</i>
1.1 - Considerações Gerais	1
1.2 - Objetivo da Tese	2
1.3 - Estruturação do Trabalho	3
1.4 - Principais Publicações/Contribuições Geradas por esta Tese	4
<i>CAPÍTULO 2</i>	<i>8</i>
<i>O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: CONDIÇÕES ATUAIS E PERSPECTIVAS</i>	<i>8</i>
2.1 – Introdução	8
2.2 – Características do Sistema Elétrico Brasileiro	12
2.3 – Análise Pretérita da Performance do Sistema no Período 1994/1996	13
2.4 – Análise das Principais Perturbações Ocorridas no Sistema Brasileiro	20
2.4.1 – Classificação das Perturbações	21
2.4.2 – Processos de Recomposição	22
2.4.3 – Relato das Principais Perturbações.....	22
2.4.3.1 – Perturbação de 18/04/84 às 16h 43 min [58].....	22
2.4.3.2 – Perturbação de 18/08/85 às 18h 40min (domingo) [57].....	26
2.4.3.3 – Perturbação de 13/12/94 às 10h 12min [55].....	28
2.4.3.4 – Perturbação de 26/03/96 às 09h 18 min [54].....	30
2.4.3.5 – Perturbações de 24 e 25/04/97 [53].....	33
2.4.3.6 – Perturbação de 11/03/99 às 22h 16min [64]	38
2.4.3.7 – Perturbação de 16/05/99 às 18h 05min [56].....	44
2.4.4 – Constatações	46
2.4.5 – Observações Finais.....	48
2.5 – Conclusões Sobre as Condições Atuais do Sistema Elétrico Brasileiro	49
2.6 – Indicadores para Avaliação do Desempenho da Malha Nacional Integrada	50
2.6.1 - Novos Indicadores para o Desempenho da Frequência e Tensão	51
2.6.1.1 - Frequência	51
2.6.1.2 - Tensão	56
2.6.1.3 - Resultados Obtidos	60
2.6.1.3.1 - Desempenho de Frequência	60
2.6.1.4 - Conclusões sobre o Desempenho da Frequência	65
2.6.1.4.1 - Desempenho da Tensão.....	66
2.6.1.5 - Conclusões sobre o Desempenho da Tensão	74
2.7 – Novos Cenários para o Sistema Elétrico Brasileiro	74
2.7.1 - Térmicas a Gás [11].....	75
2.7.2 - Geração Distribuída [8]	76
<i>CAPÍTULO 3</i>	<i>79</i>

<i>A INFLUÊNCIA DAS NOVAS USINAS TERMELÉTRICAS E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DESEMPENHO DO SISTEMA</i>	<i>79</i>
3.1 - Introdução	79
3.2 - Usinas Termelétricas [4].....	79
3.2.1 - Aspectos Positivos	79
3.2.2 - Questões Pendentes - Incógnitas	80
3.2.3 - Aspectos Negativos.....	80
3.2.3.1 – Aspectos de Proteção	81
3.2.3.2 – Controle do Perfil de Tensão do Sistema.....	81
3.2.3.3 – Aspectos de Estabilidade do Sistema	82
3.2.3.4 – Aspectos Operativos	83
3.2.3.5 – Análise Pós-Operação.....	84
3.2.3.6 – “Black-Start Capability”	84
3.2.4 - Conclusões Sobre a Influência das Novas Termelétricas no Desempenho do Sistema	84
3.3 - Geração Distribuída [59]	85
3.3.1 - Novos Problemas e Desafios	86
3.3.2 – Aspectos Relacionados à Geração Eólica.....	87
3.3.2.1 - Problemas na Própria Geração Eólica	87
3.3.2.2 - Problemas Técnicos dos Geradores Eólicos.....	87
3.3.2.3 - Aspectos Operacionais	88
3.3.2.4 - Operação em Regime Permanente.....	88
3.3.2.5 - Benefícios	89
3.3.2.6 - Problemas com a Qualidade de Suprimento	89
3.3.2.7 - Problemas no Desempenho Dinâmico	89
3.3.2.8 - Estudos Necessários para a Integração de Aero geradores no Sistema.....	89
3.3.2.9 - Necessidade de Desenvolvimentos	90
3.4 - Requisitos Técnicos de Geradores para o Bom Desempenho do Sistema.....	90
3.4.1 – Requisitos Técnicos Gerais.....	90
3.4.1.1 - Operação em Regime de Subfrequência	90
3.4.1.2 - Regulação Primária da Frequência	91
3.4.1.3 - Regulação Secundária da Frequência	91
3.4.1.4 - Participação em Sistemas Especiais de Proteção	91
3.4.1.5 - Black-start	91
3.4.1.6 - Geração e Absorção de Reativos	91
3.4.1.7 - Desempenho Durante Curto-Circuito (Corrente de Seqüência Inversa).....	92
3.4.1.8 - Disponibilidade de Informações	92
3.4.1.9 - Faixas de Operação Proibidas	92
3.4.2 – Características Essenciais para um Sistema de Excitação	92
3.4.2.1 - Capacidade Nominal de Excitação.....	93
3.4.2.2 - Tensão de Teto	93
3.4.2.3 - Tempo de Resposta	93
3.4.2.4 - Capacidade Contínua do Transformador de Excitação.....	94
3.4.2.5 - Alimentação	94
3.4.3 – Requisitos de Performance dos Sistemas de Excitação	94
3.4.3.1 - Controle de Tensão.....	94
3.4.3.2 - Tensão de Teto sob Condições de Defeitos	95
3.4.3.3 - Sensibilidade.....	95
3.4.4 – Considerações Sobre os Equipamentos do Sistema de Excitação	95

3.4.4.1 - Excitação Inicial.....	95
3.4.4.2 - Ponte Retificadora.....	95
3.4.4.3 - Controle Manual da Excitação e Regulação Automática de Tensão.....	96
3.4.4.4 - Controle Manual da Excitação e Regulação Automática de Tensão.....	96
3.4.4.5 - Compensador de Reativo.....	97
3.4.4.6 - Sinal Estabilizante de Potência (PSS).....	97
3.4.4.7 - Função de Acompanhamento (“Follow up”).....	97
3.4.4.8 - Observações Finais.....	97
3.5 – Conclusão	98
<i>CAPÍTULO 4.....</i>	<i>99</i>
<i>IDENTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS ESPERADOS NO DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO TENDO EM VISTA OS NOVOS CENÁRIOS</i>	<i>99</i>
4.1 - Introdução	99
4.2 - Caso Base.....	104
4.3 - Critérios Adotados para Avaliação do Impacto de Nova Geração.....	105
4.4 – Fluxo de Potência	108
4.5 – Tipos de Estudos a Serem Realizados.....	109
4.5.1 - Dados Referentes aos Estudos de Estabilidade	109
4.6 - Métodos de Simulação.....	110
4.7 – Resultados Obtidos	111
4.7.1 – Análise em Regime Permanente	111
4.7.2 – Análise em Regime Dinâmico (Estabilidade Eletromecânica)	115
4.7.3 – Análise do Ponto de Vista de Potência de Curto-Circuito	120
4.7.4 – Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações.....	125
4.8 – Monitoração do Desempenho Dinâmico do Sistema Brasileiro	133
<i>CAPÍTULO 5.....</i>	<i>135</i>
<i>ASPECTOS DOS SERVIÇOS ANCILARES RELACIONADOS COM A ESTABILIDADE DOS SISTEMAS.....</i>	<i>135</i>
5.1 – Introdução	135
5.2 - Considerações Preliminares.....	136
5.3 - Tipos de Serviços.....	137
5.4 - Proposta de Serviços Ancilares para o Sistema Brasileiro.....	137
5.4.1 - Controle Primário de Freqüência.....	137
5.4.2 - Controle Secundário de Freqüência.....	138
5.4.3 - Reserva de Potência Primária.....	138
5.4.4 - Reserva de Potência Secundária	139
5.4.5 - Reserva de Potência Terciária ou Reserva de Prontidão.....	139
5.4.6 - Controle de Tensão.....	139
5.4.7 - Capacidade de Auto-Restabelecimento (“Black Start”).....	141
5.5 - Arranjos Comerciais para os Serviços Ancilares	141
5.5.1 - Considerações Gerais.....	141
5.5.2 - Alguns Conceitos	142

5.5.3 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos por Geradores	143
5.5.3.1 - Proposta para o Tratamento Inicial dos Arranjos Comerciais	143
5.5.3.2 - Custos Associados à Prestação dos Serviços Ancilares pelos Geradores	146
5.5.3.3 - Uma Possível Evolução para os Arranjos Comerciais – Formação de Mercados	149
5.5.4 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos pelos Agentes de Consumo	149
5.5.4.1 - Controle Primário da Freqüência	150
5.5.4.2 - Reservas Primárias	150
5.5.4.3 - Reservas Terciárias.....	151
5.5.4.4 - Resumo	152
5.5.5 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos pelos Agentes de Transmissão	153
5.6 - Rateio, Contabilização e Liquidação	153
<i>CAPÍTULO 6.....</i>	<i>154</i>
<i>CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS</i>	
<i>.....</i>	<i>154</i>
6.1 - Conclusões Obtidas em Relação ao Desempenho dos Sistemas Elétricos em Ambientes Competitivos	154
6.2 – Temas Para Futuros Desenvolvimentos	155
<i>REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA</i>	<i>157</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 - Evolução da Capacidade Instalada em Geração no Sistema Brasileiro (MW)</i>	8
<i>Figura 2.2 - Expansão do Sistema de Transmissão em EAT (km)</i>	9
<i>Figura 2.3 - Evolução do Consumo Total de Energia Elétrica (GWh).....</i>	9
<i>Figura 2.4 – Capacidade Instalada vs Demanda.....</i>	10
<i>Figura 2.5 - Evolução da Tarifa de Energia Elétrica</i>	11
<i>Figura 2.6 - Investimentos no Setor (US\$ bilhões)</i>	11
<i>Figura 2.7 - Evolução dos Custos de Geração Eólica US\$/MWh</i>	77
<i>Figura 4.1 - Diagrama Unifilar do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste</i>	100
<i>Figura 4.2 - Diagrama Unifilar do Sistema Sudeste/Centro-Oeste.....</i>	101
<i>Figura 4.3 - Diagrama Unifilar do Sistema Sul.....</i>	102
<i>Figura 4.4 - Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo</i>	103
<i>Figura 4.5 - Potência Reativa dos Síncronos x Variação de Carga na Área Rio</i>	112
<i>Figura 4.6 - Variação de Perdas x Variação de Carga na Área Rio.....</i>	113
<i>Figura 4.7 - Variação Angular de Grajaú/Marimbondo x Variação de Carga na Área Rio.....</i>	113
<i>Figura 4.8 - Variação Angular Grajaú/I. Solteira x Variação de Carga na Área Rio.....</i>	114
<i>Figura 4.9 – Carregamento na Rede de Suprimento x Variação de Carga na Área Rio</i>	114
<i>Figura 4.10 – Geração Distribuída Representada como Impedância Constante</i>	116
<i>Figura 4.11 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13.....</i>	116
<i>Figura 4.12 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e seu Sistema de Excitação</i>	117
<i>Figura 4.13 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e Sistema de Excitação Estática de Itaúba</i>	117
<i>Figura 4.14 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e Sistema de Excitação Estática e Sinal Adicional de Itaúba... ..</i>	118
<i>Figura 4.15 – Geração Concentrada Representada como Impedância Constante</i>	118
<i>Figura 4.16 – Geração Concentrada Representada com Modelo de Máquina de Angra 1 e Angra 2.....</i>	119
<i>Figura 4.17 – Geração Concentrada Representada com Modelo de Máquina de Angra 1 e Angra 2, Sistema de Excitação e Sinal Adicional.....</i>	119
<i>Figura 4.18 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_1 = -0,03 \pm j4,94$ (Caso 4 – Geração Distribuída).....</i>	127

<i>Figura 4.19 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_2 = -0,76 \pm j7,81$ (Caso 4 – Geração Distribuída).....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 4.20 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_3 = -0,91 \pm j8,75$ (Caso 4 – Geração Distribuída).....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 4.21 – Fluxo na LT Adrianópolis-Jacarepaguá 345 kV.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4.22 – Fluxo na LT Cachoeira Paulista-Adrianópolis 500 kV, após Degrau na Referência de Tensão de Ilha Solteira</i>	<i>129</i>
<i>Figura 4.23 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_1 = -0,28 \pm j6,66$ (Caso 3 – Geração Concentrada).....</i>	<i>131</i>
<i>Figura 4.24 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_2 = -0,71 \pm j8,52$ (Caso 3 – Geração Concentrada).....</i>	<i>131</i>
<i>Figura 4.25 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_3 = -1,06 \pm j8,71$ (Caso 3 – Geração Concentrada)</i>	<i>131</i>
<i>Figura 4.26 – Fluxo na LT Adrianópolis-Jacarepaguá 345 kV.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 4.27 – Fluxo na LT Cachoeira Paulista-Adrianópolis 500 kV, após Degrau na Referência de Tensão de Ilha Solteira</i>	<i>133</i>

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 2.1 - Utilização da Reserva de Potência Operativa</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 2.2 - Número de Perturbações/Número de Componentes Desligados Distribuição por Regiões.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 2.3 - Distribuição dos Desligamentos Automáticos de Componentes (Sistemas S/SE/CO e N/NE).....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 2.4 - Grau de Dependência do Sistema em Relação aos Sistemas Especiais de Proteção – SEP’s.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 2.5 - Confiabilidade dos SEP’s.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 2.6 - Robustez e Fragilidade do Sistema.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 2.7 - Desempenho de Frequência: Número de Ocorrências de Subfrequência (Período 1994/1996).....</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 2.8 - Desempenho de Frequência: Número de Ocorrências de Sobrefrequência (Período 1994/1996).....</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 2.9 - Tempo Médio de Restabelecimento Total das Cargas.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 2.10 - Índice Severidade (Sistema-Minuto).....</i>	<i>19</i>
<i>Tabela 2.11 - Grau de Severidade.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 2.12 – Carga Desligada (MW) – Perturbação 11/03/99.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 2.13 – Tempo Total de Restabelecimento das Cargas – Perturbação de 11/03/99.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 2.14 – Comparação entre as Principais Perturbações Verificadas.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 2.15 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 1 e 2 (50 MW cada).....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 2.16 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 3 e 4 (66 MW cada).....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 2.17 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 5 e 6 (125 MW cada).....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 2.18 - Usina de P. Médici A - Unidades 1 e 2 (55 MW cada).....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 2.19 - Nível de Severidade para o Desempenho Transitório de Frequência.</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 2.20 - Nível de Severidade para o Desempenho da Frequência Sustentada.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 2.21 - Nível de Severidade de Violação da Tensão</i>	<i>58</i>
<i>(em Regime Normal de Operação).....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 2.22 - Nível de Severidade de Violação de Tensão.....</i>	<i>58</i>
<i>(em Regime Transitório).....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 2.23 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Sul -.....</i>	<i>61</i>
<i>(Período 1994/1996).....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 2.24 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Sudeste/Centro-Oeste - (Período 1994/1996).....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 2.25 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste - (Período 1994/1996).....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 2.26 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Norte -.....</i>	<i>62</i>

<i>(Período 1994/1996)</i>	62
<i>Tabela 2.27 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema Nordeste - .</i>	63
<i>(Período 1994/1996)</i>	63
<i>Tabela 2.28 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema Norte/Nordeste –</i>	
<i>(Período 1994/1996)</i>	63
<i>Tabela 2.29 - Desempenho Transitório da Freqüência do Sistema Elétrico</i>	
<i>Brasileiro - (Período 1994/1996)</i>	64
<i>Tabela 2.30 – Barramentos Considerados na Análise do Desempenho da Tensão</i>	
.....	67
<i>Tabela 2.31 – Faixas de Tensão Consideradas (%)</i>	67
<i>Tabela 2.32 – Faixas de Tensão Consideradas (kV)</i>	68
<i>Tabela 2.33 - Índice Médio Global de Violação (%)</i>	69
<i>Tabela 2.34 – Índice Médio Global de Gravidade (%)</i>	69
<i>Tabela 2.35 - Índices Global Médio de Violação e de Gravidade para todo o</i>	
<i>Período Previsto</i>	70
<i>Tabela 2.36 – Índice de Violação e de Gravidade por Barramento</i>	71
<i>Tabela 2.37 - Índice de Violação e de Gravidade para o Tronco de Transmissão</i>	
.....	72
<i>Tabela 2.38 – Índice de Violação e de Gravidade por Barramento - Região Sul</i>	
.....	73
<i>Tabela 2.39 - Potencial de Energia Média Eólica - Ceará/Rio Grande do Norte</i>	
.....	78
<i>Tabela 4.1- Características Consideradas nos Estudos para a Área R.Janeiro/E.Santo</i>	
.....	105
<i>Tabela 4.2 - Barras para Acréscimo de Geração de 500 MW</i>	106
<i>Tabela 4.3 - Barras adicionais para Acréscimo de Geração de 1000 MW</i>	107
<i>Tabela 4.4 - Barras adicionais para Acréscimo de Geração de 2000 MW</i>	107
<i>Tabela 4.5 - Casos de Fluxo de Potência Analisados</i>	108
<i>Tabela 4.6 – Representação de Carga Adotada</i>	110
<i>Tabela 4.7- Casos de Estabilidade</i>	111
<i>Tabela 4.8 – Resultados Curto - Circuito – Caso Base</i>	121
<i>Tabela 4.9 – Resultados Curto - Circuito – Geração Concentrada (500 MW)</i>	121
<i>Tabela 4.10 – Resultados Curto - Circuito- Geração Concentrada (1000 MW)</i>	
.....	122
<i>Tabela 4.11 – Resultados Curto - Circuito – Geração Concentrada (2000MW)</i>	
.....	122
<i>Tabela 4.12 - Resultados Curto - Circuito- Geração Distribuída (500 MW) ..</i>	123
<i>Tabela 4.13 – Resultados Curto - Circuito – Geração Distribuída (1000 MW)</i>	
.....	123
<i>Tabela 4.14 – Resultados Curto - Circuito – Geração Distribuída (2000 MW)</i>	
.....	124

<i>Tabela 4.15 – Modos de Oscilação com Geração Distribuída (40 geradores de 50 MW) na Área Rio</i>	<i>126</i>
<i>Tabela 4.16 – Modos de Oscilação com Geração Concentrada na Área Rio .</i>	<i>130</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Brasil está reestruturando rapidamente o seu setor elétrico, passando de um sistema altamente centralizado, hierarquizado e estatal para um novo modelo caracterizado pela competição na geração e com livre acesso ao sistema de transmissão.

Diferentemente de outras indústrias tais como comunicações e transportes, onde sobrecargas podem resultar simplesmente em troncos ocupados em sistemas telefônicos ou engarrafamentos nas praças de pedágio, a natureza do serviço de energia elétrica é instantâneo. O suprimento de energia elétrica deve ser feito no exato momento em que é solicitado. A insuficiência de geração e/ou do sistema de transmissão pode levar a um colapso do sistema, com conseqüências inaceitáveis.

O desempenho dinâmico satisfatório do sistema depende do comportamento conjunto dos geradores, do sistema de transmissão, dos sistemas de controle, dos sistemas de proteção, dos sistemas especiais de proteção (os chamados esquemas de controle de emergência) e também das próprias cargas.

Num sistema tradicional, o planejamento da rede básica de transmissão é normalmente realizado através de um órgão centralizado (no Brasil, até passado recente, o Planejamento da Expansão era realizado pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS), sendo o processo decisório bem definido, onde se procura alocar os investimentos de modo a se obter o nível de confiabilidade desejado ao mínimo custo.

Durante as últimas décadas, dentro da abordagem tradicional, o Planejamento da Expansão da Geração, devido ao seu (relativo) elevado custo, foi feito de forma independente da transmissão. Desta forma, o Planejamento da Transmissão era feito para viabilizar o Plano de Geração definido previamente.

Na última década, a abundância de gás natural, o rápido desenvolvimento tecnológico das turbinas de combustão e de ciclo combinado, tanto em termos de eficiência quanto em termos de minimização dos problemas ambientais, vem tornando as turbinas a gás cada vez mais competitivas, aliadas ainda ao fato que, por poderem ser instaladas junto aos grandes centros de carga, evitam ou minimizam os reforços no Sistema de Transmissão.

Com a tendência mundial de abertura dos setores elétricos surgem novos agentes, entre eles, os Produtores Independentes de Energias (PIE's) que estão interessados nesta forma de geração. Os agentes privados preferem as centrais termelétricas pois o período de maturação dos investimentos é bem menor que as usinas hidráulicas.

Como resultado desta reestruturação do setor, novos problemas têm surgido, como por exemplo: o estabelecimento de novos requisitos dos equipamentos de geração e controle; o provimento dos serviços ancilares (Ancillary Services) dentro deste novo contexto, etc. Os controles associados à manutenção da estabilidade do sistema são um dos serviços ancilares que deverão ter sua responsabilidade identificada e os seus custos rateados entre os agentes.

O Sistema Elétrico Brasileiro, predominantemente hidráulico e com usinas distantes dos centros de cargas, é freqüentemente solicitado a operar com transferência de grandes blocos de energia para o controle dos reservatórios e otimização do uso da água. Condições hidrológicas críticas podem piorar as condições operativas e, conseqüentemente os problemas de estabilidade. A segurança operativa do sistema brasileiro tende a sofrer variações devido à nova gerência do setor e a atuação dos agentes.

1.2 - OBJETIVO DA TESE

Este trabalho trata de diversos aspectos relacionados à segurança operativa de sistemas elétricos. Até recentemente, os custos associados aos controles e medidas operativas para manutenção da estabilidade e segurança do sistema, têm sido incorporados pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) e GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), cujas decisões eram mandatórias. Os controles considerados envolvem entre outros: sinais adicionais estabilizantes (trocas de estrutura, ajustes), esquemas especiais de proteção (corte de geração, ilhamentos, corte de carga por subfreqüência, chaveamentos automáticos de linhas, capacitores ou reatores), controles do elo de corrente contínua, etc.

É fundamental que se analise em detalhes este aspecto, no sentido de se estabelecer novos critérios e procedimentos, identificando responsabilidades e os custos associados neste novo ambiente competitivo. Este trabalho tenta traçar um perfil da segurança do sistema elétrico brasileiro antes do processo de privatização e reestruturação. O blecaute de 11 de março de 1999 foi um teste para o recém criado ONS (Operador Nacional do Sistema), colocando em dúvida a atuação dos novos agentes da transmissão. A operação do sistema com os novos agentes do setor (Produtores Independentes de Energia, Co-geradores, Operador Independente) tende a dificultar o controle deste sistema.

Apesar da reestruturação no setor elétrico brasileiro estar apenas começando, algumas questões sobre a segurança começam a preocupar os técnicos. Este trabalho discorre sobre os problemas a serem enfrentados na operação do sistema devido à descentralização das ações dos agentes, propondo soluções ou ações que minimizem os impactos sobre a segurança do sistema.

1.3 - ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em 6 capítulos, sendo este, o da introdução. Os demais estão divididos da seguinte forma:

Capítulo 2

Este capítulo apresenta: a evolução do sistema brasileiro nas últimas décadas; as suas características atuais; o desempenho pretérito do mesmo no período 1994/1996; sugestões de novos padrões para o desempenho da frequência e da tensão; e, os resultados obtidos com a sua aplicação. Por último são apresentados os novos cenários para o sistema brasileiro, onde se vislumbra um aumento significativo da Geração Térmica e da Geração Distribuída.

Capítulo 3

Neste capítulo é analisada a influência das novas termelétricas (localizadas perto dos grandes centros de carga) e da Geração Distribuída se conectadas aos sistemas de subtransmissão/distribuição, no desempenho do sistema. As usinas eólicas são incluídas na análise.

São apresentados aspectos, que numa primeira análise, são benéficos para o desempenho do sistema, mas que poderão, também, trazer prejuízos para o mesmo.

Capítulo 4

São analisados os impactos esperados no desempenho de sistemas elétricos tendo em vista a nova formatação do sistema.

Para tais análises foi considerado o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Este sistema hoje é caracterizado por um elevado número de grandes usinas hidrelétricas, distantes dos centros de carga, com grande dependência do sistema de transmissão. A previsão é que sejam incorporados ao mesmo um número razoável de usinas termelétricas como também um montante considerável de Geração Distribuída junto aos centros de carga.

Capítulo 5

Neste capítulo são analisados os Serviços Ancilares relacionados com a manutenção da estabilidade dos sistemas elétricos.

É apresentada uma proposta de Serviços Ancilares para o Sistema Brasileiro e são feitas considerações sobre os arranjos comerciais a serem adotados.

Capítulo 6

Apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido nesta tese e propõe temas de pesquisa e desenvolvimento futuros trabalhos.

1.4 - PRINCIPAIS PUBLICAÇÕES/CONTRIBUIÇÕES GERADAS POR ESTA TESE

Durante o desenvolvimento desta Tese diversas publicações foram produzidas, dentre as quais, as mais relevantes são as seguintes:

Livro

Advanced Angle Stability Controls – Cigré, Task Force 17, Advisory Group 02, SC 38, October **1999** – Chapter 8 – Stability Controls with Industry Restructuring (Lead editor).

Revistas Nacionais

1. Paulo Gomes, Marcelos G. dos Santos, R. Prada – “Introdução dos Estudos de Estabilidade de Tensão no Planejamento da Operação Elétrica” - Revista Eletroevolução - Cigré, Brasil, Set/**97**.
2. Paulo Gomes, N. Martins, F. Paulo de Mello, X. Vieira Filho – “Assuring System Reliability in a Competitive Environment” – Revista Eletroevolução – Cigré, Brasil, Dez/**98**.

Congressos Internacionais

1. Paulo, F.P. de Mello, N. Martins, X.V. Filho – “Assuring System Reliability in a Competitive Environment”, Sept/**1998** – Cigré Session – Paris – France.
2. Paulo Gomes, Saulo Cisneiros – “Aspects Related to Systems Efficiency in the New Competitive Environment” – Sept/**2000**, Cigré Session, Paris, France.
3. Paulo Gomes, M. Th. Schiling, J.W.M.Lima, N. Martins – “Confiabilidade em Sistemas Competitivos: Critérios para Aferição da Frequência e Tensão” – I Reunión Internacional de Generación & Transmisión – CIER 99, 03 a 05/11/**99**, Bogotá, Colômbia.
4. Paulo Gomes – “A Utilização da Geração Distribuída como um dos Recursos para a Melhoria na Eficiência da Rede. As Perspectivas de sua Utilização no Brasil. Problemas e Desafios Técnicos a serem Solucionados”. Congresso CIER 2000, Buenos Aires, Novembro, **2000** – Argentina.
5. Paulo Gomes, J.W.M. Lima, N.Martins, M.Th. Schiling – “Novos Indicadores para o Monitoramento da Qualidade da Frequência e Tensão de Energia Elétrica” – III Congresso Latino Americano e Transmissão de Energia Elétrica, 09 a 13/11/**97**, Campos do Jordão, São Paulo – Brasil.
6. Paulo Gomes, Jorge M.O. Filho – “Religamento Automático das Linhas de Transmissão, um dos Serviços Ancilares?” – VIII ERLAC, Maio/**1999** – Brasil.
7. Paulo Gomes, N. Martins, J.W.M. Lima, M. Th. Schiling – “Recomposição de Sistemas de Potência Considerando a Existência de Múltiplos Agentes no Mercado” – VIII ERLAC, Maio/**1999** – Brasil.
8. Paulo Gomes, M. Th. Schilling, J.W.M. Lima, N. Martins – “Confiabilidade em Sistemas Competitivos: Critérios para Aferição da Frequência e Tensão” – VIII ERLAC, Maio/**1999** – Brasil.
9. Paulo Gomes, N. Martins, J.W.M. Lima, M. Th. Schiling – “Os Produtores Independentes de Energia (PIEs) e a Necessidade de Remuneração dos Serviços Ancilares” – VIII ERLAC, Maio/**1999** – Brasil.
10. Paulo Gomes, N. Martins, J.W.M. Lima – “Impacts of Distributed Generation on System Stability” – VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – Maio, **2000**, Curitiba, Paraná – Brasil.
11. Paulo Gomes, Jorge Miguel O. Filho e outros – “O Blecaute Ocorrido no sistema Elétrico Brasileiro no dia 11/03/99 às 22: 19 horas – Análise dos Assuntos Técnicos e Econômicos” – VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Maio, **2000**, Curitiba, Paraná – Brasil.

12. Paulo Gomes, J.W. Lima, N. Martins, M.Th. Schilling, Marcelos Groetaers dos Santos e J.C.F Luz – “Planejamento Indicativo: Características Mínimas de Projeto para Usinas Termelétricas para o Atendimento às Necessidades do Sistema”. – VIII ERLAC, F. Iguaçu, Maio, **1999**.
13. Paulo Gomes, M.Th. Schiling, J.M.Lima, N. Martins.- “Planejamento/Operação no Novo Contexto do Setor Elétrico. A Incorporação Crescente da Geração Distribuída: Vantagem, Problemas e Perspectivas” – VIII ERLAC, Maio, 1999 - Brasil.

Congressos Nacionais

1. Paulo Gomes, M.Th. Schilling, J.C.F. Luz, J.W. Marangon Lima, N. Martins – “Indicadores não Convencionais para Avaliação de Desempenho da Malha Nacional Integrada”. – VI STPC – VI Seminário Técnico de Proteção e Controle, 27/09 a 02/10/**98** – Natal – R.G. Norte.
2. Paulo Gomes, J.W. Marangon Lima, N. Martins, X.V. Filho – “Aspectos de Estabilidade em Ambientes Competitivos” – XII CBA, XII Congresso Brasileiro de Automática, 14 a 18/09/**98**, Uberlândia, Minas Gerais.
3. Paulo Gomes, J.C.F. Luz, M Th. Schiling, R.N.Fontoura Filho, Marcelos Groetaers dos Santos – “Subsídios para a Determinação de Custos de Serviços Ancilares para Gestão da Rede (GAT 13)” – XIV SNPTEE – XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 26 a 30/10/**1997**, Belém, Pará.
4. Paulo Gomes, M.G dos Santos, J.M. Ordacgi Filho, Fernando A.Viotti, H.M. Valgas,N.Zeni Jr,- “Análise da Necessidade de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil (GPC-19)” – XIV SNPTEE – XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 26 a 30/10/**1997**, Belém, Pará.
5. Paulo Gomes, M. Th. Schilling, J.W.M. Lima, N Martins – “Geração Distribuída: Vantagem, Problemas e Perspectivas” - XV SNPTEE – XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica Outubro/**1999**, Foz do Iguaçu, Paraná. Grupo VII, Planejamento de Sistemas Elétricos GPL.
6. Paulo Gomes, Jorge Miguel O. Filho – “Religamento Automático de Linhas de Transmissão no Novo Contexto do Setor” - XV SNPTEE , XV Seminário

Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Outubro/**1999** – Foz do Iguaçu, Paraná. Grupo V, Proteção, Medição, Controle e Comunicação em Sistemas de Potência.

7. Paulo Gomes, M.Th.Schilling, J.W.M.Lima, N. Martins – “A Influência dos Produtores Independentes de Energia (PIE’s) no Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro” – XV SNPTEE – XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica Outubro/1999, Foz do Iguaçu, Paraná. Grupo VII Planejamento de Sistemas Elétricos GPC.
8. Paulo Gomes, Sérgio Luiz de Azevedo Sardinha – “Definição de uma Nova Concepção dos CAG’s – Uma Necessidade a Curto Prazo” – IV SIMPASE – IV Simpósio de Automação de Sistema Elétricos, 22 a 25/10/**2000**, Brasília.
9. P. Gomes, S.L.Sardinha “Impacto dos Novos Agentes no Dimensionamento dos Esquemas de Alívio de Carga” – a ser apresentado no XVI SNPTEE, em outubro/**2001**.
10. P.Gomes, J.W.M. Lima, M.Th. Schilling “Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes” – a ser apresentado no XVI SNPTEE, em outubro/**2001**.

CAPÍTULO 2

O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: CONDIÇÕES ATUAIS E PERSPECTIVAS

2.1 – INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro apresentou um forte crescimento na década de 70 e no início dos anos 80. A tônica deste crescimento foi baseada em grandes centrais hidrelétricas e um sistema de transmissão envolvendo grandes distâncias. As Figuras 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 traduzem a evolução deste sistema:

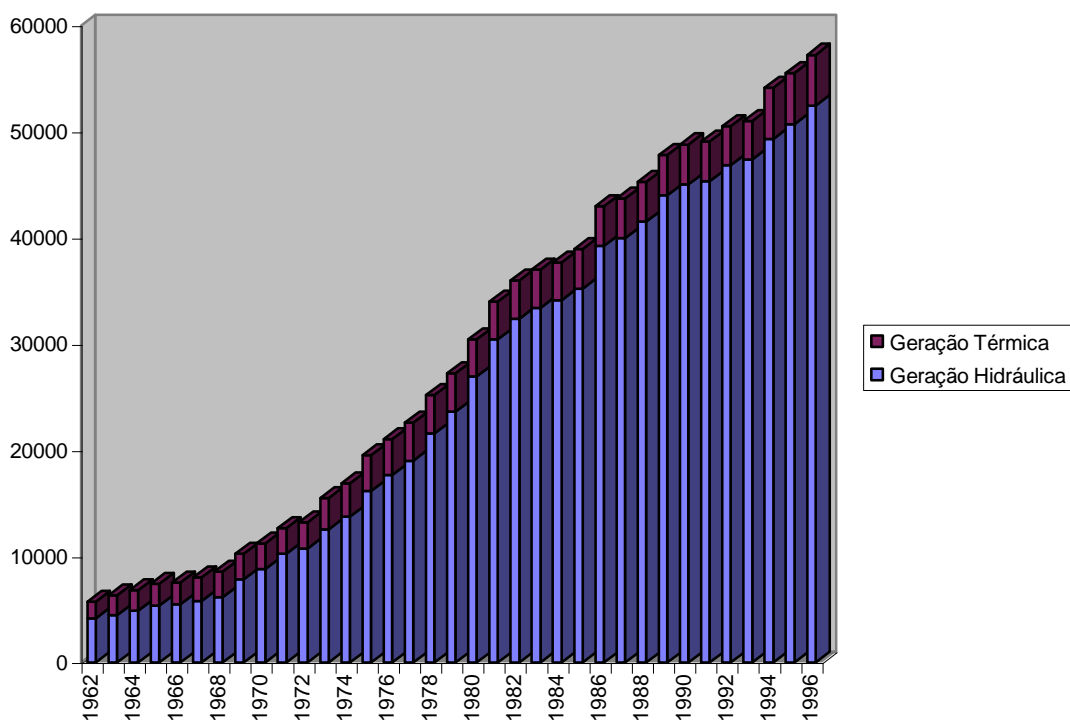


Figura 2.1 - Evolução da Capacidade Instalada em Geração no Sistema Brasileiro (MW)

(*) Inclui 50% da capacidade da usina de Itaipu.

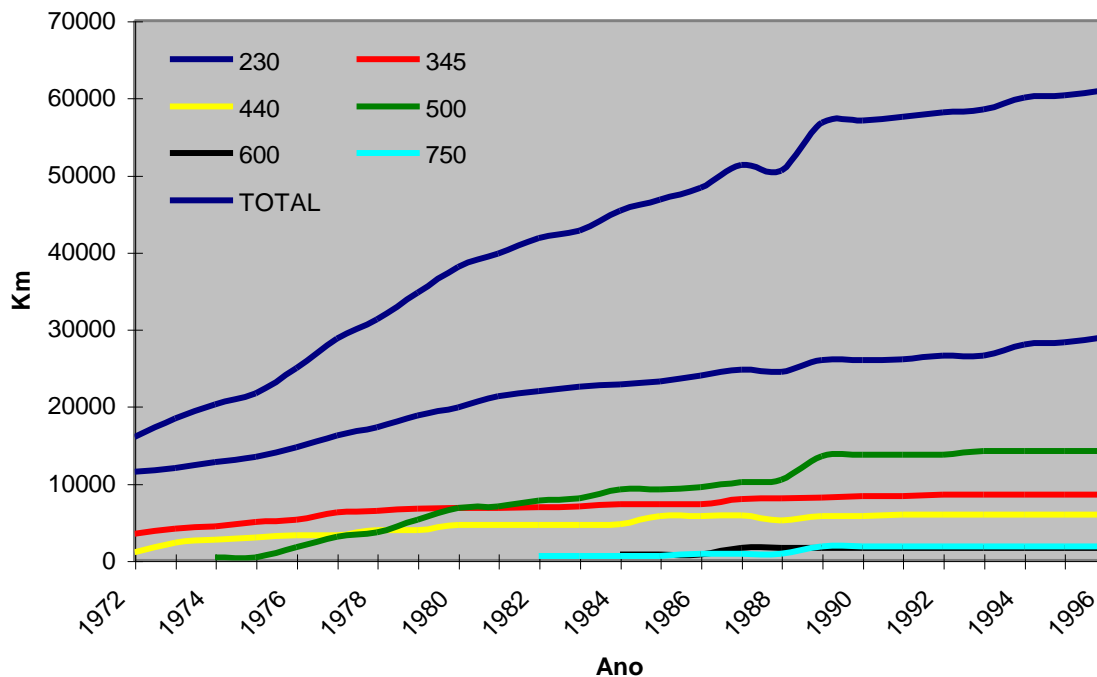


Figura 2.2 - Expansão do Sistema de Transmissão em EAT (km)

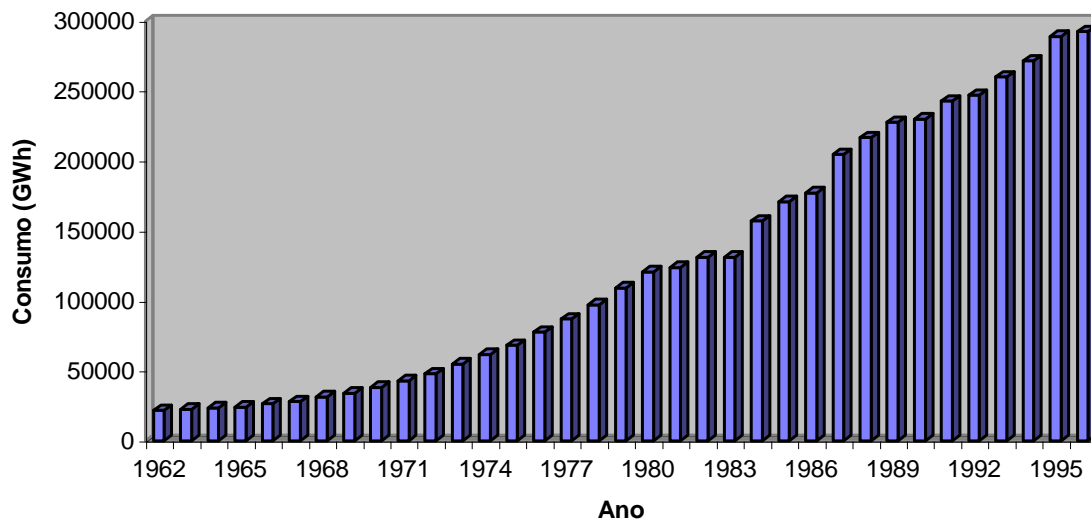


Figura 2.3 - Evolução do Consumo Total de Energia Elétrica (GWh)

Conforme pode ser verificado, houve um período onde a “folga” de capacidade instalada existente para a operação destes sistemas era de tal magnitude que permitia um perfeito suprimento à ponta de carga, mesmo com a existência de algumas restrições de transmissão, manutenção e perdas por deplecionamento.

Quando da crise financeira internacional no fim dos anos 70, o setor elétrico brasileiro apresentava uma dívida externa superior a US\$ 20 bilhões, contratada a juros flutuantes e prazos exíguos de amortização. Esta crise começa a repercutir no setor a partir de 1981, perpetuando-se até 1995 quando se inicia o processo de reestruturação do setor.

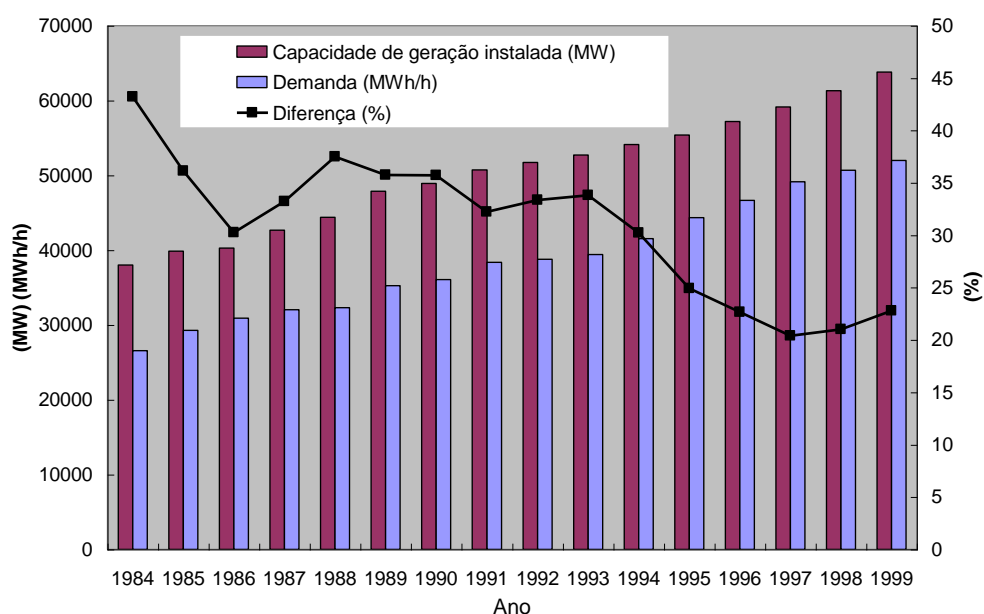


Figura 2.4 – Capacidade Instalada vs Demanda

Com o objetivo de atenuar o processo inflacionário o governo atuou nas tarifas de energia elétrica, não as corrigindo de forma apropriada a compensar a inflação. As tarifas tiveram os seus valores em dólares reduzidos gradativamente, conforme mostrado na Figura 2.5.

Nos primeiros anos da crise, os investimentos no setor elétrico ainda foram mantidos, através da inadimplência junto a credores e fornecedores. Após este pequeno período verificou-se uma redução significativa no nível de investimentos do setor (Figura 2.6).

