



Instituto de Engenharia Elétrica (IEE)
Departamento de Eletrotécnica (DET)
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Área de Sistemas Elétricos de Potência

***SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO E
PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO.
ESTABELECIMENTO DE CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA
SELETIVIDADE E PRIORIZAÇÃO***

IVANA CAMPOS HONÓRIO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIFEI COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fevereiro de 2004
Itajubá, MG – Brasil

**SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO E PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO.
ESTABELECIMENTO DE CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA
SELETIVIDADE E PRIORIZAÇÃO**

IVANA CAMPOS HONÓRIO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIFEI COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Banca Examinadora:

Prof. Pedro Paulo de Carvalho Mendes, D.Sc

Prof. José Wanderley Marangon Lima, D.Sc

Prof. Paulo Gomes, D.Sc

Prof. Cláudio Ferreira, D.Sc

Aos meus pais Marli e Alfredo e
aos meus irmãos Leonardo e Marcelo
pelo apoio, compreensão e carinho

AGRADECIMENTOS

A Deus por tudo que me proporciona, especialmente pela alegria, saúde e paz.

Aos meus orientadores Prof. Pedro Paulo de Carvalho Mendes e Prof. José Wanderley Marangon Lima pelo ensino, apoio, estímulo e, sobretudo, pela confiança durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos Eng.º Júlio Cezar e Eng.º Leonardo Vinícius pela paciência e ajuda sincera em todas as horas, não me deixando desistir. Ao amigo Eng.º Paulo Quintanilha pela atenção e compreensão.

Aos colegas do GESis pelas discussões técnicas e ajuda nas simulações realizadas.

Ao ONS que incentivou, através dos trabalhos executados juntamente com a UNIFEI/FUPAI/GESis, a realização desta dissertação.

RESUMO

O objetivo desta dissertação é realizar uma introdução aos estudos e às aplicações dos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) usados para manter a segurança dos Sistemas de Energia Elétrica. Um pequeno conjunto de definições e conceitos das áreas de “proteção, confiabilidade e análise de desempenho de sistemas de potência” é apresentado com o objetivo de distinguir os SEPs das proteções convencionais de equipamentos.

Os SEPs são usados para manter a integridade do sistema quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata. A estrutura geral dos SEPs e suas diferentes ações para controlar as perturbações são objeto de análise do trabalho. Para exemplificar, é dada uma visão da atuação dos SEPs em um sistema de pequeno porte.

Com base nos estudos desenvolvidos pelo grupo que analisou a ampliação do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ano de 2004, foram estabelecidos novos limites de intercâmbio entre as regiões Norte, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com ênfase na análise e implantação de SEPs próximos às interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura	4
CAPÍTULO 2	
CONCEITOS BÁSICOS E PREMISSAS	5
2.1 Característica do Sistema Elétrico Brasileiro	5
2.2 Sistemas de Proteção.....	7
2.3 Esquemas de Controle de Emergência - ECEs.....	8
2.4 Sistemas Especiais de Proteção – SEPs [9,23]	11
2.4.1 Proteção contra Perda de Sincronismo – PPS.....	12
2.4.2 Controlador Lógico Programável – CLP	15
2.5 Análise de Desempenho das Funções de Proteção.....	18
2.6 Análise de Desempenho dos Sistemas de Potência [24,25]	19
2.6.1 Estados de Operação do Sistema [23].....	20
2.7 Critérios e Premissas para Análise dos SEPs	24
2.7.1 Estudos de Transitórios Eletromecânicos	25
2.7.2 Estudos de Regime Permanente	27
CAPÍTULO 3	
FUNÇÃO DOS SEPS NO DESEMPENHO DO SISTEMA	29
3.1 Considerações Gerais	29
3.2 Instabilidade Angular	31
3.2.1 Instabilidade Transitória	31
3.2.2 Instabilidade a Pequenos Sinais	32
3.3 Instabilidade de Freqüência.....	33
3.4 Instabilidade de Tensão.....	35
3.5 Desligamentos em Cascata de Circuitos	36
3.6 Conclusão.....	38
CAPÍTULO 4	
UTILIZAÇÃO E APLICAÇÃO DE SEPS	39
4.1 Introdução.....	39
4.2 SEPs Utilizados no Brasil e em Outros Países [23].....	40