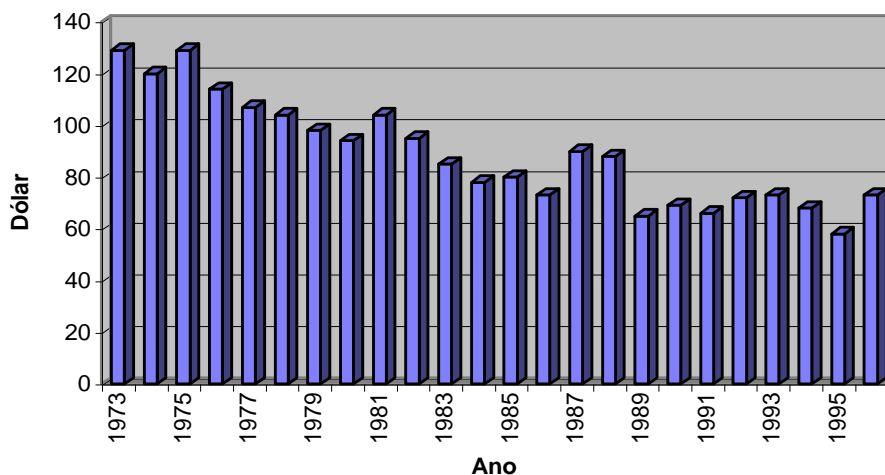


Figura 2.5 - Evolução da Tarifa de Energia Elétrica

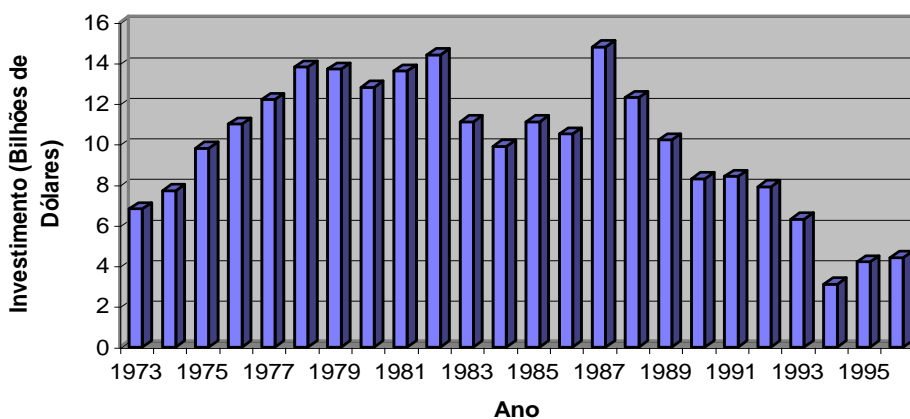


Figura 2.6 - Investimentos no Setor (US\$ bilhões)

Após a utilização da capacidade ociosa disponível, o setor já não mais dispõe de “folgas”, o que foi constatado algumas vezes ao longo de 1996 e 1997. Nestes anos, dificuldades no atendimento à ponta de carga foram verificadas, onde a geração disponível (capacidade instalada menos perdas por deplecionamento nas usinas hidrelétricas da ordem de 3000 MW, menos manutenção da ordem de 2500 MW e menos redução de geração por restrições de transmissão da ordem de 1000 MW) se tornou aproximadamente igual à carga. Houve alguns dias, durante os anos de 1996 e 1997, no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste em que a carga, no horário de ponta, foi maior que a geração disponível, tendo o sistema operado em regime de subfrequência por períodos maiores que 30 minutos.

2.2 – CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

As atuais características do sistema brasileiro são as seguintes:

- Predominantemente hidráulico (aproximadamente 95% da capacidade instalada);
- Grandes blocos de geração (usinas com grande capacidade instalada);
- Máquinas de grande potência (Itaipu - 700MW, Xingó - 500 MW, G.B.Munhoz - 418,5MW, Itumbiara - 380 MW, S.Santiago - 333MW, etc.);
- Usinas afastadas dos centros de carga;
- Dimensões continentais;
- Transferências de grandes blocos de energia, para o aproveitamento das diversidades hidrológicas;
- Restrições (gargalos) em algumas áreas do sistema de transmissão;
- Mercado com elevada taxa de crescimento;
- Necessidade urgente de expansão do parque gerador [6].

Quando de condições hidrológicas desfavoráveis, para o atendimento das metas energéticas, são acentuadas as transferências de blocos de energia entre áreas do sistema, notadamente nas condições de carga leve e mínima. É comum verificar-se nestas condições inclusive a reversão de fluxo de potência ativa em determinadas linhas de transmissão e transformadores do sistema.

- Os problemas de estabilidade são agravados, uma vez que em função das condições hidrológicas desfavoráveis o sistema opera com violação dos critérios vigentes de segurança dinâmica ⁽¹⁾.

O Planejamento da Expansão e da Operação era realizado de forma condominial, através do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GOI), cujas decisões eram mandatórias até fevereiro de 1999.

⁽¹⁾ *Entende-se como limite de segurança dinâmica como sendo o limite de transferência de potência elétrica (MW) entre áreas do sistema; para o qual o sistema suporta a perda de um circuito (após a ocorrência de um curto-circuito monofásico).*

2.3 – ANÁLISE PRETÉRITA DA PERFORMANCE DO SISTEMA NO PERÍODO 1994/1996

Para que se possa prever o desempenho futuro do Sistema Elétrico é de importância fundamental que se disponha de informações de um conjunto de índices de desempenho que expressem o comportamento do sistema ao longo dos anos anteriores. [67], [68] e [69]

Considerando-se o momento de transição pelo qual passa o setor elétrico, o conhecimento destas informações permitirá aquilatar os efeitos das alterações propostas na reestruturação do setor no que se refere ao desempenho do Sistema.

Uma informação importante é a utilização da Reserva de Potência Operativa - RPO, que é uma reserva de potência (MW) destinada a satisfazer aos seguintes requisitos:

- Erro de previsão de carga das empresas;
- Ponta dentro da ponta do sistema;
- Perda da maior máquina probabilística ⁽²⁾.do sistema.

Este valor de Reserva de Potência Operativa é calculado mensalmente e o valor de reserva resultante deve estar alocado nas máquinas sob controle do Controle Automático de Geração. A Tabela 2.1 apresenta o número de vezes em que foi utilizada a Reserva de Potência Operativa para o atendimento à ponta de carga do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 2.1 - Utilização da Reserva de Potência Operativa

Utilização da Reserva de Potência Operativa	
Ano	N ° de ocorrências
1994	---
1995	24 (de junho à dezembro)
1996	80

Ainda neste sentido, são apresentados nas Tabelas 2.2 a 2.11 alguns dos resultados obtidos a partir da análise e tratamento dos dados das principais

⁽²⁾ *Este termo bastante usado no setor não está conceitualmente correto. Ele substitui a noção de maior máquina do sistema quando a avaliação da reserva é feita de forma determinística. Para melhor entendimento vide Referência [71].*

perturbações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro no período 1994-1996. O item 2.4 apresenta de forma sucinta a descrição destas perturbações.

As Tabelas 2.2 e 2.3 apresentam o número de perturbações verificadas nos anos de 1995 e 1996 como também a sua distribuição em relação aos componentes desligados.

Tabela 2.2 - Número de Perturbações/Número de Componentes Desligados
Distribuição por Regiões

Região	1995		1996	
	Nº de perturbações	Nº de perturbações com interrupção de carga	Nº de perturbações	Nº de perturbações com interrupção de carga
S/SE/CO	821	147	615	81
N/NE	91	30	68	18
TOTAL	912	177	657	99
Região	Número de componentes desligados		Número de componentes desligados	
S/SE/CO	1467		1186	
N/NE	320		149	
TOTAL	1787		1335	

Tabela 2.3 - Distribuição dos Desligamentos Automáticos de Componentes
(Sistemas S/SE/CO e N/NE)

Componentes Desligados	1995				1996			
	Número Total		Por Atuação SEP's ⁽³⁾		Número Total		Por Atuação SEP's	
	S/SE/CO	N/NE	S/SE/CO	N/NE	S/SE/CO	N/NE	S/SE/CO	N/NE
Linhas de Transmissão	666	162	29	58	585	77	28	29
Barras	54	3	0	0	31	2	0	0
Equipamentos	747	155	52	93	570	70	36	25
Total	1467	320	81	151	1186	149	64	54

⁽³⁾ *Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), anteriormente conhecidos como Esquemas Especiais de Proteção ou Esquemas de Controle de Emergências são dispositivos automáticos destinados a evitar/minimizar os impactos adversos provocados por perturbações no sistema interligado. Estes SEPs também propiciam operar o sistema com maiores transferências de potência entre áreas do sistema, mantendo-se o nível de segurança dinâmica.*

A Tabela 2.4 apresenta o grau de dependência do sistema em relação a Sistemas Especiais de Proteção (SEP's), isto é, o número de perturbações que envolvem a atuação dos citados esquemas. Nota-se que o grau de dependência é bastante elevado. Os SEP's (também conhecidos como Esquemas de Controle de Emergências - ECE's) instalados no sistema brasileiro atuam através de:

- Corte de carga;
- Corte de geração;
- Chaveamento de linhas;
- Chaveamento de reatores/capacitores;
- Combinação dos anteriores.

A atuação destes SEP's visa um ou alguns dos seguintes objetivos:

- Restaurar o equilíbrio geração x carga após uma perda de um bloco de geração e com isto o controle da frequência, o que é feito por corte de carga por subfrequência (Esquemas de Alívio Automático de Carga - ERAC's);
- Restaurar o equilíbrio geração x carga após uma grande rejeição de carga e com isto o controle da frequência, o que é feito por corte de geração;
- Evitar queda acentuada dos níveis de tensão em áreas dos sistemas quando, por exemplo, de perdas de elementos de transmissão e/ou fontes do controle de tensão, o que é feito por corte de carga por subtensão;
- Evitar níveis de sobretensões que possam levar à atuação da proteção de linhas de transmissão para sobretensões, através da inserção automática de reatores e abertura de circuitos;
- Evitar níveis de tensão elevados após o corte de carga pela atuação dos ERAC's, de forma que o crescimento da carga remanescente, em função da tensão, não implique em reduzir ou anular o efeito do corte de carga realizado para a recuperação da frequência;
- Evitar sobrecargas em elementos da rede, que possam acarretar o seu desligamento pela proteção para sobrecarga;
- Evitar auto-excitação de unidades geradoras;
- Evitar a propagação dos problemas causados por perturbações que possam levar à perda de sincronismo entre áreas e com isto a colapsos regionais ou, até mesmo, total do sistema.

Após os blecautes de abril de 1997, sua aplicação foi ampliada (utilizando-se preventivamente corte de carga) para prevenir colapsos de tensão. Após o

blecaute de 11 de março de 1999, no sentido de se aumentar a segurança operativa do sistema, passou-se a estudar a utilização de esquemas mais complexos concebidos para fazer face a ocorrências de contingências múltiplas, inclusive perda de barras, com o uso mais acentuado de Controladores Lógicos Programáveis (CLP's). Estes novos esquemas foram denominados de Esquemas de Controle de Segurança (ECS).

Tabela 2.4 - Grau de Dependência do Sistema em Relação aos Sistemas Especiais de Proteção – SEP's

Número de perturbações	1995		1996	
	S/SE/CO	N/NE	S/SE/CO	N/NE
Sem envolver SEP's	778	52	584	24
Envolvendo SEP's	43	39	31	18
Total	821	91	615	42

A Tabela 2.5 apresenta dados que permite avaliar a confiabilidade dos sistemas especiais de proteção.

Tabela 2.5 - Confiabilidade dos SEP's

	1995		1996	
	S/SE/CO	N/NE	S/SE/CO	N/NE
Número perturbações envolvendo SEP's	43	39	27	22
Número Total de SEP's acionados	51	75	64	9
Número de atuações corretas	39	75	61	6
Número de atuações incorretas	2	0	2	2
Número de recusas atuação	1	0	0	1
Número atuações acidentais	9	0	1	0

A partir dos dados das Tabelas anteriores, foram definidos alguns índices para agrupar estes dados. A Tabela 2.6 apresenta a contabilização das freqüências de desligamentos (interrupção de suprimento sem corte de carga) quando comparadas às freqüências de interrupção (interrupção de suprimento com corte de carga), propiciando uma avaliação do grau de flexibilidade do sistema, assim:

$$\text{Robustez (\%)} = \frac{\text{Número de desligamentos sem corte de carga}}{\text{Número total de desligamentos (com ou sem corte de carga)}} \quad (2.1)$$

$$\text{Fragilidade (\%)} = \frac{\text{Número de desligamentos sem corte de carga}}{\text{Número total de desligamentos (com ou sem corte de carga)}} \quad (2.2)$$

Onde: Robustez (%) + Fragilidade (%) = 100 %

Tabela 2.6 - Robustez e Fragilidade do Sistema

Sistema	Robustez (%)		Fragilidade (%)	
	1995	1996	1995	1996
S/SE/CO	82	87	18	13
N/NE	67	74	33	26

As Tabelas 2.7 e 2.8 apresentam o desempenho da frequência dos sistemas interligados no período de 1994 a 1996.

Tabela 2.7 - Desempenho de Frequência: Número de Ocorrências de Subfrequência (Período 1994/1996)

Frequência	Sul - Após separação com SE	Sudeste - Após separação com Sul	Sul/Sudeste Interligados	Norte - Após separação com NE	Nordeste - Após separação com N	Norte/Nordeste Interligados
≤ 59,5	3	9	15	1	33	13
≤ 59,0	2	8	1	-	27	9
≤ 58,5	2	5	-	-	20	3
≤ 58,0	2	3	-	-	8	-
≤ 57,5	1	1	-	-	6	-
≤ 57,0	-	-	-	-	3	-

Tabela 2.8 - Desempenho de Frequência: Número de Ocorrências de Sobrefrequência (Período 1994/1996)

Frequência	Sul	Sudeste	Sul/Sudeste	Norte	Nordeste	Norte/Nordeste
> 60,5	7	3	-	34	3	4
≥ 61,0	6	2	-	29	1	4
≥ 62,0	3	1	-	26	-	-
≥ 63,0	2	-	-	17	-	1
≥ 64,0	1	-	-	9	-	-

A Tabela 2.9 apresenta o tempo médio total de restabelecimento das cargas, quando de perturbações. O número de perturbações verificadas no ano está indicado entre parênteses na Tabela.

Tabela 2.9 - Tempo Médio de Restabelecimento Total das Cargas

Área	ANO			Nº de eventos/ano	Nº total de eventos
	1994	1995	1996		
S. Cat. (Celesc)	--	26min (1)	2h 39min (1)	(0,67)	(2)
Paraná (Copel)	--	45 min (1)	--	(0,33)	(1)
R.G.S. (CEEE)	1h 1min (3)	10h 2min (9)	33 min (2)	(4,67)	(14)
Região Sul	--	--	--	--	--
São Paulo	--	40 min (4)	--	(1,33)	(4)
M. Gerais	43 min (3)	1h 40min (3)	1h 17min (3)	(3)	(9)
GO/ Brasília	28 min (3)	1h 48min (7)	11h 44min (2)	(4)	(12)
M. Grosso (Cemat)	20 min (6)	1h 7min (4)	1h 50 min (8)	(6)	(18)
M. Grosso Sul (Enersul)	1h 12 min (2)	4 min (1)	1h 56min (1)	(1,33)	(4)
RJ/ Espírito Santo	1h 11min (7)	1h 8min (9)	6min (1)	(5,67)	(17)
Região SE + CO	6 min (1)	16 min (1)	1h 10min (2)	(1,33)	(4)
Região S + SE + CO	35 min (1)	--	--	(0,33)	(1)
Região NE	2h 48 min (2)	60 min (5)	50min (4)	(3,67)	(11)
Região N	36 min (5)	48 min (5)	2h 28min (6)	(5,33)	(16)
N + NE	--	1h 41min (4)	--	(1,33)	(4)

O índice Severidade é definido como a quantidade de energia não suprida num dado evento em MW minutos [9], dividida pelo valor máximo da carga do sistema em MW durante o período de observação, normalmente 1 ano. A normalização através da divisão pelo valor da carga máxima do período de observação, facilita

a comparação período a período, como também a comparação entre áreas e/ou empresas. Este índice é expresso em Sistema-Minutos.

Um Sistema-Minuto equivale a energia não suprida se a carga máxima do sistema no período observado fosse interrompida pelo tempo de 1 minuto. A Tabela 2.10 apresenta o índice Severidade-Minuto que retrata o impacto para o consumidor provocado por um distúrbio no Sistema Interligado.

Tabela 2.10 - Índice Severidade (Sistema-Minuto)

Ano	1994	1995	1996
Santa Catarina (CELESC)	9,21	1,56	15,67
Paraná (COPEL)	9,21	9,93	0,0
R. G. Sul (CEEE)	19,28	176,90	3,50
Região Sul	14,80	67,19	4,62
S. Paulo (CESP) (EPAULO) (CPFL)	9,82	27,20	6,91
M. Gerais (CEMIG)	22,95	34,30	78,89
GO/BR (CELG/CEB)	28,25	43,89	113,76
M. Grosso (CEMAT)	56,87	159,04	731,78
M.G. Sul (Enersul)	77,80	14,94	65,40
RJ/ES (Light) (CERJ) (Escelsa)	66,14	50,48	8,56
Região Sudeste/ C. Oeste	26,58	39,86	36,17
Região Sul/Sudeste/ Centro Oeste	24,31	42,56	29,36
Região Norte	50,97	370,96	265,94
Região Nordeste	12,61	21,27	29,43
Região Norte/Nordeste	23,39	130,69	104,23

De forma a facilitar a apresentação e análise, as medidas de severidade foram grupadas por Grau de Severidade, definidos como mostra a Tabela 2.11.

Tabela 2.11 - Grau de Severidade

Grau de Severidade	Severidade (Sistema-Minuto)
Grau 0	Menor que 1
Grau 1	1 a 9
Grau 2	10 a 99
Grau 3	100 a 999

A interpretação dada a cada Grau de Severidade da Tabela 2.11 é dada a seguir:

- Grau 0 - Considerado aceitável;
- Grau 1 - Tem impacto sobre um ou mais consumidores, mas ainda não é considerado sério;
- Grau 2 - Já é considerado sério, em tempo de impacto a consumidores;
- Grau 3 - Considerado muito sério para consumidores, acima do qual é considerado inaceitável.

2.4 – ANÁLISE DAS PRINCIPAIS PERTURBAÇÕES OCORRIDAS NO SISTEMA BRASILEIRO

Este item apresenta de forma sucinta as principais perturbações ocorridas no sistema brasileiro. Estas perturbações são de grande magnitude e são conhecidas como blecautes. O sistema de índices apresentado nos itens 2.2 e 2.3 permite avaliar o desempenho do sistema e aliado à classificação das perturbações sugerida a seguir permite classificar os diversos tipos de perturbação.

O Sistema Elétrico Brasileiro, conforme já mencionado, é caracterizado por uma elevada geração hidrelétrica. As usinas hidrelétricas são distribuídas por diversas bacias hidrográficas e, normalmente, distantes dos principais centros de carga. Desta forma, o suprimento aos grandes centros de carga é feito através de longas linhas de transmissão.

O sistema de transmissão é dimensionado, a exemplo de outros países, para suportar a perda de um elemento simples dessa rede. Isto significa, portanto, que o mesmo pode ficar sujeito a grandes interrupções de carga quando da ocorrência de contingências múltiplas, normalmente causadas por desligamentos simultâneos de linhas de transmissão e transformadores.

Em função da grande integração dos troncos de transmissão, contingências múltiplas em uma determinada área podem afetar outros pontos da rede, provocando desligamentos em cascata e conseqüentemente os chamados blecautes.

2.4.1 – Classificação das Perturbações

As perturbações podem ser classificadas de várias maneiras:

a) de acordo com o ponto de origem

- Perturbações na distribuição;
- Perturbações no sistema interligado.

b) de acordo com a sua abrangência

- Local;
- Regional;
- Sistêmica.

c) de acordo com o grau de severidade

A Referência [9] apresenta os resultados de pesquisa internacional sobre perturbações no sistema interligado (BES - Bulk Electricity System Disturbances) que acarretam interrupção do suprimento, originadas por perdas da estabilidade do sistema, desligamento em cascata de linhas de transmissão e variações anormais de frequência e/ou tensão.

d) de acordo com as causas da perturbação:

- Condições climáticas;
- Defeitos em equipamentos ou proteção/controlador;
- Erro humano;
- Condições operativas, etc.

2.4.2 – Processos de Recomposição

O processo atual de recomposição do Sistema Brasileiro é considerado um dos melhores do mundo, sendo composto de duas fases distintas: uma denominada Recomposição Fluente e a outra de Recomposição Coordenada. [62]

1ª fase: Recomposição Fluente

A partir das usinas de auto-restabelecimento, e com uma configuração mínima de transmissão preferencial, são restabelecidos grandes blocos de carga prioritários, com necessidade mínima de comunicação telefônica entre as instalações. Esta fase é executada pelos próprios operadores das instalações, segundo procedimentos pré-estabelecidos com base em estudos detalhados, sem a interferência dos Centros de Operação (COS), a não ser em casos excepcionais, onde este processo não tenha sucesso.

Por seus procedimentos, a Recomposição Fluente garante a agilidade do processo de recomposição.

2ª fase: Recomposição Coordenada

Os Centros de Operação coordenam o fechamento de paralelos ou anéis entre os subsistemas estruturados na primeira fase e o suprimento de cargas adicionais.

2.4.3 – Relato das Principais Perturbações

2.4.3.1 – Perturbação de 18/04/84 às 16h 43 min [58]

Descrição

Durante o mês de abril, em decorrência de chuvas concentradas na bacia do rio Paranaíba, foi feita uma reprogramação de geração de forma a aproveitar ao máximo as vazões desta bacia, evitando vertimentos nas usinas.

Ao mesmo tempo, reduzia-se geração nas usinas localizadas nos rios Paraná e Grande, para recuperação destes reservatórios, cujas condições hidrológicas na época eram menos favoráveis que as do rio Paranaíba.

Desta forma, antes da ocorrência da perturbação, eram verificados 4150MW nas usinas do Paranaíba (São Simão, Emborcação, Itumbiara), 2435MW nas usinas do rio Grande (Jaguara, Volta Grande, Furnas, Luís Carlos Barreto, Mascarenhas

de Moraes, Porto Colômbia) e 4970MW nas usinas do rio Paraná (Ilha Solteira, Jupia e Água Vermelha).

Em função destas condicionantes, os transformadores de Jaguara 500/345kV – 2×400 MVA estavam operando próximo às suas capacidades nominais.

Com o sistema operando nestas condições e, em funções de um crescimento adicional de carga (devido à baixa luminosidade em São Paulo e à alta temperatura no Rio de Janeiro e na região de Belo Horizonte) operaram os alarmes de sobretensão e sobrecarga nos transformadores de Jaguara (às 16h04min). Redespachos de geração permitiram retomar o carregamento dos transformadores aos seus valores nominais.

Às 16h35min novamente foram sinalizados os citados alarmes. Antes que as providências necessárias fossem adotadas, ocorreu o desligamento de um transformador de Jaguara 500/345kV (T11).

Às 16h43min ocorreu o desligamento do segundo transformador de Jaguara 500/345kV (T12). Em função do arranjo de barras da SE Jaguara, foram retiradas de operação as linhas de 500kV conectadas a essa SE e, logo em seguida, a LT Neves-Mesquita 500kV pela proteção contra sobretensões, resultando num desligamento praticamente simultâneo de 7 elementos do sistema de transmissão: 2 transformadores 500/345kV de Jaguara, 2 circuitos Jaguara-Neves 500kV, 1 circuito Emborcação-Jaguara 500kV, 1 circuito Jaguara-São Simão 500kV e o 1 circuito Neves-Mesquita 500kV.

Em decorrência, ocorreram oscilações de potência entre as usinas do rio Paranaíba e o restante do sistema interligado Sul/Sudeste com o qual se manteve interligado através das linhas São Simão-Água Vermelha 500kV e Itumbiara-Porto Colômbia 345kV, levando a uma condição de instabilidade dinâmica, a qual provocou desligamentos automático em cascata de outras linhas de transmissão e de unidades geradoras.

Ocorreu também, a partir dos desligamentos automáticos iniciais dos circuitos, uma maior injeção de potência pelas redes de 345kV e 440kV que alimentam as áreas Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, com conseqüentes quedas de tensão, que foram se agravando à medida que se verificavam desligamentos automáticos nestas redes.

Estas quedas de tensão generalizadas provocaram uma perda gradativa de carga no Sistema Interligado cujo total foi da ordem de 5520MW.

A abertura da interligação Sul/Sudeste (tronco de 750kV e linhas de 230kV) foi verificada nos instantes iniciais da ocorrência, o que na oportunidade evitou a

propagação dos problemas de estabilidade eletromecânica para o sistema Sul. Após a separação entre estes sistemas, foram agravadas as oscilações de potência no Sistema Sudeste, o que levou a desligamento automáticos subsequentes de linhas de transmissão e unidades geradoras, levando a formação de duas grandes ilhas:

Uma ilha (1), formada por São Simão, Emborcação, Itumbiara, duas máquinas de Jaguará (que operavam ligadas à rede de 138kV de suprimento ao Triângulo Mineiro), Cachoeira Dourada e demais usinas da CELG, CEMAT e CEB; alimentando as cargas de Brasília, Goiás, Mato Grosso e do Triângulo Mineiro.

A outra ilha (2) foi formada pelo restante do sistema Sudeste.

Para a ilha (1), que antes da separação fornecia aproximadamente 300MW à ilha (2), esta separação representou um excesso de geração nesta área, agravando as condições de sobretensões e sobrefrequência. A frequência atingiu, instantaneamente, valor superior a 65Hz, estabelecendo-se depois em 60,6Hz por cerca de 24 minutos.

Nas barras das subestações de Rio Verde, Rodonópolis e Cuiabá, a tensão atingiu valores da ordem de 117% da nominal, provocando o desligamento do tronco de suprimento a Mato Grosso, rejeitando totalmente as cargas da CEMAT e da CELG na região de Rio Verde e Quirinópolis.

Para a ilha (2), a separação provocou acentuada queda de tensão na área, com perda significativa de carga, fazendo com que a frequência se elevasse até 62Hz.

Posteriormente, verificou-se a perda de unidades geradoras da usina de Três Marias e das usinas da Light, provocando uma queda de frequência e uma rejeição de 765,7MW de carga pelo Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Houve nova perda de geração (Marimondo, Camargos e Itutinga), levando a frequência ao valor de 57,0Hz. Em seguida, novos desligamentos de elementos com cortes de cargas elevaram a frequência a 62,7Hz, cerca de 18,5 segundos após o início da perturbação.

Ainda na ilha (2), durante as oscilações da potência, houve o desligamento automático de linhas de transmissão no sistema LIGHT, separando-o em duas partes, ficando as usinas da área de Nilo Peçanha (Fontes e Nilo Peçanha) isoladas do restante da ilha (2), alimentando cargas radiais.

Finalmente, em virtude de vários desligamentos automáticos ocorridos, a área São Paulo e parte da área Rio de Janeiro ficaram alimentadas unicamente pelo

sistema de 440kV da CESP e pela usina de Henry Borden, em virtude do montante de carga que foi baixo, ocorreram sobretensões que levaram à abertura de linhas de transmissão e, com isto, à interrupção total no suprimento às áreas São Paulo e Rio de Janeiro.

A severidade da perturbação foi de 97 SM.

Recomposição

Durante o processo de recomposição, que se iniciou às 16h 43min, verificou-se oscilações no sistema que provocaram a abertura da interligação da CEMAT com o Sistema Interligado e das interligações do Sistema Sul com o Sistema Sudeste.

O suprimento à região Sudeste ficou, praticamente, interrompido por 28 minutos. A recomposição total das áreas Rio de Janeiro e São Paulo levou aproximadamente 2 horas e 10 minutos.

A recuperação total do sistema só ocorreu após 2 horas e 40 minutos.

Lições Aprendidas

Através da perturbação ocorrida no dia 18/04/84, observa-se que os gastos com a operação e manutenção devem ser priorizados; bem como a tranquilidade e a segurança das pessoas que executam a operação.

Ainda, a implantação de sistemas de supervisão e controle deve ter, também, prioridade absoluta.

Recomendações

Quando da ocorrência desta perturbação, foram feitas algumas recomendações ao GCPS no sentido de reforçar o sistema de transmissão associado às usinas do Paranaíba, à capacidade de seu parque gerador, com condições de confiabilidade aceitáveis. Fez-se, também, um alerta para evitar adiamentos nos programas de obras dos sistemas de transmissão que suprem as áreas São Paulo, Rio de Janeiro/Espírito Santo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Goiás/Brasília e Mato Grosso.

Quanto aos autotransformadores de Jaguará, a recomendação foi estudar a viabilidade do esquema de comando de abertura pelas suas proteções. Indicou-se, ainda, a análise dos aspectos de segurança operativa associados aos arranjos de barramentos das principais subestações da malha principal do Sistema Interligado.

Foi proposta uma reavaliação dos critérios para carregamentos de transformadores, bem como do esquema de proteção contra auto-excitação das máquinas de Marimbondo.

Aconselhou-se, ainda, definir uma filosofia básica de funcionamento dos esquemas de desligamento ou bloqueio por oscilação de potência na malha principal do Sistema Interligado; estudar a viabilidade de implantação de esquemas de ilhamento, de forma a minimizar as consequências das perturbações; estudar e propor medidas complementares de contenções e propagação de distúrbios e viabilização de oscilações na malha principal do Sistema Interligado; melhorar os sistemas de oscilografia em várias empresas e, instalação de registradores de frequência pelas empresas da região sudeste.

2.4.3.2 – Perturbação de 18/08/85 às 18h 40min (domingo) [57]

Descrição

Estando o Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste operando em condições normais, verificou-se às 18h36min um curto-circuito fase-terra em um dos circuitos da LT Marimbondo-Araraquara 500 kV (circuito 2), provocado por queimada sob a linha, eliminado pela atuação de seu esquema de teleproteção em ambos os terminais. Houve o religamento automático da LT com sucesso. O fenômeno voltou a ocorrer às 18h38min, às 18h39min e às 18h40min (circuito 2).

Nesta última ocasião houve o restabelecimento através do terminal de Marimbondo.

Antes do fechamento do terminal de Araraquara, ocorreu novo curto-circuito no circuito 2. Simultaneamente à eliminação desta falha, através da abertura do terminal de Marimbondo, houve atuação incorreta da proteção do circuito 1.

A abertura simultânea dos 2 circuitos Marimbondo-Araraquara ocasionou o desligamento dos circuitos para Campinas e Poços de Caldas, em função da configuração do arranjo de barramentos (anel) desta subestação.

O Esquema de Controle de Emergência implantado na usina de Marimbondo, que deveria desligar unidades geradoras nesta condição, não operou por ajuste inadequado de um relé. Isto ocasionou uma inversão de potência na LT Água Vermelha-Marimbondo 500 kV e, conseqüente, sobrecarga de 80% na transformação 500/440 kV - 750MVA de Água Vermelha.

Este transformador foi desligado automaticamente pela proteção contra sobrecarga, acentuando as oscilações de potência entre áreas, que culminou

com a abertura automática de diversas linhas de transmissão e geradores, formando-se diversas ilhas no sistema.

Ilha (1) - Sistema Sul, onde houve um corte de 324MW durante 1 minuto (10,8% da carga própria);

Ilha (2) - São Paulo (rejeição de carga de 870 MW na ELETROPAULO, 870MW na CPFL e 100MW na CESP);

Ilha (3) - Rio de Janeiro/Espírito Santo com desligamento de todas as cargas, exceto um montante de 360 MW que ficou sendo suprido pelas usinas de Nilo Peçanha e Fontes;

Ilha (4) - Goiás/Brasília/Triângulo Mineiro, onde as cargas foram supridas pelas usinas de Itumbiara, Emborcação, Porto Colômbia, Cachoeira Dourada, Jaguará e Volta Grande. Nesta ilha, foi constatada a ocorrência de sobrefrequência e sobretensão;

Ilha (5) - CEMAT, com desligamento de todas as cargas;

Ilha (6) - Região Central de Minas Gerais - com inicial interrupção de 1600 MW e, posteriormente, de toda a carga da ilha.

Recomposição

O processo de recomposição da região Sul foi muito rápido, tendo as cargas sido religadas em 1 minuto. Na região Sudeste, o processo de recomposição durou mais tempo. As subestações da área Rio foram energizada a partir das 19h03min.

A totalidade da carga só foi restabelecida após às 20h00min.

Lições Aprendidas

A perturbação ocorrida no dia 18/08/85 confirma que: sob queimada, é grande a chance de os religamentos automáticos operarem sem sucesso e, em função de condições hidrológicas, o sistema interligado pode operar com parte do sistema de transmissão na sua capacidade máxima, mesmo nas condições de carga média e leve.

Constata-se, também, a ocorrência de sobrefrequência e sobretensões nas ilhas formadas pela área Goiás/Brasília e parte de Minas Gerais. Ainda é possível reconhecer que grandes perturbações decorrem da ocorrência de falhas múltiplas

associadas a falhas de esquemas de controle de emergência e falhas da proteção convencional.

Cabe ressaltar que a análise do desempenho do sistema foi dificultada pela falta de dispositivos adequados para registro da frequência e de oscilogramas em geral; e por último, a importância da simulação da perturbação (fluxo de potência retratando a condição inicial do sistema e casos de estabilidade) como forma de assegurar a perfeita compreensão da ocorrência, além de permitir uma aferição do ferramental, modelos e dados utilizados.

Recomendações

Quando da ocorrência desta perturbação, foram feitas algumas recomendações ao GCPS no sentido de reforçar o sistema de escoamento de potência do sistema de transmissão do Paranaíba (usinas de São Simão, Emboração e Itumbiara).

No sentido de prover o sistema de um maior grau de segurança dinâmica, recomendou-se instalar novos Esquemas de Controle de Emergências (ilhamento de usinas, corte de geração); revisar a filosofia adotada para os esquemas de perda de sincronismo e estabelecimento de critérios de aplicação para a malha principal do Sistema Interligado; estabelecer novos Esquemas de Alívio de Carga, revisar os limites de transferência entre áreas do sistema em períodos trimestrais e, efetuar estudos voltados à otimização dos controladores (reguladores de tensão, sistemas de excitação, sinais adicionais, estabilizantes e reguladores de velocidade) das unidades geradoras das principais usinas do sistema

Ainda, indicou-se a aquisição e implantação de equipamentos para registro de frequência; o estabelecimento de níveis de sobretensão admissíveis, inserção automática de reatores e reajuste de proteção de sobretensão; a análise do processo de recomposição do sistema para identificação das causas de oscilação de potência observadas; o estudo e o estabelecimento dos níveis de sobretensões admissíveis e a sua duração para equipamentos de linhas de transmissão e transformadores de EAT e, a revisão do trabalho referente à prevenção de queimadas em faixas de servidão das linhas de transmissão.

2.4.3.3 – Perturbação de 13/12/94 às 10h 12min [55]

Descrição

Às 10h12min do dia 13/12/94 (terça – feira), por ocasião da execução de testes na SE Conversora de Ibiúna, houve atuação acidental (ação humana) do Esquema de Isolação Forçada, que aplicou curto-circuito trifásico limitado por

resistores nos terminais dos compensadores síncronos 2 e 4 daquela subestação. O esquema citado objetiva evitar a auto-excitação dos compensadores síncronos se a conversora ficar operando sem carga com os filtros CA energizados, protegendo os equipamentos contra sobretensões. Sua atuação consiste em desligar todos os compensadores síncronos, filtros e conversores.

Conseqüentemente, ocorreu bloqueio dos dois bipólos do Elo CC, significando uma perda de 5800 MW para o Sistema Interligado.

A perda da SE Conversora de Ibiúna acarretou uma deterioração nos níveis de tensão da área São Paulo, iniciando um processo de oscilação que culminou com a abertura da linha de transmissão Itaberá – Tijuco Preto 750kV – Circuitos 1 e 2 no terminal de Itaberá, após um segundo, por atuação das proteções para perda de sincronismo, tendo a tensão atingida naquele instante o valor de cerca de 50% do nominal. Os dois circuitos foram desligados com uma diferença de tempo de quatro ciclos. A oscilação provocou também a abertura das Interligações Sul-Sudeste em 230 e 138 kV.

O desligamento do circuito 2 entre Itaberá e Tijuco Preto acionou a lógica 2 dos ECE's do tronco de 750kV, acarretando o desligamento das unidades 12 e 13 UHE Itaipu 60Hz. Apesar de ter sido corretamente acionada pelo desligamento subsequente do outro circuito (o número1) entre Itaberá e Tijuco Preto, a lógica 8 não desligou as unidades previstas na UHE Itaipu 60 Hz. Assim, permaneceram seis unidades de Itaipu 60Hz operando em paralelo com o Sistema Sul, sob condições de sobrefreqüência (62,3 Hz) e sobretensão (acima de 1,2 pu na SE Ivaiporã). A sobretensão acarretou a abertura da LT 750kV Ivaiporã – Itaberá C1 e C2, que estava em vazio. Aproximadamente 2,2s após a abertura do tronco de 750kV entre o Sul e o Sudeste, foram desligadas as unidades, 14, 16 e 18 da UHE Itaipu 60 Hz, por atuação do esquema de retaguarda, baseado em taxa de variação de freqüência superior a 1Hz/s. Cerca de 0,4s depois, houve o desligamento das unidades geradoras remanescentes da UHE Itaipu 60 Hz, devido à abertura da LT 750kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1 e C2 por taxa de variação de freqüência, a qual atingiu o ajuste de 1,4 Hz/s. No Sul, a taxa de variação de freqüência foi da ordem de 1,3 Hz/s.

A perda total da geração da UHE Itaipu, cerca de 10200MW, acarretou a atuação de quatro estágios do ERAC no Sistema Sudeste, rejeitando aproximadamente 7200MW de carga, e de dois estágios do Sistema Sul, rejeitando, aproximadamente, 1430 MW de carga.

Em decorrência do corte de carga efetuado pelo ERAC, houve sobretensão nas áreas São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santos. Isto levou ao desligamento automático de diversas linhas de transmissão, além de alguns equipamentos.

A rápida recomposição do sistema fez com que a severidade da perturbação fosse de apenas 9 SM.

Recomposição

Durante o processo de recomposição do Sistema Interligado houve dificuldade de controle e recuperação da frequência na Região Sudeste e problemas de controle de tensão (subtensão) na área Rio de Janeiro. A conexão da UHE Itaipu 60 Hz ao Sistema Sul foi efetuada às 10h41min. O paralelismo dos Sistemas Sul e Sudeste pelo tronco de 750 kV foi efetuado às 10h54 min.

O tempo médio de restabelecimento das cargas foi de 33 minutos.

Lições Aprendidas

Com a ocorrência da perturbação do dia 13/12/94, fica evidente a importância em se estabelecer um critério para o cálculo do tempo médio de restabelecido das cargas de cada empresa e, que a atuação do ERAC conjugada com outros desligamentos de carga pode levar a níveis de sobretensões que provoquem o desligamento de circuitos pela proteção contra sobretensões.

Recomendações

Aprimorar o acompanhamento trimestral do montante de carga disponível em todos os estágios do ERAC, bem como também na disponibilidade dos relés de subfrequência; agilizar os estudos de estabilidade e proteção para melhoria da seletividade dos esquemas de proteção contra oscilações de potência no tronco de 750 kV e nas interligações Sul/Sudeste em 230 kV e 138 kV e, reavaliar o Esquema Regional de Alívio de Carga e controle de sobretensões.

2.4.3.4 – Perturbação de 26/03/96 às 09h 18 min [54]

Descrição

Em 26/03/96 às 09h18min, uma manobra incorreta de chave seccionadora na subestação da Usina Hidrelétrica Furnas provocou atuação acidental, decorrente de falha humana, da proteção diferencial daquele barramento, causando o desligamento total do respectivo barramento de 345 kV, desligando a geração local e sete linhas de 345 kV. A severidade da perturbação foi de 16 SM.

A saída de operação simultânea de sete linhas de transmissão em 345kV fez com que outros elos da rede de EAT, responsável pelo escoamento da potência gerada nas usinas dos rios Grande e Paranaíba, entrassem em sobrecarga e,

conseqüentemente, fossem desligadas automaticamente por suas proteções. Desta forma, ocorreram ainda os seguintes desligamentos: LT Jaguará-Estreito 345kV, LT Jaguará-Volta Grande 345kV e Transformador da usina de Água Vermelha 500/400 kV – 750 MVA.

Deve-se registrar que além destes desligamentos, ocorreu uma perda de carga da ordem de 480MW nas áreas Rio de Janeiro/Espírito Santo, em função de queda de tensão, reestabelecida integralmente 30 minutos após.

Logo após esses desligamentos houve a atuação do esquema de segregação da geração da usina Marimbondo, mantendo o transformador 500/345 kV da subestação de Marimbondo e três unidades conectadas à LT Marimbondo–Água Vermelha 500kV. As outras quatro 4 unidades permaneceram conectadas às LT's Marimbondo-Araraquara 500kV, que se constitui em elemento vital no sentido de que a perturbação não se propagasse para o restante do Sistema Interligado. Ainda por sobrecarga houve abertura da LT Volta Grande–Porto Colômbia 345kV.

A saída de operação dos elementos citados separou do Sistema Interligado toda a malha de suprimento aos Estados de Minas Gerais, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e parte do Tocantins, formando uma ilha (1) em relação ao restante do Sistema Interligado.

Nesta ilha (1) ocorreu uma carência de geração significativa, uma vez que a carga atendida era muito superior à geração que permaneceu na área, o que fez com que a frequência atingisse valores da ordem de 55 Hz.

Aliadas à condição de subfrequência ocorreram sobretensões, o que resultou no desligamento de outras unidades geradoras, ainda em operação, e conseqüentemente, no colapso total do suprimento aos consumidores da ilha (1) por volta das 09h29min.

A carga interrompida, devido a esta perturbação, atingiu um montante de 5804MW, (3900MW em Minas Gerais, 304MW em Mato Grosso, 670MW em Goiás, 420MW em Brasília, 30MW em Tocantins e 480MW no Rio de Janeiro/Espírito Santo dos quais 300MW ocorreram no sistema LIGHT), ou seja, cerca de 20% da carga do Sistema Interligado Sul/Sudeste/C.Oeste no momento da ocorrência.

Recomposição

Constatado então o colapso total na área afetada (Minas Gerais/Goiás/Distrito Federal/Mato Grosso e Tocantins), deu-se, imediatamente, o início do processo da recomposição fluente.

O processo de recomposição da área Goiás/Brasília/Mato Grosso teve início 48 minutos após seu colapso total, tempo este gasto com a normalização da usina de Itumbiara e do sistema de transmissão associado.

O atendimento à totalidade das cargas do estado de Goiás ocorreu uma hora após o início do restabelecimento. Já a normalização do atendimento às cargas do Distrito Federal foi iniciada 1h15min após o evento, demandando o restabelecimento total cerca de duas horas, devido a problemas locais nesta região.

O suprimento a Minas Gerais teve seu restabelecimento feito por etapas, sendo que a primeira foi recomposta em 6 minutos e a última demandou cerca de 1h40min, devido às dificuldades de normalização da usina de Jaguará e na obtenção das condições de sistema necessárias à energização de linhas de transmissão.

Lições Aprendidas

A perturbação ocorrida no dia 26/03/96 revela a importância do aprimoramento dos projetos associados às usinas de auto-restabelecimento e a importância de mecanismos adicionais que impeçam a atuação acidental da proteção diferencial de barras, mesmo em manobra errônea de seccionadoras.

Recomendações

Foram sugeridos: avaliação da implementação de esquemas automáticos que possibilitem um equilíbrio carga/geração em eventuais ilhas que possam ser formadas quando de perturbações sistêmicas; reforço da interligação entre as redes de 500 e 440kV, visando obter uma maior flexibilidade operativa dentro de níveis adequados de segurança, quando de transferência de energia entre as usinas dos rios Paranaíba, Paraná e Grande e, substituição dos equipamentos terminais das LT's de 345kV, associadas às usinas do rio Grande, para obtenção de maior flexibilidade operativa.