4.2.1 Brasil	40
4.2.2 Canadá.....	42
4.2.3 França – EDF (Électricité de France)	43
4.2.4 Romênia	44
4.2.5 Rússia	45
4.3 Blecautes [33,36].....	46
4.4 Aplicação de SEPs em Sistema Elétrico	55
4.4.1 Expansão	66
4.5 Conceitos Adicionais sobre os SEPs.....	70
4.6 Conclusões.....	72
CAPÍTULO 5	
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	74
5.1 Objetivos.....	74
5.2 Sistema Elétrico Brasileiro [3,4].....	75
5.2.1 Modo de Oscilação.....	81
5.3 PPS da Interligação Norte/Sul	93
5.4 PPS da Interligação Sudeste/Nordeste [3,4]	95
5.5 Realização dos Estudos	96
5.5.1 Sudeste Exportador A: SE_A	97
5.5.2 Sudeste Exportador B: SE_B	100
5.5.3 Norte Exportador A: N_A.....	102
5.5.4 Norte Exportador B: N_B.....	106
5.5.5 Constatações sobre o Desempenho após as Obras de 2003	108
5.6 Contingências Críticas e Análise dos SEPs [27]	109
5.6.1 Observações Associadas à Sudeste/Nordeste	112
5.6.2 ECE Alívio de Geração Associado à Norte/Sul	113
5.6.3 Lógicas do CLP da UHE Serra da Mesa	130
5.6.4 PPS da Interligação Sudeste/Nordeste	145
5.6.5 PPS da Interligação Norte/Sul.....	150
CAPÍTULO 6	
CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS.....	157
6.1 Conclusões.....	157
6.2 Futuros Desenvolvimentos	160
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Lugar Geométrico da Variação da Impedância – Fenômeno Estável	13
Figura 2-2 – Lugar Geométrico da Variação da Impedância – Fenômeno Instável	14
Figura 2-3 – Variação da Impedância	14
Figura 2-4 – Rede de CLPs – Área de Observabilidade e Controlabilidade j.....	16
Figura 2-5 – Rede de Comunicação entre as AOCs.....	17
Figura 2-6 – Mudanças nos Estados de Operação após uma Perturbação.....	21
Figura 4-1 – Exemplo de Sistema de Potência com 14 Barras	56
Figura 4-2 – Variação de Frequência das Máquinas M, A e L	56
Figura 4-3 – Variação de Tensão nas Barras B, E e D	57
Figura 4-4 – Variação Angular da Máquina A em relação às Máquinas M e I	57
Figura 4-5 – Variação da Potência Acelerante das Máquinas M, I e A.....	57
Figura 4-6 – Variação Angular da Máquina M em relação às Máquinas H, A e L	58
Figura 4-7 – Variação da Potência Acelerante das Máquinas H, A e L	58
Figura 4-8 – Variação de Tensão nas Barras A, D e K.....	58
Figura 4-9 – Variação de Frequência das Máquinas M, A e L	59
Figura 4-10 – Variação de Frequência das Barras G e K.....	59
Figura 4-11 – Variação da Potência Reativa das Máquinas I, A e L	59
Figura 4-12 – Variação de Tensão nas Barras A, B e D.....	60
Figura 4-13 – Variação Angular das Máquinas H e A em relação à Máquina I.....	60
Figura 4-14 – Variação de Frequência das Máquinas I, A e L	60
Figura 4-15 – Comparação da Variação de Frequência da Máquina A.....	61
Figura 4-16 – Comparação da Variação Angular da Máquina M em relação à I	61
Figura 4-17 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à M	62

Figura 4-18 – Comparação da Variação de Tensão na Barra D	62
Figura 4-19 – Comparação da Variação da Potência Acelerante da Máquina L	62
Figura 4-20 – Comparação da Variação Angular da Máquina F em relação à I	63
Figura 4-21 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à M	63
Figura 4-22 – Comparação da Variação de Freqüência da Barra H	64
Figura 4-23 – Comparação da Variação de Tensão na Barra K.....	64
Figura 4-24 – Comparação da Variação de Tensão na Barra B.....	65
Figura 4-25 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à I.....	65
Figura 4-26 – Comparação da Variação de Freqüência da Máquina L	65
Figura 4-27 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT A-B.....	66
Figura 4-28 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT B-L	66
Figura 4-29 – Distribuição do Fluxo de Potência no Sistema de 14 Barras.....	67
Figura 4-30 – Expansão do Sistema de Potência Exemplo de 14 Barras	67
Figura 4-31 – Redistribuição do Fluxo de Potência no Sistema de 14 Barras	68
Figura 4-32 – Comparação da Variação de Tensão na Barra K.....	68
Figura 4-33 – Comparação da Variação Angular da Máquina H em relação à I	69
Figura 4-34 – Comparação da Variação Angular da Máquina H em relação à A.....	69
Figura 4-35 – Comparação da Variação da Potência Acelerante da Máquina M.....	69
Figura 4-36 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT M-J.....	70
Figura 5-1 – Interligações Regionais do Sistema Elétrico Brasileiro	75
Figura 5-2 – Configuração Base para Dezembro/2002	76
Figura 5-3 – Configuração Base para Dezembro/2003	78
Figura 5-4 – Configuração Detalhada de Dezembro/2003.....	80
Figura 5-5 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Ilha Solteira (SE).....	83

Figura 5-6 – Variação Angular das Máquinas de Xingó (NE) em relação à Tucuruí (N)	84
Figura 5-7 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí (N) em relação à Ilha Solteira (SE)	85
Figura 5-8 – Variação Angular das Máquinas de Serra da Mesa (SE) em relação à Ilha Solteira (SE).....	86
Figura 5-9 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Xingó (NE).....	87
Figura 5-10 – Variação Angular das Máquinas de Itumbiara (SE) em relação à Tucuruí (N).....	88
Figura 5-11 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Xingó (NE).....	90
Figura 5-12 – Variação Angular das Máquinas de Itumbiara (SE) em relação à Ilha Solteira (SE).....	91
Figura 5-13 – Variação Angular das Máquinas de Salto Santiago (S) em relação à Itaipu 60 Hz (S).....	92
Figura 5-14 – Ajuste da PPS da Interligação Norte/Sul Junho 2003.....	94
Figura 5-15 – Ajuste da PPS da Interligação Sudeste/Nordeste Junho 2003.....	95
Figura 5-16 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE	98
Figura 5-17 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à Ilha Solteira....	98
Figura 5-18 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí em relação à S. Mesa	99
Figura 5-19 – Variação Angular das Máquinas de Lajeado em relação à P. Afonso ...	99
Figura 5-20 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE	101
Figura 5-21 – Variação Angular das Máquinas de S. Mesa em relação à Ilha Solteira	101
Figura 5-22 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à Tucuruí.....	102
Figura 5-23 – Variação da Frequência na Barra de 500 kV de Imperatriz.....	102
Figura 5-24 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE	104
Figura 5-25 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à S. Mesa.....	104
Figura 5-26 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí em relação à P. Afonso..	105

Figura 5-27 – Variação da Tensão na Barra de 500 kV de Presidente Dutra	105
Figura 5-28 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo FSAM	106
Figura 5-29 – Variação Angular das Máquinas de S. Mesa em relação à Ilha Solteira	107
Figura 5-30 – Variação da Tensão na Barra de 345 kV de Bandeirantes	107
Figura 5-31 – <i>Bypass</i> da Compensação Série Norte/ Sul– t x I	109
Figura 5-32 – Perturbações ao Longo da Norte/Sul – Norte Exportador	115
Figura 5-33 – Variação da Tensão nas Barras de 500 kV de Serra da Mesa, Teresina II e Tucuruí	115
Figura 5-34 – Variação da Freqüência nas Barras de 500 kV de Imperatriz, Lajeado e P. Afonso	116
Figura 5-35 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul	116
Figura 5-36 – Variação dos Fluxos nas Interligações	117
Figura 5-37 – Variação de Freqüência da Barra de 500 kV de Itumbiara	118
Figura 5-38 – Variação da Tensão na Barra de 500 kV de Boa Esperança	118
Figura 5-39 – Variação da Corrente em pu no Trecho entre Imperatriz e Miracema .	119
Figura 5-40 – Perturbações ao Longo da Norte/Sul – Sudeste Exportador	122
Figura 5-41 – Variação Angular das Máquinas de Xingó, Tucuruí e Serra da Mesa em relação à Ilha Solteira	122
Figura 5-42 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul	123
Figura 5-43 – Variação da Tensão nas Barras na interligação Norte/Sul	123
Figura 5-44 – Variação da Tensão nas Barras de 500 kV de Serra da Mesa, Fortaleza II e Imperatriz	124
Figura 5-45 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul	124
Figura 5-46 – Variação dos Fluxos nas Interligações	125
Figura 5-47 – Fluxos FNS, FSAM e FSM	132
Figura 5-48 – <i>Bypass</i> da Compensação Série das LTs S.Mesa-Samambaia – t x I..	134