Quanto a CEMIG, recomendou-se tornar manobráveis os seus reatores ou mesmo instalar reatores adicionais na rede de 500kV, de forma a se utilizar as usinas de Emborcação e/ou Nova Ponte e/ou São Simão na recomposição fluente da Região Central de Minas Gerais.

De forma a permitir mais facilmente a identificação de ilhamentos, a recomendação foi de disponibilizar nos COS as informações de frequência medidas em pontos chave do sistema.

Ainda, outras recomendações: reavaliar os procedimentos de recomposição fluente, adequando-os à nova realidade operativa (aumento da carga do sistema e novos recursos de automação) e a implantação de formação e capacitação das equipes responsáveis pela manutenção e operação das instalações vitais, face ao comprometimento das mesmas na confiabilidade de todo o Sistema Interligado.

2.4.3.5 – Perturbações de 24 e 25/04/97 [53]

Descrição

O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste vinha sendo operado desde o término do horário de verão 96/97, no período de carga pesada, da seguinte forma:

- Antes das 18:00hs todos os reatores manobráveis eram desligados, os capacitores que ainda se encontravam desligados eram ligados e as tensões das usinas maximizadas;
- Também eram elevadas as gerações da usina Henry Borden (ELETROPAULO) e Santa Cruz (FURNAS) por volta das 17:45hs às 18:00hs, visando atender a carga ativa e, no caso de Santa Cruz, especificamente, para minimizar o tempo de permanência da área Rio de Janeiro/Espírito Santo com o ECE-RIO ligado;
- A UHE Itaipu 60 Hz era desligada do CAG de FURNAS antes das 18:00hs para evitar a elevação de sua geração respondendo à entrada de carga, o que poderia comprometer o controle de tensão no tronco 765kV;
- Por volta das 18:15hs a LT 345kV Guarulhos-Campinas (FURNAS) era aberta manualmente no terminal de Campinas em função da iminência de sobrecarga nos transformadores 345/138kV - 3×150 MVA da subestação Campinas (FURNAS).
- Após as 18:00hs as ações passavam a ser no sentido de otimizar a distribuição da Reserva de Potência Operativa entre as Empresas Controladoras de Área e também evitar que a tensão de Ivaiporã 765kV operasse abaixo do limite mínimo, ou seja, 780kV.

Nos dias 24 e 25 de abril todas essas medidas foram tomadas e as cargas ativa e reativa verificadas antes das perturbações eram bem parecidas com as de outros dias do mesmo mês.

Perturbação do Dia 24/04/97

Descrição

Às 18:00hs as tensões de alguns barramentos da área São Paulo e Minas Gerais já estavam abaixo das faixas operativas e todos os recursos disponíveis já haviam sido utilizados. Neste instante, inclusive, os Compensadores Síncronos de Embu Guaçu e Santo Ângelo (ambos da CESP) já estavam gerando 200 MVAR de potência reativa cada (limite superior de 250 MVAR).

Este dia apresentava um comportamento de elevada demanda de carga ativa e reativa. Associado a este fato, o sistema estava operando sem importantes equipamentos de suporte de reativo na área São Paulo: um compensador síncrono de Ibiúna (300 MVAR), um banco de capacitores de Tijuco Preto (200 MVAR) e 208 MVAR de capacitores indisponíveis no sistema de transmissão na ELETROPAULO.

Às 18:10hs a CEMIG realizou corte de carga (33MW) na tentativa de elevar os níveis de tensão de seu sistema. Esta ação, no entanto, não se mostrou suficiente.

Com o esgotamento dos Compensadores Síncronos da CESP, passou a haver solicitação dos Compensadores Síncronos da subestação de Ibiúna (FURNAS), que conseguiram sustentar a tensão do barramento de 345kV dentro da faixa operativa até as 18:15hs, quando passaram a operar em sobrecarga. Nesse período, as tensões dos barramentos de EAT das áreas São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais estavam em queda, porém numa taxa menor.

Às 18:15hs, a única medida restante, à luz dos procedimentos até então vigentes, foi tomada, ou seja, o remanejamento de 300 MW da geração de Itaipu 60 Hz para Itaipu 50 Hz, no sentido de alear a tensão de Ivaiporã 765kV. Entretanto, como o Sistema Interligado operava numa condição muito desfavorável, este procedimento não surtiu resultado.

Como a carga ainda estava em crescimento e não havia modo de recuperar as tensões, às 18:20hs o barramento de 345kV da subestação de Ibiúna atingiu 331kV, ocorrendo a atuação dos bloqueios de subtensão dos centros de cargas essenciais daquela subestação, ocasionando falta de alimentação CA para os serviços auxiliares.

Em seguida ocorreu o desarme do Compensador Síncrono 3 de Ibiúna, provocado pela atuação da proteção para sobreexcitação, devido à subtensão reinante. Isto agravou as condições de tensão, levando ao bloqueio dos polos 3 e 4 (bipolo 2) do Elo CC por atuação das respectivas proteções de mínima tensão.

Em seguida, ocorreram os desligamentos automáticos dos síncronos 3 e 4 de Ibiúna em decorrência da falta de alimentação dos serviços auxiliares.

Estes desligamentos representaram a perda de cerca de 3000MW do suprimento de Itaipu 50 Hz ao sistema S/SE/CO e de 900 MVar de compensação reativa, provocando a degradação de tensão e da frequência no sistema.

Em seguida ocorreram os desligamentos automáticos de diversos equipamentos de controle de tensão: Compensadores Síncronos de Tijuco Preto (300 MVar – FURNAS) e Embu Guaçu (250 MVar) e os Bancos de Capacitores 1 e 2 de Campos (2×10 MVar – FURNAS).

Também houve perda adicional de fontes de potência ativa num total aproximado de 200MW da unidade 3 da UHE Capivara (CESP) e da unidade 2 da UHE Funil (FURNAS).

O panorama do Sistema Interligado das 18:21hs as 18:59hs era de subfrequência e subtensão, onde as ações eram tomadas durante um período de carga ainda crescente, o que dificultou o pronto restabelecimento das condições normais. Neste período, o CNOS solicitou diversos cortes de cargas às empresas, com base nas Instruções de Operação, com o objetivo de recuperar a frequência, face ao déficit de geração ao qual o Sistema Interligado estava submetido. A entrada natural de carga tornou essas medidas insuficientes.

Às 18h24min houve desligamento da SE Bandeirantes, causado pela subtensão, interrompendo cerca de 1200MW de carga prioritária do centro de São Paulo.

Às 18:46hs ocorreu um novo déficit de geração de 715MW, com os desligamentos automáticos da UTN Angra 1 (620MW – FURNAS) por subfrequência e da unidade 1 da UHE Volta Grande (95MW - CEMIG).

Às 18:59hs ocorreu o desligamento automático do bipolo remanescente do ELO-CC (bipolo 1) com 2386MW. A frequência atingiu 58,10 Hz, levando a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), primeiro e segundo estágios. Embora a atuação do ERAC tenha sido correta, não foi suficiente, pois muitas cargas do ERAC já haviam sido desligadas anteriormente para recuperação de frequência.

Desse modo, houve solicitação, por parte do CNOS, para as empresas realizassem cortes adicionais, o que foi feito, recuperando a frequência ao patamar de 60,00 Hz em 10 minutos, quando se iniciou a liberação cautelosa e gradual do religamento das cargas.

A carga total interrompida foi de aproximadamente 7600MW.

Recomposição

Com o retorno à operação do bipolo 2, às 19:27 hs, todas as cargas foram liberadas para serem religadas, normalizando o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O tempo total de restabelecimento das cargas foi da ordem de 90 minutos.

Perturbação do Dia 25/04/97

Descrição

A condição do Sistema Interligado às 18:00hs era semelhante ao dia anterior, com o agravante de que a UTN Angra 1 só estava gerando 88MW dos 627MW disponíveis a plena carga. Essa é uma característica normal para uma Usina Nuclear que sofreu um desarme na véspera.

Desta vez, o ELO-CC desligou-se automaticamente por completo às 18:17hs pela atuação dos bloqueios de subtensão dos centros de cargas essenciais da subestação Ibiúna, ocasionando falta de alimentação CA para os serviços auxiliares. Assim, ocorreram os desarmes dos Compensadores Síncronos de Ibiúna e dos bipolos 1 e 2 com 5700MW.

Em seguida ocorreram os desligamentos automáticos do Compensador Síncrono de Tijuco Preto (300 MVar – FURNAS), UTN Angra 1 (88 MW – FURNAS), da unidade 3 da UHE Capivara (136 MW – CESP) e das unidades 1 e 2 da UHE Funil (2 ×70 MW – FURNAS).

A frequência atingiu 58,17 Hz provocando a atuação correta do ERAC, primeiro e segundo estágios, cortando 3800MW aproximadamente. Também ocorreu rejeição natural de carga em função da subtensão acentuada em que o Sistema se encontrava antes do desarme do ELO-CC, num montante de 2100MW aproximadamente.

Pelo horário da perturbação, a condição era de carga crescente, fazendo com que os desligamentos realizados pelo ERAC não tivessem sido suficientes. O Sistema Interligado passou a operar com subfrequência sustentada em torno de 59,00Hz. Na área São Paulo também se tinha o problema da escassez de suporte de potência reativa, já que 1200 MVar dos Compensadores Síncronos de Ibiúna e Tijuco Preto estavam indisponíveis desde o momento da perturbação.

A carga total interrompida foi de aproximadamente 6900MW.

Recomposição

A partir das 18:26hs, o CNOS coordenou os cortes manuais de carga e, a partir das 18:50hs, coordenou as liberações de religamento em função do retorno da frequência ao patamar de 60,00 Hz. Daí até às 19:23hs, as cargas foram sendo religadas gradativamente de acordo com a disponibilidade de geração do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O tempo total de restabelecimento das cargas foi da ordem de 86 minutos.

Lições Aprendidas

As perturbações ocorridas nos dias 24 e 25/04/97 mostram a necessidade de se dispor de procedimentos de corte de carga contemplando níveis mínimos de tensão em barras de referência.

Ainda é possível observar a ausência de medições instantâneas e a dificuldade da coordenação dos recursos disponíveis entre as empresas devido à discrepância de horário e tipos de coleta de dados, dificultando a elaboração de casos de fluxo de potência para a simulação de ocorrências e, a necessidade de se alterar o ponto de operação do sistema através da preparação pré-ponta com folga na transmissão e a exploração, prioritariamente, dos recursos para o controle da tensão, mesmo que resulte em redução da frequência.

Recomendações

Para que o Sistema Interligado pudesse operar em um maior nível de confiabilidade, recomendou-se a utilização plena das usinas localizadas junto aos centros de carga no período de rampeamento de carga média para a carga pesada; o corte do fornecimento de todas as cargas interruptíveis no período das 17h00min às 20h00min; a definição de critérios e procedimentos de cortes de cargas manuais e/ou automáticos para recuperação da tensão quando de afundamento da mesma com recursos esgotados, em complementação àqueles de caráter emergencial já implantados, de forma a evitar novo colapso de tensão e, a reavaliação dos valores mínimos de tensão para os barramentos do Sistema Interligado, estabelecendo procedimentos para recuperação em caso de violação e adicionais em caso de não ser alcançada sua recuperação.

Ainda, tem-se como recomendações: revisar os estudos relativos à configuração mínima de reatores para os sistemas de 440 e 750kV; analisar a viabilidade de estabelecer um Programa de Otimização dos Recursos de Controle de Tensão, em nível sistêmico, em período diários e, estudar medidas que estabeleçam margens de segurança na transição de carga média para pesada no Sistema Sul/Sudeste levando em consideração:

- Avaliação de uma nova filosofia de controle de tensão, associada ou não a novas faixas de tensão;
- Influência de indisponibilidade de equipamentos;
- Crescimento da carga além dos valores previstos;
- Influência da variação do fator de potência da carga.

Ainda quanto à carga, é aconselhável efetuar estudos para aprimoramento dos mecanismos de previsão de carga em substituição à ponta integralizada, devido às dificuldades existentes.

Quanto à medição, recomenda-se a implantação de sistemas de aquisição e gravação e registro de medidas instantâneas, assim com registradores de eventos de longa duração de forma a permitir, em tempo hábil, a análise de ocorrências dessa natureza; a melhoria da disponibilidade e qualidade da medição para supervisão da operação em tempo real e para a análise da operação e, a viabilização dos investimentos para monitoração dos pontos integrados do sistema eletro-energético principal e ainda não atendidos.

Um ponto importante a ser destacado é a reavaliação, em função do estreitamento das folgas de transmissão, do dimensionamento dos reforços programados de curto prazo, contemplando inclusive a viabilidade de implantação de Usinas Térmicas próximas dos Centros de Cargas e, ainda, a análise das necessidades de compensação reativa adicional nos principais centros de carga do Sistema Interligado das Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com ênfase especial na área São Paulo.

É possível, ainda, destacar duas outras recomendações: aprofundar os estudos da capacidade de equipamentos, em especial de transformadores, visando fazer frente à situação de escassez de recursos no sistema e, reavaliar, qualitativa e quantitativamente os quadros técnicos das áreas de operação e manutenção em vista das novas exigências de agilidade operacional crescente como consequência das progressivas condições de estressamento do Sistema.

2.4.3.6 – Perturbação de 11/03/99 às 22h 16min [64]

Descrição

Às 22h16min do dia 11/03/99 ocorreu um curto-circuito monofásico no barramento de 440 kV da subestação de Bauru. Em virtude do tipo de arranjo de barras desta subestação, o curto foi eliminado pelas atuações das proteções remotas de linhas de transmissão e abertura do disjuntor de interligação de barras. Foram desligadas as seguintes linhas de transmissão: Assis-Bauru

440kV, Jupiá-Bauru 440kV circuitos 1 e 2 e Bauru-Embu Guaçu 440kV circuitos 1 e 2, além do transformador 440/138kV da SE Bauru, iniciando-se assim um processo oscilatório que culminou com os desligamentos em cascata de diversos elementos, relatado a seguir:

- Desligamento da linha de transmissão Três Irmãos-Ilha Solteira 440kV, que separou o sistema de 440kV em 2 subsistemas. Um subsistema com as usinas de Três Irmãos, Jupiá, Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu, com geração total de 2300MW, conectado ao restante do sistema de 440kV e ao sistema Interligado através de transformações para 230kV e 138kV, com capacidade de transmissão inferior a 1000MW;
- Desligamento das transformações 440/230kV e 440/138kV anteriormente citadas e, conseqüente perda da geração destas usinas;
- Abertura das interligações de 230 e 138kV entre os sistemas Sul e Sudeste, por oscilação;
- Abertura, também por oscilação, das linhas de 500kV para o Rio Grande do Sul: Itá-Gravataí e C. Novos-Gravataí (atuação das proteções de distância). Isto levou à atuação do ECE de Gravataí, rejeitando cerca de 1200MW no estado do Rio Grande do Sul. Foram também desligadas as linhas de 230kV que interligam o estado do Rio Grande do Sul ao restante do Sistema Interligado;
- Colapso de tensão na região de São Paulo. Isto provocou a redução de potência pelo elo de corrente contínua por atuação do controlador VDCOL e maior solicitação aos síncronos de Ibiúna e às máquinas de Itaipu 60Hz. Como conseqüência, observou-se o desligamento do circuito 2 da LT Foz do Iguaçu-Ivaiporã 750kV pela atuação da proteção para perda de sincronismo e a atuação dos ECE's do tronco de 750kV, desligando 3 unidades geradoras na usina Itaipu, setor de 60Hz;
- Verificou-se então, o deslocamento do centro-elétrico para o trecho Ivaiporã-Itaberá, com o desligamento da interligação em 750kV, separando os sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul;
- Agravamento das condições de tensão em São Paulo, levando ao desligamento dos Compensadores Síncronos de Ibiúna e, com isto, do elo de corrente contínua;
- Desligamento da LT Foz do Iguaçu-Ivaiporã circuito 1 pela proteção de taxa de variação de freqüência, isolando Itaipu 60Hz do Sistema Sul.

Detalhamento de Cada Subsistema

Subsistema Sudeste/Centro Oeste

- Ocorreu colapso de tensão em diversas áreas com o desligamento automático de várias linhas de transmissão;
- Sistema de 500kV de Furnas ficou isolado a partir da abertura automática das unidades geradoras da UHE Marimbondo, por atuação das suas proteções de distâncias, provocando a perda conjunta da linha de transmissão Água Vermelha-Marimbondo, em função de peculiaridades do arranjo físico e por desligamentos automáticos remotos nos sistemas de 345kV de Furnas e da CEMIG;
- A perda dos sistemas de 500 e 345kV de suprimento à área Rio de Janeiro/Espírito Santo levou estas áreas ao colapso;
- Durante a seqüência de desligamentos, a abertura da interligação Norte/Sul pela proteção para a perda de seu sincronismo (PPS) levou a formação de uma ilha englobando CEMIG, CELG, CEB e CEMAT.

Subsistema Sul

Houve diversos desligamentos de circuitos do sistema de transmissão formando quatro ilhas:

- Ilha (1) Complexo térmico de Jorge Lacerda com cargas da área leste e sul de Santa Catarina;
- Ilha (2) Usinas de Passo Fundo e Salto Osório, com cargas do sudoeste e parte do norte do Paraná, parte da região norte do Rio Grande do Sul e oeste de Santa Catarina;
- Ilha (3) Usinas de G. B. Munhoz e Segredo com cargas da região leste de Santa Catarina e parte da região metropolitana de Curitiba;
- Ilha (4) Usina de G. Parigot da Souza com cargas da região do litoral do estado do Paraná.

Carga Interrompida

Instantes antes da ocorrência, a carga total do sistema S/SE/CO era de 34360MW. O montante de carga interrompido foi da ordem de 24900MW, o que correspondeu a cerca de 72% da carga do sistema. A Tabela 2.12 seguir apresenta o total de carga desligada.

Tabela 2.12 – Carga Desligada (MW) – Perturbação 11/03/99

EMPRESA/ÁREA REGIÃO/SISTEMA	Total de carga desligada (MW)
Área R.Janeiro/E.Santo	5770
Área São Paulo	12437
CEB	121
CEEE/RGE/AES SUL	2188
CELESC	510
CELG	253
CELTINS	26
CEMAT	70
CEMIG	1900
CERJ	1186
CESP/ELEKTRO/CPFL	4812
CFLCL	112
COPEL	1109
EBE/ELMA	7625
ELETROSUL	76
ENERSUL	424
ESCELSA	810
LIGHT	3662
Região SE/CO	21115
Região SUL	437
Sistema S/SE/CO	24944

Cerca de 9400MW de carga ficaram sendo atendidos através dos ilhamentos verificados, que foram decorrentes tanto pela atuação de esquemas automáticos planejados previamente como também pelas próprias características de ocorrência.

Recomposição

Nas regiões onde se formaram grandes ilhas, não foi necessário efetuar uso da recomposição fluente. Partiu-se de imediato para a etapa de recomposição coordenada. A Tabela 2.13 a seguir apresenta a evolução do processo de restabelecimento das cargas.

Tabela 2.13 – Tempo Total de Restabelecimento das Cargas –
Perturbação de 11/03/99

Área	Tempo de Restabelecimento Total das Cargas
S.Catarina/Paraná/ Rio Grande do Sul	30min = 66% 1h10min = 100%
Mato G. do Sul	3 horas
Minas Gerais	30min = 83% 1h05min = 100%
Goiás/Brasília/ Mato Grosso/Tocantis	30min = 91% 45min = 100%
Rio de Janeiro/ Espírito Santo	1h = 37% 2h = 28% 3h = 45% 4h20min = 100%
São Paulo	1h = 23% 2h = 27% 3h = 40% 4h20min = 100%

- Considerando-se a extensão e a profundidade da perturbação, o processo de recomposição pode ser considerado até *como bom*. Os especialistas internacionais que aqui estiveram consideraram até *muito bom* o processo de recomposição, tendo em vista o tempo total observado na restauração das cargas, considerado pequeno quando comparado a blecautes semelhantes em sistemas de outros países;
- Processo entretanto, poderia ter sido bem melhor, caso não tivessem ocorrido contratempos no restabelecimento das áreas São Paulo e Rio de Janeiro/Espírito Santo;
- Na área São Paulo, quando da energização do corredor Ilha Solteira – Araraquara – Santo Ângelo 440kV, com o processo de recomposição já bastante avançado, houve a explosão da resistência de pré-inserção do disjuntor deste circuito, na SE Araraquara, ocasionando o desligamento total do corredor e de 7 unidades geradoras na usina de Ilha Solteira;
- A área Rio de Janeiro/Espírito Santo tem como alternativa prioritária o tronco de 500kV, a partir da usina de Marimbondo. Entretanto, por problemas no serviço auxiliar da usina de Marimbondo, relacionados com defeito no disjuntor de

alimentação dos serviços auxiliares necessários à partida das máquinas de nº 5, 6, 7 e 8, não foi possível atingir o número mínimo (5) de máquinas sincronizadas nestas usinas para o início do processo de recomposição. Foi, então, adotada a alternativa via 345kV, a partir das usinas de Furnas e Luís Carlos Barreto.

Durante o processo de tomada de carga pela LIGHT, verificou-se princípio de incêndio nos terminais de conexão de um dos transformadores 345/138kV de Jacarepaguá, sendo o mesmo desligado em emergência. Isto ocasionou o desligamento das unidades remanescentes pela proteção de sobrecorrente.

Lições Aprendidas

A perturbação ocorrida no dia 11/03/99 mostra a necessidade de implantar: modificações nos arranjos físicos, nos sistemas de comando, proteção e controle, bem com substituir ou modernizar equipamentos de determinadas subestações e usinas e, uma sistemática de comunicação envolvendo todas os agentes do setor, visando agilizar e homogeneizar a difusão das informações

A importância de um plano diferenciado de manutenção, para instalações consideradas vitais, para a segurança operacional do sistema, procedendo-se inclusive à reavaliação dos sistemas de serviços auxiliares de corrente contínua e alternada das principais usinas, sob o aspecto de confiabilidade em contingências e rapidez no seu restabelecimento é um outro ponto observado.

Ainda, há necessidade: de modernizar e instrumentalizar os Centros de Controle, adequando-os às necessidades da operação, introduzindo ferramentas avançadas que permitam diagnosticar mais rapidamente situações potencialmente graves à segurança operacional do sistema; da revisão permanente dos procedimentos de recomposição e, de definição de padrões mínimos para instalações da Rede Básica.

É conveniente, também, se implantar esquemas automáticos de proteção para fazer face a contingências múltiplas, inclusive aquelas de baixa probabilidade de ocorrência.

Recomendações

Implantar proteção local de barramentos em todas as instalações consideradas estratégicas da rede de EAT do Sistema Brasileiro, que ainda não dispusesse de tal tipo de proteção e investigar a possibilidade de implementar Esquemas Especiais de Proteção para fazer face aos eventos (contingências múltiplas) com maiores probabilidades de ocorrência, levando-se em conta a topologia da rede e a configuração de barramentos das principais subestações do sistema.

Ainda, reavaliar os Esquemas de Controle de Emergências existentes, principalmente aqueles cuja atuação tivessem reflexos no desempenho do tronco de 750kV e do elo de corrente contínua e, também, todo o processo de recomposição do sistema, inclusive no aspecto relativo a obtenção de novas alternativas de restabelecimento para as diversas áreas do sistema e melhoria no processo de tomada de carga pelas empresas distribuidoras.

Foi recomendado: definir as providências necessárias para alterar a configuração de algumas subestações de 440kV, de modo a permitir que cada circuito das linhas de circuito duplo pudesse ser conectado a seções distintas de barramentos das subestações e, analisar a viabilidade/necessidade de se implantar modificações nos arranjos físicos, nos sistemas de comando, controle e proteção, bem como de se substituir ou modernizar equipamentos de determinadas subestações e usinas, cuja indisponibilidade fosse considerada potencialmente grave à segurança operacional do sistema.

Para as usinas de auto-restabelecimento consideradas vitais para a segurança operacional do sistema, recomendou-se analisar a implantação de um plano diferenciado de manutenção, contemplando política de sobressalentes, procedendo-se a reavaliação dos sistemas de serviços auxiliares de corrente contínua e alternada dessas subestações e das principais usinas do sistema interligado, sob o aspecto de confiabilidade em contingências e rapidez no seu restabelecimento.

Cabe ressaltar a revisão geral dos dispositivos de partidas das usinas de auto-restabelecimento e a modernização do sistema de registradores de perturbações das instalações da Rede Básica, de tal forma a possibilitar cobertura total e recuperação das informações remotamente, permitindo rápida análise pelo ONS.

2.4.3.7 – Perturbação de 16/05/99 às 18h 05min [56]

Descrição

As 18h05min do dia 16/05/99, durante a realização de manobras na SE de 345kV da UHE Itumbiara, para normalização da LT Itumbiara–Porto Colômbia 345kV, que se encontrava isolada após manutenção, ao ser fechado o disjuntor de interligação das barras A e B, ocorreu um curto-circuito na seccionadora de contorno (“by-pass”) do disjuntor da referida linha.

Em função desta manutenção, no vão desta LT que incluía as barras de 345kV (uma de cada vez), o setor de 345kV operava em configuração de barra simples. Nesta condição, as proteções de ambos os barramentos estavam na posição “overall”. Desta forma, o defeito provocou o desligamento das proteções

diferenciais de ambos os barramentos, com conseqüente desligamento de todos os equipamentos ligados (três linhas de transmissão de 345kV, dois transformadores de 345/230kV e três transformadores de 500/345kV).

Este desligamento provocou a interrupção de 785MW de potência ativa que, através do setor de 345kV da usina de Itumbiara, estava sendo injetada nas Áreas Goiás, Brasília, Mato Grosso e Tocantins, ocasionando afundamento de tensão e subfreqüência na região e, sobrecarga em linhas de transmissão de 230 e 138 kV. As atuações dos ECE's e do ERAC não foram suficientes para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração, o que provocou o desligamento em cascata das principais linhas de transmissão, levando ao colapso o abastecimento a Goiás, Brasília, Mato Grosso e Sul de Tocantins.

A severidade da perturbação foi de 3 SM.

Recomposição

O processo de recomposição das cargas iniciou-se às 18h12min, tendo assim terminado:

- Na área Brasília às 19h 10 min;
- Na área Goiás às 19h 02min;
- Na área Mato Grosso às 19h 10min.

Lições Aprendidas

A perturbação ocorrida no dia 16/05/99 confirma que a atuação incorreta de algumas proteções durante grandes perturbações pode aumentar a severidade das mesmas e que, problemas no sistema de supervisão e comando de subestações desassistidas podem aumentar, sensivelmente, o tempo de recomposição.

Ainda deve-se tomar um cuidado especial durante os serviços de manutenção em elementos - chave do sistema, notadamente, quando de seus retorno à operação.

Recomendações

Para a área Goiás/Brasília, a recomendação foi de reavaliar os Esquemas de Controle de Emergências implantados; verificar a possibilidade de implantação de esquemas de ilhamento nesta área e, reavaliar os procedimentos de recomposição em face da entrada em operação de novas usinas na área.

Ainda, foi considerado necessário reavaliar o nível de segurança e confiabilidade da operação desassistida da SE Samambaia, considerando a possibilidade de retorno à operação assistida até que se obtenha a garantia de altos níveis de segurança e confiabilidade.

É fundamental também que se avalie os meios de comunicação existentes entre os Centros de Operação.

2.4.4 – Constatações

A Tabela 2.14 mostra os fatos mais relevante, ao fazer uma comparação das perturbações apresentadas anteriormente:

Tabela 2.14 – Comparação entre as Principais Perturbações Verificadas

Data de cada Perturbação	Número de Estados atingidos	Carga interrompida (MW)	Tempo total de restabelecimento (minutos)	Grau de Severidade (SM)
18.04.84	6	15762	160	97
18.08.85	10	7793	140	22
13.12.94	9	8630	75	9
26.03.96	9	5746	100	16
24.04.97	10	7600	97	19
25.04.97	10	6900	86	1
11.03.99	11	24900	260	3
16.05.99	3	2000	103	125

Conforme pode ser visto foram verificados: 3 (três) perturbações de grau 1, 4 (quatro) perturbações de grau 2 e 1 (uma) perturbação de grau 3.

A análise dos principais blecautes ocorridos no Sistema Brasileiro nos últimos 20 anos permite constatar:

- Os blecautes são causados por contingências múltiplas. O critério de planejamento é o conhecido (N-1);
- A importância dos Sistemas Especiais de Proteção como meio de melhorar o desempenho dos Sistemas Elétricos durante os distúrbios;
- A dificuldade de se identificar a origem dos blecautes;
- Congestionamento nas comunicações entre os Centros de Controle e as instalações;

- A opção pela otimização energética tem que ser feita algumas vezes em detrimento da segurança operativa;
- Condições hidrológicas críticas levam o sistema a operar perto dos seus limites, em todas as condições de carga;
- O encarregado da operação/recomposição do sistema deve ter tranqüilidade para trabalhar. Não devem “parar” o processo para prover informações;
- Processo de supervisão e controle do sistema deve ter prioridade absoluta;
- Treinamento de operadores é prioridade um;
- A simulação dos distúrbios por computadores digitais é um bom procedimento para garantir um perfeito entendimento do fenômeno de blecaute como também dos modelos matemáticos utilizados e na “calibragem” das ferramentas computacionais utilizadas;
- A grande importância do controle automático do perfil de tensão durante o período dinâmico. O ajuste das proteções contra sobretensão de circuitos, a inserção automática de reatores, a abertura de circuitos são elementos importantes neste processo pois, além de minimizar os problemas, agilizam o processo de recomposição.

A análise das perturbações tem levado sempre as seguintes recomendações:

- Reavaliar as proteções de sobretensões das linhas de transmissão para aumentar a agilidade no processo de recomposição;
- Modificar a configuração de barras das subestações antigas no sentido de minimizar o impacto de faltas em barras na segurança do sistema (a viabilidade de cada rearranjo deve ser analisada junto com os requisitos de alterações de proteção e flexibilidade operativa);
- Revisar o critério de aplicação da 3ª Zona e de outras proteções retaguarda de distância da EAT;
- Explorar e conceber Sistemas Especiais de Proteção que possam ser implantados a curto prazo como meio de garantir a segurança do sistema quando de contingências múltiplas;
- Examinar as condições e os dispositivos críticos no processo de recomposição;
- Implementar um núcleo de pessoas especializadas em relacionamento com a mídia, após grandes distúrbios;
- Manter atualizados os Planos de Recomposição;
- Implementar um amplo sistema de monitoramento e de aquisição de dados para análise do desempenho do sistema;

- Desenvolver mecanismos e ferramentas para operação do sistema em tempo real;
- Reforçar a rede de transmissão, no sentido de permitir capacidade de escoamento, dentro de condições apropriadas de confiabilidade;
- Desenvolver um ágil processo de comunicação envolvendo o ONS, MME, ANEEL, agências estaduais, empresas, etc;
- Modernizar os centros de controle;
- Implementar um programa de manutenção especial para as instalações consideradas vitais para a segurança do sistema como um todo;
- Para complementar este item, pode-se afirmar que as análises dos blecautes demonstram que ainda temos muito que aprender sobre o Desempenho dos Sistemas Elétricos de Potência. Cada blecaute, historicamente, tem nos ensinado algo novo sobre o sistema. É um processo contínuo de aprendizado.

2.4.5 – Observações Finais

Os aspectos econômicos e financeiros relacionados às novas exigências que investidores vem impondo às empresas de energia elétrica poderão vir a criar pressões para que estas passem a privilegiar políticas de operação que promovam o maior retorno financeiro, que nem sempre seriam as que garantiriam a maior segurança operativa. Este novo ambiente contrasta com o tradicional no qual, após estabelecer-se uma estratégia segura de operação, busca-se a minimização dos seus custos.

Já as medidas corretivas automáticas, como Sistemas Especiais de Proteção, Ilhamentos, Proteções para Perda de Sincronismo, têm-se mostrado extremamente eficazes em evitar ou minimizar os impactos das grandes perturbações.

No entanto, verifica-se a necessidade de se elaborar estudos e análises expeditos no sentido de dar informações imediatas a sociedade após perturbações de grande porte. Evidentemente que, este procedimento deverá ser complementado com estudos mais complexos de forma a se efetuar uma análise detalhada de cada perturbação, com o objetivo de se extrair o maior número possível de lições e providências para melhorar a segurança operativa do sistema.

Tão importante quanto o estudo e a implantação de medidas para a operação segura do sistema, é o cuidado especial na manutenção e confiabilidade dos serviços auxiliares das usinas de auto-restabelecimento e o constante aperfeiçoamento dos processos de recomposição do sistema.

2.5 – CONCLUSÕES SOBRE AS CONDIÇÕES ATUAIS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Pela análise dos dados apresentados nas Tabelas do item 2.3, pode-se verificar:

- Os Sistemas Interligados Brasileiros vem apresentando um grau de fragilidade elevado, notadamente o sistema Norte/Nordeste onde se encontram valores da ordem de 30%, isto é, em 30% das perturbações, verificam-se cortes de carga. Em mais de 50% das perturbações tem-se atuação de ECE's;
- Dos desligamentos de linhas de transmissão, 11% o foram por atuação de Sistemas Especiais de Proteção, enquanto que, em termos de equipamentos este percentual eleva-se a 16%;
- O percentual de atuações corretas dos SEP's foi de 91% e o percentual de atuações acidentais foi da ordem de 5% do número total de atuações;
- O desempenho transitório da frequência pode ser considerado satisfatório no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o mesmo não acontece no sistema Norte/Nordeste, tanto para subfrequências como para sobrefrequências;
- O tempo médio de restabelecimento total das cargas vem aumentando ao longo do período analisado;
- Existem áreas do Sistema onde o grau de severidade minuto tem apresentado valores muito elevados;
- Em 1994, a reserva de potência observada era bem superior ao valor recomendado da Reserva de Potência Operativa (RPO). Em 1995, já foi difícil alocar o valor recomendado. Em 1996, em várias vezes, o valor de reserva foi inferior ao valor recomendado (1800MW). Isto ocorreu em virtude da redução de geração de 2200MW (por deplecionamento dos reservatórios); da manutenção de unidades geradoras da ordem de 8% da capacidade instalada e, das restrições de transmissão (níveis baixos de tensão na área do sistema receptor do elo de corrente contínua em São Paulo obrigaram a redução de geração em Itaipu 50 Hz, por exemplo).

Estes fatos evidenciam que os sistemas estão operando perto dos seus limites e em função das incertezas na expansão do sistema brasileiro, as repercussões das perturbações poderão ser mais severas.

Isto é extremamente preocupante, pois com o crescimento previsto do mercado para os próximos dez anos de 6% ao ano (mesmo com a situação econômica pela qual o país vem passando, o crescimento de mercado de energia elétrica vem mantendo seu crescimento médio, determinado pelo alto nível de crescimento dos setores residencial e comercial), há necessidade, portanto, de

um acréscimo médio anual de geração de 3200MW para o atendimento a este novo mercado.

Considerando o montante de geração previsto, nota-se uma necessidade premente de novas usinas a curto e médio prazo. Infelizmente, com o afastamento do setor estatal da geração e, atrasos na regulamentação do Mercado de Energia Elétrica e indefinição da política de geração térmica a gás natural, atravessa-se, hoje, um período de déficit de geração.

Neste novo cenário, surge a questão de como o desempenho do sistema será afetado. Para que isto possa ser avaliado de uma forma criteriosa e transparente é necessário que se disponha de indicadores de desempenho apropriados e de valores de referência para os mesmos.

2.6 – INDICADORES PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA MALHA NACIONAL INTEGRADA

No item anterior já foram apresentados alguns indicadores passíveis de serem utilizados para análise de desempenho do sistema, a saber:

- Robustez/Fragilidade (%) - que permite avaliar o grau de continuidade de suprimento do sistema;
- Severidade - que permite retratar o grau (profundidade), a nível de consumidor, provocado por um distúrbio no Sistema Interligado;
- Tempo médio de restabelecimento das cargas.

No Brasil vem sendo desenvolvido um amplo trabalho no sentido de estabelecer índices de desempenho [36], [38], [40], [41] e [42], já existindo a portaria do DNAEE [41], na qual 3 indicadores são recomendados para o monitoramento da qualidade de energia a nível de suprimento, e que são expressos a seguir:

$$FREQ = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ij}}{D_m} \quad (2.3)$$

$$DREQ = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i_i} \times D_{i_i})}{D_m} \quad (2.4)$$

$$ENES = \sum_{i=1}^n E_i \quad (2.5)$$

onde:

- **FREQ** - freqüência equivalente de interrupção;
- **DREQ** - duração equivalente de interrupção;
- **ENES** - energia interrompida;
- **n** - número de eventos de interesse;
- **i** - número de interrupções variando de 1 a n [quantidade];
- **P_{ij}** - potência interrompida - refere-se à potência que estava sendo suprida à entidade considerada imediatamente antes do i-ésimo evento [MW];
- **D_m** - demanda máxima verificada no período - refere-se à máxima demanda verificada na entidade considerada, durante o período de observação, [MW] ou [MWh/h], caso só se disponha do valor integralizado;
- **Di** - duração do i-ésimo evento de interesse ocorrido no período de observação estipulado que afetou a entidade em apreço (minutos);
- **E_i** - valor médio, estimado ou calculado, da energia não fornecida à entidade considerada no i-ésimo evento [MWh].

Todos estes indicadores até agora analisam as conseqüências produzidas no desempenho do sistema quando de perturbações. É, também, fundamental dispor-se de indicadores que traduzem o desempenho de grandezas que possam ser a causa do início destas perturbações. Neste contexto, há de se destacar o comportamento da freqüência do sistema e dos níveis de tensão nos principais barramentos do sistema. Um controle eficaz destas grandezas permitirá, com toda certeza, minimizar a ocorrência de perturbações ou as conseqüências das mesmas.

2.6.1 - Novos Indicadores para o Desempenho da Freqüência e Tensão

2.6.1.1 - Freqüência

A variação da freqüência sempre ocorre quando de um desequilíbrio geração vs. carga. Quando há excesso de geração verifica-se uma sobrefreqüência, isto é, um aumento da mesma em relação ao seu valor nominal. Quando ocorre déficit de geração temos o efeito contrário, isto é, uma queda da freqüência em relação

ao valor nominal. As duas situações podem trazer sérios problemas aos componentes e às cargas do sistema elétrico.

Destas duas situações verifica-se normalmente um número muito maior de ocorrências de subfreqüências que de sobrefreqüências. A operação em regime de subfreqüência apresenta restrições que se aprofundam a medida que a queda aumenta.

As unidades geradoras térmicas têm problemas na operação em subfreqüência ou sobrefreqüência, que podem ser traduzidos em perda de vida útil das mesmas ou até mesmo em danos irreparáveis. Como salvaguarda destas máquinas, os seus fabricantes são rigorosos nas condições operativas das mesmas, colocando proteção contra operação destas em determinados regimes de subfreqüência ou sobrefreqüência.

A título ilustrativo, relacionam-se nas Tabelas 2.15, 2.16, 2.17 e 2.18 as condições de operação, em termos de freqüência, para os valores permitidos de operação de algumas máquinas térmicas atualmente operando no Brasil.

Tabela 2.15 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 1 e 2 (50 MW cada)

Freqüência (Hz)	Δf máx (%)	Tempo de Operação
58,20 a 61,80	(\pm 3,0%)	Operação sem problemas por tempo ilimitado.
58,20 a 57,60	(- 4,0%)	No máximo 20 minutos, com um total máximo de 2 horas/ano.
57,60 a 57,00	(- 5,0%)	No máximo 10 minutos, com um total máximo de 1 hora/ano.

Tabela 2.16 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 3 e 4 (66 MW cada)

Freqüência (Hz)	Δf máx (%)	Tempo de Operação
59,40 a 60,60	(\pm 1,0%)	Operação sem problemas por tempo ilimitado.
58,60 a 59,40 ou 60,60 a 61,40	(\pm 2,3%)	Operação máxima por 90 minutos.
58,10 a 58,60 ou 61,40 a 61,90	(\pm 3,3%)	Operação máxima por 12 minutos.
57,60 a 58,10 ou 61,90 a 62,40	(\pm 4,0%)	Operação máxima por 1 minuto.

Tabela 2.17 - Usina de Jorge Lacerda - Unidades 5 e 6 (125 MW cada)

Frequência (Hz)	Δf máx (%)	Tempo de Operação
58,50 a 60,50	(+ 0,8%/-2,5%)	Operação sem problemas por tempo limitado.
57,00 a 58,50	(- 5,0%)	Operação máxima por 30 minutos com máximo de 2 horas/ano.
56,00 a 57,00	(- 6,7%)	Alguns minutos com no máximo 10 minutos/ano.
<56,00	-	Inadmissível.

Tabela 2.18 - Usina de P. Médici A - Unidades 1 e 2 (55 MW cada)

Frequência (Hz)	Δf máx (%)	Tempo de Operação
< 58,50	(- 2,5%)	Operação máxima por 10,0 segundos.
< 57,50	(- 5,0%)	Operação máxima por 5,0 segundos.
< 56,00	(- 6,7%)	Operação máxima por 0,2 segundos.

Além dos problemas relativos a máquinas térmicas, existem vários outros associados especificamente à subfrequência. A operação em regime de subfrequência, mesmo que para pequenos desvios, pode causar danos para as palhetas das turbinas das máquinas térmicas, caso esta condição seja prolongada.

Existem, na literatura, algumas sugestões no sentido do monitoramento da frequência. A Dinamarca [9] e [63], por exemplo, possui um programa nacional para monitoramento da qualidade da frequência. O período de avaliação é semanal. Considerando que a frequência nominal é de 50 Hz, o comportamento da frequência é considerado aceitável quando os valores medidos em intervalos de 10 minutos estiverem dentro da seguinte faixa :

- 50 Hz \pm 1% (49,5 a 50,5 Hz) durante 95% do tempo da semana considerada;
- 50 Hz +4%/-6% (47,0 a 52,0 Hz) durante 100% do tempo da semana considerada.

Em *Winter & LeReverend, 1989*, o desempenho da frequência é classificado como: [9]

- $\Delta f < 0,5\%$ da frequência nominal são consideradas variações normais;
- $\Delta f \geq 0,5\%$ da frequência nominal por $\Delta \tau \geq 1$ minuto, de parte ou de todo o sistema são consideradas desvios de frequência.

Para analisar este desempenho é sugerido o **Índice de Desvio de Frequência (IDF)**. Este índice exprime o montante de carga da empresa que está sujeita a desvios de 0,5% de frequência em relação à frequência nominal. Assim:

$$IDF = \sum(L \times D \times Fd) \text{ para cada desvio em empresa afetada.} \quad (2.6)$$

onde:

- **D** - duração (minutos);
- **L** - carga afetada na ocorrência (percentual da carga total da empresa afetada);
- **Fd** - desvio da frequência (ponto médio do desvio % de frequência em relação à frequência nominal, isto é, 0,75 para desvios entre 0,5% e 1% da frequência nominal).

Pode-se interpretar que uma unidade do IDF equivale à carga total da empresa experimentar um desvio de frequência de 1% em relação à frequência nominal durante 1 minuto.

Nota-se que, para grandes sistemas interligados, desvios de frequência superiores a 0,5% da frequência nominal só seriam observados quando de ilhamentos no sistema.

Isto é verdade para sistemas muito ramificados ou para sistemas predominantemente térmicos, onde a geração está próxima à carga e não se verificam transferências de grandes blocos de energia. Em sistemas predominantemente hidroelétricos, como o brasileiro, com várias bacias hidrográficas e diferentes regimes hidrológicos, a transferência de energia entre áreas e regiões atinge patamares muito elevados. Portanto, a perda de elementos da transmissão pode provocar grandes perdas de geração e, conseqüentemente, grandes variações de frequência.

Para que se tenha uma idéia deste problema no Brasil, no período de 1994/1996, nos sistemas Nordeste e Sudeste/Sul, foram observadas, respectivamente, um total de 27 e 33 eventos em que a frequência caiu abaixo de 59,5 Hz. Logo, o critério para a definição deste indicador no Brasil deve ser mais complexo.

Em função do que já foi exposto e do acompanhamento da análise de perturbações do sistema interligado, sugere-se que o indicador adequado para a avaliação do desempenho transitório da frequência possa incluir níveis de severidade definidos como na Tabela 2.19. [27]

Tabela 2.19 - Nível de Severidade para o Desempenho Transitório de Freqüência.

Freqüência (Hz)	Nível de Severidade
$59,5 \leq f \leq 60,5$	5
$58,5 \leq f \leq 59,5$ ou $60,5 < f \leq 62,0$	4
$57,5 \leq f \leq 58,5$ ou $62,0 < f \leq 63,0$	3
$56,0 \leq f < 57,5$ ou $63,0 < f \leq 65,0$	2
$f < 56,0$ ou $f > 65,0$	1

O nível de severidade 5 retrata variações normais da freqüência. Já no nível de severidade 1, é grande a probabilidade de um colapso geral do sistema, tendo em vista inclusive a perda dos serviços auxiliares ⁽⁴⁾ das usinas. Nos casos de níveis de severidade 1, 2, 3 e 4, todas as vezes que a freqüência atingir estes patamares os eventos deverão ser contabilizados, independentemente do tempo associado.

Deve-se também ter um indicador que traduza o desempenho da freqüência quando de operação em regime de subfreqüência sustentada. Esta condição operativa apresenta uma geração menor que a carga, ou seja, a Reserva de Potência Operativa é negativa. Para qualquer perturbação, as consequências serão agravadas. Uma proposta para esta condição é esboçada na Tabela 2.20.

Tabela 2.20 - Nível de Severidade para o Desempenho da Freqüência Sustentada

Freqüência Sustentada	Severidade
$59,8 \leq f < 60,0$	4
$59,6 \leq f < 59,8$	3
$59,5 \leq f < 59,6$	2
$f < 59,5$	1

⁽⁴⁾ *Serviços auxiliares das usinas são motores, geradores e outros dispositivos que permitem manter as condições necessárias para o perfeito funcionamento dos geradores.*

Para frequências menores que 59,5 Hz, os equipamentos de Controle Automático de Geração (CAG's) são desligados.

Desta forma, o desempenho da frequência seria composto por indicadores de dois tipos: indicadores para o desempenho transitório e indicadores para o desempenho em regime sustentado.

Para o estabelecimento de padrões de referência a serem observados, a questão essencial a ser respondida é a seguinte: Para o desempenho transitório da frequência, quantas vezes para um dado período (de 1 ano por exemplo), se admite a ocorrência de cada nível de severidade?

Isto pode ser obtido utilizando-se os dados pretéritos já existentes. Para a operação em regime de subfrequência sustentada o critério a ser considerado é baseado no tempo máximo de operação para cada um dos níveis de severidade, dentro de um dado intervalo (de 1 ano por exemplo). Também neste caso a análise dos dados pretéritos podem ajudar na fixação do critério.

2.6.1.2 - Tensão

O controle da tensão a nível de sistema interligado é fundamental para o desempenho do sistema como um todo tanto para condições normais de operação, como durante contingências (comportamento transitório). Durante uma perturbação, a queda da tensão em determinados barramentos do sistema com valores inferiores a 80%, mesmo que instantaneamente, já pode colocar em risco o sistema. Com níveis de tensão perto de 70%, pode-se verificar a atuação de relés de distância, problemas com serviços auxiliares das usinas, etc. [45] e [46]

Ao se analisar o desempenho do sistema interligado brasileiro, verifica-se que embora seja de fundamental importância o controle de tensão em todas as barras do sistema tronco, existem determinadas barras que têm uma importância maior dentro do contexto. Por exemplo, o controle da tensão nas barras de Ivaiporã 765kV, Ibiúna 345kV e Cachoeira Paulista 500kV é mais importante (para o desempenho do sistema como um todo) que o controle da tensão na barra de Campos 345kV. Por outro lado, a questão do desempenho transitório da tensão é totalmente diferente do seu desempenho em regime permanente.

Um outro aspecto está relacionado com o regime de sobretensões. Em determinadas condições, por exemplo, após a atuação dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga por subfrequência (ERAC's), os níveis de tensão podem crescer muito, atingindo os ajustes das proteções de sobretensão das linhas de transmissão. Para isto, existem esquemas automáticos para controle de sobretensões que desligam capacitores, inserem reatores e até desligam um

circuito de linhas com circuitos duplos. Existem linhas de transmissão que são desligadas quando as tensões terminais atingem 120 ou 125%. A abertura destas pode inicializar ou agravar um dado distúrbio.

Convém ressaltar que para cada barra existe uma faixa normal de operação, como exemplificado a seguir:

Barra Araraquara 500kV - V_{\min} = 450kV (90%)
 - V_{\max} = 550kV (110%)

Barra Ivaiporã 750kV - V_{\min} = 668,5kV (90%)
 - V_{\max} = 800kV (104,5%)

Para condição normal de operação, os valores normalmente recomendados para V_{\min} são: 90 ou 95% e para V_{\max} 103,5; 105 ou 110% (dependendo da área).

Então define-se como limites normais de operação, sem quaisquer restrições, a faixa $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$ e a partir daí são estabelecidos os níveis para se definir os graus de violação. Desta forma, sugere-se que para o monitoramento do perfil de tensão do sistema interligado (malha principal) seja adotada a classificação mostrada nas Tabelas 2.21 e 2.22 [27].

É interessante notar que a interpretação numérica da severidade de violação de tensão tem o sentido inverso da severidade associada às frequências (isto é, uma situação desfavorável para o sistema é indicada por níveis de severidade de frequência próximos de 1 e, por níveis de severidade de tensão distantes de 1).

Evidentemente que também neste caso deverá ser definido o número limite de ocorrências de um determinado nível de violação num dado período. A partir disto, seriam calculados os níveis de violação para todos os barramentos, podendo-se também definir dois grupos de barramentos:

- Tipo 1 - Barramentos com influência sistêmica;
- Tipo 2 - Barramentos com influência local.

Tabela 2.21 - Nível de Severidade de Violação da Tensão
(em Regime Normal de Operação)

Tensão	Classificação	Severidade	Significado
$V > V_1$	faixa crítica superior	2	Tensões elevadas com risco de danos em equipamentos em caso de rejeição da carga.
$V_{\text{máx}} < V \leq V_1$	faixa tolerável superior	1	Tensões acima do valor recomendável máximo, porém é possível manter-se o perfil desejado no ponto de suprimento às cargas.
$V_{\text{mín}} \leq V \leq V_{\text{máx}}$	faixa recomendável (normal)	0	É possível manter-se o perfil de tensão desejada nos pontos de suprimento às cargas.
$V_2 \leq V < V_{\text{mín}}$	faixa tolerável inferior	1	Margem de controle reduzida para o controle do perfil de tensão nos pontos de suprimento às cargas.
$V_3 \leq V < V_2$	faixa degradada inferior	1,5	Esgotamento da margem de controle para o controle do perfil de tensão nos pontos de suprimento às cargas.
$V < V_3$	faixa crítica	2	Perfil de tensão muito baixo, nos pontos de suprimento às cargas; possibilidade de corte de carga.

Tabela 2.22 - Nível de Severidade de Violação de Tensão
(em Regime Transitório)

Tensão	Severidade	Significado
$V_{\text{mín}} \leq V \leq V_{\text{máx}}$	0	Sem riscos para o sistema.
$0,85V_{\text{nom}} \leq V \leq V_{\text{mín}}$ ou $V_{\text{máx}} \leq V \leq 1,15V_{\text{nom}}$	1	Possibilidade de atuação de alguns SEP's.
$0,75V_{\text{nom}} \leq V \leq 0,85V_{\text{nom}}$ ou $1,15V_{\text{nom}} < V \leq 1,20V_{\text{nom}}$	2	Possibilidade de atuação de alguns SEP's e rejeição natural de carga.
$V < 0,75V_{\text{nom}}$ ou $V > 1,20V_{\text{nom}}$	3	Possibilidade de atuação indevida de relés de distância e de sobretensão, desligamentos parciais do Sistema, etc.

Forma de Contabilização

Um ponto importante neste caso é a forma de contabilização:

- Para o regime normal só deve ser contabilizado um determinado nível de severidade se a tensão permanecer na sua faixa correspondente por um período maior que 3 minutos (este tempo será atribuído ao necessário para a tomada de medidas operativas). Deverá ser contabilizado uma vez para cada 3 minutos. Exemplo: 12 minutos numa faixa equivalerá à contabilização igual a 4;
- Para o regime transitório, a contabilização será feita toda vez que a tensão atingir cada faixa (severidades 1, 2 ou 3) mesmo que instantaneamente.

Forma de Agregação

Para o desempenho da tensão em regime normal podem ser considerados 2 índices:

- Índice global de violação (IGV) – que representa a percentagem do tempo do período observado em que o nível de tensão em um barramento permaneceu na condição degradada ou crítica;
- Índice global de gravidade (IGG) – que corresponde à profundidade do grau de violação. Para o cálculo deste índice utiliza-se a seguinte fórmula:

$$IGG = \frac{\sum [(\%t_1 \times 0 + \%t_2 \times 1 + \%t_3 \times 1,5 + \%t_4 \times 2)]}{100} \quad (2.7)$$

onde:

- t_1 - tempo na faixa normal;
- t_2 - tempo na faixa tolerável;
- t_3 - tempo na faixa degradada;
- t_4 - tempo na faixa crítica.

Os valores a serem obtidos para o IGG variam na faixa de 0,0 a 2,0, e:

0,0 – significa que durante todo o tempo observado a tensão permaneceu dentro da faixa recomendada;

2,0 – significa que durante todo o tempo observado a tensão permaneceu na faixa crítica de operação.

Os valores dos Índices Globais de Violação e de Gravidade por tronco de transmissão ou para o sistema como um todo, são calculados dividindo-se o somatório dos valores obtidos para todos os barramentos considerados em cada agregação pelo número total de barramentos nesta agregação.

Um indicador a ser então considerado, em ambos os casos (regime normal e transitório), é a frequência equivalente de violação (FEV) de tensão por nível de severidade.

$$FEV = \frac{N_i}{B} \quad (2.8)$$

onde:

- N_i - número de ocorrências de severidade i no período analisado;
- B - número de barramentos observados.

Um fator importante para o cálculo deste indicador é a forma de agregação, que pode ser por nível de tensão, por período de carga, por Sistema (Sudeste/Sul, Norte/Nordeste) e por tipo de influência (local ou sistêmica). Após o cálculo do mesmo por um certo período e também com a ajuda dos dados históricos existentes, poder-se-á definir valores de referência a serem considerados.

2.6.1.3 - Resultados Obtidos

2.6.1.3.1 - *Desempenho de Frequência*

Como exemplo, aplicar-se-á o critério para o Sistema Brasileiro (no período 1994-1996) no que se refere ao desempenho em regime transitório da frequência. Os resultados são mostrados nas Tabelas 2.23 a 2.28. [12], [23], [39], [44], [47] e [48]

Tabela 2.23 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema Sul -
 (Período 1994/1996)

Freqüência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	16	20	4
$60,5 < f \leq 62,0$	4		
$57,5 \leq f \leq 58,5$	1	2	3
$62,0 < f \leq 63,0$	1		
$56,0 \leq f < 57,5$	1	2	2
$63,0 < f \leq 65,0$	1		
$f < 56,0$	--	1	1
$f > 65,0$	1		

Tabela 2.24 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema
 Sudeste/Centro-Oeste - (Período 1994/1996)

Freqüência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	19	21	4
$60,5 < f \leq 62,0$	2		
$57,5 \leq f \leq 58,5$	4	5	3
$62,0 < f \leq 63,0$	1		
$56,0 \leq f < 57,5$	1	1	2
$63,0 < f \leq 65,0$	--		
$f < 56,0$	--	--	1
$f > 65,0$	--		

Tabela 2.25 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste - (Período 1994/1996)

Freqüência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	15	15	4
$60,5 < f \leq 62,0$	--	--	3
$57,5 \leq f \leq 58,5$	--	--	2
$62,0 < f \leq 63,0$	--	--	1
$56,0 \leq f < 57,5$	--	--	
$63,0 < f \leq 65,0$	--	--	
$f < 56,0$	--	--	
$f > 65,0$	--	--	

Tabela 2.26 - Desempenho Transitório da Freqüência no Sistema Norte - (Período 1994/1996)

Freqüência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	1	12	4
$60,5 < f \leq 62,0$	11	9	3
$57,5 \leq f \leq 58,5$	--	9	2
$62,0 < f \leq 63,0$	9	9	1
$56,0 \leq f < 57,5$	--	9	
$63,0 < f \leq 65,0$	9	9	
$f < 56,0$	--	9	
$f > 65,0$	9		

Tabela 2.27 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Nordeste -
(Período 1994/1996)

Frequência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	23	26	4
$60,5 < f \leq 62,0$	3		
$57,5 \leq f \leq 58,5$	17	17	3
$62,0 < f \leq 63,0$	--		
$56,0 \leq f < 57,5$	6	6	2
$63,0 < f \leq 65,0$	--		
$f < 56,0$	--	--	1
$f > 65,0$	--		

Tabela 2.28 - Desempenho Transitório da Frequência no Sistema Norte/Nordeste –
(Período 1994/1996)

Frequência	Nº. de ocorrências		Nível de Severidade
$58,5 \leq f \leq 59,5$	10	13	4
$60,5 < f \leq 62,0$	3		
$57,5 \leq f \leq 58,5$	3	3	3
$62,0 < f \leq 63,0$	--		
$56,0 \leq f < 57,5$	--	1	2
$63,0 < f \leq 65,0$	1		
$f < 56,0$	--	--	1
$f > 65,0$	--		

Padrões Preliminares para o Desempenho Transitório da Frequência

- Severidade 1 - até 3 ocorrências por ano; (somente para sobrefrequência)
- Severidade 2 - até 6 ocorrências por ano;
- Severidade 3 - até 12 ocorrências por ano;
- Severidade 4 - até 36 ocorrências por ano;
- Severidade 5 - a ser fixada.

A Tabela 2.29 sumariza o desempenho para o regime transitório da frequência no sistema Brasileiro durante o período 1994 - 1996. A coluna de **posto** foi calculada ponderando-se os números de ocorrências de cada classe de severidade pelo inverso da respectiva severidade e efetuando-se o somatório, conforme a expressão (2.9). O valor obtido é um índice de mérito (“ranking”) que permite a classificação do desempenho frequência do sistema.

$$\text{Posto} = n_1 \cdot \frac{1}{1} + n_2 \cdot \frac{1}{2} + n_3 \cdot \frac{1}{3} + n_4 \cdot \frac{1}{4} \quad (2.9)$$

onde:

- n_1 - número de ocorrências de severidade 1;
- n_2 - número de ocorrências de severidade 2;
- n_3 - número de ocorrências de severidade 3;
- n_4 - número de ocorrências de severidade 4.

Tabela 2.29 - Desempenho Transitório da Frequência do Sistema Elétrico Brasileiro - (Período 1994/1996)

Sistema	Nº de ocorrências					Posto
	Sev 1	Sev 2	Sev 3	Sev 4	Total	
Sul	1	2	2	20	25 22,9%	7,7
Sudeste Centro Oeste (*)	--	1	5	21	27 24,8%	7,4
Sul Sudeste Centro Oeste (*)	--	--	--	15	15 13,8%	3,8
Norte	9	9	9	12	39 36,7%	19,5
Nordeste	--	6	17	26	49 45,0%	15,2
Norte Nordeste (*)	--	1	3	13	17 15,6%	4,8

(*) *estes sistemas permanecem interligados após a perda de geração.*

2.6.1.4 - Conclusões sobre o Desempenho da Frequência

De acordo com a Tabela 2.29, pode-se constatar que os sistemas Sul, com número de ocorrências igual a 25, e Sudeste/Centro-Oeste, com 27 apresentam, separadamente, resultados de desempenho de frequência bem diferentes do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste com 15 no total. Isto se deve aos desvios de frequência provocados pela perda da interligação Sudeste/Sul que opera sempre com elevados carregamentos. É importante ressaltar que os resultados para os dois subsistemas foram contabilizados apenas nas situações em que ambos encontravam-se desconectados.

Os sistemas Norte, com 39 ocorrências e Nordeste, com 49 apresentam resultados de desempenho de frequência piores que o do sistema Norte/Nordeste com 15 no total. Isto também é devido à perda da interligação entre os dois sistemas que opera muitas vezes com carregamentos também elevados. A mesma observação quanto à contabilização é também válida aqui.

Ao comparar-se os sistemas Norte e Nordeste com os sistemas Sul e Sudeste/Centro - Oeste, nota-se que os valores de posto para os Sistemas Norte e Nordeste são bem maiores que os referentes aos Sistemas Sul e Sudeste. Isto pode ser explicado pelo fato de que as ocorrências que produzem mais variações da frequência são as interligações Norte/Nordeste e Sul/Sudeste.

Embora o fluxo na interligação Norte/Nordeste seja bem inferior ao verificado na interligação Sul/Sudeste quando comparados em MW, o contrário ocorre quando são comparados em termos percentuais do déficit de geração para os respectivos sistemas. O desvio de frequência é diretamente proporcional ao déficit percentual de geração.

Como era de se esperar, o comportamento dos subsistemas interligados é mais robusto que os subsistemas isoladamente. Desta forma poder-se-á esperar que a interligação Norte/Sul situe o desempenho global da malha Brasileira (quando os subsistemas Norte e Sul permanecerem conectados) no patamar próximo de $15/3 = 5$ ocorrências por ano. Essa perspectiva reflete simplesmente o perfil representativo do comportamento dos subsistemas dos 3 anos considerados nesta análise.

De acordo com os postos obtidos, pode-se notar que o pior subsistema é o da malha Norte (posto 19,5), seguido pelo subsistema Nordeste (15,2). Embora o número de ocorrências da malha Sul tenha sido inferior ao da malha Sudeste/Centro-Oeste, o posto do Sul é mais degradado, pois houve ocorrências com severidades mais elevadas. Isto também ocorre com relação às regiões Norte e Nordeste.

No que concerne à distribuição das severidades, observa-se que praticamente 2/3 (62,2 %) das mesmas classificam-se na categoria 4.

Cabe ressaltar que as ocorrências de subfreqüência são dominantes nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, o que reflete o caráter eminentemente importador de energia dessas regiões. Por outro lado, constata-se uma predominância de sobrefreqüências no subsistema Norte e de subfreqüências no subsistema Nordeste, caracterizando o perfil exportador de energia da região Norte. O resultado global para o sistema Norte/Nordeste traduz-se, também, na predominância de subfreqüências. Dado o panorama verificado, espera-se que o futuro comportamento global da malha nacional integrada Norte/Sul, num horizonte de curto prazo, continue a espelhar um comportamento de ocorrências de sobrefreqüências para o subsistema Norte (perfil de exportação) e de subfreqüências para o restante do sistema.

Finalmente, sugere-se que os resultados inéditos obtidos para a monitoração da freqüência (comportamento transitório) possam ser utilizados como balizadores preliminares para a fixação de **padrões reguladores de desempenho anual** tal como proposto a seguir. Esses critérios devem ser reavaliados periodicamente, em virtude da entrada de novos empreendimentos no sistema.

2.6.1.4.1 - Desempenho da Tensão

No sentido de tornar mais expressivos os resultados do desempenho do sistema no que concerne ao desempenho da tensão, o critério será aplicado a diversos barramentos que compõem a chamada Rede Básica ⁽⁵⁾ do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste Brasileiro, considerando um período de 2 meses.

Os barramentos considerados são mostrados na Tabela 2.30 e os valores de tensão adotados para a definição dos níveis de violação estão descritos nas Tabelas 2.31 e 2.32.

⁽⁵⁾ *Denomina-se Rede Básica os elementos conectados ao sistema em nível de tensão igual ou superior à 230 kV, que formam a malha principal de transporte de energia elétrica.*

Tabela 2.30 – Barramentos Considerados na Análise do Desempenho da Tensão

Sistema	Barramento
765 kV	Tijuco Preto, Ivaiporã
525 kV da Região Sul	S.Santiago, Areia, Ivaiporã, Gravataí, Itá, C.Novos
500 kV de FURNAS	Marimbondo, Araraquara, Poços de Caldas, Taubaté, Campinas, Cachoeira Paulista, Adrianópolis, T.Preto
500 kV da CEMIG	S.Simão, Emborcação, Jaguará, Neves, Ouro Preto
440 kV da CESP	Bauru, Araraquara, Embuabaçu, Cabreúva, Sto.Ângelo

Nº total de barramentos: 26

Tabela 2.31 – Faixas de Tensão Consideradas (%)

		750 kV FURNAS	500 kV FURNAS	500 kV SUL	500 kV CEMIG	440 kV
Carga Média e Pesada	V_{TS}	106,5	112	107	112	106,4
	V_{NS}	104,6	110	105	110	104,5
	V_{NI}	95	105	97	105	95
	V_{TI}	93	103	95	103	93
	V_{DI}	90	100	92	100	92
Carga Leve	V_{TS}	106,5	112	112	107	106,4
	V_{NS}	104,6	110	110	105	104,5
	V_{NI}	95	95	95	100	95
	V_{TI}	93	93	93	98	93
	V_{DI}	90	90	90	95	92

Tabela 2.32 – Faixas de Tensão Consideradas (kV)

		750 kV FURNAS	500 kV FURNAS	500 kV SUL	500 kV CEMIG	440 kV
Carga Média e Pesada	V_{TS}	814,40	559,90	559,90	814,40	468,28
	V_{NS}	800,00	550,00	550,00	800,00	460,00
	V_{NI}	725,00	525,00	510,00	725,00	418,00
	V_{TI}	710,50	514,50	499,80	710,50	409,64
	V_{DI}	688,75	498,75	484,50	688,75	397,10
Carga Leve	V_{TS}	814,40	559,90	587,90	534,45	468,28
	V_{NS}	800,00	550,00	577,50	525,00	460,00
	V_{NI}	725,00	475,00	500,00	500,00	418,00
	V_{TI}	710,50	465,50	490,00	490,00	409,64
	V_{DI}	688,75	451,25	475,00	475,00	397,10

onde:

- V_{TS} - Tensão tolerável máxima;
- V_{TI} - Tensão tolerável mínima;
- V_{DI} - Tensão degradada mínima;
- V_{NS} - Tensão normal máxima;
- V_{NI} - Tensão normal mínima.

Nesta análise foram consideradas leituras de 2 períodos: o mês de julho/98 e o mês de fevereiro/99, correspondentes aos períodos de inverno e verão, totalizando 2.246.400 leituras (2 meses x 30 dias x 24 horas x 60 minutos x 26 barramentos).

Os resultados apresentados nas Tabelas 2.33 a 2.36 consideram as seguintes agregações:

- Por período de carga (todo o dia, pesada, média, leve) no verão, inverno ou no verão/inverno;
- Por barramento;

- Por subsistema (765 kV, 525 kV do SUL, 500 kV de FURNAS, 500 kV da CEMIG e 440 kV da CESP);
- Por sistema.

Tabela 2.33 - Índice Médio Global de Violação (%)

Agregação	Verão				Inverno			
	G	P	M	L	G	P	M	L
Sistema Considerado	0,05	0,11	0,15	0,16	0,18	0,11	0,20	0,18
500kV -FURNAS	0,17	0,19	0,23	0,09	0,18	0,16	0,25	0,11
750 kV	0,14	0,13	0,09	0,18	0,04	0,05	0,04	0,03
500 kV - SUL	0,04	0,03	0,05	0,02	0,08	0,05	0,15	0,02
440 kV - CESP	0,01	0,01	0,00	0,01	0,07	0,10	0,10	0,04
500 kV- CEMIG	0,41	0,15	0,29	0,61	0,45	0,13	0,32	0,69

Tabela 2.34 – Índice Médio Global de Gravidade (%)

Agregação	Verão				Inverno			
	G	P	M	L	G	P	M	L
Sistema Considerado	3,30	0,71	2,98	4,37	4,34	0,89	3,87	5,82
500kV -FURNAS	3,54	1,55	5,16	2,36	3,71	2,06	4,96	2,81
750 kV	1,54	1,32	0,50	2,69	0,04	0,00	0,00	0,08
500 kV - SUL	0,36	0,28	0,51	0,23	1,44	0,31	2,97	0,16
440 kV - CESP	0,07	0,14	0,06	0,06	0,03	0,05	0,01	0,07
500 kV- CEMIG	10,50	0,23	6,47	17,88	15,12	1,00	8,84	26,15

onde:

G – considerando todos os períodos de cargas;

P – carga pesada;

M – carga média;

L – carga leve.

Tabela 2.35 - Índices Global Médio de Violação e de Gravidade para todo o Período Previsto.

Agregação Barramentos	Índice de Violação (%)	Índice de Gravidade (%)
Sistema Considerado	3,81	0,16
500 kV - FURNAS	3,62	0,17
750 kV	0,75	0,08
500 kV - SUL	0,91	0,06
440 kV - CESP	0,05	0,04
500 kV - CEMIG	12,81	0,43

Tabela 2.36 – Índice de Violação e de Gravidade por Barramento

Barramentos	Índice de Violação (%)	Índice de Gravidade (%)
Marimbondo 500 kV	24,10	0,71
Araraquara 500 kV	2,30	0,19
P. Caldas 500 kV	0,22	0,04
Campinas 500 kV	0,15	0,05
C. Paulista 500 kV	0,04	0,02
Adrianópolis 500 kV	0,78	0,14
T. Preto 500 kV	0,24	0,14
Taubaté 500 kV	0,24	0,08
T. Preto 750 kV	1,56	0,18
Ivaiporã 750 kV	0,04	0,0
Ivaiporã 500 kV	0,89	0,12
S. Santiago 500 kV	0,05	0,08
Areia 500 kV	0,05	0,00
Gravataí 500 kV	4,28	0,13
Itá 500 kV	0,07	0,02
C. Novos 500 kV	0,14	0,01
Bauru 440 kV	0,21	0,23
Araraquara 440 kV	0,01	0,00
Embuguaçu 440 kV	0,01	0,00
Cabreúva 440 kV	0,01	0,00
Santo Ângelo 440 kV	0,01	0,00
São Simão 500 kV	16,19	0,39
Emborcação 500 kV	13,29	0,33
Jaguara 500 kV	7,09	0,41
Neves 500 kV	27,33	0,78
Ouro Preto 500 kV	0,22	0,34

Destes resultados apresentados, conclui-se que o desempenho dos níveis de tensão, considerando-se todos os barramentos em análise e todos os períodos de carga (tanto para o período de verão como para o período de inverno), pode ser considerado muito bom.

O Índice Global de Violação Médio (que é obtido dividindo o somatório dos Índices Globais de Violação de todos os barramentos pelo número total de barramentos) foi de 3,81%, o que significa que em 96,19% do tempo observado os níveis de tensão no “barramento equivalente do sistema” estiveram na condição normal ou aceitável.

Se for considerado ainda a mesma agregação (verão+inverno) para todas as condições de carga, discretizando-se apenas por tronco de transmissão, tem-se a Tabela 2.37.

Tabela 2.37 - Índice de Violação e de Gravidade para o Tronco de Transmissão

Tronco de Transmissão	Índice de Violação (%)	Índice de Gravidade (%)
750 kV	0,75	0,08
500 kV - FURNAS	3,62	0,17
500 kV - SUL	0,91	0,06
500 kV - CEMIG	12,81	0,43
440 kV - CESP	0,05	0,04

Da Tabela 2.37 verifica-se um índice de violação bem pequeno para o tronco de transmissão de 750kV. Isto é bastante compreensível, pois este tronco está com um carregamento sempre elevado em qualquer época do ano e, em qualquer condição de carga. Assim, sendo esse tronco o de maior importância do Sistema Elétrico Brasileiro, o seu controle em tempo real é muito rigoroso.

Além disto o Índice Global de Gravidade é também muito pequeno, mostrando que ao menor sinal da violação, as medidas operativas para o controle das tensões são imediatamente executadas.

Para os barramentos dos demais troncos de transmissão verifica-se que o tronco de 440 kV apresenta os menores valores tanto para o Índice Global de Violação quanto para o Índice Global de Gravidade.

Já os piores resultados foram obtidos para o sistema da CEMIG. Isto pode ser explicado pelo fato de que a maioria dos barramentos analisados estarem na área das usinas do Paranaíba. Para permitir a exploração da geração destas usinas, preservando-se o desempenho dinâmico do sistema, opera-se os barramentos de São Simão, Emborcação e Jaguará em valores próximos ao limite superior tolerável.

Se a análise for feita considerando-se a agregação verão/inverno, verifica-se que os índices de violação e de gravidade são sempre maiores no período do verão. Isto ocorre pelo aumento da parcela de carga reativa neste período do ano.

Dentro do verão, a análise dos resultados mostra que no período de Carga Média é onde tais violações são mais acentuadas. Isto não ocorre para os barramentos de 750kV pelas razões já descritas anteriormente.

Os resultados obtidos para o sistema de 500kV da região Sul são bastante satisfatórios. Porém, se o enfoque da análise for por barramento, verifica-se que o mesmo poderia ser ainda melhor se não fosse o desempenho da tensão do barramento de Gravataí.

Tabela 2.38 – Índice de Violação e de Gravidade por Barramento - Região Sul

Barramentos	Índice de Violação (%)	Índice de Gravidade (%)
Ivaiporã 500 kV	0,89	0,12
S. Santiago 500 kV	0,05	0,08
Areia 500 kV	0,05	0,00
Itá 500 kV	0,07	0,02
C. Novos 500 kV	0,14	0,01
Gravataí 500 kV	4,28	0,13

O fato de Gravataí, principal ponto de recebimento no Rio Grande do Sul, apresentar resultados tão discrepantes em relação aos demais barramentos é explicado pelas condições críticas de suprimento ao Rio Grande do Sul, tanto em termos de sistema de transmissão, como em recursos locais para o controle da tensão.

No período observado, não houve perturbações no sistema e os níveis de tensão mantiveram-se na faixa correspondente à severidade 1, isto é, sem quaisquer tipos de riscos para o sistema.

2.6.1.5 - Conclusões sobre o Desempenho da Tensão

É importante enfatizar que o estabelecimento de padrões para o monitoramento da tensão e da frequência é complexo e deve contemplar as peculiaridades de cada sistema.

A monitoração da tensão deve ser feita com uma agregação espacial muito bem detalhada, ao contrário da monitoração da frequência, em função da própria natureza física desta grandeza.

2.7 – NOVOS CENÁRIOS PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com os Planos Decenais de Expansão, elaborados pelo antigo GCPS [6] e agora pelo CCPE, o consumo de energia terá um forte crescimento neste período, exigindo um incremento médio anual da ordem de 3200MW na capacidade da geração. As questões que se apresentam é como processar a expansão do parque gerador dentro dos montantes necessários e como evoluir, também o sistema de transmissão.

Levando-se em conta o processo de Reestruturação do Setor Elétrico, a política do governo ao incentivo à entrada de capitais privados e ao avanço de novas tecnologias, notadamente, turbinas a gás de ciclo combinado, é possível visualizar-se o seguinte cenário:

- Aumento significativo de geração térmica, principalmente a gás. Em dez anos a participação deste tipo de geração deve representar, aproximadamente, 17% da capacidade instalada;
- Implementação das interligações com países vizinhos (Argentina, Uruguai, Bolívia, etc.), que serão realizados através de elos de corrente contínua. A única exceção é a Venezuela, que opera a 60 Hz;
- Utilização de fontes alternativas de energia (usinas eólicas, bagaço de cana, etc.), principalmente na região Nordeste;
- Crescimento acentuado da Geração Distribuída;
- Operação do sistema com utilização cada vez maior, da capacidade máxima de seus elementos.

O cenário apresentado é bastante viável pelas seguintes razões:

- O País necessita, a curto e médio prazo, aumentar a sua capacidade de geração, no sentido de evitar severos cortes de carga;
- A nova legislação, no que se refere à regulamentação do Produtor Independente da Energia (PIE) e do Livre Acesso à Rede, veio a criar condições favoráveis ao ingresso destes novos agentes no Setor;
- O interesse maior dos PIE's é pela instalação de usinas térmicas a gás, devido ao tempo requerido para entrada em operação (o retorno do capital investido dar-se-á, normalmente, num prazo de tempo bem menor que nas usinas hidrelétricas). Além disto, estas usinas podem ser colocadas junto aos grandes centros de carga, minimizando, conseqüentemente, altos investimentos em longas linhas de transmissão. Estas usinas podem até aliviar o carregamento dos sistemas existentes.

2.7.1 - Térmicas a Gás [11]

Em função do alto nível de desenvolvimento tecnológico, as usinas térmicas a gás de ciclo combinado são consideradas, hoje, como uma das formas mais eficientes de gerar energia elétrica, com tecnologia comercial, isto é, com custo de geração bastante competitivo.

Estas térmicas proporcionam pouco impacto ambiental, com níveis desprezíveis de poluição sonora, atmosférica e de emissão de efluentes líquidos, sendo a emissão de sólidos inexistente. A turbina, isolada acusticamente, o gás natural com baixo índice de enxofre e a excelente performance dos queimadores atendem às mais rigorosas legislações ambientais.

A disponibilidade de gás para estas usinas deixou de ser problema, tendo em vista a oferta da Petrobrás (devido a novas descobertas de gás e também a sua importação), como também em função do gasoduto Bolívia-Brasil e Argentina-Brasil, além dos gasodutos em território brasileiro que permitirão o suprimento deste gás.

Um outro fator diz respeito à geração de energia pela própria Petrobrás na condição de co-gerador. Considerando a existência no Brasil de diversas refinarias, onde atualmente se verifica a queima de gás, será viável a utilização deste gás na produção de energia elétrica (aproximadamente 10000 MW).

A interligação dos sistemas das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste com o Norte/Nordeste, com inicialmente, uma linha de 500kV de 1000 km de comprimento (que tem por objetivo aproveitar a diversidade hidrológica destas

regiões), bem como a interligação com países vizinhos (Argentina, notadamente), fará com que se opere as interligações Sul/Sudeste e Norte/Nordeste próximo a sua capacidade de limite de transmissão.

Dentro deste cenário, o que se destaca é o início da operação de várias usinas térmicas a gás (ciclo combinado) junto a vários centros de a partir de 2001, começando a mudar a atual característica do sistema, quase totalmente suprido por geração hidráulica.

2.7.2 - Geração Distribuída [8]

Existe, em todo o mundo, uma grande pressão da sociedade pela busca do aumento da eficiência dos sistemas elétricos em termos ambientais mais aceitáveis. Este fato, associado ao aumento da competição, vai direcionar para a utilização mais eficiente do sistema existente, ao invés da construção de novos sistemas de transmissão e distribuição, ou até mesmo de se aumentar a capacidade dos sistemas já existentes.

Novas tecnologias, tais como pequenos geradores com turbinas térmicas à gás e armazenadores de energia, estão se tornando soluções economicamente viáveis quando comparadas ao “upgrade” dos sistemas de transmissão e distribuição.

Esta nova abordagem, que contempla a utilização dos pequenos geradores de dispositivos de armazenamento de energia como também do gerenciamento da demanda dentro do sistema de transmissão, representa um novo conceito de operação e tem sido denominado de geração distribuída. Neste caso, os recursos normalmente são aplicados para solução dos pontos críticos de carregamento na rede de distribuição.

Um dos fatores que podem tornar viável a geração distribuída é a disponibilidade de turbinas a gás de baixo custo. Estes geradores podem ser colocados em operação em curto espaço de tempo, e requerem uma pequena área para instalação (shopping-centers, condomínios residenciais, fábricas, etc). Em função da escassez de energia, observa-se que grandes consumidores de energia começam a instalar turbina(s) a gás dentro de suas plantas para suprir parte ou, até mesmo, toda a sua carga.

Uma outra forma de geração distribuída é a energia eólica, uma fonte renovável e não-poluente. No Brasil, além desta modalidade de geração, temos também a possibilidade de utilização de PCH's (pequenas centrais hidrelétricas).

A crise petrolífera dos anos 70 provocou grandes e abruptas oscilações nos preços dos combustíveis devido às restrições de suprimento impostas pelos

países exportadores de petróleo (OPEP). A queda no custo de produção dos aerogeradores, o aumento das tarifas de energia elétrica convencional, novas pressões da sociedade em termos de preservação do meio ambiente, as mudanças no quadro institucional nos setores elétricos fizeram com que vários países começassem a considerar a geração de energia eólica na sua matriz energética.

Dentro desta linha, diversos países passaram a oferecer isenções fiscais a este tipo de geração. Dentre estes países, pode-se citar: a Dinamarca, Alemanha, Holanda, Espanha, Inglaterra e Estados Unidos.

O custo da energia eólica já é considerado competitivo em vários países, notadamente naqueles em que a geração é obtida através de combustíveis fósseis e onde as condições de vento são favoráveis.

A Figura 2.7 a seguir, apresenta a evolução dos custos de geração eólica (valores já verificados e previstos)

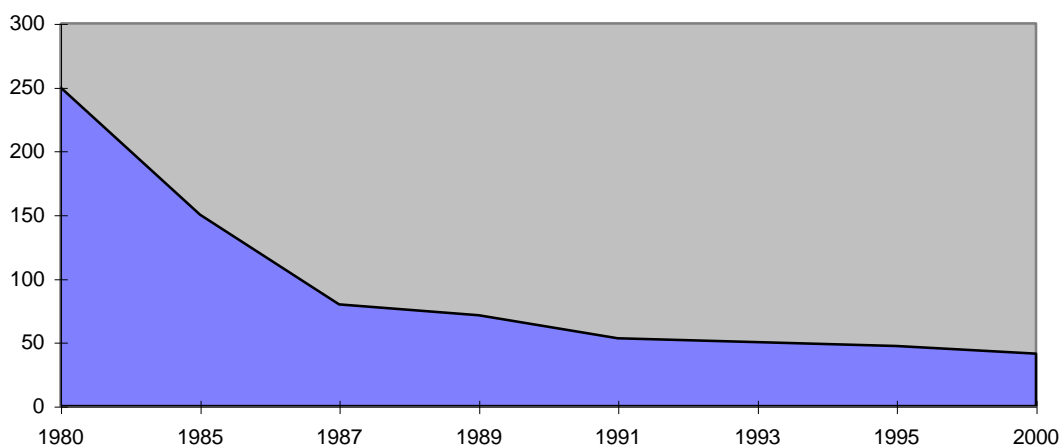


Figura 2.7 - Evolução dos Custos de Geração Eólica US\$/MWh

No Brasil, trabalhos já realizados [5] apontam o litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte como áreas favoráveis à utilização de aerogeradores. Nestes trabalhos que consideram as estatísticas do vento provenientes de suas médias horárias e das curvas de potência de turbinas eólicas de 500 e 600kW, estimam os seguintes montantes de produção mensal de energia elétrica para uma utilização de 10% da faixa litorânea dos citados estados: (Tabela 2.39)

Tabela 2.39 - Potencial de Energia Média Eólica - Ceará/Rio Grande do Norte

Energia Média Possível de Ser Gerada (GWh)													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
CE	664,6	444,7	449,9	376,3	456,0	691,8	813,3	1144,3	1219,3	1223,4	1089,5	974,9	9548,6
RGN	273,8	177,4	173,7	155,5	161,3	151,5	202,0	297,5	346,1	376,2	335,1	305,3	2955,4

Para que se possa aquilatar o montante desta geração eólica, o mesmo representa mais de 35% de toda a energia gerada pela CHESF no ano de 1995, que foi de 35259,8 GWh.

Embora a geração distribuída possa até ser totalmente independente do suprimento da concessionária, a conexão da mesma prevê a regulação da tensão e da frequência requeridas para a operação dos modernos equipamentos industriais.

As plantas eólicas podem ser facilmente integradas à operação do sistema tradicional. Nos períodos menos favoráveis de vento, outras fontes, como as usinas hidrelétricas e termelétricas suprem o sistema. Nos períodos em que a produção eólica é elevada, a energia excedente é acumulada pelo incremento do volume d'água nos reservatórios das usinas hidrelétricas ou pela não utilização de combustíveis fósseis.

CAPÍTULO 3

A INFLUÊNCIA DAS NOVAS USINAS TERMELÉTRICAS E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DESEMPENHO DO SISTEMA

3.1 - INTRODUÇÃO

O parque gerador brasileiro passa de uma estrutura essencialmente hidráulica para um sistema mixto com grandes geradores térmicos, pequenas centrais geradoras distribuídas no sistema de distribuição, centrais não convencionais e sistemas de co-geração. Esta nova configuração traz benefícios em função da proximidade destas centrais aos centros de carga, entretanto, em função dos proprietários destas centrais não terem preocupação sistêmica, alguns problemas se avizinham.

Este capítulo traça um perfil dos benefícios e malefícios desta nova configuração para segurança da malha principal do sistema. Aspectos associados à proteção, à estabilidade, ao perfil de tensão, à recomposição, etc., são abordados apontando as responsabilidades do órgão regulador, ONS, geradores, distribuidores e transmissores. [15] e [26]

3.2 - USINAS TERMELÉTRICAS [4]

3.2.1 - Aspectos Positivos

A princípio, a entrada em operação destas novas usinas (PIE's) pode trazer vários benefícios colaterais ao sistema:

- Por estar perto dos principais centros de carga, permitirão uma redução do carregamento do sistema de transmissão, um melhor controle do perfil de tensão e redução das perdas na transmissão, em condições normais de operação;
- Melhoria da estabilidade de tensão, em função do suporte de reativos junto aos centros de carga;

- Melhoria da estabilidade eletromecânica, em função do alívio do carregamento das linhas de transmissão e da melhor manutenção do perfil de tensão durante o período dinâmico. O amortecimento das oscilações inter-áreas tenderá a melhorar como resultado de menores diferenças angulares entre máquinas;
- Posterga a necessidade de construção de grandes usinas na região Amazônica e, com isto a construção de um novo sistema de transmissão que exigirá distâncias crescentes e uso de novas tecnologias;
- Torna mais flexíveis as condições de serviços que exigem desligamentos programados em linhas de transmissão e equipamentos;
- Torna mais confiável a operação dos relés de distância, com significativa redução de atuações corretas, porém indesejáveis, devido ao melhor controle do perfil de tensão, durante o período dinâmico.

3.2.2 - Questões Pendentes - Incógnitas

A utilização nos próximos anos de 10.000 MW em usinas térmicas a gás terá menor impacto ambiental do que uma grande usina hidrelétrica na Região Amazônica considerando a grande área a ser inundada e o extenso sistema de transmissão com a faixa de servidão associada.

3.2.3 - Aspectos Negativos

Os PIE's, quando comparados com concessionárias estatais tem abordagem diferente. Eles necessitam obter em elevado retorno do capital investido num período de tempo bem menor que os 30 anos até então adotado pelas concessionárias brasileiras. Há uma tendência em maximizar a produção de energia e minimizar custos.