Figura 5-49 – Variação do Fluxo na Interligação SE/NE	136
Figura 5-50 – Variação da Corrente em pu entre Serra da Mesa e Samambaia.....	136
Figura 5-51 – Variação Angular das Máquinas de S.Mesa em relação à Ilha Solteira .	136
Figura 5-52 – Variação do Fluxo na Interligação SE/NE	141
Figura 5-53 – Variação da Tensão na Barra de 345 kV de Bandeirantes	141
Figura 5-54 – Variação Angular das Máquinas de S.Mesa em relação à Ilha Solteira.....	142
Figura 5-55 – Variação da Freqüência na Barra de 500 kV de Itumbiara.....	142
Figura 5-56 – Variação do Fluxo na Interligação N/S.....	142
Figura 5-57 – Não Atuação Correta da PPS na Interligação SE/NE	145
Figura 5-58 – Atuação Necessária da PPS na Interligação SE/NE.....	146
Figura 5-59 – Atuação Indevida da PPS na Interligação SE/NE	147
Figura 5-60 – Atuações da PPS na Interligação SE/NE	148
Figura 5-61 – Nova Característica da PPS na Interligação SE/NE	149
Figura 5-62 – Atuação da PPS na Interligação SE/NE com o Novo Ajuste	149
Figura 5-63 – Atuação Tardia da PPS na Interligação SE/NE	150
Figura 5-64 –Atuação Indevida da PPS na Interligação N/S.....	151
Figura 5-65 –Atuação Necessária da PPS na Interligação N/S.....	152
Figura 5-66 – Não Atuação Correta da PPS na Interligação N/S	153
Figura 5-67 – Comportamento da PPS na Interligação – Sudeste-B.....	153
Figura 5-68 – Comportamento da PPS na Interligação – Sudeste-A.....	154
Figura 5-69 – Nova Característica da PPS na Interligação N/S.....	155
Figura 5-70 – Atuação da PPS na Interligação N/S com o Novo Ajuste.....	155
Figura 5-71 – Novo Ajuste da PPS na Interligação N/S – Sudeste-B e Norte-B.....	156
Figura 5-72 – Novo Ajuste da PPS na Interligação N/S – Casos Especiais.....	156

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Resumo dos Objetivos das Ações de Controle dos SEPs	23
Tabela 3.1 – Principais Fenômenos em Relação aos Tipos de Sistemas	30
Tabela 4.1 – Mensuração de Distúrbios por Severidade.....	46
Tabela 5.1 – Influência das Máquinas no Modo de Oscilação Inter-área	82
Tabela 5.2 – Influência das Máquinas no Modo de Oscilação Local	89
Tabela 5.3 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador	114
Tabela 5.4 – Possíveis Atuações do ECE – Norte Exportador	117
Tabela 5.5 – Corrente após Atuação do ECE – Norte Exportador.....	119
Tabela 5.6 – Ação do ECE – Norte Exportador	120
Tabela 5.7 – Despachos nas Usinas – Sudeste Exportador	121
Tabela 5.8 – Possíveis Atuações do ECE – Sudeste Exportador	125
Tabela 5.9 – Corrente após Atuação do ECE – Sudeste Exportador	126
Tabela 5.10 – Corrente após <i>Bypass</i> da Compensação – Sudeste Exportador.....	127
Tabela 5.11 – Ação do ECE – Sudeste Exportador	129
Tabela 5.12 – Ação do ECE – Lógica 2.....	131
Tabela 5.13 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador	133
Tabela 5.14 – Possíveis Atuações do ECE – Lógica 2	134
Tabela 5.15 – Corrente após Atuação do ECE – Lógica 2.....	135
Tabela 5.16 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador	139
Tabela 5.17 – Possíveis Atuações do ECE – Lógica 5	140
Tabela 5.18 – Ação do ECE – Lógica 5.....	143
Tabela 5.19 – Ajustes da Característica da PPS na SE/NE.....	148
Tabela 5.20 – Ajustes da Característica da PPS na N/S.....	154