Quais as conseqüências deste fato? Algumas das funções hoje normalmente executadas pelas plantas atuais (suporte de tensão, regulação de freqüência, resposta dinâmica, capacidade de sobrecarga transitória, etc), e classificadas no novo ambiente como serviços ancilares, podem não ser consideradas da mesma forma pelos PIE's. Não existe no novo ambiente incentivo para incorporar aspectos sistêmicos no custo das centrais.

Alguns destes aspectos são analisados a seguir.

3.2.3.1 – Aspectos de Proteção

Os ajustes para usinas tradicionais são feitos levando em conta tanto a segurança dos geradores como também os requisitos do sistema.

No caso dos PIE's tem-se os seguintes aspectos:

- Preocupação somente com a segurança dos geradores (ajuste da proteção torna-se mais crítico);
- Maior possibilidade de desligamento dos geradores durante distúrbios;
- Para distúrbios que causam déficit de geração, o desligamento dos geradores degenera ainda mais o comportamento da frequência. Será então necessário aumentar o total de "load shedding". Em casos extremos pode levar a um colapso do sistema;
- Para distúrbios que causam sobretensões o desligamento de geradores pode agravar o perfil de tensão, aumentando a chance de se alcançar os ajustes de proteção das linhas de transmissão. O desligamento dessas linhas pode levar a uma situação de colapso do sistema;
- Para distúrbios que causam grande absorção de reativos pelos geradores para o controle do perfil de tensão, os novos ajustes dos limitadores de mínima excitação podem levar ao desligamento dos geradores. Com o aumento do número de PIE's, isto pode acarretar maiores sobretensões, e desligamentos de equipamentos (ou danos);

3.2.3.2 – Controle do Perfil de Tensão do Sistema

Para usinas tradicionais tem-se as seguintes características:

- Utilizam-se geradores com fator de potência $<0,9$ (isto pode evitar reforços na rede);
- Os sistemas de excitação são capazes de produzir até 200% da potência reativa nominal por aproximadamente 20 segundos (isto melhora o desempenho dinâmico do sistema);
- Utilizam-se geradores operando como máquinas síncronas nas condições de carga leve de forma a proporcionar um melhor controle do perfil de tensão, a manutenção do nível de curto-circuito e a evitar a abertura de linhas de transmissão para controlar sobretensões durante carga leve e mínima.

No caso dos PIE's tem-se os seguintes aspectos:

- Aumento do fator de potência ($>0,9$). Isto reduz o custo do gerador;
- A falta de suporte de reativo tem que ser suprida por outros meios no sistema de transmissão;
- Tem sistemas de excitação com baixa capacidade de sobrecarga e limitadores com ajustes conservativos. A atuação dos limitadores irá aumentar para proteger o sistema de excitação e os enrolamentos dos geradores contra falhas devido ao "high volt stress". Isto pode levar a problemas no controle da tensão e até mesmo a um colapso;
- A redução de custos obtida com a redução da capacidade dos geradores em termos de reativo aumentará substancialmente os custos com as soluções a serem adotadas no lado da transmissão para o controle do perfil de tensão;
- Não serão instalados nos geradores os dispositivos necessários para operação como síncronos devido aos custos envolvidos.

3.2.3.3 – Aspectos de Estabilidade do Sistema

Para usinas tradicionais tem-se as seguintes características:

- Maior inércia do rotor permite armazenar energia muito útil durante distúrbios envolvendo desequilíbrio carga vs geração;
- O Sistema de Excitação, o Sinal Adicional Estabilizante e Reguladores de Velocidade são amplamente utilizados como meio de melhorar o desempenho dinâmico do sistema, sendo considerados a solução mais apropriada e econômica;
- A concepção e a implementação de Esquemas Especiais de Proteção (Esquemas de Controle de Emergência) são analisados considerando o sistema como um todo. Estes esquemas são instalados considerando a melhor localização a nível de sistema, isto é, podem ser instalados em qualquer usina.

No caso dos PIE's tem-se os seguintes aspectos:

- Utilizam geradores com partes girantes de pouca inércia;
- Reduz os custos, mas aumenta a taxa de queda da frequência seguido da perda de geração;
- Aumentam as excursões transitórias dos ângulos entre geradores e conseqüentemente os problemas de estabilidade.

Como conseqüência, será necessário reforçar o sistema de transmissão com uma ampliação com os custos associados. Como o principal objetivo é a redução de custo, a tendência é a utilização de somente controladores “standard”. Quanto a Esquemas Especiais de Proteção, os PIE’s podem não aceitar participar de esquemas desta natureza.

3.2.3.4 – Aspectos Operativos

Para usinas tradicionais tem-se as seguintes características:

- O número mínimo de unidades em cada usina é determinado de forma a garantir um valor mínimo de inércia para o sistema, como também para garantir um melhor controle de tensão e de se evitar auto-excitação em determinadas máquinas, quando de rejeição total de carga;
- Quando de determinadas falhas, os geradores podem permanecer operando até que as condições do sistema permitam o desligamento do mesmo, sem prejudicar a confiabilidade do sistema como um todo;
- Para prover uma operação mais confiável e segura, a troca de informações sobre limitações de equipamentos, indisponibilidade, restrições de fluxo de potência, etc, são facilmente disponíveis.

No caso dos PIE’s tem-se os seguintes aspectos:

- Não têm obrigação de manter inércia no sistema, mas simplesmente manter o número de unidades em operação de forma a obter a máxima produtividade da usina. Isto pode afetar o controle do perfil de tensão e a estabilidade do sistema e acarretar maiores desvios de freqüência em condições de desequilíbrio geração x carga;
- Não têm obrigação com os requisitos de confiabilidade do sistema, seu principal objetivo é a proteção dos seus próprios equipamentos;
- Não têm obrigação em informar o que está acontecendo nas suas instalações. A ausência de informações é degenerativa em termos da confiabilidade global do sistema.

3.2.3.5 – Análise Pós-Operação

Para as usinas tradicionais, todos os dados estão disponíveis, incluindo informações de distúrbios (oscilogramas, relatórios de operadores e etc).

Os PIE's podem considerar que não têm obrigação em informar o que ocorreu em seu empreendimento, dificultando assim a análise das perturbações. Podem até não ter registradores apropriados.

3.2.3.6 – “Black-Start Capability”

Para usinas tradicionais, o planejamento da Operação do Sistema Interligado elabora um Plano de Recomposição, considerando vários subsistemas paralelos. Cada subsistema tem no mínimo uma usina com auto-restabelecimento.

Os PIE's, para redução de custos, preferirão contar com fonte de partida remota a instalar fontes para auto-restabelecimento. Como conseqüência, o tempo de recomposição do sistema irá aumentar.

3.2.4 - Conclusões Sobre a Influência das Novas Termelétricas no Desempenho do Sistema

Pela análise dos fatos apresentados anteriormente, verifica-se que:

- Geralmente, não é técnica e economicamente viável compensar, no sistema de transmissão, os efeitos detrimenais à estabilidade dos sistemas devido às características inadequadas das usinas dos PIE's;
- Apesar do aumento dos investimentos nos sistemas de transmissão, a confiabilidade do sistema como um todo corre o risco de se reduzir no futuro;
- A transição de um modelo cooperativo para um modelo competitivo irá trazer riscos adicionais, que ainda não foram totalmente avaliados;
- Uma forma de minimizar os impactos negativos e riscos adicionais é mostrar aos PIE's que a venda de serviços ancilares pode ser um bom negócio. Alguma ação tem que ser tomada neste sentido, de modo a que os geradores exerçam as funções tradicionais de controle, algumas delas já propostas como serviços ancilares. Isto evitará a adoção de outras alternativas de solução dentro do sistema de transmissão, que certamente serão mais caras;
- No Brasil será fundamental a atuação do órgão regulador, ANEEL, no sentido de definir requisitos técnicos mínimos a serem respeitados pelas máquinas dos PIE's.

3.3 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA [59]

Atualmente já existe experiência mundial com a Geração Distribuída quando tratada em montantes reduzidos em comparação à carga local. Os problemas locais que apareceram relacionados com aspectos de proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com o automatismo da distribuição têm sido resolvidos com sucesso.

Entretanto, com o aumento relativo deste tipo de geração, além dos problemas já citados no item anterior se tornarem mais complexos, surgirão outras preocupações afetas ao despacho de geração e ao armazenamento de energia eólica gerada em algumas condições. Logo, enquanto o número e o montante de geração for pequeno, em relação a carga local, o problema pode ser administrado sem grandes preocupações.

Grau de Penetração da Geração Distribuída

Entende-se como Grau de Penetração da Geração Distribuída a proporção de carga da demanda do alimentador, região ou área que está sendo suprida por geradores locais. O grau de penetração ou de difusão (GP) em % é dado pela equação 3.1.

$$GP (\%) = \frac{PG \times 100}{P+PG} \quad (3.1)$$

Onde:

P – Carga suprida por geração externa;

PG – Nova carga, suprida por geração local.

O que poderá acontecer, entretanto, quando a energia produzida por estes geradores for aumentada em relação ao total de geração no suprimento a uma dada área?

Algumas perguntas logo surgem, tais como:

Estes geradores serão equipados com controles para estabilidade? Com que fator de potência os mesmos irão operar? Como os aspectos operacionais deverão ser reavaliados? Haverá necessidade de comunicação entre estas gerações e os centros de controle responsáveis pela transmissão?

Como os mesmos serão representados nos programas de simulação? Ainda não existem modelos apropriados de geração distribuída para as ferramentas tradicionais de estudos de estabilidade.

3.3.1 - Novos Problemas e Desafios

Embora a introdução de novas tecnologias sempre contribua para a solução de problemas importantes, é usual o descortino de novos desafios relativos ao uso dos novos procedimentos. Alguns desses novos problemas são comentados a seguir.

Modelagem do Sistema de Distribuição para Estudo de Estabilidade

O sistema tradicional de distribuição é normalmente equivalentado, sendo representado por uma carga no ponto de conexão do sistema de transmissão com a distribuição.

No caso da Geração Distribuída, os geradores e os armazenadores de energia estão dentro do sistema de distribuição. Há, portanto, necessidade de representação da distribuição, para se avaliar o impacto da mudança em termos de localização de geração na segurança dinâmica do sistema.

Desempenho do Sistema em Condições Transitórias

Como o sistema tradicional de distribuição é equivalentado por uma carga, fica difícil avaliar o desempenho do sistema em condições transitórias.

Para a Geração Distribuída, mesmo nas condições em que o crescimento local da carga seja suprido por geração local adicional onde os fluxos na rede de transmissão não são alterados, a geração e a carga adicionais no sistema de distribuição interagem com os geradores do Sistema Interligado, modificando o desempenho transitório do sistema como um todo.

Características dos Modelos a Serem Utilizados

Os modelos atuais para geração e sistema de transmissão são bem definidos, persistindo, ainda, a incerteza com relação à modelagem de cargas.

É necessário modelos que traduzam o efeito da Geração Distribuída, e que sejam de fácil manuseio. Deve-se ter modelos para agregação das cargas e dos geradores. Esta forma detalhada de representar os sistemas de distribuição é a mais correta, porém, impraticável.

Assim, um outro procedimento é usar os modelos atualmente utilizados, com a inclusão dos efeitos dos transformadores de distribuição e equivalentes para as cargas e os geradores.

Após as comparações feitas entre a abordagem tradicional e quando a Geração Distribuída está presente, é possível tecer alguns comentários:

- Há necessidade de representação da distribuição, para se avaliar a mudança, em termos de localização da geração na segurança do sistema. Esta é uma área virtualmente inexplorada em termos de pesquisa e desenvolvimento;
- Um outro fator fundamental é a interação da Geração Distribuída com o sistema em regime permanente. Se o sistema de distribuição for equivalentado por uma carga, fica imperceptível a interação do mesmo com o sistema externo. Este é outro problema, praticamente, inexplorado e que precisa ser tratado.

No item seguinte, temos alguns aspectos importantes relacionados à geração eólica, notadamente quando inseridos em sistemas isolados ou fracos. [1], [32], [34] e [35]

3.3.2 – Aspectos Relacionados à Geração Eólica

3.3.2.1 - Problemas na Própria Geração Eólica

Estes problemas têm como origem a variabilidade do vento e as características dos sistemas de conversão de energia.

3.3.2.2 - Problemas Técnicos dos Geradores Eólicos

- Em função das condições de vento pode-se observar variações na potência eólica gerada, e até súbitas quedas de produção, que podem durar até alguns segundos;
- Desligamento destes aerogeradores quando da ocorrência de curto-circuitos nas proximidades dos parques eólicos;
- Eventuais desligamentos dos aerogeradores quando operando próximo da velocidade de “cutt-off”.

3.3.2.3 - Aspectos Operacionais

- Maior dificuldade no pré-despacho e no despacho das usinas convencionais, em função das flutuações da potência gerada nas usinas eólicas. Dificuldades, também, em se prever a potência a ser gerada pelos aerogeradores para as próximas horas;
- Necessidade de reserva de geração para compensar súbitas e rápidas quedas na geração dos aerogeradores;
- Dificuldades no controle do perfil de tensão;
- Em sistemas onde a variação da carga é grande e a variação da velocidade do vento é bastante apreciável, será necessário um montante de reserva de elevado montante nas unidades tradicionais;
- Em sistemas isolados, onde é grande a existência de geradores diesel, estes poderão operar com baixos níveis de carga, conseqüentemente, numa faixa de baixos níveis de rendimento;
- Os aerogeradores introduzem problemas de qualidade de tensão e de desempenho dinâmico em função das súbitas variações de potência gerada.

3.3.2.4 - Operação em Regime Permanente

- A falta de capacidade de regulação de tensão dos geradores eólicos assíncronos provoca variações do perfil de tensão;
- Mesmo que os aerogeradores assíncronos sejam compensados individualmente por compensadores síncronos, é comum os mesmos ainda absorverem potência reativa oriunda da rede;
- Pode-se verificar uma maior atuação da comutação automática dos transformadores com LTC's devido às flutuações da potência eólica gerada e as partidas e paradas dos aerogeradores;
- O impacto da geração eólica será função das características da rede ao qual esta geração está conectada, como também da posição das cargas em relação aos locais de geração.

3.3.2.5 - Benefícios

Quando os aerogeradores estão perto dos pontos de consumo, nota-se:

- Redução de carregamento das redes;
- Melhor perfil de tensão;
- Redução nas perdas.

3.3.2.6 - Problemas com a Qualidade de Suprimento

Quando conectados em redes com elevados valores de curto-circuito nos pontos de conexão, não são observados grandes problemas. Porém, em sistemas fracos (baixos níveis de curto-circuito) ou isolados, podem ser observados problemas de *Flicker* e de excursões no perfil de tensão e nos valores de frequência.

3.3.2.7 - Problemas no Desempenho Dinâmico

- Em função do nível de penetração da geração eólica, pode-se observar grandes variações na frequência;
- Em sistemas fracos, quando de perturbações, durante o período transitório, os geradores assíncronos podem apresentar desexcitação, perdendo a estabilidade e contribuindo para o fenômeno de instabilidade de tensão, exigindo, portanto de sistemas de proteção adequados para evitar-se tais problemas;
- Em sistemas isolados, em função dos valores de inércias das máquinas convencionais em operação e de suas características de velocidade, pode-se verificar o aparecimento de grandes excursões de frequência;
- Como consequência de quedas da frequência pode-se ter o desligamento de cargas e dos aerogeradores pela proteção de subfrequências.

3.3.2.8 - Estudos Necessários para a Integração de Aerogeradores no Sistema

Para a integração de aerogeradores no sistema, faz-se necessário estudos que determinem: o valor adequado do grau de penetração da geração eólica; o tipo, o número e a potência mais adequados para os mesmos; os reforços a nível de rede.

Ainda é imprescindível estudos em regime permanente e em regime dinâmico, contemplando o desligamento dos aerogeradores, a ocorrência de curto-circuito e variações no montante de geração eólica.

3.3.2.9 - Necessidade de Desenvolvimentos

- Desenvolvimento de modelos apropriados para previsão de geração de potência, a partir de fazendas eólicas;
- Metodologia para a obtenção de modelos de aerogeradores, com capacidade de reprodução de desempenho dinâmico;
- Novas ferramentas computacionais de simulação dinâmica e/ou aprimoramentos e adaptações das ferramentas hoje disponíveis;
- Implantação do procedimento de armazenamento energético;
- Desenvolvimento através de técnicas de inteligência artificial e implantação de sistemas de controle de segurança para os aerogeradores contemplando: previsão de produção eólica; definição de uma estratégia ótima de operação; avaliação e monitoramento da segurança do sistema e, sugestões de procedimentos e medidas operacionais de caráter preventivo.

3.4 - REQUISITOS TÉCNICOS DE GERADORES PARA O BOM DESEMPENHO DO SISTEMA

Considerando as características do sistema brasileiro, seria recomendável que os geradores das usinas apresentassem determinados requisitos técnicos. Para facilidade de apresentação os mesmos serão divididos em requisitos gerais e requisitos associados ao sistema de excitação.

3.4.1 – Requisitos Técnicos Gerais

3.4.1.1 - Operação em Regime de Subfrequência

- Operação entre 56,5 e 66 Hz sem desconexão por relés instantâneos;
- Operação na faixa de 56,5 a 58,2 Hz por até 20 segundos;
- Operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de desconexão;
- Operação na faixa de 63 a 66 Hz por até 10 segundos.

A justificativa é evitar o desligamento dos geradores quando de déficits de geração, antes que o Esquema de Alívio de Carga atue completamente.

3.4.1.2 - Regulação Primária da Freqüência

O estatismo ajustável deve estar entre 4 e 8%, a banda morta deve ser menor ou igual 0,1 % e o tempo de estabilização, necessário para entrar na faixa de $\pm 10\%$ do valor final do laço de regulação de velocidade, deve ser da ordem de 60 segundos.

A justificativa é permitir a participação da usina no controle da freqüência.

3.4.1.3 - Regulação Secundária da Freqüência

São necessários recursos para o interfaceamento com o sistema de supervisão e controle de algum CAG para permitir a participação da usina no controle da freqüência.

3.4.1.4 - Participação em Sistemas Especiais de Proteção

Para a participação em SEP's, deverá existir a possibilidade de desconexão automática de geração para atender esquemas de ilhamento da usina. Isto é necessário para minimizar conseqüências de perturbações no sistema.

3.4.1.5 - Black-start

É necessário dispor de dispositivos para partida da usina quando de blecautes para agilizar processo de recomposição e atendimento a cargas prioritárias.

3.4.1.6 - Geração e Absorção de Reativos

Em plena carga, para participação efetiva no controle da tensão, a máquina deve ser capaz de operar com:

- Fator de potência mínimo de 0,9 (sobrecitado);
- Fator de potência mínimo de 0,95 (subexcitado).

3.4.1.7 - Desempenho Durante Curto-Circuito (Corrente de Seqüência Inversa)

Cada gerador deve suportar a circulação da corrente de seqüência inversa correspondente a uma falta assimétrica próxima à usina durante o tempo decorrido desde o início da falta até a última proteção de retaguarda. Isto garante que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos.

3.4.1.8 - Disponibilidade de Informações

Dados a serem disponibilizados que permitem a análise do desempenho do sistema:

- Características dos geradores; curvas de capacidade, reatância e constantes de tempo, segundo o modelo IV de máquinas do IEEE, constantes de inércia da turbina e gerador, curvas de saturação, etc;
- Dados do sistema de excitação: características, faixas dos parâmetros ajustáveis, ajustes atuais, diagramas de blocos, diagramas funcionais, procedimentos para ensaios;
- Dados do sinal adicional e de limitadores – estrutura, faixa dos parâmetros ajustáveis e ajustes;
- Dados do sistema de regulação de velocidade: características, dados completos de ajuste, diagramas de blocos e funcionais, procedimentos para ensaios;
- Modelo simplificado das turbinas a gás e a vapor e do ciclo combinado (se for o caso);
- Banda morta;
- Rampeamento (curvas de carga) em MW/s nas diversas situações operativas;
- Características do limitador de carga.

3.4.1.9 - Faixas de Operação Proibidas

Detalhamento das faixas de operação proibidas, devido a: vibrações mecânicas, ressonâncias, aberturas de válvulas, etc.

3.4.2 – Características Essenciais para um Sistema de Excitação

É importante salientar que as características e o desempenho do sistema de excitação deverão estar perfeitamente adequados ao projeto do gerador. O sistema de excitação deve conter pelo menos os seguintes recursos:

- Controle automático da tensão terminal no gerador;
- Controle manual da excitação do gerador;
- Transição suave de controle automático para controle manual e vice-versa;
- Compensação de corrente reativa;
- Estabilizador do sistema de potência (sinal adicional estabilizante) derivado da potência acelerante com rastreador de rampa (capaz de propiciar um bom amortecimento na faixa de 0,2 a 2,0 Hz);
- Rápida desexcitação do campo do gerador;
- Polarização do campo para a elevação inicial da tensão do gerador (excitação inicial);
- Limitação automática da relação Volts/Hertz;
- Limitação automática da excitação em valores máximo e mínimo ($E_{fd_{máx}}$ e $E_{fd_{mín}}$);
- Capacidade transitória da tensão negativa;
- Desempenho automático das funções requerida pelas seqüências de controle automático de partida e parada do grupo turbina-gerador.

3.4.2.1 - Capacidade Nominal de Excitação

A capacidade de condução de corrente contínua não deve ser menor que 110% da corrente de excitação necessária para manter o gerador operando com potência máxima com 105% da tensão nominal e temperatura do enrolamento de campo de 100° C.

3.4.2.2 - Tensão de Teto

A tensão de teto positivo não deve ser menor que 5,0 pu; enquanto que a tensão de teto negativo, menor que 4,0 pu.

Vale lembrar que 1,0 pu de tensão corresponde à tensão de campo necessária para gerar a tensão nominal na linha do entreferro a vazio.

3.4.2.3 - Tempo de Resposta

O tempo de resposta deve ser menor que 0,1 segundo.

3.4.2.4 - Capacidade Contínua do Transformador de Excitação

Não deve ser menor que o requerido quando a excitatriz estiver operando continuamente.

3.4.2.5 - Alimentação

O sistema de excitação de cada gerador deve ser totalmente independente, isto é, não dependendo de outro gerador nem de alimentação auxiliar em corrente alternada.

A exceção é para a excitação inicial do campo, os serviços auxiliares que não limitam ou sejam essenciais à partida do gerador e, em ensaios.

3.4.3 – Requisitos de Performance dos Sistemas de Excitação

3.4.3.1 - Controle de Tensão

O sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão do gerador dentro de limites especificados, estando o regulador de tensão operando em modo automático, com umidade relativa do ar a 100% e temperatura na faixa de -5°C a 50°C .

A tensão nas 3 fases do gerador, quando da operação em regime estável de carga e frequência, deverá ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para:

- Qualquer valor de corrente de carga e de excitação dentro da faixa de operação do gerador;
- A vazio, para qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida na faixa de 80 a 110% da tensão nominal;
- Qualquer frequência na faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal.

Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador, estando o mesmo operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão deverá:

- Não exceder ao valor máximo de 120% do valor ajustado;
- Ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre $\pm 5\%$ do valor ajustado, num tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição;
- Ao atingir o regime permanente, estabilizar-se dentro da faixa de $\pm 0,5\%$, mantendo-se nesta faixa durante todo o período de sobrevelocidade, com a

velocidade máxima igual a sobrevelocidade admissível do conjunto gerador turbina.

A tensão deve ser mantida nas 3 fases do gerador na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado quando em operação a vazio e para qualquer valor de velocidade constante.

3.4.3.2 - Tensão de Teto sob Condições de Defeitos

A tensão de campo deverá ser mantida em valor superior à tensão de campo à carga nominal durante defeitos do lado de alta tensão do transformador elevador, supondo-se que a tensão terminal do gerador tenha sido reduzida a 35% da nominal, por um período de 15 ciclos.

3.4.3.3 - Sensibilidade

A tensão de teto deverá ser atingida quando de variação em degrau de 2% na tensão de referência do regulador, estando o gerador operando à frequência, tensão e corrente nominais.

3.4.4 – Considerações Sobre os Equipamentos do Sistema de Excitação

3.4.4.1 - Excitação Inicial

Cada sistema de excitação deverá contar com um conjunto independente de equipamentos destinados à excitação inicial dos geradores, e que permitam a ligação da excitação inicial do campo, bem como o seu desligamento automático quando a tensão de estator tiver atingido um nível adequado.

Os equipamentos deverão incluir, no mínimo, dispositivos limitadores de corrente e de proteção do circuito.

3.4.4.2 - Ponte Retificadora

A configuração completa deverá ser constituída de módulos de ponte retificadora trifásica, conectados em paralelo, de modo a atender no mínimo às seguintes exigências operacionais:

- A corrente deve ser dividida eqüitativamente nos vários tiristores em paralelo em cada ramo da ponte;
- Se (n) módulos conectados em paralelo são necessários para suprir a capacidade nominal contínua e satisfazer os requisitos do ciclo de operação do sistema de excitação, então (n+1) módulos deverão ser fornecidos.

3.4.4.3 - Controle Manual da Excitação e Regulação Automática de Tensão

Em termos de circuitos de controle deverão ser previstos canais independentes:

- Canal manual, que permite o controle manual da excitação;
- Canal automático, que efetua a regulação automática da tensão terminal do gerador;

3.4.4.4 - Controle Manual da Excitação e Regulação Automática de Tensão

O regulador automático de tensão deverá ser equipado, no mínimo, com os seguintes limitadores de ação contínua:

- Excitação mínima, que atua sempre que a corrente de campo atinja valores abaixo dos quais a máquina possa perder o sincronismo, ou que sejam atingidos limites térmicos;
- Excitação máxima, que limite, automaticamente, a corrente de campo a um valor máximo permitido para o sistema de excitação e enrolamento de campo. Sua atuação deverá ter um retardo para permitir sobrecargas transitórias, desde que não sejam atingidos os valores de projeto do enrolamento de campo ou valores limites para proteção das pontes de tiristores;
- Limitador Volts/Hertz, para evitar sobrefluxo no gerador, transformador elevador e transformador de excitação, causado por subfreqüência e sobretensão. A atuação deverá ser instantânea, normalmente ajustável entre 1,0 e 1,3 pu.

A atuação destes limitadores deverá ser estável, com um bom amortecimento e pequeno tempo de estabilização.

3.4.4.5 - Compensador de Reativo

Deverá ter uma função de compensação de reativos com o objetivo de melhorar a regulação do barramento da subestação. O grau de compensação deverá ser de 0 a 10%, positiva ou negativa.

3.4.4.6 - Sinal Estabilizante de Potência (PSS)

A estrutura ideal para o PSS deverá ser da potência acelerante, sendo esta derivada da potência elétrica e da velocidade. No caso da utilização de frequência ao invés da velocidade, a frequência deverá ser tomada em barra virtual, sintetizada através das tensões e correntes terminais, que emulam a tensão interna da máquina.

Será também previsto um algoritmo de bloqueio automático por nível de potência; desvio de frequência; estado do disjuntor da máquina e sobretensão.

A reconexão automática do PSS será feita quando as condições de bloqueio não mais existirem, sendo que a saída do PSS deverá possuir limites ajustáveis.

3.4.4.7 - Função de Acompanhamento (“Follow up”)

Deverá existir uma função de acompanhamento, que ajuste continuamente a posição do módulo de ajuste de frequência manual, de modo a garantir a transição suave do controle de excitação do modo automático para o manual.

3.4.4.8 - Observações Finais

Como observação final, chama-se atenção para as informações que devem estar disponíveis:

- Diagrama de blocos completo, mostrando a função de transferência de cada componente principal do sistema de excitação;
- O diagrama de blocos deve ser desenvolvido de modo a permitir sua representação em programas de simulação digital;
- Todas as constantes de tempo devem ser fornecidas em segundos;
- Todos os ganhos devem estar em pu e em unidades reais;
- Qualquer interação entre ajustes deverá ser indicada.

3.5 – CONCLUSÃO

Apesar da geração distribuída estar normalmente próxima dos centros de carga e, portanto, em uma primeira avaliação se concluir que ela é sempre benéfica ao sistema, este capítulo mostrou que nem sempre isto é correto. Em função do novo ambiente do setor, existe a grande possibilidade das gerações pertencentes aos PIE's não apresentarem características que incorporem preocupações quanto aos aspectos sistêmicos. Esta preocupação é ainda maior no cenário de escassez de energia, onde os critérios de conexão normalmente tendem a serem relaxados.

É importante que os aspectos abordados neste capítulo sirvam de base para a elaboração dos critérios e procedimentos para a conexão desta geração aos sistemas de transmissão e distribuição. Tanto a ANEEL e o ONS devem incorporar esta preocupação em suas resoluções e procedimentos de rede respectivamente.

CAPÍTULO 4

IDENTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS ESPERADOS NO DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO TENDO EM VISTA OS NOVOS CENÁRIOS

4.1 - INTRODUÇÃO

Para analisar os impactos esperados no desempenho de sistemas elétricos, tendo em vista o novo cenário econômico, será utilizado o modelo completo do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste que é caracterizado pela existência de um grande número de usinas hidrelétricas de médio e grande porte distantes dos principais centros de carga e ligados aos mesmos através de linhas de transmissão nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV, além de um elo de corrente contínua (2 bipolos em ± 600 kV). A Figura 4.1 apresenta um diagrama unifilar deste sistema.

Parte da energia gerada em Itaipu, usina que dista aproximadamente 900 Km do maior centro de carga do Brasil, é distribuída através de 2 circuitos de 750 kV (o 3º circuito está previsto para entrar em operação em agosto de 2001) que interligam as subestações de Foz do Iguaçu, Ivaiporã e Tijuco Preto.

Parte da energia gerada em Itaipu pelas máquinas de 50 Hz é distribuída por 2 bipolos de corrente contínua em ± 600 kV, que injetam potência em Ibiúna, junto ao grande centro de carga de São Paulo.

A rede em 500 kV interliga as usinas do rio Paranaíba (São Simão, Itumbiara e Emborcação) e a usina de Marimbondo, no Rio Grande, às áreas Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo (Campinas). Nesta rede de 500 kV, para a área Rio de Janeiro, estão conectadas as usinas de Angra I e Angra II.

Em 500 kV é também feita a interligação da SE de Tijuco Preto com a área Rio e a área São Paulo. A Figura 4.2 apresenta um diagrama do sistema Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, a rede de 500 kV interliga a SE de Ivaiporã (interligação com a rede de 750 kV) e as usinas do rio Iguaçu (S. Segredo, S. Santiago, Caxias e G. B. Munhoz) aos centros de carga de Curitiba e Porto Alegre, passando pelas Subestações de C. Novos e Itá (Figura 4.3).

**SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

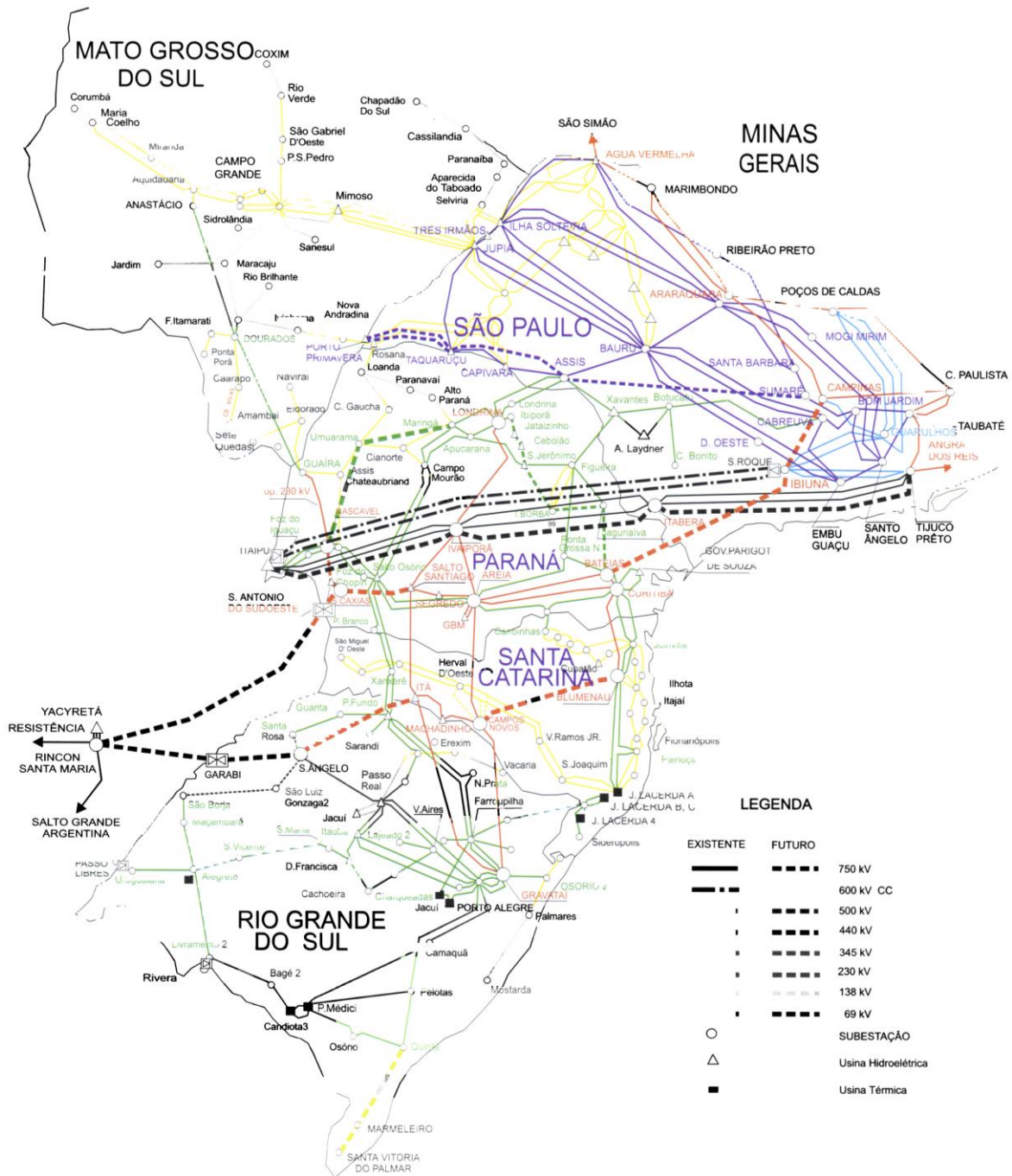


Figura 4.1 - Diagrama Unifilar do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

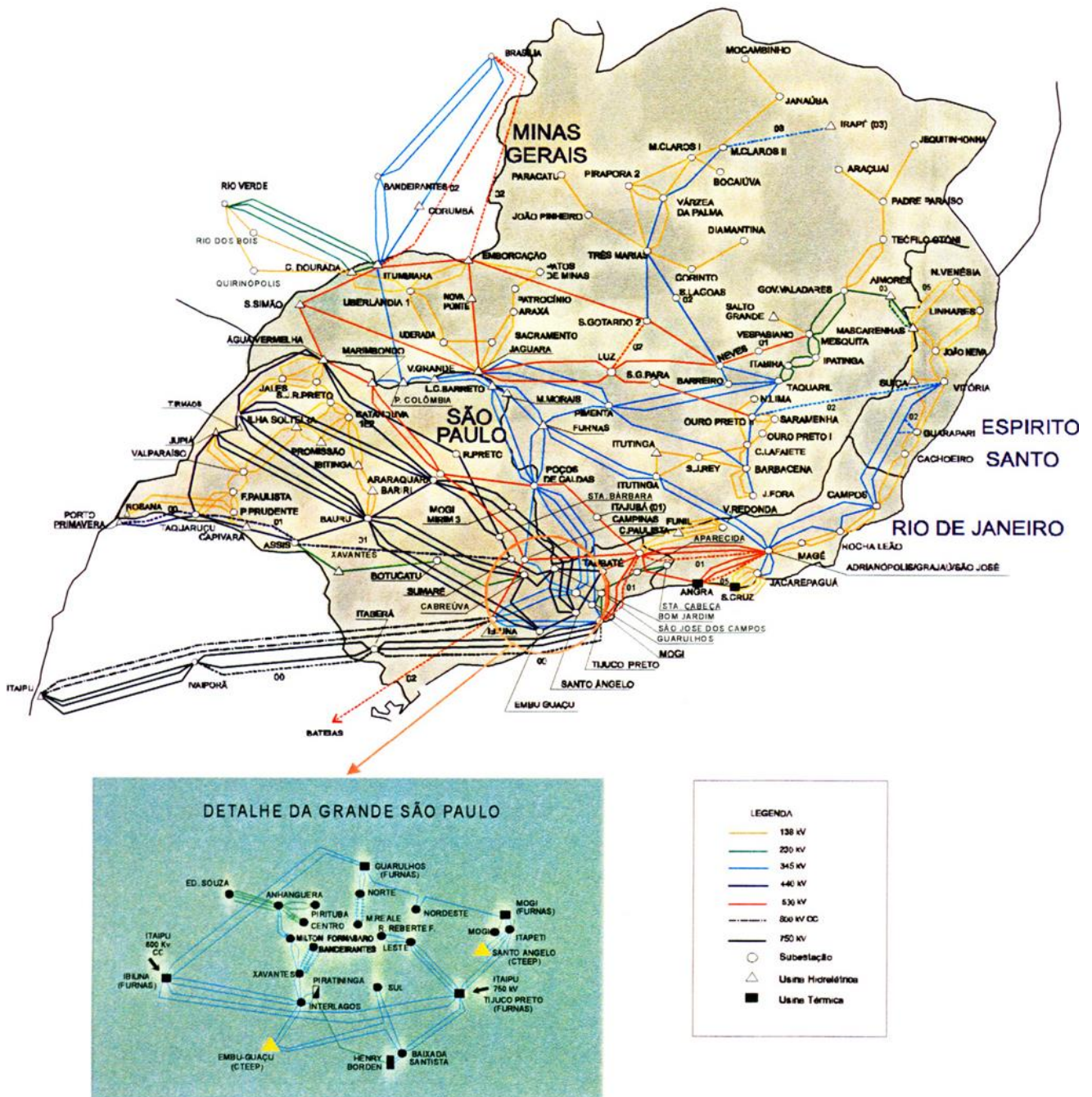


Figura 4.2 - Diagrama Unifilar do Sistema Sudeste/Centro-Oeste

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
 DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

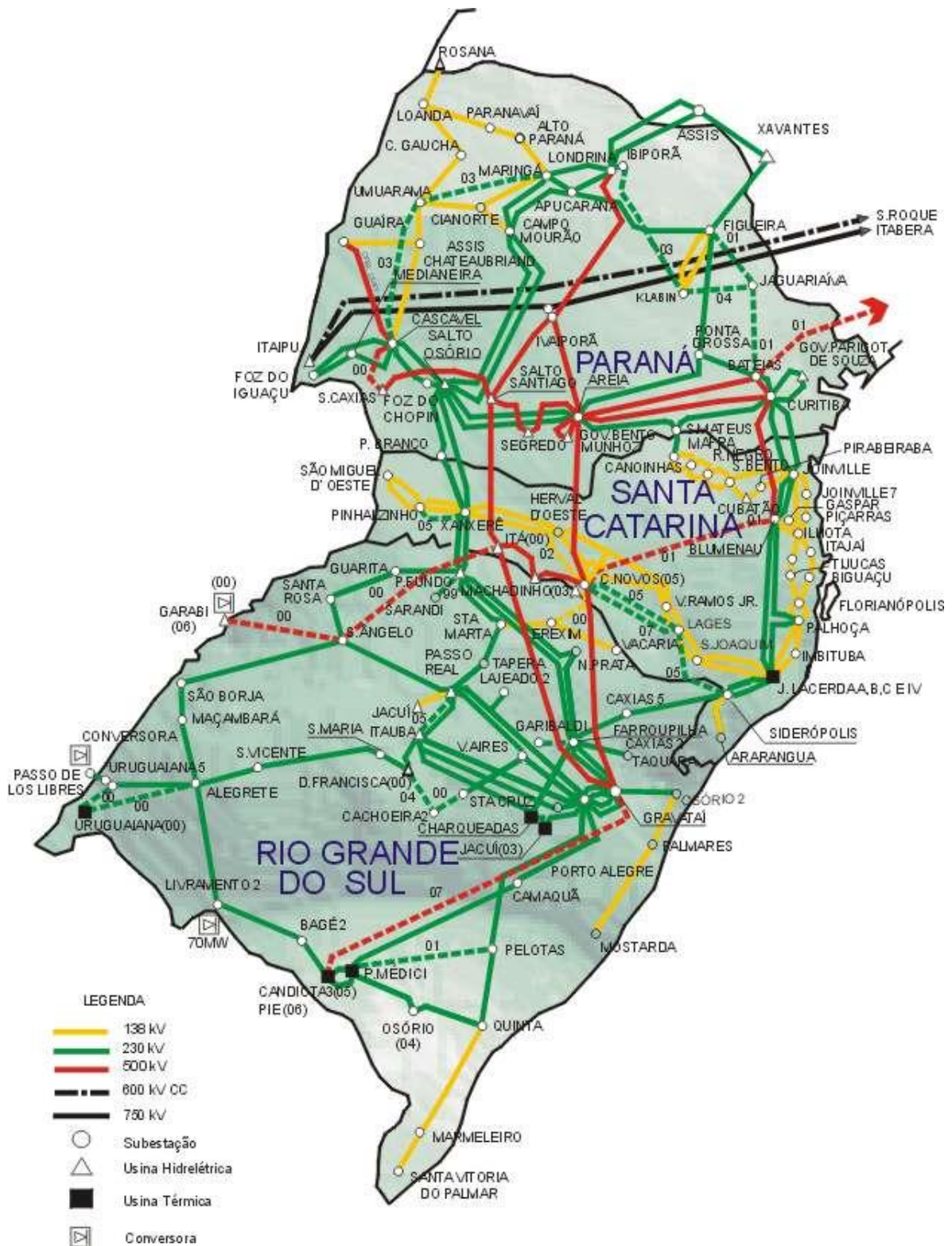


Figura 4.3 - Diagrama Unifilar do Sistema Sul

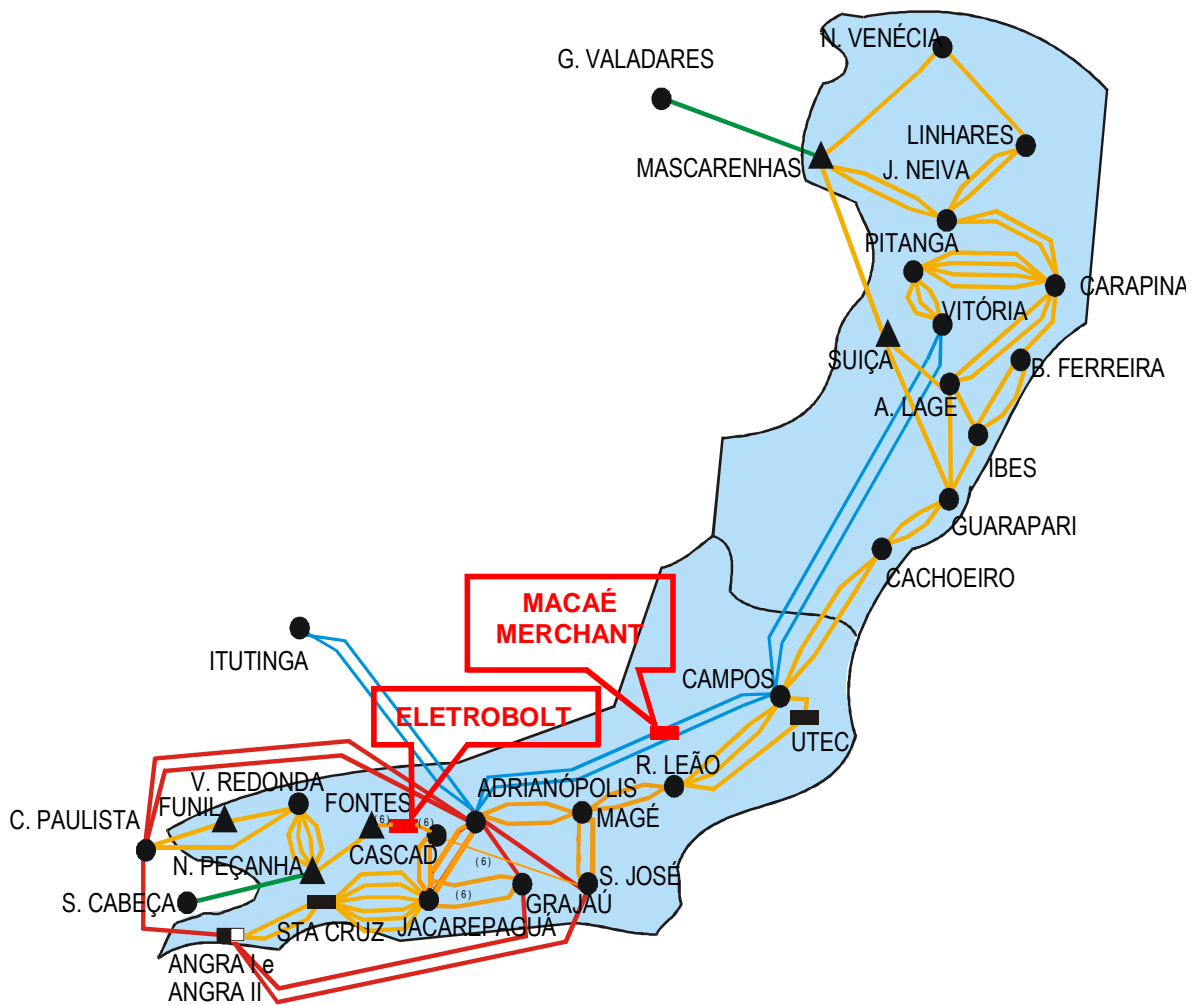


Figura 4.4 - Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo

A rede de 440 kV é restrita ao estado de São Paulo, interligando as usinas do rio Paraná (Água Vermelha, Jupia, Ilha Solteira e Três Irmãos) ao centro de carga do estado.

A rede de 345 kV interliga as usinas do Rio Grande (Furnas, Luís Carlos Barreto, Jaguará, Volta Grande e Porto Colômbia) aos centros de carga de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo, como também à região de Goiás/Brasília e Vitória (radial). Em 345 kV também é feita a interligação do sistema receptor de Itaipu, na área São Paulo.

Dentro do sistema interligado, este trabalho irá concentrar-se na área conhecida como Rio de Janeiro/Espírito Santo. (Figura 4.4). Esta área tem o seu suprimento em bloco feito por Furnas e a distribuição através de 03 (três) empresas principais (Light, CERJ e Escelsa).

4.2 - CASO BASE

O caso base considerado neste trabalho foi o de Dezembro/2000, carga pesada.

O sistema Norte/Nordeste e a chamada interligação Norte - Sul, constituída por uma LT de 500 kV com aproximadamente 1000 km, que interliga a Subestação Imperatriz (Maranhão) à Subestação Serra da Mesa (Goiás), foram representadas por uma carga equivalente em Serra da Mesa.

A rede total representada tem as seguintes características:

- 2725 Barras;
- 3877 Linhas de Transmissão;
- 286 Usinas;
- 1395 Transformadores ;
- 2 Bipolos em corrente contínua.

Na área Rio de Janeiro/Espírito Santo em particular, o suprimento às cargas é feito basicamente através de 3 empresas: Light, CERJ e Escelsa. A Tabela 4.1 detalha as características para a área Rio de Janeiro/Espírito Santo que tiveram a seguinte representação:

Tabela 4.1- Características Consideradas nos Estudos para a Área R.Janeiro/E.Santo

	Light	CERJ	Escelsa	Total
Barras	143	57	80	280
Linhas de Transmissão	197	87	114	398
Usinas	8	6	7	21
Transformadores com LTC's	8	13	33	54
Carga (MW + jMvar)	4528+j1130	1604+j543	1092+j385	7228+j2058
Geração (MW)	950	56	392	1398
Perdas (MW)	41	36	33	110

Esta área é, portanto, altamente dependente de importação de potência, para o atendimento à sua carga.

O suprimento das três empresas é feito, principalmente, através da rede de transmissão de Furnas, com injeção de potência através das subestações de Cachoeira Paulista, Adrianópolis, São José, Grajaú, Jacarepaguá, Campos e Vitória.

Furnas possui ainda, na área em questão, algumas usinas, cujos despachos adotados estão listados a seguir:

- Usina de Funil: 140 MW;
- Usina de Santa Cruz: 45 MW.

Nas análises efetuadas, não foram consideradas em operação as usinas de Angra I e Angra II. Esta premissa foi adotada em função de um cenário de provável ocorrência. Além disto, nesta condição operativa, poder-se-á verificar com mais facilidade o impacto de novas unidades geradoras na área, tanto a nível de grandes térmicas (PIE's) como também a nível de pequenas unidades geradoras, diretamente inseridas no sistema de distribuição (Geração Distribuída).

4.3 - CRITÉRIOS ADOTADOS PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE NOVA GERAÇÃO

Para efetuar a análise que se segue, considerou-se que todo o crescimento de carga na área seria atendido por uma também nova geração na área.

A adição de carga e geração foi feita a partir de critérios descritos a seguir.

Critério para Adição de Carga

Foram consideradas três novas condições de carga na área decorrentes de acréscimos de geração de 500, 1000 e 2000 MW respectivamente. Este aumento de carga na área foi feito de forma homogênea, através da aplicação de um "Load-Level" de igual valor nas cargas da Light e da CERJ, tanto para a parte ativa quanto para a parte reativa de carga.

Critério para Adição de Geração

Em termos de geração, foram consideradas 2 (duas) alternativas, uma com a nova geração local sendo feita de forma concentrada no barramento de 345kV da SE Campos e Adrianópolis 345kV, isto é, ligada ao sistema que supre a área Adrianópolis/Rocha Leão/Campos/Vitória. Este caso pode representar a implantação de grandes térmicas a gás.

A segunda alternativa consistiu em considerar que o acréscimo de geração seria feito de forma distribuída ao longo do sistema (pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, pequenas usinas térmicas a gás, co-geração, etc.), o que representa uma geração distribuída. Neste caso foi considerado:

- Para o acréscimo de 500 MW de geração:

A incorporação de nova geração foi feita através de 10 (dez) pontos de injeção de geração de 50 MW cada um, colocado nas barras citadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Barras para Acréscimo de Geração de 500 MW

Pontos de Injeção de Geração - 500 MW	
Triagem 138 kV	Volta Redonda 138 kV
Zin 138 kV	F. Caneca 138 kV
Caxias 138 kV	Queimados 138 kV
Curicica 138 kV	Imbariê 138 kV
Petrofl 138 kV	Rocha Leão 138 kV

- Para o acréscimo de 1000 MW de geração:

A incorporação de nova geração foi feita através de 20 (vinte) pontos de injeção de geração de 50 MW cada um, colocado nas barras citadas na Tabela 4.2 e nas barras da Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Barras adicionais para Acréscimo de Geração de 1000 MW

Pontos de Injeção de Geração - 1000 MW	
Cascadura 138 kV	Brisamar 138 kV
V. Teles 138 kV	A.Grande 138 kV
N. Iguaçu 138 kV	S.B. Mansa 138 kV
Itamarati 69 kV	S. Lourenço 69 kV
Teresópolis 138 kV	Resende 138 kV

- Para o acréscimo de 2000 MW de geração:

A incorporação desta geração foi feita através de 40 (quarenta) pontos de injeção de geração de 50 MW cada um, citados nas tabelas 4.2, 4.3, e 4.4.

Tabela 4.4 - Barras adicionais para Acréscimo de Geração de 2000 MW

Pontos de Injeção de Geração - 2000 MW	
Saudade 138 kV	T. Rios 138 kV
Retiro 138 kV	T. Nova 138 kV
R. Freire 138 kV	C. Marte 138 kV
Câmara 138 kV	Guandu 138 kV
W. Luis 138 kV	Alvorada 138 kV
Turiaçu 138 kV	P. Miguel 138 kV
Piedade 138 kV	P. D'Água 138 kV
B. Tijuca 138 kV	Alcântara 138 kV
Magé 138 kV	Friburgo 138 kV
Palmas 138 kV	Italva 138 kV

4.4 – FLUXO DE POTÊNCIA

O caso base (Dezembro/2000) foi ajustado de forma a se utilizar todos os recursos externos, proporcionando, assim, uma “folga” para os compensadores Síncronos de Grajaú (capacidade nominal de 400Mvar) e Ibiúna (capacidade nominal de 1200Mvar).

Casos adicionais:

Tabela 4.5 - Casos de Fluxo de Potência Analisados

Caso	Acréscimo de Carga na Área	Acréscimo de Geração na Área
C1b	500 MW	500 MW, geração distribuída - geradores c/ fator de potência tradicional ($\cos\phi = 0,85$).
C1a		500 MW, geração distribuída - geradores c/ fator de potência unitário.
C2b	1000 MW	1000 MW, geração distribuída – geradores c/ fator de potência tradicional ($\cos\phi = 0,85$).
C2a		1000 MW, geração distribuída – geradores c/ fator de potência unitário.
C3b	2000 MW	2000 MW, geração distribuída – geradores c/ fator de potência tradicional.
C3a		2000 MW, geração distribuída – geradores c/ fator de potência unitário.
C4	500 MW	500 MW, geração concentrada.
C5	1000 MW	1000 MW, geração concentrada.
C6	2000 MW	2000 MW, geração concentrada.

4.5 – TIPOS DE ESTUDOS A SEREM REALIZADOS

Para se aquilatar o impacto no desempenho do Sistema Interligado, tendo em vista os novos cenários, serão desenvolvidos os seguintes estudos:

- Em regime permanente, analisando: carregamento de linhas, perfil de tensão, reativos gerados pelas máquinas e compensadores síncronos da área e perdas;
- Em regime dinâmico, analisando: defasagens angulares, perfil transitório dos níveis de tensão, reativos gerados pelas máquinas e compensadores síncronos da área, frequência do sistema e estabilidade a pequenas perturbações (analisando a sensibilidade do valor da inércia das novas máquinas e do tipo de excitação a ser adotado, na frequência de oscilação dos modos dominantes e no amortecimento dos mesmos).

4.5.1 - Dados Referentes aos Estudos de Estabilidade

Com relação aos estudos de estabilidade, foram representadas na área as seguintes usinas:

- Furnas:
- Funil;
 - Santa Cruz;
 - Grajaú (2 compensadores síncronos).
- Light:
- Nilo Peçanha;
 - Fontes;
 - Pereira Passos;
 - Ilha dos Pombos.
- Produtor independente
- Campos 138 kV.

Estas máquinas foram representadas pelo modelo IV [IEEE] e tiveram representado seus modelos de sistema de excitação e de reguladores de velocidade.

As demais máquinas da área (CERJ e Escelsa) foram representadas como cargas equivalentes, nas respectivas barras de conexão de cada usina ao Sistema Interligado.

Para a carga da área, foi adotada a representação mostrada na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Representação de Carga Adotada

Empresa	Representação da Carga	
	Parte Ativa	Parte Reativa
Light	50% Impedância Constante 50% Potência Constante	100% Impedância Constante
CERJ	75% Impedância Constante 25% Potência Constante	100% Impedância Constante
Escelsa	65% Impedância Constante 35% Potência Constante	100% Impedância Constante

4.6 - MÉTODOS DE SIMULAÇÃO

A área Rio de Janeiro/Espírito Santo, conforme já foi mostrada, é uma área cuja geração local é bem pequena em relação a sua carga acarretando, portanto, um elevado carregamento do sistema de 345 e 500 kV de suprimento à mesma.

Aliado a este fato, a área não dispõe de recursos apropriados de reativos. Portanto, verifica-se que em condições normais de operação, com o sistema completo, as unidades geradoras da área e os síncronos de Grajaú já operam com um valor considerável de geração de reativos, notadamente nas condições analisadas, em que não se considera a geração das usinas de Angra I e II.

Partindo-se de uma condição em regime permanente já crítica, é de se esperar que numa dada perturbação, como, por exemplo, a ocorrência de um curto-circuito monofásico em Cachoeira Paulista 500 kV, seguido da abertura de um circuito Cachoeira Paulista - Adrianópolis 500 kV para eliminação da falta, haja uma necessidade maior de reativos para o controle do perfil de tensão nos principais barramentos.

Neste particular, é importantíssima a representação correta dos sistemas de excitação dos geradores de forma que os resultados das simulações não sejam “mascarados”.

Os modelos atualmente em uso pelo ONS [70] para as máquinas da área Rio de Janeiro/Espírito Santo não têm representado os limitadores de corrente de campo. Os compensadores síncronos de Grajaú têm este limitador representado, com uma sobrecarga transitória de 20% e uma temporização de 20 (vinte) segundos, isto é, a partir deste tempo tal sobrecarga é retirada.

Estes fatos são importantíssimos quando da análise das simulações. O correto é que todas as máquinas tenham tais limitadores representados, o que já é verificado em, praticamente, para todas as grandes usinas do Sistema Interligado.

Desta forma, os casos a serem simulados para a análise de estabilidade eletromecânica serão baseados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7- Casos de Estabilidade

Geração Adicional			
Fluxo de potência	Consideração da inércia	Representação excitação	Representação das demais máquinas área Rio de Janeiro
Caso base	-	-	
6 casos para Geração Distribuída	Geração Adicional - H normal - H reduzida	- carga equivalente - excitação cte - excitação estática - excitação estática com PSS	- com limitadores de corrente de campo - sem limitadores de corrente de campo
3 casos para Geração Concentrada	Geração Adicional - H normal - H reduzida	- excitação estática sem PSS - excitação estática com PSS - excitação sem sobrecarga transitória	- com limitadores de corrente de campo - sem limitadores de corrente de campo

4.7 – RESULTADOS OBTIDOS

4.7.1 – Análise em Regime Permanente

As Figuras 4.5 a 4.9 apresentam os resultados obtidos considerando-se as seguintes alternativas para o suprimento ao acréscimo de carga da área:

- Geração externa à área;
- Nova geração, concentrada, na área;
- Nova geração, distribuída na área (fator de potência unitário e fator de potência 0,85).

Na Figura 4.5 são mostradas as variações da potência reativa dos Compensadores Síncronos de Grajaú e de Ibiúna vs a variação de carga na Área Rio (Light + CERJ). Já a Figura 4.6 mostra as variações de perdas no sistema em relação às perdas do Caso Base vs a variação de carga na Área Rio (Light + CERJ).

As Figuras 4.7 e 4.8 mostram, respectivamente, a defasagem angular da barra de Grajaú 500kV em relação às Barras de Marimbondo 500kV e Ilha Solteira 440kV vs a variação de carga na Área Rio (Light + CERJ). Finalmente, a Figura 4.9 apresenta o fluxo FRJ vs a variação de carga na área Rio (Light + CERJ).

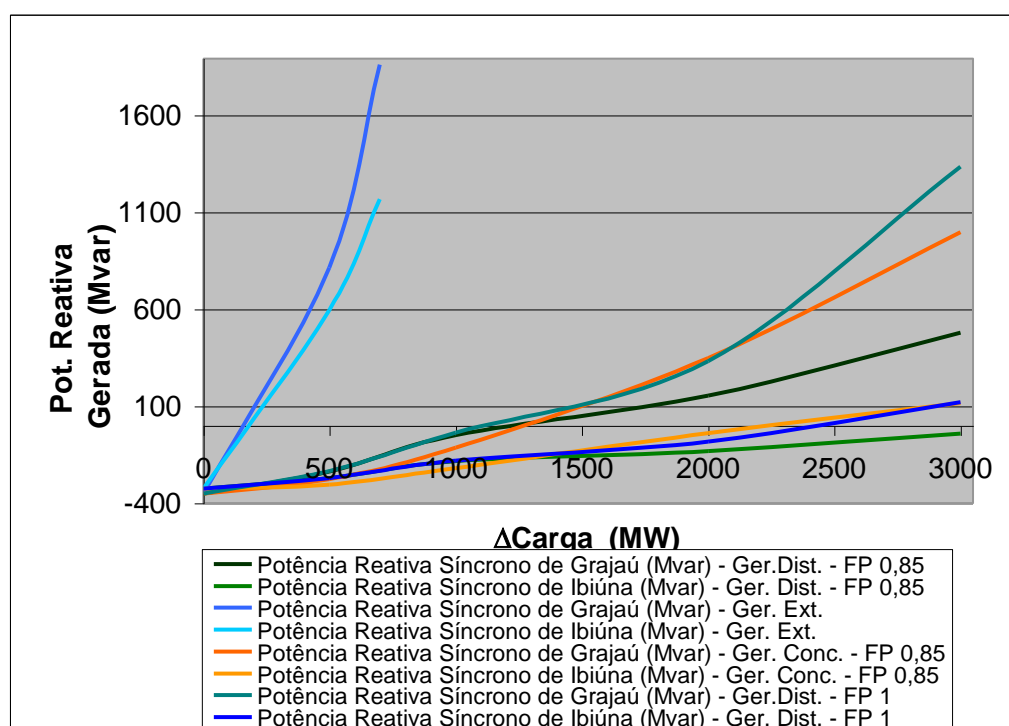


Figura 4.5 - Potência Reativa dos Síncronos x Variação de Carga na Área Rio

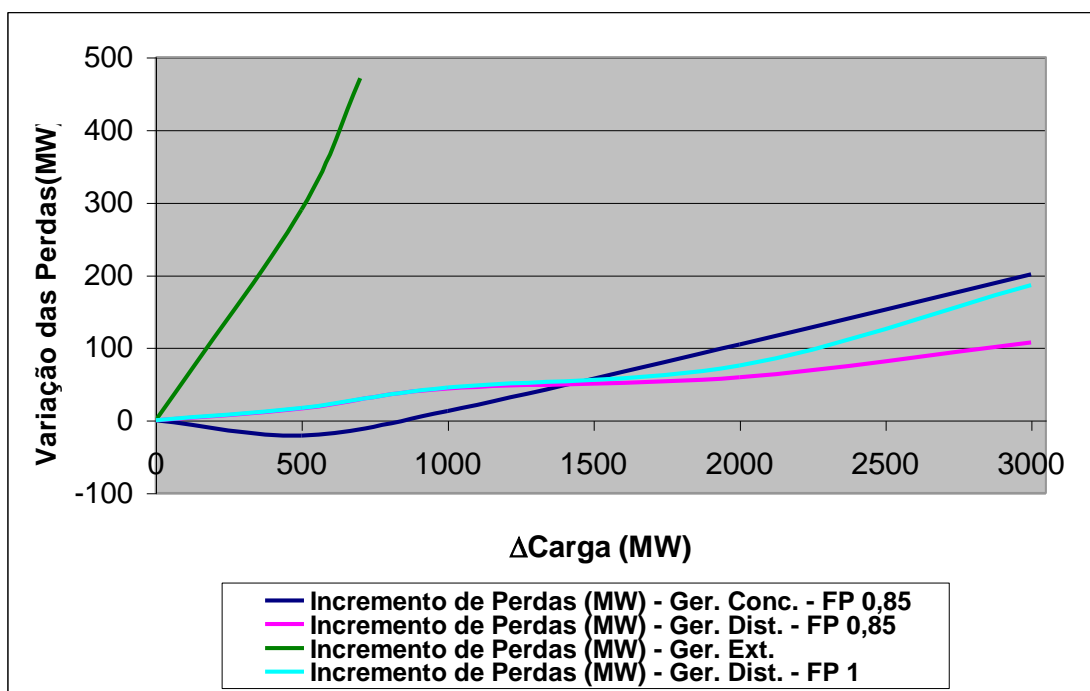


Figura 4.6 - Variação de Perdas x Variação de Carga na Área Rio

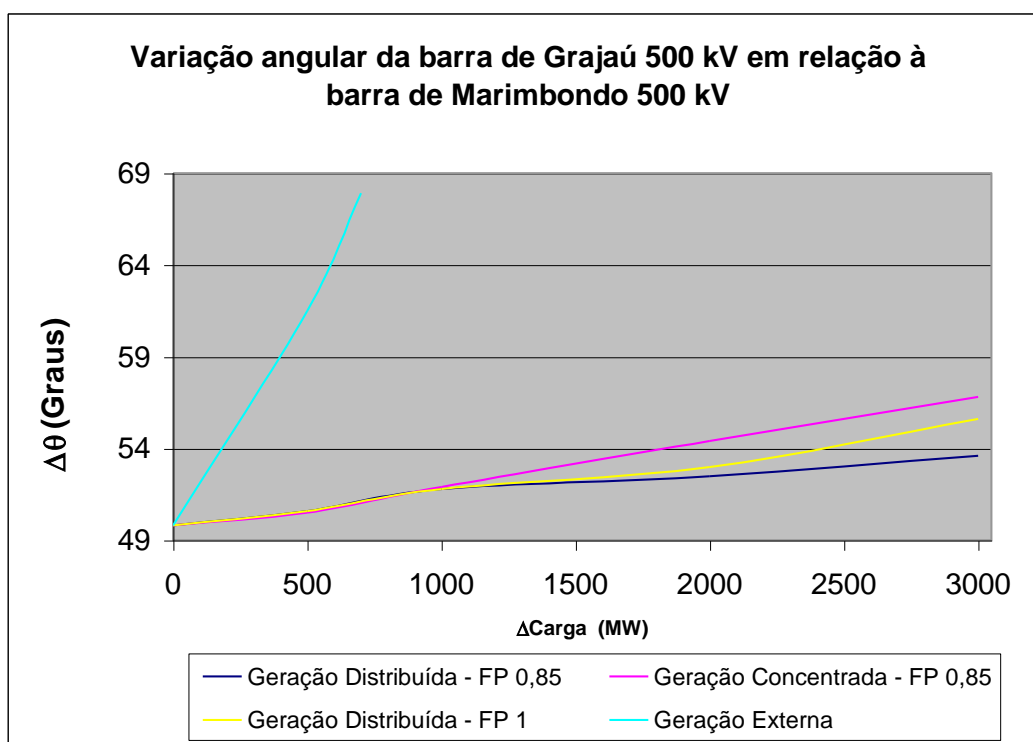


Figura 4.7 - Variação Angular de Grajaú/Marimbondo x Variação de Carga na Área Rio

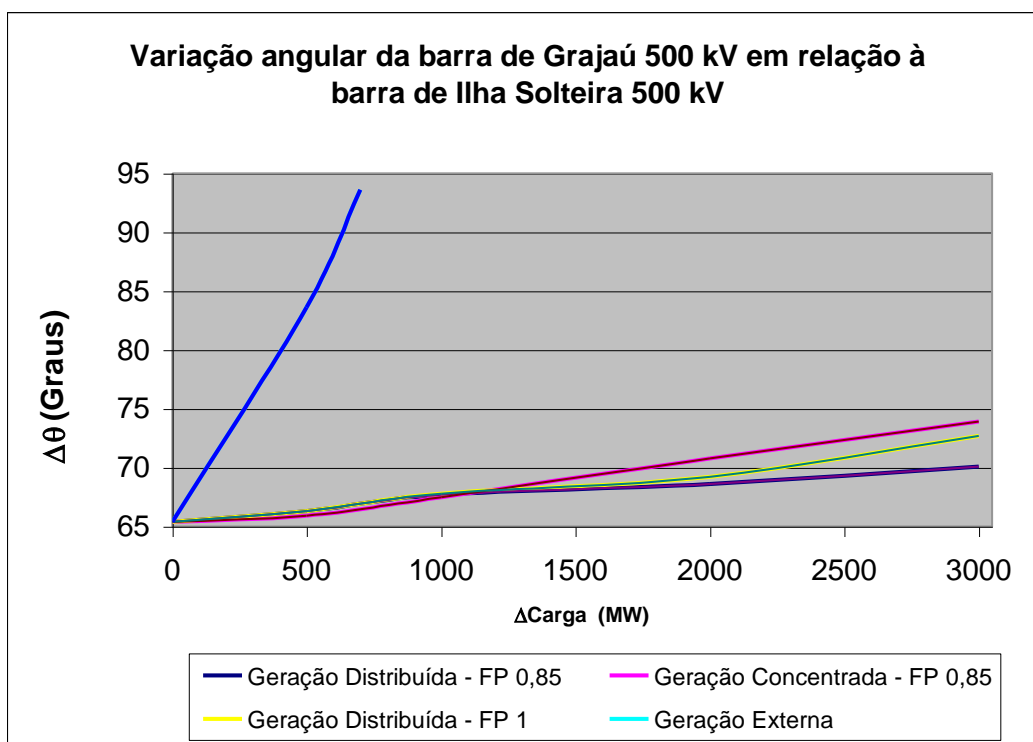


Figura 4.8 - Variação Angular Grajaú/l. Solteira x Variação de Carga na Área Rio

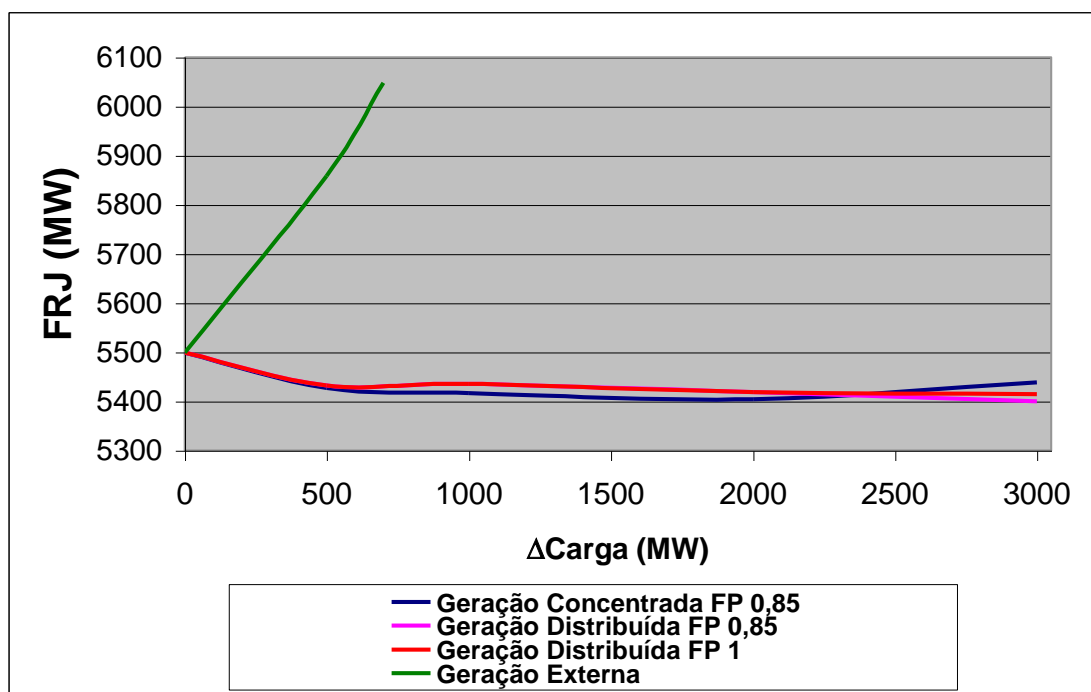


Figura 4.9 – Carregamento na Rede de Suprimento x Variação de Carga na Área Rio

Da análise destas figuras conclui-se:

- Utilizando-se geração externa à área, o adicional de carga máxima passível de ser suprida é inferior a 500MW, mesmo assim, o aumento das perdas no sistema seria muito grande e seriam esgotados todos os recursos para o controle do perfil de tensão (compensadores síncronos de Grajaú e as máquinas da área Rio de Janeiro);
- Com geração local, será possível atender um apreciável montante adicional de carga, sem necessidade de se reforçar o sistema de transmissão;
- Verifica-se também que, até um determinado acréscimo de carga, a geração local concentrada e a geração distribuída se equivalem. A partir de um dado acréscimo de carga, o suprimento do mesmo com geração distribuída se mostra uma solução mais eficaz, pois apresenta menores perdas como também possibilita manter “maiores folgas” nos síncronos de Grajaú e Ibiúna;
- Verifica-se que, com geração local, pode-se suprir um adicional de carga bem superior a 2000 MW, sem aumentos sensíveis nas defasagens angulares. Com geração externa, o problema torna-se crítico.

4.7.2 – Análise em Regime Dinâmico (Estabilidade Eletromecânica)

A análise em regime dinâmico é feita através da simulação de um curto-circuito monofásico em Cachoeira Paulista 500kV, eliminado após 100 ms através da abertura de um circuito Cachoeira Paulista – Adrianópolis 500kV.

A tensão do barramento de Adrianópolis 345kV é mostrada, como exemplo, nas Figuras 4.10 a 4.17, onde se variou o tipo de geração analisada e suas formas de representação.

No caso de Geração Distribuída, utilizou-se 40 UTE's de 50 MW e, para Geração Concentrada, 2 UTE's de 500 MW (modelo de máquina de Angra 1) e 1 UTE de 1000 MW (modelo de máquina de Angra 2).

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

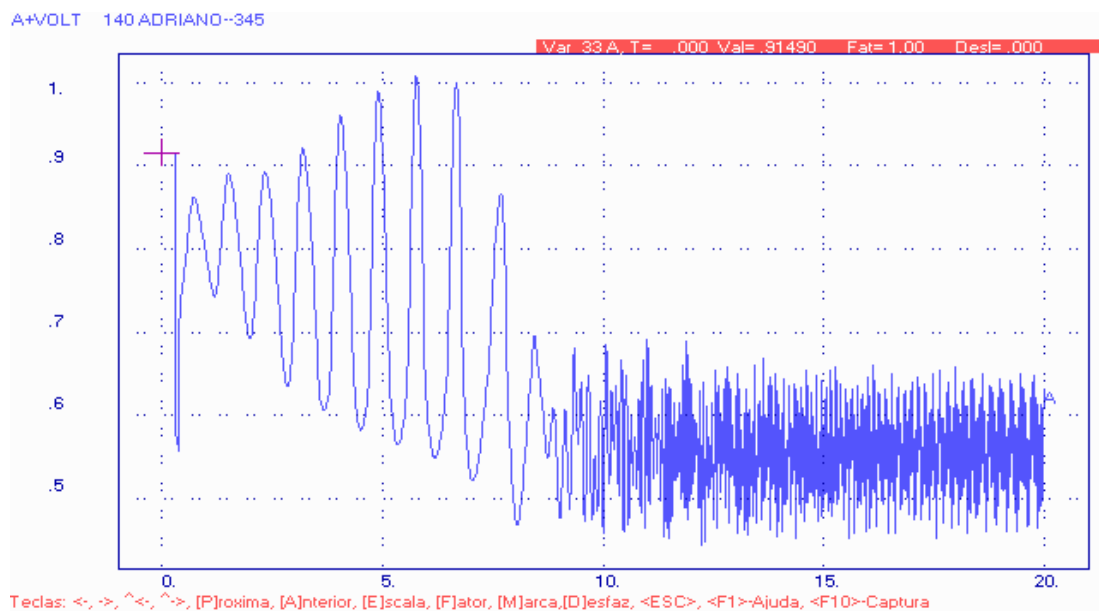


Figura 4.10 – Geração Distribuída Representada como Impedância Constante

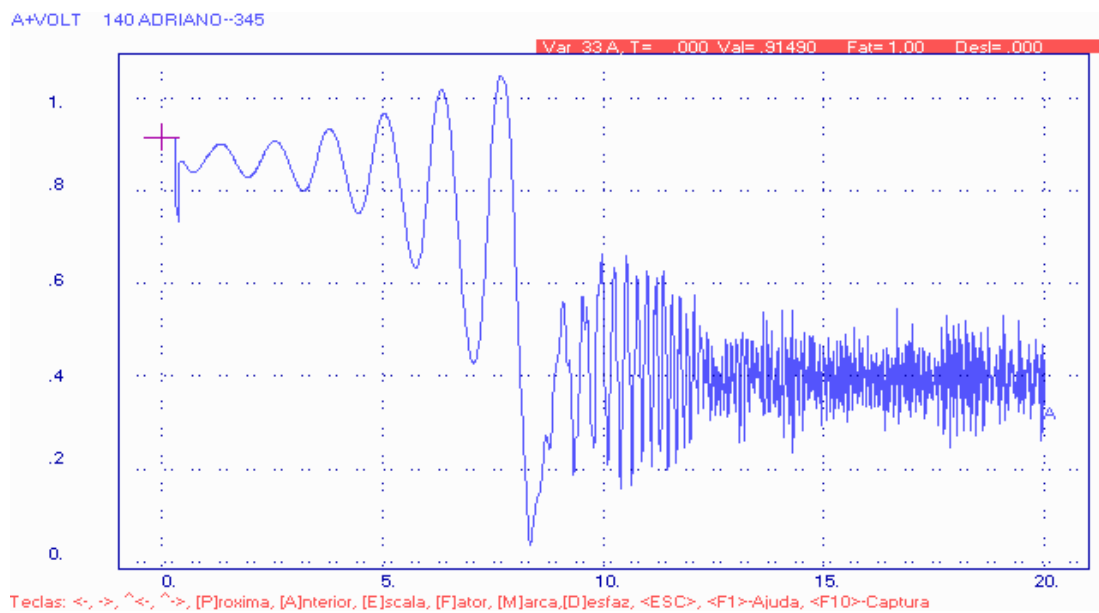


Figura 4.11 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

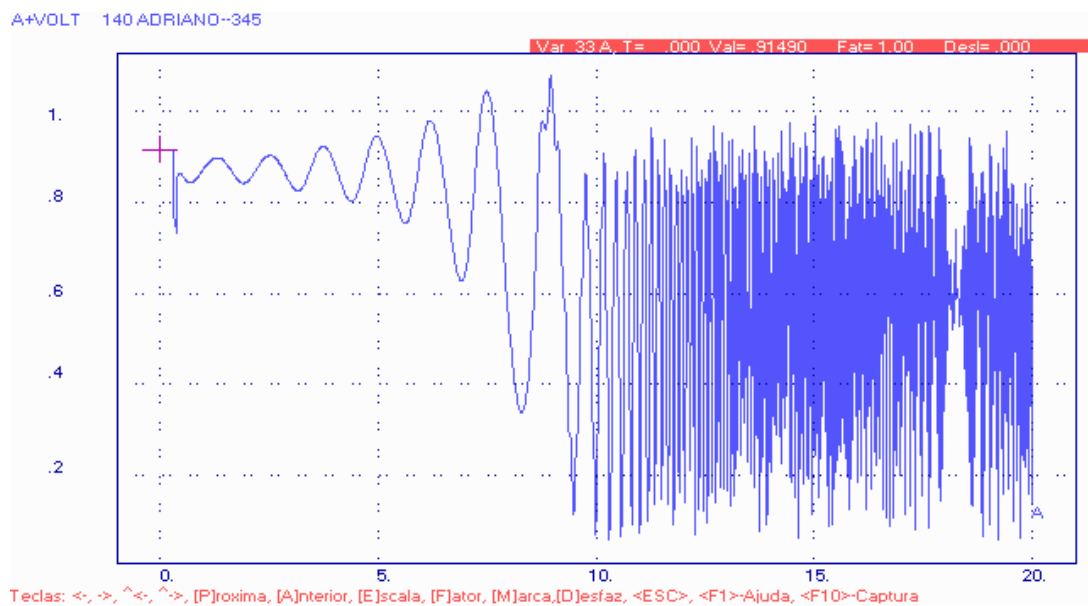


Figura 4.12 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e seu Sistema de Excitação

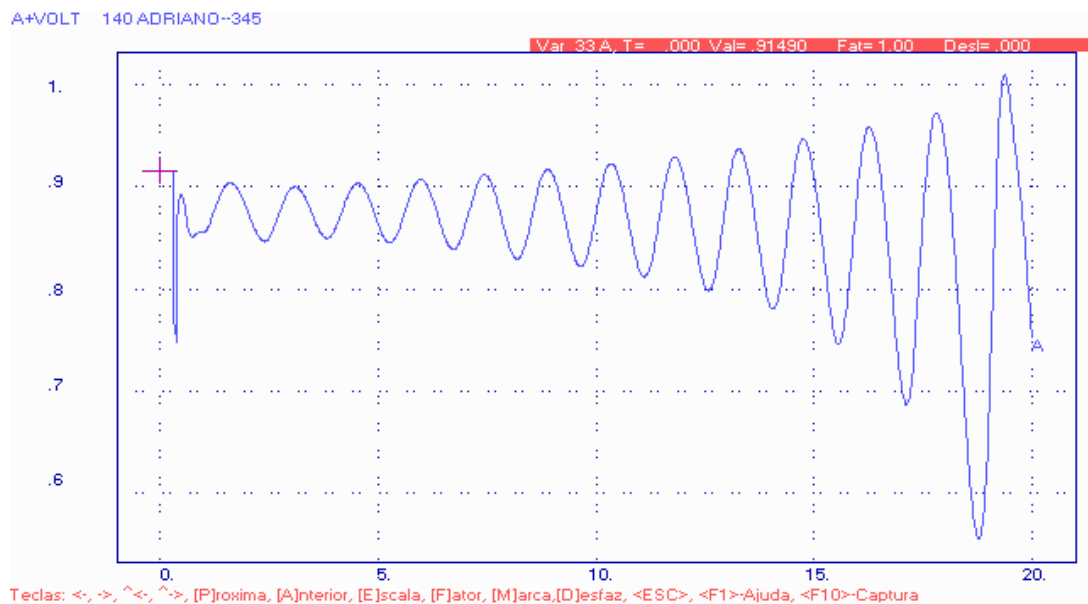


Figura 4.13 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e Sistema de Excitação Estática de Itaúba

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

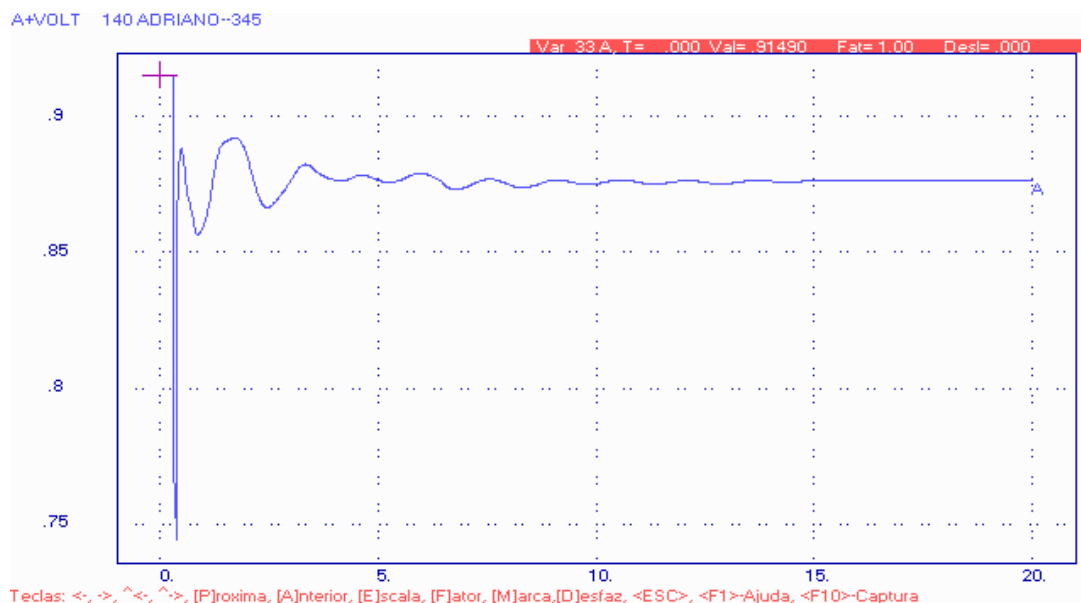


Figura 4.14 – Geração Distribuída Representada com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 e Sistema de Excitação Estática e Sinal Adicional de Itaúba

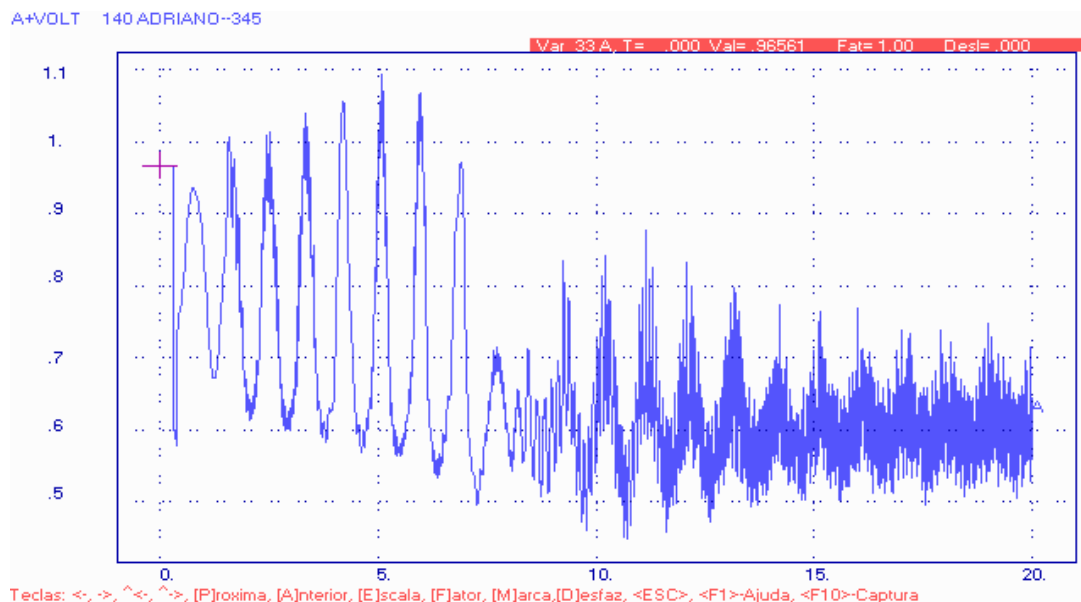


Figura 4.15 – Geração Concentrada Representada como Impedância Constante

SEGURANÇA OPERATIVA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS:
DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS FACE À REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

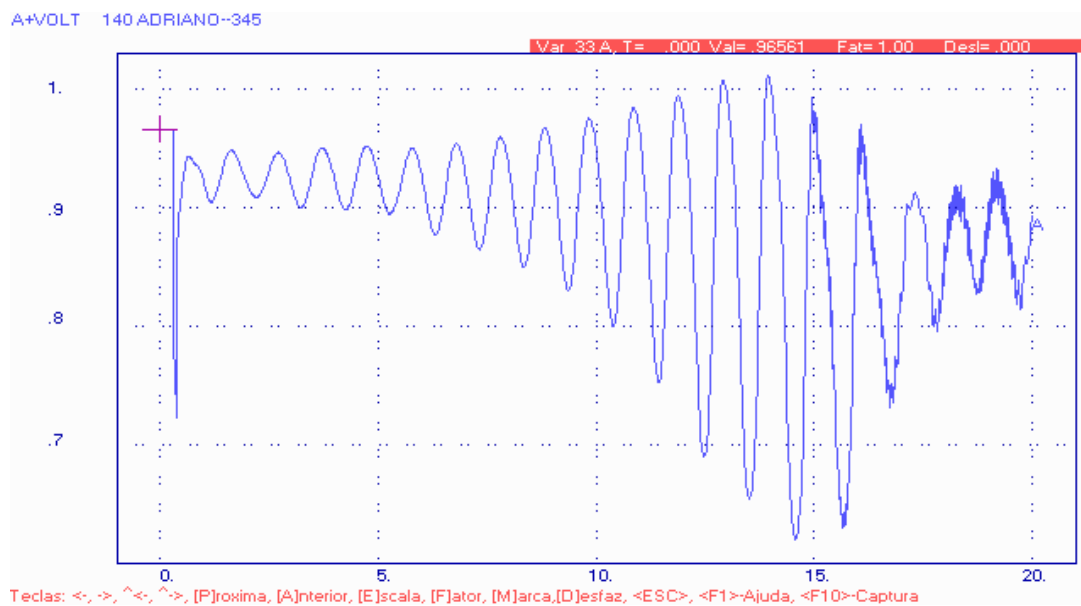


Figura 4.16 – Geração Concentrada Representada com Modelo de Máquina de Angra 1 e Angra 2

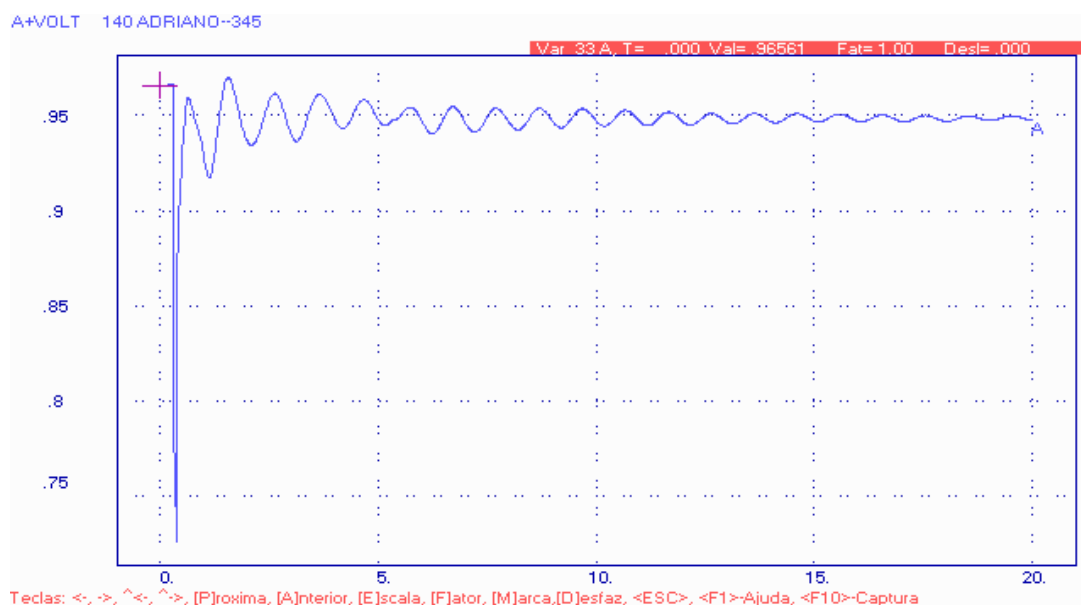


Figura 4.17 – Geração Concentrada Representada com Modelo de Máquina de Angra 1 e Angra 2, Sistema de Excitação e Sinal Adicional

Das Figuras 4.10 a 4.13 observa-se que o sistema será instável independente da forma de representação da Geração Distribuída. Assim, a Geração Distribuída terá significativo impacto no desempenho dinâmico do sistema. Conseqüentemente, quanto maior o grau de penetração da mesma, maior será a necessidade de se representá-la da forma mais adequada possível.