LISTA DE ABREVIATURAS

AOC	- Área de Observabilidade e Controlabilidade
AVR	- Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Tensão)
CAG	- Controle Automático de Geração
CLP	- Controlador Lógico Programável
ECE	- Esquema de Controle de Emergência
ECS	- Esquema de Controle de Segurança
ERAC	- Esquema Regional de Alívio de Carga
IED	- Intelligent Electronic Devices
LT	- Linha de Transmissão
LTC	- Load Tap Changer (Tap com Comutação sob Carga)
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PPS	- Proteção contra Perda de Sincronismo
PSS	- Power System Stabilizer (Sinal Adicional Estabilizante)
SCADA	- Supervisory Control and Data Acquisition
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SEE	- Sistema de Energia Elétrica
SEP	- Sistema Especial de Proteção
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SVC	- Static Var Compensator (Compensador Estático de Potência Reativa)

TCSC	- Thyristor Controlled Series Capacitor (Capacitor Série Controlado a Tiristor)
TC	- Transformador de Corrente
TP	- Transformador de Potencial
UHE	- Usina Hidrelétrica
UTN	- Usina Termonuclear
UTR	- Unidade Terminal Remota

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Basicamente, a função de um sistema de transmissão estava relacionada à transmissão de blocos de potência desde os centros de geração até os centros de carga. À medida que os sistemas foram se expandindo, percebeu-se que a transmissão poderia ser utilizada para outros fins. Um deles é o compartilhamento das reservas girantes entre sistemas interconectados, de modo que os custos de operação pudessem ser reduzidos. Em muitos sistemas, as interligações também tornaram possível o uso de um sistema de transmissão vizinho como caminho alternativo para atender uma determinada carga no próprio sistema, em caso de contingências simples (falta temporária de um elemento de geração ou transmissão).

Os sistemas evoluíram, e o propósito das redes de transmissão passou a ser não só de interligação entre centros de geração e carga, mas também o de minimizar custos de geração de potência e de combustível a partir do aumento das interligações entre diferentes regiões do sistema. Ou seja, os sistemas elétricos tornaram-se cada vez mais interconectados principalmente por razões econômicas e para melhorar a confiabilidade no suprimento de energia.

A operação de forma coordenada do Sistema Interligado Nacional (SIN), aproveitando-se das diversidades observadas entre regiões, no que tange à hidrologia e ao comportamento da carga, proporciona maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente. Tradicionalmente, o SIN tem sido dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Todos estes subsistemas operam de forma interligada, tornando bastante complexas as análises de desempenho da rede elétrica nacional.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), 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.

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 Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e também das próprias cargas.

O critério adotado para expansão e operação do SIN, como em outros países, é o critério denominado de N-1, onde o sistema planejado deve suportar a pior contingência simples sem que haja perda de carga, tanto durante o período transitório da ocorrência quanto no novo estado de equilíbrio resultante da ocorrência. No entanto, atualmente, diversas áreas da rede básica do sistema interligado S/SE/CO/N/NE não operam atendendo a esse critério de planejamento, sendo que o atendimento total ou parcial ao critério mencionado é devido às ações automáticas promovidas por ECEs.

Hoje estão em operação no SIN mais de uma centena de ECEs que atuam realizando as seguintes ações de controle: desligamento de unidades geradoras, chaveamento de reatores e capacitores, mudanças topológicas (desde a abertura de 1 circuito até o ilhamento de grandes áreas) e, como último recurso, o corte parcial de cargas. Estes ECEs são projetados com o objetivo de minimizar as conseqüências de perturbações no sistema que, na maioria dos casos, são decorrentes da perda de apenas um elemento da rede elétrica e, de modo geral, têm a sua área de atuação limitada.

Entretanto, a partir dos últimos grandes blecautes ocorridos no Brasil (abr/97, mar/99 e jan/02), estão sendo desenvolvidos estudos para que seja implantada uma nova filosofia de esquemas de proteção e controle para atuarem em condições específicas de grandes perturbações (contingências múltiplas), que conduzem a desligamentos de mais de um elemento da rede, podendo afetar áreas importantes do sistema, ou mesmo todo o SIN [1]. Estes esquemas têm como objetivo primordial preservar a maior parte possível do sistema, evitando os denominados “desligamentos em cascata” que resultam em colapso de suprimento a grandes áreas. Exemplos desta classe de controles no SIN são os Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERACs e as Proteções contra Perda de Sincronismo – PPSs. Um outro esquema bastante conhecido é o do corte de máquinas em Itaipu (setor de 60 Hz), após a perda de circuito(s) do tronco de 765 kV.