Apesar da baixa potência das unidades geradoras da Geração Distribuída (Figura 4.14), a utilização nas mesmas de um sistema de excitação rápido, dotado de sinal adicional estabilizante, pode ser fundamental para a estabilidade do sistema.

Considerando um número crescente de geradores desta natureza, o problema que certamente surgirá estará relacionado à forma de sua representação e agregação (utilização de equivalentes).

Para as Figuras 4.15 e 4.16 nota-se que o sistema também será instável independente da forma de representação da Geração Concentrada.

Comparando-se o desempenho do sistema representado através da Geração Distribuída com regulador de tensão e sinal adicional estabilizante (Figura 4.14) e através da Geração Concentrada (Figura 4.17), também com regulador de tensão e sinal adicional estabilizante, verifica-se que o caso com Geração Distribuída apresenta um melhor amortecimento das oscilações.

4.7.3 – Análise do Ponto de Vista de Potência de Curto-Circuito

As Tabelas 4.8 a 4.14 apresentam os resultados obtidos dos estudos de curto-circuito para as alternativas em análise.

Tabela 4.8 – Resultados Curto - Circuito – Caso Base

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	12,5	11,6	4854
Adrianópolis 500kV	14,4	12,8	5263
Adrianópolis 345kV	14,8	14,9	4444
Adrianópolis 138kV	19,6	22,3	2865
Campos 345 kV	6,1	5,8	1697
Vitória 345 kV	4,9	5,3	1620
Cascadura 138kV	37,7	25,4	2604
Jacarepaguá 138 kV	32,2	31,4	3703

Tabela 4.9 – Resultados Curto - Circuito – Geração Concentrada (500 MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	12,7	11,7	4878
Adrianópolis 500kV	14,7	12,9	5319
Adrianópolis 345kV	15,6	15,4	4566
Adrianópolis 138kV	20,1	22,8	2906
Campos 345 kV	8,7	9,8	3134
Vitória 345 kV	5,4	5,6	1727
Cascadura 138kV	38,2	25,6	2617
Jacarepaguá 138 kV	32,8	31,7	3745

Tabela 4.10 – Resultados Curto - Circuito- Geração Concentrada (1000 MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	13,2	12,0	4975
Adrianópolis 500kV	15,5	14,0	5848
Adrianópolis 345kV	18,3	19,6	6097
Adrianópolis 138kV	21,5	24,7	3194
Campos 345 kV	8,8	9,9	3174
Vitória 345 kV	5,4	5,6	1730
Cascadura 138kV	39,2	25,9	2645
Jacarepaguá 138 kV	34,6	33,2	3891

Tabela 4.11 – Resultados Curto - Circuito – Geração Concentrada (2000MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	14,1	12,7	5235
Adrianópolis 500kV	17,1	15,7	6535
Adrianópolis 345kV	21,5	23,9	7575
Adrianópolis 138kV	22,9	26,5	3424
Campos 345 kV	9,0	10,0	3205
Vitória 345 kV	5,4	5,6	1736
Cascadura 138kV	42,4	27,7	2808
Jacarepaguá 138 kV	36,8	34,7	4032

Tabela 4.12 - Resultados Curto - Circuito- Geração Distribuída (500 MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	13,1	12,1	5050
Adrianópolis 500kV	15,2	13,4	5264
Adrianópolis 345kV	15,7	15,6	4673
Adrianópolis 138kV	21,0	24,0	3086
Campos 345 kV	6,1	5,8	1718
Vitória 345 kV	4,8	5,2	1675
Cascadura 138kV	39,9	27,2	2793
Jacarepaguá 138 kV	34,2	33,4	3952

Tabela 4.13 – Resultados Curto - Circuito – Geração Distribuída (1000 MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	13,5	12,4	5154
Adrianópolis 500kV	15,8	13,9	5681
Adrianópolis 345kV	16,2	16,1	4784
Adrianópolis 138kV	21,6	24,5	3144
Campos 345 kV	6,2	5,9	1724
Vitória 345 kV	4,8	5,2	1633
Cascadura 138kV	41,5	28,1	2881
Jacarepaguá 138 kV	35,7	35,3	4201

Tabela 4.14 – Resultados Curto - Circuito – Geração Distribuída (2000 MW)

Barramento	Corrente curto-circuito (kA)		Reator Equivalente (Mvar) para curto Monofásico
	Trifásico	Monofásico	
Grajaú 500 kV	14,4	13,0	5376
Adrianópolis 500kV	16,8	14,5	5882
Adrianópolis 345kV	17,3	16,9	5000
Adrianópolis 138kV	22,7	25,5	3246
Campos 345 kV	6,4	6,1	1751
Vitória 345 kV	4,9	5,2	1639
Cascadura 138kV	45,7	33,1	3460
Jacarepaguá 138 kV	40,5	40,7	4901

Da análise da tabelas verifica-se:

- A utilização de geração externa, praticamente, não contribui para a potência de curto-circuito da área;
- A utilização de geração concentrada provoca uma variação bastante acentuada dos níveis de curto-circuito na área de influência destas usinas. Neste caso, poderá ser necessário o reforço do sistema para integração das mesmas e há possibilidade de que seja ultrapassada a capacidade de interrupção de disjuntores, levando a necessidade de troca dos mesmos, utilização de limitadores de corrente de curto-circuito e/ou medidas operativas, como abertura de barramentos, “by-pass” de circuitos em subestações, etc;
- Com a Geração Distribuída, o problema acima fica minimizado pois aumenta-se a potência de curto-circuito de forma mais equilibrada ao longo do sistema;
- A importância do conhecimento do montante e alocação da Geração Distribuída para os estudos de curto-circuito;
- A não representação da Geração Distribuída pode levar, em função do seu grau de penetração, a resultados conservadores em termos de verificação de capacidade de interrupção. Pode também influenciar nos ajustes da proteção;

- Um outro ponto diz respeito aos estudos de estabilidade: normalmente, utiliza-se um reator equivalente (Z_2+Z_0) para simulação de um curto-circuito monofásico. A não consideração da Geração Distribuída pode levar a um reator de menor capacidade, alterando os resultados.

4.7.4 – Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações

Considerou-se, para análise neste caso específico, um acréscimo de carga de 2000 MW na área Rio de Janeiro/Espírito Santo associado a um acréscimo de igual valor de geração. Para efeito de análise, considerou-se duas alternativas: Geração Distribuída (40 geradores de 50 MW) ou Geração Concentrada (2 geradores de 500 MW e um gerador de 1000 MW).

Resultados Obtidos

- a) Para o suprimento adicional efetuado por Geração Distribuída

A perturbação simulada foi um degrau positivo na referência de tensão de 2 máquinas da Geração Distribuída, compensando-se com um degrau negativo na referência de tensão em outras 2 máquinas, com o objetivo de excitar o modo associado a oscilação entre máquinas da área Rio. A saída analisada foi o fluxo na LT Adrianópolis - Jacarepaguá 345kV [2] e [3].

A Tabela 4.15 apresenta os modos dominantes, a frequência de oscilação, o amortecimento e as máquinas com maior participação em cada modo de oscilação, para diversas condições de representação da Geração Distribuída.

As Figuras 4.18 a 4.20 apresentam os “Mode-Shapes” associados a cada modo dominante do Caso 4 (utilizando-se sistema de excitação idêntico aos das máquinas de Itaúba).

Tabela 4.15 – Modos de Oscilação com Geração Distribuída (40 geradores de 50 MW) na Área Rio

Casos Analisados	Modo(s) Dominante(s)	Amortecimento (%)	Frequência (Hz)	Principais Máquinas
1. Sem Modelo de Máquina	$- 0,59 \pm j9,74$	6,1	1,55	Ilha dos Pombos, Santa Cruz, Funil, Fontes, Nilo Peçanha, Pereira Passos
2. Com Modelo de Máquina de Santa Cruz 13 kV	$+ 0,38 \pm j5,79$	- 6,6	0,92	(Área RJ + Sul) x (Área SP + MG)
	$- 0,56 \pm j7,88$	7,0	1,25	Norte RJ x Sul RJ
	$- 0,75 \pm j8,73$	8,6	1,39	Máquina Geração Distribuída
3. Com regulador de tensão de Santa Cruz 13 kV	$+ 0,34 \pm j5,88$	- 5,8	0,94	(Área RJ + Sul) x (Área SP + MG)
	$- 0,55 \pm j7,89$	6,9	1,26	Norte RJ x Sul RJ
	$- 0,74 \pm j8,74$	8,4	1,39	Máquina Geração Distribuída
4. Com regulador de tensão de Itaúba	$- 0,03 \pm j4,94$	0,5	0,79	(Área RJ + Sul) x (Área SP + MG)
	$- 0,76 \pm j7,81$	9,6	1,24	Norte RJ x Sul RJ
	$- 0,91 \pm j8,75$	10,3	1,39	Máquina Geração Distribuída
5. Com PSS de Itaúba	$- 0,24 \pm j4,41$	5,3	0,70	(Área RJ + Sul) x (Área SP + MG)
	$- 1,40 \pm j6,03$	22,6	0,96	Norte RJ x Sul RJ
	$- 1,89 \pm j5,96$	30,2	0,95	Máquina Geração Distribuída
6. Idem ao caso 5, mas com as inércias das 40 máquinas reduzidas à metade	$- 1,72 \pm j9,86$	17,1	1,57	Ilha dos Pombos, Santa Cruz, Fontes, Nilo Peçanha, Pereira Passos
7. Idem ao caso 2, mas com as inércias das 40 máquinas reduzidas à metade	$+ 0,32 \pm j6,94$	- 4,6	1,10	(Área RJ + Sul) x (Área SP + MG)
	$- 1,44 \pm j13,81$	10,4	2,20	Norte RJ x Sul RJ
	$- 1,81 \pm j15,41$	11,7	2,45	Máquina Geração Distribuída

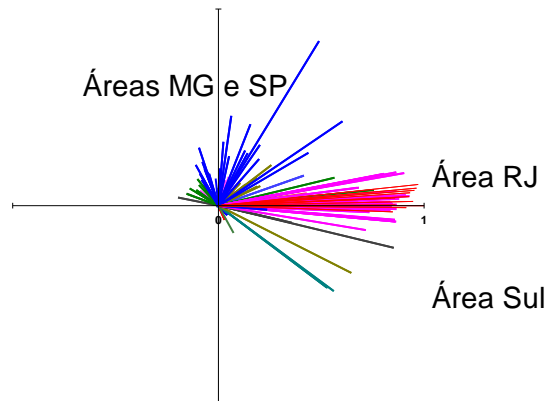


Figura 4.18 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_1 = -0,03 \pm j4,94$ (Caso 4 – Geração Distribuída)

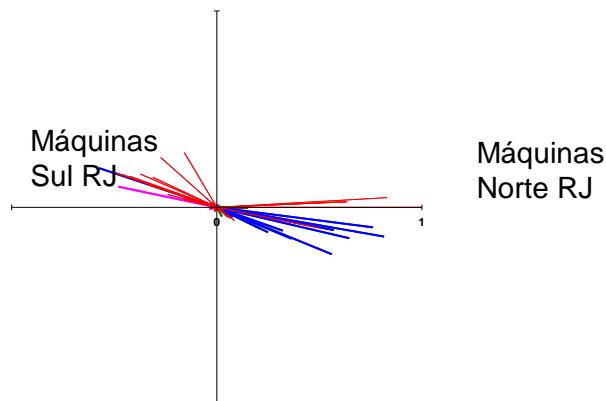


Figura 4.19 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_2 = -0,76 \pm j7,81$ (Caso 4 – Geração Distribuída)

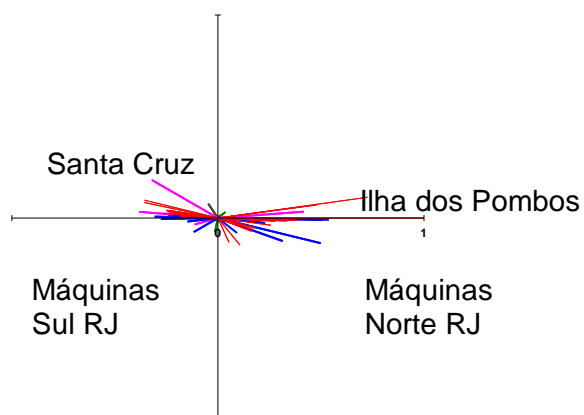


Figura 4.20 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_3 = -0,91 \pm j8,75$ (Caso 4 – Geração Distribuída)

Da Tabela 4.15, verifica-se que:

- Com a Geração Distribuída surge um novo modo de oscilação;
- Com a representação da Geração Distribuída somente com o modelo de máquina ou também incluindo a representação do sistema de excitação de Santa Cruz (resposta lenta), tem-se um modo com amortecimento negativo (sistema instável);
- A consideração de uma excitação estática melhora o amortecimento do modo inter-área, que embora positivo é ainda muito pequeno (0,5%);
- A utilização da excitação estática com um PSS com estrutura de integral de potência acelerante produz um aumento significativo do amortecimento deste modo de oscilação;
- A utilização da inércia reduzida em 50% (que pode ser obtida em turbinas aeroderivadas) apresenta um modo de oscilação com amortecimento maior que o caso com a inércia original.

As Figuras 4.21 e 4.22 traduzem, respectivamente, o fluxo na LT Adrianópolis-Jacarepaguá 345 kV (para perturbação interna na área Rio) e na LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 500 kV (para perturbação externa à área Rio).

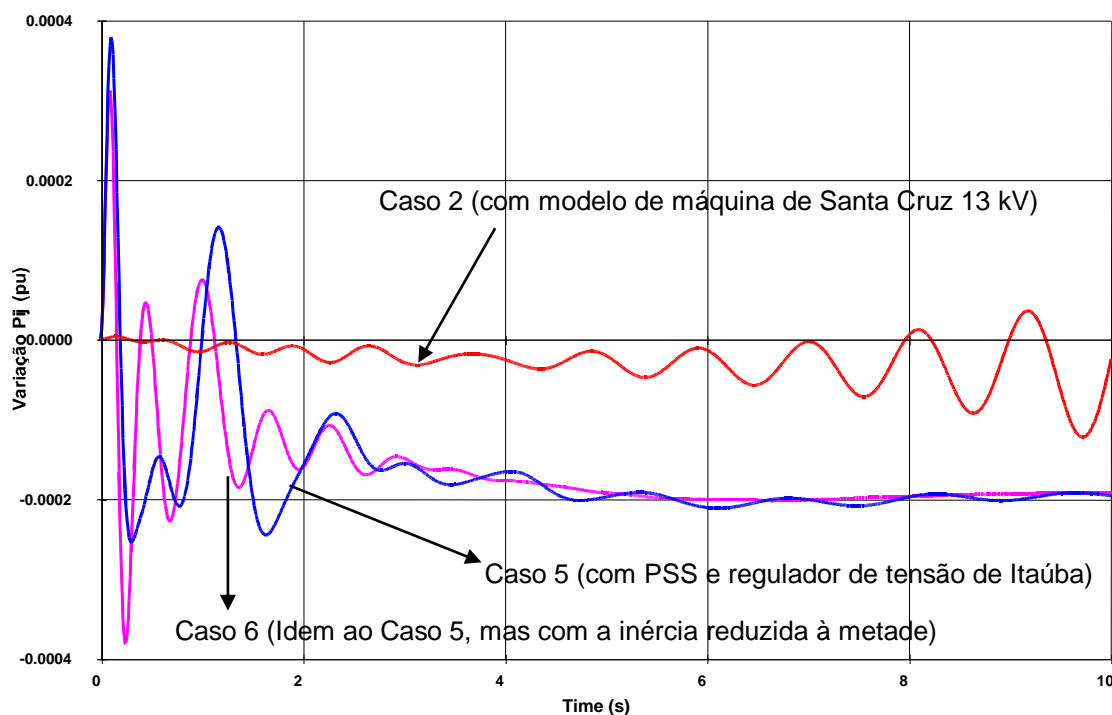


Figura 4.21 – Fluxo na LT Adrianópolis-Jacarepaguá 345 kV

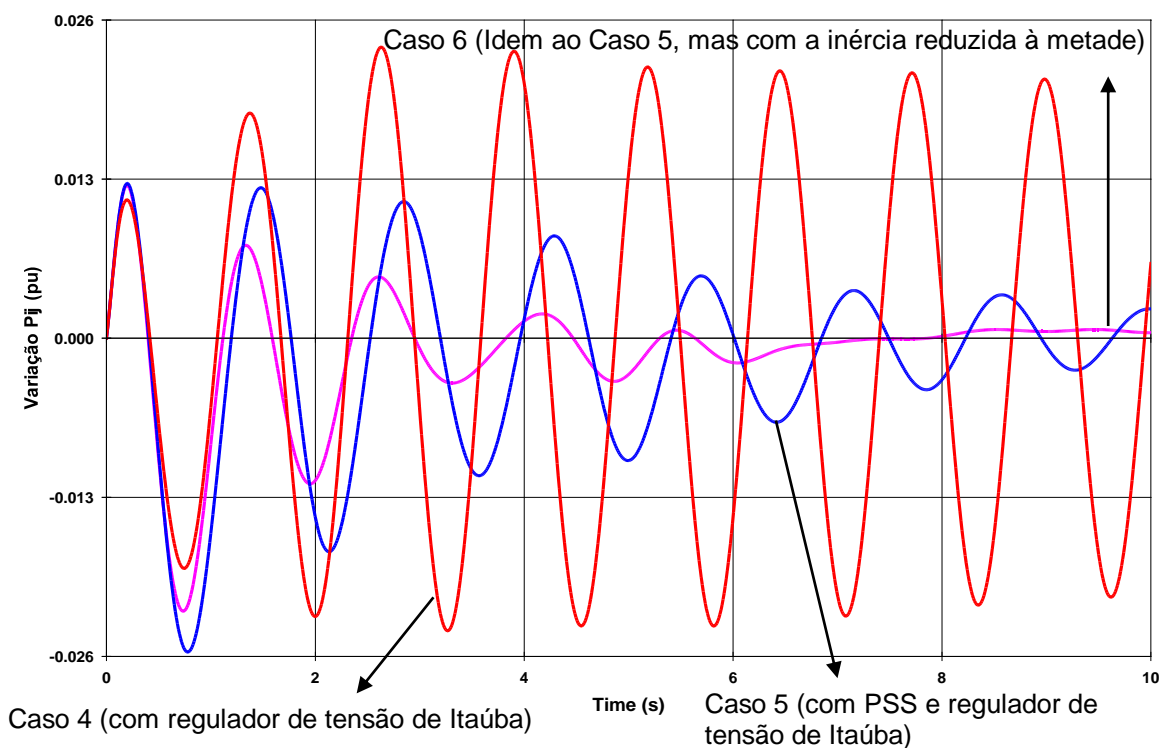


Figura 4.22 – Fluxo na LT Cachoeira Paulista-Adrianópolis 500 kV, após Degrau na Referência de Tensão de Ilha Solteira

Na Figura 4.21, verifica-se que a representação só com o modelo de máquina apresenta um desempenho instável. A redução da inércia causa um aumento na frequência do modo de oscilação. Na Figura 4.22, verifica-se o efeito benéfico da estabilização suplementar no amortecimento do modo inter-áreas das oscilações.

b) Para o suprimento adicional efetuado por Geração Concentrada

A Tabela 4.16 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 4.16 – Modos de Oscilação com Geração Concentrada na Área Rio

Casos Analisados	Modo(s) Dominante(s)	Amortecimento (%)	Frequência (Hz)	Principais Máquinas
1. Sem Modelo de Máquina	$-0,52 \pm j9,75$	5,3	1,55	Ilha dos Pombos, Santa Cruz, Funil, Fontes, Nilo Peçanha, Pereira Passos
2. Com Modelo de Máquina de Angra I (p/ S. José e Campos) e Angra II (p/ Adrianópolis)	$-0,06 \pm j6,59$	0,9	1,05	Área RJ x (Área MG + SP)
	$-0,73 \pm j8,51$	8,5	1,35	Norte RJ x Sul RJ
	$-1,04 \pm j8,83$	11,7	1,41	Área RJ
3. Com regulador de tensão de Angra I e Angra II	$-0,28 \pm j6,66$	4,2	1,06	Área RJ x (Área MG + SP)
	$-0,71 \pm j8,52$	8,3	1,36	Norte RJ x Sul RJ
	$-1,06 \pm j8,71$	12,1	1,39	Área RJ
4. Com PSS de Angra II	$-0,83 \pm j8,64$	9,6	1,37	Norte RJ x Sul RJ

Neste caso, não se verifica modo de oscilação com amortecimento negativo e, a utilização de PSS em Angra II conduz a um bom amortecimento para a frequência de 1,37 Hz. As demais frequências (1,06 e 1,41 Hz) ficaram com um excelente amortecimento positivo.

As Figuras 4.23 a 4.25 apresentam o “Mode-Shape” para o caso 3.

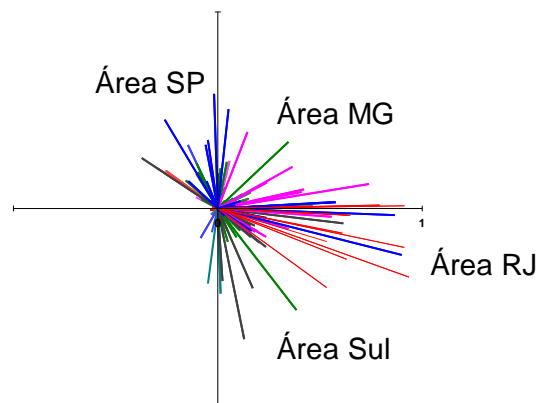


Figura 4.23 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_1 = -0,28 \pm j6,66$ (Caso 3 – Geração Concentrada)

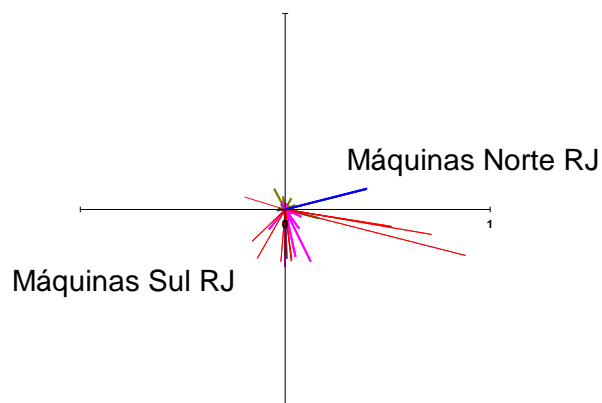


Figura 4.24 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_2 = -0,71 \pm j8,52$ (Caso 3 – Geração Concentrada)

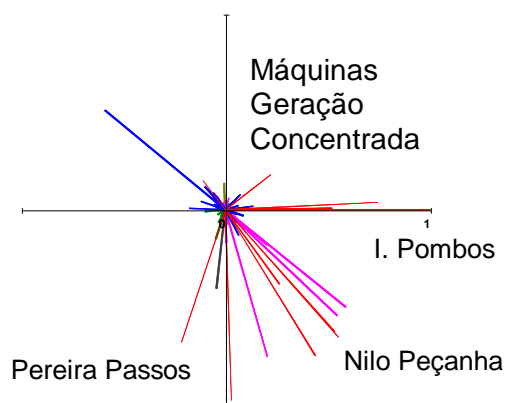


Figura 4.25 – “Mode-Shape” de Velocidade do Rotor (ω) para o Autovalor $\lambda_3 = -1,06 \pm j8,71$ (Caso 3 – Geração Concentrada)

As Figuras 4.26 e 4.27 apresentam o fluxo na LT Adrianópolis – Jacarepaguá 345 kV (para perturbações internas a área Rio) e Cachoeira Paulista – Adrianópolis 500 kV (para perturbações externas à área Rio).

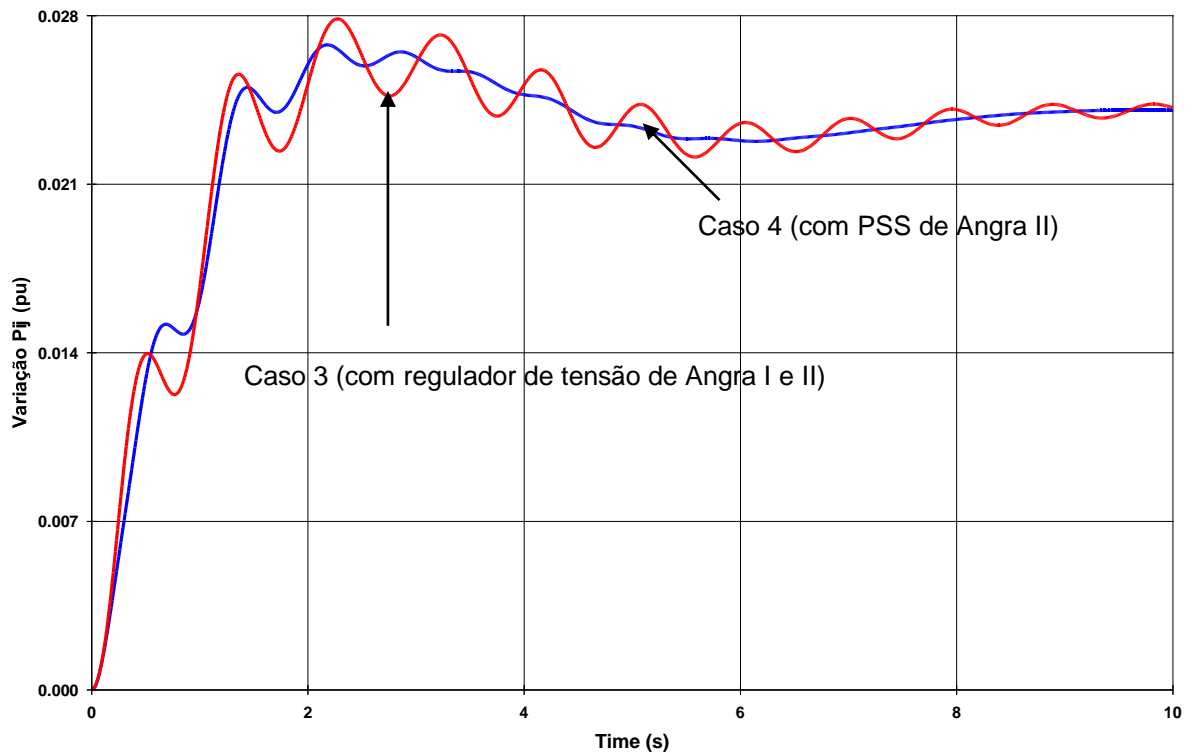


Figura 4.26 – Fluxo na LT Adrianópolis-Jacarepaguá 345 kV

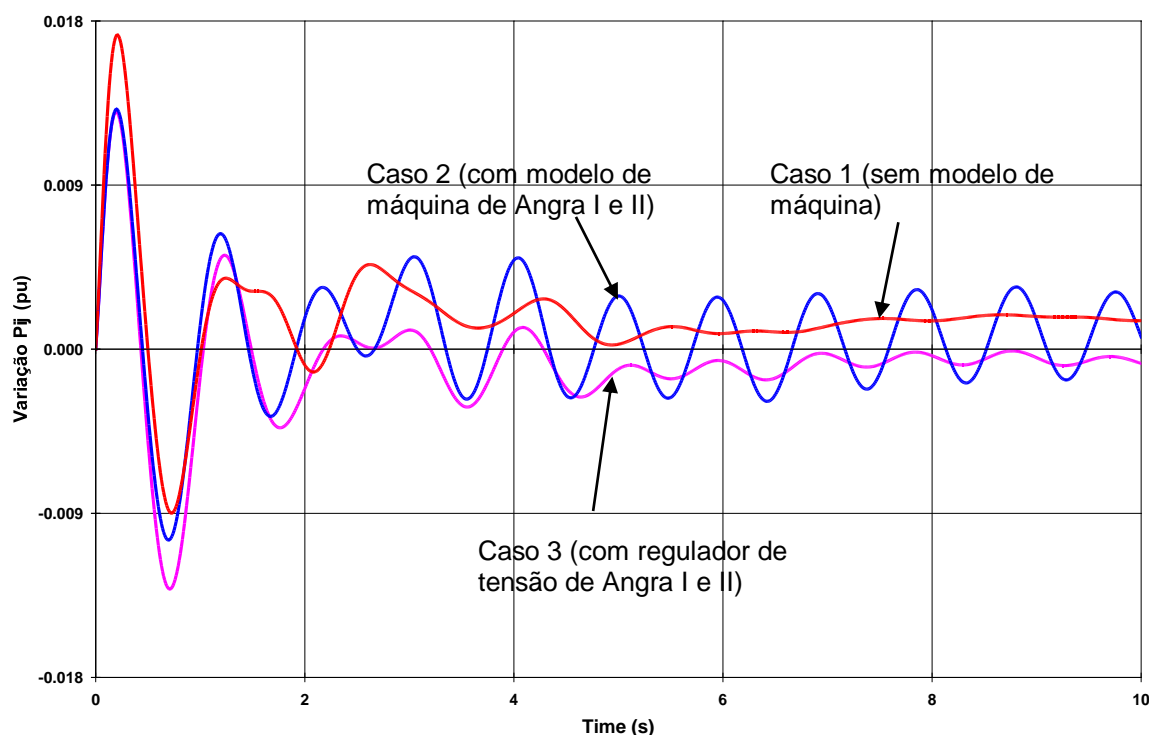


Figura 4.27 – Fluxo na LT Cachoeira Paulista-Adrianópolis 500 kV, após Degrau na Referência de Tensão de Ilha Solteira

Assim, verifica-se a efetiva atuação do PSS em Angra II e que, no caso do fluxo na LT Adrianópolis- Jacarepaguá 345 kV os modos de frequência 1,06 e 1,39 Hz são bastante amortecidos.

Comparando-se as 2 alternativas constata-se:

- A existência de 3 modos de oscilação (2 locais e 1 inter-área);
- Nas duas alternativas, a presença do PSS é fator decisivo para o bom desempenho dinâmico do sistema;
- O efeito da representação mais completa na Geração Distribuída é mais acentuado que na Geração Concentrada.

4.8 – MONITORAÇÃO DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA BRASILEIRO

É fundamental a instalação de uma Rede de Oscilografia de Curta e Longa Duração. [16]

A Rede de Curta Duração é voltada para o registro das formas de ondas das tensões e correntes para fins de análise de distúrbios rápidos, principalmente os originados por curto-circuitos. Quando implementada em forma digital, por meio de registradores digitais de perturbações conectados a centrais de análise, a Oscilografia de Curta Duração permite a análise do conteúdo harmônico das grandezas registradas e a decomposição destas grandezas em componentes simétricas, além de outras facilidades. A Oscilografia de Curta Duração é associada aos componentes do sistema elétrico incluindo por isto o registro de sinais oriundos das respectivas proteções e disjuntores, sendo portanto, empregada na análise do desempenho de tais proteções.

A Oscilografia de Longa Duração é voltada, essencialmente, para o registro dos valores eficazes das tensões e correntes de sequência positiva e dos ângulos relativos para fins de análise de distúrbios lentos. Esta oscilografia deve ser implementada na forma digital, por meio de medição fasorial sincronizadas por GPS (“Global Positioning System”) e conectadas a uma central de análise.

Desta forma, pode-se avaliar quantitativamente o desempenho do sistema elétrico, de seus subsistemas classificados como áreas geográficas ou elétricas, de conjuntos de unidades geradoras instaladas em uma ou mais usinas, de sistemas de controle e, finalmente de sistemas de proteção. Este tipo de rede complementa a rede de Oscilografia de Curta Duração; ambas devem co-existir, porém com total independência de registradores, meios de comunicação e transferência de dados, centrais de análise e aplicativos (“softwares”) de análise.

Acessando-se remotamente os registradores baseados em medição fasorial (“PMUs”), estrategicamente localizados no sistema interligado, todos sincronizados por GPS, os registros relevantes podem ficar adequadamente armazenados e podem ser tratados à obtenção de fatos e paradigmas que qualifiquem a interpretação de uma perturbação.

Com a rede assim formada, será possível analisar distúrbios de caráter sistêmico nos quais haja o envolvimento de aspectos de estabilidade transitória, dinâmica ou até mesmo de regime permanente. Outros fenômenos, tais como colapsos de tensão, poderão também ser analisados mediante os registros produzidos por este tipo de rede de oscilografia.

As Redes de Oscilografia de Curta e Longa Duração serão de importância fundamental como recursos para analisar o desempenho pretérito do sistema e assim, com um maior conhecimento do mesmo melhorar todas as ações no sentido de reforçar a sua segurança operativa.

CAPÍTULO 5

ASPECTOS DOS SERVIÇOS ANCILARES

RELACIONADOS COM A ESTABILIDADE DOS SISTEMAS

5.1 – INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos estão passando por profundas reformas. O grande enfoque tem sido os aspectos econômicos associados ao novo ambiente competitivo a ser enfrentado. Detalhes sobre comercialização de energia e preços associados têm estado na vanguarda.

Neste novo ambiente os sistemas de potência serão constituídos de atores com diversas funções e interesses econômicos. Os atores serão:

- Entidades de geração;
- Entidades de transmissão;
- Entidades de distribuição;
- Entidades de compra e venda de energia (brokering entities);
- Órgão regulador;
- Operador Independente do sistema.

O funcionamento físico dos sistemas interligados permanecerá sendo gerenciado de forma centralizada através do operador independente ⁽⁶⁾. Logo, a responsabilidade pelo controle de equipamentos não deve ser feita pelo proprietário do mesmo. Ao invés disto, o controle dos mesmos, deve ser de responsabilidade do Operador Independente do Sistema. A especificação e projeto destes controles devem ser parte do planejamento global do sistema e deve ser feito por uma entidade independente. Caso contrário, a segurança do sistema e a economicidade serão sacrificadas, invalidando um dos objetivos da reestruturação do setor. [66]

Em particular, é essencial reconhecer que é fundamental o papel dos geradores e seus controles (sistemas de excitação, reguladores automáticos de tensão,

⁽⁶⁾ *Esta visão de operação centralizada tende a ser comum em diversos países como no Brasil, mas não é a única.*

reguladores de velocidade, sinais adicionais estabilizantes) na manutenção da estabilidade do sistema.

Na manutenção da estabilidade do sistema é fundamental a atuação dos chamados Sistemas de Controle Dinâmico (sistemas de excitação, reguladores de tensão e velocidade, sinais adicionais estabilizantes), como também o controle do perfil de tensão da rede e a correta operação dos Sistemas Especiais de Proteção. [13] e [17]

Neste capítulo serão analisados os aspectos relacionados com a estabilidade do sistema em função da reestruturação do setor, indicando quais são os pontos vitais para a segurança dinâmica do sistema que obrigatoriamente deverão ser tratados em termos de:

- Responsabilidades;
- Atribuição de custos; [10]
- Formas de remuneração para os provedores destes serviços, de forma que tais serviços sejam providos da forma mais adequada em termos técnicos e econômicos.

5.2 - CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

A experiência internacional em relação aos serviços ancilares demonstra que diversos países vivenciaram problemas na sua implementação, com elevação dos custos que acabaram por levá-los a modificar os mecanismos adotados originalmente. A inexperiência brasileira no tratamento da questão, a inexistência de uma estrutura eficiente de medição e a responsabilidade do Operador do Sistema pela não degradação dos atuais padrões de qualidade, segurança e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, recomendam prudência e algum grau de discricionariedade na fase inicial de implantação dos serviços ancilares. Serviços inicialmente mandatórios e não remunerados poderão avançar gradualmente no sentido de tornarem-se voluntários e remunerados sob o incentivo do Operador do Sistema e das condições do mercado.

Os tipos de serviços ancilares que devem ser considerados são apenas aqueles que contribuam para a segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica.

5.3 - TIPOS DE SERVIÇOS

Dentre as dezenas de serviços que podem ser considerados como ancilares, aqueles usualmente adotados nos países que já se encontram em um estágio mais avançado de desverticalização da indústria de energia elétrica são: a regulação primária de frequência (ação imediata dos reguladores de velocidade), a regulação secundária de frequência (ação do CAG), a Reserva de Potência, o controle de tensão, a capacidade de auto-restabelecimento (“Black Start”), o alívio de carga e a desconexão automática de unidades geradoras.

5.4 - PROPOSTA DE SERVIÇOS ANCILARES PARA O SISTEMA BRASILEIRO

Considerando-se a experiência operativa e a necessidade de se garantir a operacionalidade do sistema, procurou-se definir um número mínimo de serviços, observando-se os aspectos de segurança, confiabilidade e qualidade no suprimento de energia elétrica. Assim, serão considerados como serviços ancilares:

- Os controles primário e secundário de frequência;
- A reserva de potência operativa;
- Controle de tensão;
- A capacidade de auto-restabelecimento (“Black Start”) de unidades geradoras.

A seguir, passamos à conceituação destes serviços.

5.4.1 - Controle Primário de Frequência

O controle primário de frequência é integrado por todos os recursos disponíveis para conter a excursão de frequência que se verifica quando da ocorrência de variações que provoquem desequilíbrios entre a carga e a geração.

Constituirão recursos para o controle primário da frequência:

- A regulação primária (ou natural) de frequência propiciada pelos reguladores de velocidade de todas as unidades geradoras que deverão, obrigatoriamente, estar desbloqueados;
- Os Esquemas Automáticos de Corte de Geração;
- Os Esquemas Regionais de Alívio de Carga.

Os dois primeiros são fornecidos pelos Agentes de Geração e o último, pelos Agentes de Consumo.

Deve ser considerado que o cálculo da potência garantida de aproveitamentos hidráulicos já supõe um remanescente suficiente para a cobertura da reserva de potência. Quanto aos Esquemas de Alívio de Carga, seus custos de implantação deverão ser remunerados, devendo-se ainda considerar o tratamento comercial a ser dado à carga do consumidor que está sendo desligado.

Deve-se, portanto, incluir nos Procedimentos de Rede que definem os requisitos mínimos para conexão itens obrigatórios para os sistemas de regulação de velocidade dos novos geradores a se integrarem ao sistema, como por exemplo, que a insensibilidade dos reguladores seja inferior a 0,01 Hz e que a banda morta voluntária seja nula.

5.4.2 - Controle Secundário de Freqüência

O controle secundário de freqüência tem por objetivo restabelecer a freqüência do sistema a seu valor nominal e/ou reconduzir os intercâmbios de potência ativa nas interligações aos seus valores programados, observando-se os valores desejados de geração para as unidades sob controle, após a ocorrência de um desequilíbrio entre a carga e a geração. Tal controle é executado pelas unidades participantes do Controle Automático de Geração. Este serviço é fornecido pelos Agentes de Geração.

Nos Procedimentos de Rede que definem os requisitos mínimos para conexão para as usinas que venham a se integrar ao sistema, deve ficar estabelecido que o ONS definirá a seu critério, se as mesmas deverão dispor de equipamento de CAG. A princípio, todas as usinas com capacidade superior a 400 MW deverão dispor deste equipamento.

5.4.3 - Reserva de Potência Primária

Esta parcela da reserva de potência operativa tem por objetivo garantir o controle primário da freqüência. Este serviço é fornecido pelos Agentes de Geração.

5.4.4 - Reserva de Potência Secundária

Esta parcela da reserva de potência operativa tem por objetivo garantir o controle secundário da frequência, devendo ser, obrigatoriamente, constituída por reserva girante a ser mantida nas unidades participantes do CAG. Este serviço é fornecido pelos Agentes de Geração.

Quanto à alocação e utilização desta reserva alguns cuidados deverão ser tomados:

- Consideração de eventuais restrições de transmissão;
- Problemas decorrentes de concentração da reserva numa mesma área elétrica (maiores flutuações de potência acompanhadas de flutuações de tensão);
- Dificuldades decorrentes das faixas restritivas de operação, quando de alocação de elevados montantes de reserva numa mesma usina;
- Custo adicional das unidades térmicas.

5.4.5 - Reserva de Potência Terciária ou Reserva de Prontidão

Esta parcela tem por objetivo recompor a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar, em caso de indisponibilidades ou redeclarações por parte de geradores, bem como por desvios no valor da carga em relação ao previsto. Deve estar disponível em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação, e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas.

Dois tipos de provedores do serviço ancilar de reserva de potência terciária poderão ser considerados:

- Unidades geradoras que atendam as condições acima estabelecidas (Agentes de Geração);
- Reduções de demanda voluntariamente oferecidas por grandes consumidores ou Agentes de distribuição (Agentes de Consumo).

5.4.6 - Controle de Tensão

Serão considerados serviços ancilares de controle de tensão, aqueles providos pelas seguintes fontes:

- Agentes de Geração: Geradores e unidades geradoras operando como compensadores síncronos;
- Agentes de Transmissão: Capacitores em derivação, reatores manobráveis, compensadores síncronos, compensadores estáticos.

O controle de tensão apresenta características que devem ser consideradas quando da definição da forma de remuneração:

- Nem sempre é possível utilizar a capacidade plena de reativos das máquinas de usinas em regime normal de operação;
- Operar compensadores síncronos e estáticos com valores elevados de geração ou absorção de reativos não é tecnicamente a maneira mais eficiente de se utilizar tais equipamentos. Deve-se ter “folga” suficiente para sua resposta quando da ocorrência de contingências;
- Pelo fato do sistema ser predominantemente hidroelétrico, pode-se ter diferentes condições operativas, que venham a requerer diferentes alternativas para o controle do perfil de tensão do sistema;
- A utilização de máquinas operando como compensadores síncronos é importante para o controle da tensão. Entretanto, não é necessário que todas as máquinas de uma usina possuam esta característica e nem mesmo que existam máquinas com estas características em todas as usinas. Além disto, esta característica também pode ser utilizada para outros fins tais como o controle de queda da frequência (aumento da inércia do sistema), controle de auto-excitação, etc.

Diante do exposto, entende-se que a remuneração do serviço de controle de tensão deve ser feita em função da capacidade instalada, de modo a recuperar os custos de provimento do serviço. A remuneração pelo MVARh gerado ou absorvido não parece ter muito sentido. A remuneração deste serviço deve garantir a recuperação das perdas resultantes da utilização dos equipamentos de compensação reativa. No caso particular de unidades geradoras operando como compensadores síncronos deve ser recuperado o consumo de energia decorrente desta forma de operação. Pode-se ter numa usina algumas máquinas operando como geradores e outras como compensadores síncronos. É usual nesta configuração que se opere com a tensão terminal dos geradores superior à tensão terminal dos síncronos, para se obter um melhor desempenho dinâmico da usina como um todo.

Dispositivos FACTS e Load Tap Changes (LTC's) de transformadores deverão ser considerados como integrantes do sistema de transmissão, sendo seus custos recuperados pelos encargos de uso do sistema de transmissão.

Alguns requisitos são necessários para este serviço, como:

- O Operador do Sistema definirá nos Procedimentos de Rede as faixas de variação de tensão nos barramentos de conexão à Rede Básica para as diferentes condições de carga;
- Os novos geradores deverão dispor de uma curva de capacidade que atenda os requisitos mínimos definidos pelo Operador do Sistema nos Procedimentos de Rede.

5.4.7 - Capacidade de Auto-Restabelecimento (“Black Start”)

Este serviço será provido pelas unidades geradoras com capacidade de auto-restabelecimento que forem definidas pelo Operador do Sistema, quer por razões de ordem estratégica, quer por restrições sistêmicas ou de equipamentos, para propiciar a recomposição do sistema.

Na composição dos custos incorridos para fins de remuneração deste serviço, deverão ser considerados os seguintes aspectos:

- Investimentos em unidades geradoras auxiliares;
- Gastos com combustíveis necessários para o acionamento de geradores auxiliares;
- Investimentos para a implantação de canais de comunicação;
- Gastos com a manutenção dos equipamentos e instalações.

Nos Procedimentos de Rede de acesso e conexão deverá ser estabelecido que as unidades geradoras eleitas pelo Operador do Sistema para proverem o serviço de “Black Start” deverão ter autonomia de no mínimo 6 horas consecutivas de operação, em situação de blecaute do sistema e que deverão submeter-se a testes a cada dois anos.

5.5 - ARRANJOS COMERCIAIS PARA OS SERVIÇOS ANCILARES

5.5.1 - Considerações Gerais

A desverticalização dos sistemas elétricos ainda é um assunto novo em todo o mundo. Vários aspectos dessa desverticalização têm passado por ajustes e reformulações frequentes nos países que já têm alguma experiência no assunto.

Dentre os aspectos sob reformulação estão os arranjos comerciais para o provimento de serviços ancilares.

Deve-se entender que existe um processo de aprendizado em andamento quanto a estes arranjos comerciais. Por sua vez, para esse aprendizado deve utilizar-se arranjos simples, facilmente compreendidos e contabilizáveis e que proporcionem uma razoável equidade econômica no tratamento aos provedores e aos usuários dos serviços, assegurando a disponibilização de recursos para a operação do sistema elétrico dentro dos critérios técnicos previstos nos Procedimentos de Rede. Após o acúmulo de experiências, os arranjos comerciais poderão e, eventualmente, serão refinados ou reformulados.

5.5.2 - Alguns Conceitos

Serviço Mandatário

Serviço Ancilar cujo provimento pode ser exigido a todos agentes, com ou sem remuneração. Em outras palavras, é o serviço no qual a participação do agente independe da sua vontade. Um serviço mandatário pode ser exigido de todos os agentes, simultaneamente, ou apenas de alguns agentes específicos.

No caso de exigência a agentes específicos, esta tem que ser baseada em critérios técnicos e/ou econômicos constantes dos Procedimentos de Rede.

Serviço Voluntário

Serviço Ancilar em que a participação do agente só pode ser obtida quando haja aquiescência por parte dele. Usualmente, esses serviços são remunerados e submetidos a um contrato específico – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA).

Capacidade

Existência de recursos físicos para prover determinado serviço. Por exemplo, canais de comunicação e dispositivos de controle para participação no CAG.

Utilização

Efetiva atuação dos recursos existentes no provimento de um serviço ancilar.

Custos Fixos

Predominantemente, a remuneração do investimento realizado para a implementação de uma capacidade.

Custos Variáveis

Associados à utilização da capacidade, englobando operação, manutenção, perdas adicionais, aumento de carga própria, custos de oportunidade (não realização de receitas) e participação em testes.

Custos de Oportunidade

Compensação paga a agente de geração cuja produção de energia esteja reduzida por restrições no sistema de transmissão ou para prover serviços ancilares, correspondendo à diferença entre o preço do MAE e os custos de despacho, multiplicada pela quantidade de geração "constrained-off".

5.5.3 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos por Geradores

5.5.3.1 - Proposta para o Tratamento Inicial dos Arranjos Comerciais

Na situação existente antes do RESEB ⁽⁷⁾, todos os serviços ancilares prestados pelos geradores eram mandatórios, sem remuneração explícita. Na fase de transição em que nos encontramos, os serviços ancilares se mantêm mandatórios, embora haja uma remuneração implícita, embutida no preço da energia previsto nos Contratos Iniciais.

Com a continuidade do processo de desverticalização e fragmentação do segmento de geração, com a entrada em vigor das Regras de Mercado e, principalmente, com o surgimento de "energia nova" (liberação de "energia velha" ou entrada de novos geradores), os arranjos técnicos devem ser reavaliados, enquanto que os arranjos comerciais devem ser criados.

Do ponto de vista dos arranjos comerciais, a manutenção do caráter mandatório de todos os serviços ancilares prestados pelos geradores garantirá uma transição suave para a nova realidade do mercado, devendo ainda, ser feita a explicitação da remuneração, onde cabível. Nos casos em que seja prevista uma remuneração pelos serviços, deve ser adotada, como enfoque inicial, a reposição de custos, com eventual margem de ganho.

Segue um detalhamento da proposta de tratamento comercial a ser dado a cada um dos serviços ancilares providos pelos geradores:

⁽⁷⁾ **RESEB: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro iniciado em 1995**

Controle Primário

a) Reguladores de Velocidade

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Não remunerado, exceto quando houver requisito adicional;
- Custos Repostos: Custo fixo - investimentos adicionais;
- CPSA: Não necessário, exceto quando houver requisito adicional.

b) Participação em esquemas de corte de geração

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado (custo fixo conforme CPSA e custo variável pelas Regras de Mercado);
- Custos Repostos: Custo fixo - investimentos adicionais
Custo variável - custo de oportunidade;
- CPSA: Necessário.

Controle Secundário - Participação no CAG

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Custos fixos - investimentos adicionais
Custos variáveis - O&M;
- CPSA: Necessário.

Reservas Girantes - Reservas Primária e Secundária

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado pelas Regras de Mercado;
- Custos Repostos: Custos Variáveis - custo de oportunidade;
- CPSA: Não necessário.

Reserva Terciária

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Custos Variáveis - O&M;
- CPSA: Necessário.

Controle de Tensão

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Custos fixos - investimentos adicionais (se houver requisito adicional)
Custos Variáveis - perdas adicionais (ver 5.4.6) e custos de oportunidade (quando for necessário restringir potência ativa);
- CPSA: Necessário.

Operação como Compensador Síncrono

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Custos fixos - investimentos adicionais
Custos Variáveis - perdas adicionais, aumento de carga própria;
- CPSA: Necessário.

Capacidade de Auto-Restabelecimento

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Custos fixos - investimentos adicionais
Custos Variáveis - O&M;
- CPSA: Necessário.

5.5.3.2 - Custos Associados à Prestação dos Serviços Ancilares pelos Geradores

Uma parte difícil na tarefa de determinação da remuneração adequada, está na identificação e quantificação dos custos adicionais impostos pela prestação dos serviços ancilares. Em muitos casos os custos para provimento dos serviços ancilares não são dissociáveis daqueles inerentes ao fornecimento de energia ativa, os quais são recuperados pelos mecanismos de remuneração de energia do MAE.

Custos Fixos

Pode-se considerar que os requisitos mínimos para conexão, descritos nos Procedimentos de Rede, sejam indispensáveis para a participação dos geradores no mercado de energia. Portanto, os custos relacionados a eles estarão remunerados pelos mecanismos do MAE.

Por outro lado, alguns requisitos adicionais podem vir a ser exigidos pelo Operador do Sistema a agentes específicos, em decorrência de necessidades técnicas, especialmente para o provimento de serviços ancilares. Tais requisitos podem acarretar custos fixos adicionais, que devem ser repostos, de forma a proporcionar tratamento equilibrado aos diferentes agentes. Deve-se avaliar, cuidadosamente, as situações em que os requisitos adicionais sejam decorrentes da escolha do ponto de conexão, por opção do agente.

Um exemplo bem claro de custos adicionais é a exigência de capacidade de auto-restabelecimento, especialmente para usinas térmicas, que acarreta em um investimento considerável em equipamentos adicionais.

Capacidades adicionais instaladas por iniciativa do agente não deveriam ensejar qualquer remuneração obrigatória. Entretanto, este agente poderia colocar esta capacidade no mercado e anferir gastos.

Custos Variáveis

a) Operação e Manutenção

A separação de custos de O&M para provimento de serviços ancilares daqueles associados à produção de energia é uma tarefa complexa, podendo ser de difícil avaliação para alguns serviços.

A participação no CAG pode provocar desgastes importantes em várias partes de um conjunto turbina-gerador e merece, portanto, um esforço especial para o dimensionamento dos custos variáveis associados.

No caso de geradores operando como compensadores síncronos ou provendo reserva não-girante, os custos variáveis relativos à O&M são mais facilmente identificáveis e quantificáveis.

A disponibilização do serviço de auto-restabelecimento também terá custos de O&M relevantes, inclusive os relativos aos insumos energéticos para acionamento de gerador auxiliar.

Em todos esses casos, é necessário desenvolver estudos específicos para quantificar tais custos.

b) Perdas Adicionais

Perdas adicionais são relevantes no provimento dos serviços de controle de tensão. Sempre que uma unidade funciona com fator de potência diferente do unitário, ocorrem perdas adicionais nos enrolamentos do gerador e do transformador elevador.

Quando o suporte de reativo é provido por um gerador que está produzindo energia ativa, as perdas são supridas por um consumo adicional do insumo energético. As perdas internas ao gerador não são passíveis de medição. Dependendo da disposição dos medidores de energia, as perdas adicionais no transformador podem ser tratadas como perdas sistêmicas, caso a medição se dê no lado de baixa tensão. Em qualquer caso, as perdas podem ser estimadas com precisão aceitável.

Os geradores devem ter tratamento diferenciado em função do insumo energético que utilizam. No caso das máquinas que utilizam combustíveis fósseis ou energia nuclear, as perdas são supridas por gasto adicional do insumo energético e o seu valor econômico deve ser repostado. A questão que se coloca é como definir o valor das perdas. Sugerimos que as perdas adicionais incorridas por geradores infra-marginais sejam valoradas ao preço MAE, enquanto as relativas a geradores supra-marginais sejam valoradas ao custo de produção do agente.

No caso de geradores hidrelétricos, ocorre um uso adicional de água para suprir perdas, cujo valor econômico e forma de reposição devem ser avaliados em profundidade, frente às Regras do MAE, em especial aquelas relativas ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). [72]

No caso de geradores funcionando como compensadores síncronos, as perdas adicionais são drenadas do sistema. Caso o esquema de medição permita a medição individual das unidades em uma usina, essas perdas podem ser tratadas como perdas sistêmicas. Caso o esquema de medição não individualize as

medições das várias unidades de uma usina, e algumas máquinas estejam produzindo energia ativa, essas perdas reduzem a energia disponibilizada ao sistema, podendo, entretanto, serem estimadas e o agente produtor compensado, observados os mesmos cuidados mencionados acima a respeito do MRE.

c) Aumento de Carga Própria

Este componente de custos adicionais é particularmente relevante para os geradores operando como compensadores síncronos, tendo em vista a necessidade de acionar uma carga expressiva de bombas para drenagem e pressurização da câmara da turbina. Como essas cargas são alimentadas conjuntamente com outras, será necessário fazer uso de estimativas ou de medições complementares para sua quantificação. Para exemplificar, cada gerador da Usina de G. B. Munhoz, quando opera como compensador síncrono, consome 12 MW.

d) Custos de Oportunidade

Está previsto nas Regras de Mercado do MAE que um gerador infra-marginal que, por determinação do Operador do Sistema, não esteja despachado na potência declarada disponível (constrained-off), fará jus a uma compensação pelos ganhos não realizados, qualquer que seja a razão da restrição.

A situação de "constrained-off" pode ocorrer pelo provimento de controle de tensão quando haja a necessidade de reduzir a potência ativa para produzir potência reativa, e no provimento de reservas girantes.

Pode-se considerar que a participação de geradores em esquemas de corte de geração incorra em custos de oportunidade quando da ocorrência efetiva do corte. Esse ponto precisa ser aclarado junto ao MAE.

Deve-se cuidar para que as Regras do MAE evitem duplas remunerações oriundas do pagamento dos custos de oportunidade, especialmente aos geradores participantes do MRE.

e) Participação em Testes de Funcionamento

A realização de testes para verificação de capacidades e de funcionamento de dispositivos necessários ao provimento de serviços ancilares deve ter seus custos atribuídos de forma análoga àquela prevista nas Regras de Mercado para os testes de disponibilidade.

5.5.3.3 - Uma Possível Evolução para os Arranjos Comerciais – Formação de Mercados

Pelas Regras de Mercado, os geradores infra-marginais provendo reservas girantes são vistos como "constrained-off" e, portanto, com os custos de oportunidade repostos. Desta forma, não se pode esperar que sejam constituídos mercados para as reservas girantes.

Outras modalidades de serviços ancilares só podem ser prestadas em localizações específicas da rede ou por unidades com capacidades especiais. Portanto, o provimento de tais serviços só pode ser realizado por agentes específicos, o que dificulta a formação de um mercado específico para este fim. Este é o caso do controle de tensão e do auto-restabelecimento.

Em uma etapa futura, poderia se avaliar a conveniência de tornar voluntária a participação no CAG e no provimento de reserva terciária, com remuneração baseada em mecanismos de mercado, possivelmente através de contratos de opção. Neste caso, deve-se primeiramente eliminar as restrições de transmissão ("gargalos"), para que o mercado possa funcionar de forma plena.

No caso das reservas terciárias, deve ser ressaltado que, caso a unidade seja chamada a produzir energia, cessa a remuneração prevista no CPSA e passa a vigorar a remuneração por produção de energia conforme as Regras do MAE.

5.5.4 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos pelos Agentes de Consumo

Anteriormente ao RESEB, os seguintes serviços ancilares eram providos pelos agentes de consumo:

- Instalação e operação de dispositivos para o controle primário de frequência (Esquemas Regionais de Alívio de Carga - ERAC) - a cargo das empresas distribuidoras;
- Participação na composição das reservas primárias e terciárias - com ônus compartilhado pela distribuidora e pelos consumidores finais.

As participações no controle de frequência e na reserva primária eram mandatárias e não remuneradas enquanto a participação na reserva terciária se dava por duas maneiras:

- Uma, mandatória, não remunerada, pela desconexão discricionária de um conjunto de consumidores ou por artifícios técnicos tais como a redução do nível de tensão junto às cargas;
- Outra, voluntária, indiretamente remunerada, com fornecimento de energia a preços reduzidos, condicionado à sua interruptibilidade.

Sugere-se que, com continuação da reestruturação do setor elétrico, os serviços ancilares prestados pelas cargas passem a ter as características descritas a seguir.

5.5.4.1 - Controle Primário da Frequência

A disponibilização destes controles é um requisito comum a todas as distribuidoras, com participação idêntica proporcionalmente aos seus mercados, conforme descrito nos Procedimentos de Rede. Portanto, pode ser entendida como essencial para participação da operação interligada, devendo ser mandatória e não remunerada.

Poderia ser avaliada a utilização deste tipo de controle por consumidores livres conectados diretamente à rede básica. Como essa não será uma exigência feita a todos os consumidores livres, haveria um tratamento não neutro caso esses consumidores não venham a ser ressarcidos dos custos incorridos na instalação, operação e manutenção desses dispositivos.

5.5.4.2 - Reservas Primárias

As reservas primárias associadas ao controle primário de frequência são compostas pelas cargas dos consumidores (livres ou cativos) conectados a empresas de distribuição e de consumidores livres conectados à rede básica.

A participação de cargas do consumidor cativo nas reservas representa um potencial de perdas econômicas para ele, decorrentes da interrupção do suprimento de energia elétrica e, para a distribuidora de energia, pela possível perda de receita. Pode-se, portanto, entender que esse serviço ancilar seja provido conjuntamente por consumidor e distribuidora.

A participação de consumidores livres, que estejam com toda ou parte de sua carga contratada com algum outro agente pode, potencialmente, causar perdas também àquele agente, dependendo das disposições contidas no contrato bilateral firmado por eles. Em virtude da privacidade desses contratos, em outros aspectos que não sejam os montantes e períodos contratados, é praticamente

impossível avaliar tais níveis de perdas imputadas ao agente que tem a responsabilidade contratual pelo suprimento ao consumidor livre.

Em relação à atuação do ERAC, deve ser entendido que as desconexões de cargas que possam ocorrer previnem outras, maiores e mais duradouras. Além disso, no que diz respeito às distribuidoras, o ônus desse serviço é distribuído por todos os agentes, de uma forma neutra, segundo critérios técnicos.

As perdas econômicas do consumidor que venha a ter o suprimento de energia interrompido são de difícil quantificação. Por outro lado, a ocorrência de desconexões devidas ao ERAC é pequena, se comparada à quantidade de desconexões por outras causas, para as quais o consumidor também não tem compensação financeira. Uma maior neutralidade com relação aos consumidores seria obtida com a implantação de um esquema de rodízio de cargas a serem cortadas. Este rodízio, embora seja desejável, é de difícil implementação.

Pelas razões expostas acima, entendemos que a participação nessas reservas deve ser mantida em primeiro momento como mandatória e não remunerada, tanto para consumidores como para distribuidoras.

Num segundo momento, é possível colocar estas reservas em um ambiente de mercado. Os consumidores seriam chamados a apresentar ofertas de redução de carga. Este mecanismo de mercado está sendo testado para valoração das energias poupadas e consumida sobre a cota estabelecida no racionamento atual.

5.5.4.3 - Reservas Terciárias

A participação de cargas na composição das reservas terciárias era anteriormente obtida, basicamente, de consumidores contratantes de energia a preços especiais, cujo fornecimento podia ser interrompido, mediante aviso com antecedência preestabelecida, denominado de contrato de energia interrompível. Sempre houve dificuldade para obter a efetiva desconexão das cargas, que muitas vezes optavam por permanecer em serviço, ainda que pagando preços mais elevados pela energia.

A obtenção de reservas terciárias às custas da qualidade do suprimento (redução do nível de tensão), o que ocorreu em algumas oportunidades, deve ser evitada ao máximo. Por outro lado, o mecanismo de preços especiais de energia não poderá ser usado como fator de incentivo à participação das cargas nessas reservas terciárias, quando o mercado de energia elétrica no Brasil evoluir e tornar-se mais maduro.

Deve-se levar em conta também que a participação mandatória, mesmo que remunerada, será sempre muito questionada e problemática, devido ao caráter discricionário da escolha dos participantes associado às características temporais desse serviço.

Desta forma, considera-se que a participação nessas reservas deveria ter caráter voluntário e remunerado. Pelo caráter voluntário demandando negociação a cada caso, a participação nessas reservas só se viabiliza para os consumidores livres, conectados diretamente na rede básica ou não, com um porte mínimo, a ser avaliado.

A prestação desse serviço ancilar deverá ser submetida a um CPSA. Nesse CPSA poderia ser previstos um pagamento permanente, a título de disponibilidade, e um pagamento por evento de utilização, a um valor preestabelecido (strike price), bem como penalidades pelo não provimento ou provimento inadequado do serviço.

5.5.4.4 - Resumo

a) Controle Primário da Freqüência - ERAC

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Não remunerado;
- Custos Repostos:
- CPSA: Não necessário.

b) Reservas Primárias - ERAC

- Participação: Mandatória;
- Remuneração: Não remunerado;
- Custos Repostos:
- CPSA: Não necessário.

c) Reservas Terciárias

- Participação: Voluntária;
- Remuneração: Remunerado;
- Custos Repostos: Contrato de opção;
- CPSA: Necessário.

5.5.5 - Arranjos Comerciais para Serviços Ancilares Providos pelos Agentes de Transmissão

Anteriormente ao RESEB, a compensação reativa provida pelos agentes de transmissão era um serviço mandatário, com remuneração implícita incluída no preço da energia. Com a reformulação setorial, esse serviço permaneceu mandatário, com a remuneração incluída na Receita Anual Permitida a cada agente de transmissão, sendo tal receita coberta pelos encargos de uso da transmissão.

Considerando-se o grande esforço regulatório, administrativo e técnico necessário para a extração dos serviços ancilares de transmissão dos contratos em vigor (desmembramento dos atuais contratos – 15 CPST e 65 CUST com a criação de contratos de prestação de serviços ancilares, elaboração de contratos de garantia, duplicação de toda a contabilização, com avisos de débito/crédito, faturamento e manutenção de contas correntes de déficit/superávit), chega-se a conclusão de que não vale a pena extrair os equipamentos de compensação reativa do CPST, desde que se forneça um sinal econômico adequadamente dimensionado para minimizar os impactos negativos decorrentes de fatores de potência degradados (níveis de tensão fora das faixas desejáveis, perda de flexibilidade operativa, sobrecargas em equipamentos, perdas adicionais pela circulação de reativos na rede, com possíveis impactos sobre o preço “spot”, etc.). Tal sinal pode ser implementado como uma penalidade do MAE, aplicável aos agentes que infrinjam os limites de fatores de potência definidos nos Procedimentos de Rede. O dimensionamento deste sinal deve ser tal que torne vantajoso o investimento do agente na compensação reativa de sua carga, lançando-se mão de recursos tais como a tarifação progressiva da demanda de potência reativa em função do nível de degradação do fator de potência.

5.6 - RATEIO, CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO

Os serviços ancilares providos pelos geradores e pelas cargas constituirão parcela dos Encargos dos Serviços de Sistema, previsto nas regras do MAE, e que serão rateados pelos agentes de consumo na forma ali prevista, isto é, na proporção de suas participações em cada sub-mercado.

Os serviços serão contabilizados pelo ONS, em cada período de apuração adotado no MAE, sendo os contratos com os provedores (CPSAs) liquidados financeiramente no âmbito do MAE.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

6.1 - CONCLUSÕES OBTIDAS EM RELAÇÃO AO DESEMPENHO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS EM AMBIENTES COMPETITIVOS

Os sistemas elétricos estão operando cada vez mais próximos aos seus limites de carregamento. Estão sendo atingidos com frequência cada vez maior os limites de carregamento de circuitos. Os recursos para o controle do perfil de tensão estão sendo quase que totalmente utilizados já em regime permanente. Os limites de equipamentos terminais e até mesmo os equipamentos de medição impõem severas restrições ao desempenho do sistema.

O uso intensivo destes sistemas deve-se à dificuldade cada vez maior na expansão dos sistemas elétricos, notadamente por restrições ambientais e pela necessidade de diminuir custos através de uma maior eficiência e eficácia dos mesmos.

Desta forma, alternativas recentes de geração de energia, notadamente aquelas passíveis de serem alocadas junto aos centros de carga, como a Geração Distribuída, tornam-se cada vez mais atraentes e competitivas.

Será cada vez maior a dependência dos sistemas elétricos das ações coordenadas de controle e dos Sistemas Especiais de Proteção. Neste particular, cresce de forma singular a importância dos recursos de telecomunicações.

As manutenções programadas serão cada vez mais restritas. A tendência é que as mesmas sejam realizadas com os equipamentos energizados.

Torna-se necessário um trabalho exaustivo no sentido de se otimizar o projeto dos geradores, como forma de garantir a segurança operativa do Sistema Elétrico, reduzindo-se os custos. Este esforço deve estar associado aos projetos das linhas de transmissão mais eficazes com maiores capacidades de transmissão e menores perdas.

A tendência de uma mudança de postura gerencial e com a incorporação de riscos, os custos associados e o conhecimento preditivo do sistema como subsídio essencial na tomada final de decisão.

A operação em condições de sistema mais extremas conduzirá a necessidade de aprimoramento do treinamento dos operadores, a técnicas mais apuradas de recomposição e a obrigatoriedade de utilização de outras variáveis englobando informações ambientais (condições de ventos, chuvas, queimadas, etc.).

A necessidade do estabelecimento de indicadores adequados para o gerenciamento do sistema.

A importância de um tratamento prioritário às questões dos serviços ancilares como meios de se garantir a preservação da segurança operativa dos sistemas elétricos.

6.2 – TEMAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

No desenvolvimento deste trabalho, vários pontos ficaram em aberto, necessitando de uma investigação mais profunda. A seguir, apresenta-se uma relação dos principais pontos.

Geração Distribuída

- Desenvolvimento de modelos matemáticos e ferramental computacional para o estudo da interação das diversas formas de Geração Distribuída no sistema elétrico, identificando os requisitos técnicos e econômicos associados à operação e segurança dos sistemas elétricos;
- Avaliação da necessidade de se alterar a modelagem do sistema de transmissão adotado nos estudos de estabilidade com a inclusão do sistema subtransmissão ou o desenvolvimento de equivalentes dinâmicos que traduzam o desempenho adequado da Geração Distribuída;
- A identificação do grau de penetração em cada sistema onde a Geração Distribuída já começa a produzir efeitos nos resultados.

Serviços Ancilares

- É importante a identificação dos serviços ancilares e a sua forma de remuneração;
- Este trabalho deve ser considerado de extrema urgência, pois a falta de regulamentação deste assunto tem levado os novos agentes a economizar nos projetos, fazendo com que os novos geradores tenham características menos favoráveis ao desempenho do sistema durante perturbações;

- Em função da inexperiência brasileira e internacional no trato deste assunto, deve-se adotar uma postura inicial mais conservativa e evoluir gradativamente. Serviços, inicialmente, mandatórios e não remunerados poderão avançar gradualmente no sentido de tornarem-se voluntários e remunerados sob o incentivo do ONS e das condições do mercado.

Planejamento da Operação

A curto prazo, verifica-se a necessidade premente de se desenvolver a implantação de Controles Coordenados de Tensão para as principais áreas ge-elétricas do sistema.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] **The World Directory of Renewable Energy** - Suppliers and Services - **1996**
James & James Science Publishers Ltd.
- [2] **Prabha Kundur** - Power System Stability and Control - Mc Graw - Hill, Inc.
1994.
- [3] **Carson Taylor** - Power System Voltage Stability.
- [4] **Black & Veatch** - Power Plant Engineering ITP - An International Thomson
Publishing Company **1996**.
- [5] **Relatório CHESF** - DEFA - EO - RT 002/96 - rev 1 - "Potencial Eólico no
Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica" -
Outubro de **1996**.
- [6] **Relatório Eletrobrás/GCPS** - "Plano Decenal da Expansão 1997/2006"-
Dezembro de **1996**.
- [7] **Harrison Clark** - PTI Newsletter Issue - No 87, Fourth Quarter **1996**.
- [8] **M.K. Donnelly, J.E., Dayle, D.J. Trudnowski, G.J. Rogers** - "Impacts of the
Distributed Utility on Transmission System Stability" - IEEE/PES Summer
Meeting, July 23 - 27, **1995** - Portland, OR.
- [9] **W.H. Winter** - "Measuring and Reporting Overall Reliability of Bulk Electricity
Systems" - Cigré Study Committee No 32.
- [10] **P. Gomes, J.C. Luz, M. Th. Schilling, R.N. Fontoura, M.G. Santos** -
"Subsídios para a determinação de custos de Serviços Ancilares para a
Gestão da Rede" - XIV SNPTEE - Grupo IV - Análise e Técnicas de Sistemas
de Potência - GAT - 26 a 30 de outubro de **1997** - Belém - Pará
- [11] **P. Gomes, F. Paulo de Mello, N.Martins, X.V. Filho** - "Assuring System
Reliability in a Competitive Environment" Paper 38-104 - 30th August - 5th
September **1998** Cigré Bienal Session.

- [12] **P. Gomes, M.Th. Schilling, J.W.M. Lima, B.G. Costa** “Novos Indicadores para o Monitoramento da Qualidade da Frequência e Tensão de Energia Elétrica” - III Congresso Latino Americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica - III CLAGTEE - 09 a 13 de novembro de **1997** - Campos do Jordão - Brasil.
- [13] **U. Bryan, D.T.Y. Cheng** “New Economic Assessment Tools for Maximising Open Trading Opportunities” - Cigré.
- [14] **A. Berizzi, A. Silvestri e outros** “Changes in Power System Planning and Operation Software Tools in a Deregulated Environment.” - Cigré.
- [15] **G.A. Hamond** - “Impact of Non-utility Power Transactions on Reliability and Operation Cost of Power Systems” - Cigré.
- [16] **P. Gomes, M.G. Santos, J.M. Ordacgi e outros** - “Análise da Necessidade de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil.” - XIV SNPTEE Grupo V - Proteção, Medição e Controle de Sistemas de Potência GPC 26 a 30 de outubro de **1997** - Belém - Pará.
- [17] **M. Henderson**, “Alternatives for Pricing Special Protection Systems and Dynamic Control Systems in a Restructured Industry”, - Panel Discussion IEEE Power System Stability Controls Subcommittee (chairman: C.W. Taylor), January **1997**.
- [18] **F.P. de Mello**, “Some Aspects of Transmission System Planning and Design in Developing Countries”, Engineering Foundation Conference, Henniker, New Hampshire, Aug 21-27, **1976**.
- [19] **M.M. Adibi and L.H. Fink**, “Power System Restoration Planning”, paper 93 WM 204-8-PWRS, presented at IEEE 1993 WPM, Columbus, OH, January 31-Feb 5, **1993**.
- [20] **J.D. Hurley, L.N. Bize, C.R. Mummert** “The Adverse Effects of Excitation System Var and Power Factor Controllers” - IEEE Transactions on Energy Conversion - December/1997 - PE - 387 - EC - 0 - 12 - **1997**.
- [21] **N. Jaleeli, L. Van Slyck**, NERC’s New Control Performance Standards - IEEE Transactions on Power System - PE - 261 - PWRS - 0 - 12 - **1997**.
- [22] **B.H. Bakken, O.S. Grande** - “Automatic Generation Control in a Deregulated Power System” - IEEE - PE - 183 - PWRS - 0 - 11 - **1997**.

- [23] **W.H. Winter, B.K. LeReverend** - "Bulk Electricity System Operational Performance: Measurement Systems and Survey Results" - Cigré Working Group 39.05 - July **1989**.
- [24] **Gama C.A., Ping W., Da Fraga R., Leoni R.** - "Brazilian North-South Interconnection-Application of Thyristor Controller Series Compensation (TCSC) to Damp Interarea Oscillation Mode", Cigré Bienal Session – **1998**.
- [25] **M. McGranaghan, B.W. Kennedy, M. Samotyj** – "Power Quality contracts in a Competitive Electric Utility Industry" – **1998** IEEE.
- [26] **P. Gomes, J.W. Marangon Lima, N. Martins, X.V. Filho** - "Aspectos de Estabilidade em Ambientes Competitivos", XII CBA - XII Congresso Brasileiro de Automática - 14 a 18 de setembro de **1998** - Uberlândia - M.G.
- [27] **P. Gomes, M.Th.Schilling, J.C.F. Luz, J.W. Marangon Lima, N. Martins** - "Indicadores não Convencionais para o Desempenho da Malha Nacional Integrada", VI STPC - VI Seminário Técnico de Proteção e Controle - 27 de setembro a 02 de outubro de **1998** - Natal - R.G. do Norte.
- [28] **J. Kehler** - "Power System Stability Controls in a Restructured Industry" - 1998 Summer Meeting - Power Engineering Society - July 12, 16, **1998** - San Diego, California.
- [29] **M. Henderson** - "Alternatives for Pricing Protection Systems and Dynamic Control Systems in a regulated Industry" - 1998 Summer Meeting - Power Engineering Society - July 12 - 16, **1998** - San Diego, California.
- [30] **P. Kundur, G.K. Morison** - "Requirements and Trends in the New Utility Environment" - Bulk Power System Dynamic and Control IV - Restructuring, 24 - 28, Santorini, Greece.
- [31] **J.F. Haner, C.W. Taylor** - "Information, Reliability and Control in the New Power System".
- [32] **J.F. Christensen, A.G. Sorensen, N. Hatziaergyion, M. Donnelly** - "Methods and Models for Evaluating the Impact of Decentralized Generation" - Paper 38-301 - 1998 CIGRÉ Bienal Session - 30th August - 5th September - **1998**.
- [33] **H.P. Asal, P. Barth, E. Grebe, D. Quadflieg** - "Dynamic System Studies of new Requirements and Strategies for the Primary control in the UCPTC/Central Power System" - Paper 39 - 106 - 1998 CIGRÉ Bienal Session - 30th August - 5th September **1998**.

- [34] **E.N. Dialynas, N.D. Hatziargyrioy, N.C. Koskolos, E.S. Karapidakis** - "Effect of High Wind Power Penetration on the Reliability and Security of Isolated Power Systems" - Paper 38 - 302 - 1998 CIGRÉ Bienal Session - 30th August - 5th September - **1998**.
- [35] **J.K. Jensen, A.G. Sorensen** - "Large Offshore Wind Farms" - Paper 38 - 304 - **1998** - CIGRÉ Bienal.
- [36] **P. Gomes** (Editor) - "Terminologia, Critérios e Malha do Sistema a Serem Utilizados no Cálculo dos Indicadores de Desempenho do Sistema Interligado, a Nível de GCOI", Relatório GCOI/CDB - Janeiro de **1996**.
- [37] **G. Kjolle, J. Heggset, N. Nordby e P. Langseth**, 1996, "Sistema de Registro de Interrupções no Fornecimento de Energia na Noruega", Revista E. Moderna, Agosto de **1996**.
- [38] **M. Th. Schilling e P. Gomes**, **1993**, "Breve Panorama do Sistema de Avaliação do Desempenho Elétrico Nacional - SAD", XII SNTPEE, GOP/SE/01, Recife.
- [39] **M. Th. Schilling, M. B. Do Coutto Filho, J. W. Marangon Lima, I. C. Nasser**, **1997**, "Network Transmissibility Measures", CIGRÉ Symposium on Impact of Open Trading on Power Systems, Tours, France.
- [40] **M. Th. Schilling, P. Gomes**, "An Approach to Bulk Power System Performance Assessment", Electric Power Systems Research, Vol. 32, no. 2, pp. 145-151, **1995**.
- [41] **Relatório do Grupo de Trabalho criado pela portaria DNAEE Nº. 163/93** - "Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica", Versão - Agosto de **1996**.
- [42] **P. Gomes** (Editor), "Estabelecimento da Coletânea Mínima de Indicadores de Desempenho a Nível de GCOI", Relatório GCOI/CDB - Janeiro de **1995**.
- [43] **Electric** - System Reliability Task Force - Secretary of Energy Advisory Board, USA.
- [44] **Ancillary Services and Bulk-Power Reliability** - May, **1998**.
- [45] **P. Gomes, M. Th. Schilling, J. W. M. Lima, N. Martins** – "Confiabilidade em Sistemas Competitivos: Critérios para Aferição e Tensão" VIII ERLAC – Maio de **1999**.

- [46] **G.N. Taranto, N. Martiins, D.M. Falcão, A.C.B. Martins**, “Controle Secundário de Tensão, suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipotéticos de sua Utilização na Área Rio”, Grupo IV – GAT – XV SNPTEE, Outubro de **1999** – F. Iguaçu.
- [47] **GCOI/SCEL/GTAD** – “Operação do Sistema Elétrico Interligado em Situações de Subfrequência Sustentada” – Parecer emitido em 15 de outubro de **1996**.
- [48] **M.A. Lefevre, J.R. Silveira** – “Blackouts – Causas e Reflexos sobre a Sociedade” – Grupo - GOP – XIV SNPTEE - Outubro de **1997**- Belém.
- [49] **Western Systems Coordinating Council** – WSCC – “Reliability Criteria”- March **1999**.
- [50] **Secretary of Energy Advisory Board** – Final Report of the Task Force on Electric System Reliability – “Maintaining Reliability in a Competitive U.S. Electricity Industry” - September 29, **1998**.
- [51] Interim Report of the U.S. Department of Energy’s Power Outage Study Team Finds From the summer of 1999 – January **2000**.
- [52] **SC 37, 3C-38 & Others** “Impact of Deregulation on Operation and Planning of Large Power Systems” – Cigré **1998** Session.
- [53] **Relatório GCOI/SCO/SCEL-01/97** – “Análise das Perturbações dos dias 24 e 25/04/97 no Sistema Interligado S/SE/CO” - Junho de **1997**.
- [54] **Relatório GCOI/SCEL/SCO-01/96** - “Análise da Ocorrência do dia 26/03/96 às 09h 18min”.
- [55] **Relatório GCOI/SCEL/GTP/GTPO-01/95** - “Análise de Perturbação do dia 13/12/94 às 10h 12 min Envolvendo o Sistema de Transmissão em C.C e C.A associado à Usina de Itaipu” – Março de **1995**.
- [56] **Relatório GCOI/SCEL/SCO-02/99** – “Análise da Perturbação do dia 16/05/99 às 18h 05 min iniciada por curto-circuito bifásico na chave de “by-pass” do Disjuntor da Linha de 345 KV Itumbiara-Porto Colômbia”- Junho de **1999**.
- [57] **Relatório GCOI/SCEL/GTP-S/GTAS-05/85** - “Análise da Ocorrência no Sistema Interligado - Data:18/08/85 – Domingo - Horário 18h 40min”.
- [58] **Relatório GCOI/SCEL/GTPS-04/84** - “Análise de Perturbação no Sistema Interligado- Data: 18/04/84 – Horário 16h 43min”.

- [59] **P.Gomes, J.W.M, Lima, N. Martins, M.Th.Schilling** “Geração Distribuída, Vantagens, Problemas e Perspectivas” - Grupo – GPL – XV SNPTEE - Outubro de **1999** – F. Iguçu.
- [60] **J. Whitham** “Utility Deregulation and the Role of Standby Generators” – Power- Gen’ 96, Orlando, Florida, December 5, **1996**.
- [61] **Coopers & Lybrand**: “Working Paper 2 – ISO Implementation Issues A, Part 1 – Transmission/Distribution” – Service Order 98/2/1
- [62] **Study Committee 38, Working Group 38, Task-Force 02** “Modelling and Simulation of Black Start and Restoration of Electric Power Systems”- Brochura Cigré.
- [63] **S. Poulsen** "Programa de Monitoramento da Qualidade de energia na Dinamarca“ Eletricidade Moderna – Dezembro de **1996**.
- [64] **Relatório SCEL/SCO-01/99** – "Detalhamento Técnico dos Aspectos de Proteção, Estudos Elétricos e Pós-Operação Englobados na Análise da Perturbação do dia 11/03/99 às 22H 06 Min, Iniciada por Curto-Circuito Monofásico no barramento de 440 kV da SE Bauru".
- [65] **P. Gomes, S. Cisneiros, N. H. Soares** - “Aspects related to Efficiency in the new Competitive Environment” Paper 39-204 - **2000** Cigré Bienal Session.
- [66] **S. Morand, N. H. Soares, P. Gomes, S. L. Sardinha** - “Ancillary Services in the Brazilian System” – International Grid Conference **2000** – IGC2000 – Norway.
- [67] **Relatório GCOI/SCEL/GTP-02/95** - “Síntese Gerencial das Principais Perturbações Ocorridas nos Sistemas Interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste no Ano de 1994” - Fevereiro de **1995**.
- [68] **Relatório GCOI/SCEL/GTP-01/96** - “Síntese Gerencial das Principais Perturbações Ocorridas nos Sistemas Interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste no Ano de 1995” - Fevereiro de **1996**.
- [69] **Relatório GCOI/SCEL/GTP-01/97** - “Síntese Gerencial das Principais Perturbações Ocorridas nos Sistemas Interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste no Ano de 1996” - Fevereiro de **1997**.
- [70] **GCOI/SCEL/GTAD-08/99** - “Banco de Dados de Modelos para Estudos de Estabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro – Volumes 1 e 2” – Agosto de **1999**.

[71] **J. W. Marangon Lima, A. M. Leite da Silva**, "Requisitos de Reserva Girante em Ambientes Competitivos", XIV SNPTEE, Grupo X - GOP, Belém Pará, Outubro de **1997**.

[72] **Regras de Mercado** – ASMAE – Julho de **2001**.