Com a desregulamentação do setor elétrico, o sistema de transmissão passou a ter a responsabilidade de disponibilizar a rede possibilitando negociações entre diferentes agentes do mercado de energia, como forma de garantir competitividade. Em função disso, novos requisitos recaíram sobre a rede de transmissão, levando à definição de novos padrões de carregamento, e também a novas exigências sobre o controle e a operação do sistema. Surgiram então, sérias restrições de confiabilidade como resultado do sistema de transmissão estar sendo adaptado a aplicações para as quais não foi projetado inicialmente [2]. Como forma de aliviar esta questão, a duplicação ou implantação de novas linhas de transmissão tem sido empregada. Assim, o SEB está passando por uma ampliação significativa até o final do ano de 2003 [3 e 4].

Deste modo é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do SIN, quando este for submetido a fenômenos que provoquem instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs).

Os SEPs são esquemas de proteção associados ao conceito de segurança global do sistema elétrico, evitando possíveis blecautes. Com o monitoramento de um conjunto de subestações e usinas estrategicamente selecionadas através de uma rede de Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), é possível criar algumas áreas de observabilidade e controlabilidade.

1.2 Objetivo

Com a entrada em operação em Dezembro de 2003 das quatro unidades da UHE Tucuruí II, do terceiro circuito em 500 kV entre as subestações Tucuruí e Presidente Dutra, da LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina C2 e LT 230 kV Presidente Dutra - Peritoró e da interligação Sudeste/Nordeste (composta pelas linhas de transmissão de 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara - Sapeaçu), o desempenho dinâmico do SIN é alterado significativamente visto que é introduzido um novo modo de oscilação envolvendo as máquinas do Nordeste com as do Sudeste. Há uma maior aproximação elétrica dos sistemas Norte, Nordeste e Sudeste, alterando expressivamente a capacidade de recebimento do Nordeste.

Além disto, haverá uma significativa ampliação do sistema receptor/emissor das áreas N/SE/CO em Serra da Mesa, com a entrada em operação do segundo circuito em 500 kV da interligação Norte/Sul entre as subestações Serra da Mesa e Imperatriz, do terceiro circuito em 500 kV de Serra da Mesa - Samambaia e das LTs 500 kV Emborcação - Samambaia e Itumbiara - Samambaia, melhorando bastante as condições de estabilidade entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Quando havia apenas um circuito interligando as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, o critério adotado para definição dos limites de intercâmbio era que as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste poderiam perder sincronismo entre si, mas não internamente, sendo que uso de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) era permitido. Em função da ampliação significativa do SIN através do segundo circuito da interligação Norte/Sul e da interligação Sudeste/Nordeste, é possível definir os intercâmbios máximos fazendo com que estas regiões venham a se manter em sincronismo a partir da contingência de um circuito. Portanto, é possível alterar a filosofia e critérios previamente utilizados quando as interligações apresentavam maior fragilidade.

Este trabalho irá apresentar uma alternativa de ajuste e controle dos SEPs sob esta nova ótica operacional do SIN. Em particular, será utilizado como exemplo as interligações Norte/Nordeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Sul que formam um triângulo, dificultando os ajustes destes sistemas.

Alternativas serão sugeridas no decorrer do trabalho para se operar com segurança estas interligações, ressaltando que não são esgotadas todas as possibilidades. Para isso, são mostradas contingências simples e múltiplas com atuação dos SEPs, evitando um possível colapso do SIN.

1.3 Estrutura

A dissertação está estruturada da seguinte forma:

No Capítulo 2 são apresentados conceitos básicos e definições no que diz respeito a sistema de proteção e premissas adotadas para o estudo.

No Capítulo 3 é realizada uma abordagem generalizada da função dos SEPs no desempenho do sistema, mostrando a aplicação dos SEPs contra fenômenos que causam blecautes.

No Capítulo 4 faz-se uma avaliação dos tipos de esquemas utilizados, bem como a influência dos mesmos nos blecautes ocorridos no Brasil e o estado da arte. Ainda é mostrado um exemplo, em um sistema de pequeno porte, da atuação dos SEPs.

No Capítulo 5 o sistema brasileiro, configuração 1º semestre de 2002, é comparado com a nova configuração prevista para o final do ano de 2003. Através de simulações de transitórios eletromecânicos são avaliados os novos modos de oscilação inter-áreas e as possíveis contingências que podem levar o sistema ao colapso. Com base nos resultados obtidos, são apresentadas sugestões para novos SEPs para o SIN.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e proposições para futuros desenvolvimentos.

CAPÍTULO 2

CONCEITOS BÁSICOS E PREMISAS

2.1 Característica do Sistema Elétrico Brasileiro

O SEB é responsável pelo fornecimento da energia elétrica consumida em todo país. Este sistema é composto por usinas geradoras de energia, subestações, transformadores elevadores/abaixadores e linhas de transmissão e distribuição. Cada componente do sistema possui funções distintas e bem definidas. Os geradores transformam energia mecânica em energia elétrica e injetam a potência gerada na rede de transmissão. Compreende-se por transmissão a transferência de energia através de linhas, entre um centro gerador e um centro consumidor. A transmissão da energia é efetuada em tensões elevadas, caracterizando assim a necessidade dos transformadores. Pode-se caracterizar a transmissão como sendo aquela que possui tensão igual ou superior a 230 kV e a distribuição como sendo a que engloba tensões de 69 a 138 kV.

A opção pela intensa utilização do potencial hidroelétrico do país determinou as características singulares do sistema brasileiro. As usinas desse tipo são construídas onde melhor se podem aproveitar as aflúncias e os desníveis dos rios, muitas vezes em locais distantes dos centros consumidores. Conseqüentemente, para atender ao mercado, foi necessário desenvolver um extenso sistema de transmissão, em que as linhas de transmissão criam uma complexa rede de caminhos alternativos para escoar, com segurança, toda a energia produzida nas usinas até os centros de consumo. Mais ainda, as grandes interligações possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo obter benefícios a partir da diversidade de comportamento das vazões entre rios de diferentes bacias hidrográficas.

O sistema é operado de forma coordenada, visando obter ganhos a partir da interação entre as bacias. A operação coordenada visa minimizar os custos globais de produção de energia elétrica aumentando a confiabilidade do fornecimento de energia ao mercado consumidor através da interdependência operativa entre as usinas. Entende-se por interdependência operativa o aproveitamento conjunto dos recursos hidroelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Desta forma a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas que podem ser de outras empresas.

Assim, 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 – 700 MW, Xingó – 500 MW, P.Afonso – 410 MW, Itumbiara – 380 MW, Tucuruí – 350 MW, S.Santiago – 333 MW, 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 [5].

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

Os problemas de estabilidade podem ser agravados, em função de condições hidrológicas desfavoráveis, com violação dos critérios vigentes de segurança dinâmica. Entende-se por 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).

Dentre os estudos relacionados ao Sistema de Energia Elétrica (SEE), destaca-se o estudo da operação, que trata da utilização do sistema existente, garantindo que o mercado consumidor de energia (industrial, comercial ou residencial) seja atendido preservando-se critérios de qualidade de suprimento e baixos custos. Outro estudo relacionado é o estudo da expansão do sistema, o qual aborda o crescimento do sistema de acordo com as necessidades do mercado consumidor de energia, tendo como base de análise de dados macroeconômicos.

O principal objetivo destes estudos é conseguir fornecer uma energia "limpa", ou seja, fornecer uma energia com um certo padrão de qualidade. Porém, devido a falhas de operação, isto nem sempre é conseguido. Entende-se por falta em um SEE como uma falha total ou parcial na continuidade do fornecimento de energia elétrica. A ocorrência de uma falta pode ser um fenômeno interno ou externo ao sistema, isto é, sobretensões no sistema oriundas de quebra de isolador, raios, sobrecargas nos equipamentos, aumento repentino de carga, perda de grandes blocos de carga ou perda de geração. Na ocorrência destes problemas, podem surgir:

- ♦ Danos ao sistema devido aos efeitos dinâmicos e térmicos da corrente de falta;
- ♦ Descontinuidade do sistema;
- ♦ Perda de sincronismo;
- ♦ Redução das margens de estabilidade do sistema;
- ♦ Danos aos equipamentos;
- ♦ Desligamento de áreas que não estão sob falta, produzindo um efeito conhecido como efeito cascata.

A principal causa de faltas em um SEE são as descargas atmosféricas, que podem ocorrer em pontos aleatórios. Se a falta não for eliminada rapidamente, os danos aos equipamentos que integram o sistema poderão ser elevados. As faltas podem ser do tipo permanente ou transitória. As faltas permanentes, como o próprio nome já indica, são do tipo irreversíveis, ou seja, após a abertura do disjuntor, a continuidade no fornecimento de energia não poderá ser restabelecida. As faltas temporárias são aquelas que ocorrem sem haver danos físicos ao sistema, ou seja, após a atuação da proteção, o sistema poderá ser restabelecido sem maiores problemas.

Apesar destas perturbações, a rápida atuação do sistema de proteção oferece um meio econômico para a manutenção da continuidade do sistema elétrico. A proteção atua isolando a parte do sistema sob falta, minimizando os efeitos danosos desta, e garantindo a continuidade do fornecimento de energia.

2.2 Sistemas de Proteção

Os Sistemas de Proteção são conjuntos de relés e dispositivos de proteção, outros dispositivos afins, equipamentos de teleproteção, circuitos de corrente alternada e corrente contínua, circuitos de comando e sinalização, disjuntores etc que associados, têm por finalidade proteger componentes ou partes do sistema elétrico de potência quando de condições anormais, indesejáveis ou intoleráveis [6].

Assim, esse conjunto deve ser capaz de estabelecer uma lógica entre os parâmetros de entrada do sistema de potência (sinais de tensão e corrente provenientes dos transdutores) e tomar a decisão correta de abertura. Dentre estes aspectos, o Sistema de Proteção envia um sinal de *trip* para os disjuntores, os quais isolarão a menor porção possível do sistema sob falta.

Em nenhum caso o Sistema de Proteção deve atuar se não existir defeito na sua zona de proteção. O acionamento de disjuntores que não estão associados à área sob falta pode causar mais danos ao sistema que a não atuação da proteção quando necessária. Nestas condições, é desejável que a proteção tenha um comportamento de acordo com algumas características básicas.

Confiabilidade, seletividade, velocidade e sensibilidade são termos empregados para descrever estas características funcionais do relé.

Confiabilidade: é entendida por duas características, confiabilidade e segurança. A primeira é definida como o grau de certeza que o relé irá operar corretamente. A segunda é definida como o grau de certeza de que o relé não irá operar em condições normais de operação. Então, confiabilidade indica a habilidade do relé de executar corretamente sua função quando requerido e evitar operação desnecessária durante a operação normal do sistema ou na presença de faltas fora de sua zona de proteção;

Seletividade: é a habilidade do relé de isolar a menor parte possível do sistema que está sob falta do resto deste, operando os disjuntores adequados a ele associados o mais rápido possível, dentro da sua zona de proteção, para assegurar a máxima continuidade dos serviços com a retirada de operação do sistema apenas das linhas que estejam sob falta;

Velocidade de Operação: o tempo entre a incidência da falta e o comando de abertura do disjuntor dado pelo relé é determinado pela configuração do sistema e no caso da proteção digital, é tipicamente alguns ciclos de frequência do sistema. Assim, é desejado que o relé tenha uma velocidade de atuação necessária para assegurar um rápido isolamento da zona de proteção em que se encontra a falta, principalmente quando a necessidade de seletividade é envolvida;

Sensibilidade: a proteção deve possuir a habilidade de distinguir entre alterações normais no sistema, como energização de transformadores ou aumento de carga, e anomalias causadas por curto-circuito, retirando de operação apenas a parte do sistema que se encontra sob falta, deixando o resto do sistema operando normalmente.

2.3 Esquemas de Controle de Emergência - ECEs

Os ECEs são projetados para detectar condições anormais e tomar ações corretivas automáticas com o objetivo de manter a integridade e garantir desempenho aceitável do sistema. Estas ações são previamente estudadas e consideram as ações da proteção, que isolam os equipamentos sob defeito, atuando com sucesso ou não [1].

O sistema brasileiro é caracterizado pelo grande número de ECEs, particularmente para garantir os critérios de planejamento relativos à proteção contra contingências, como economia, bem como em consequência dos problemas regulatórios que levaram a um sistema de transmissão menos robusto. Apesar de melhorar a estabilidade dos sistemas, a aplicação dos ECEs impõe certas características ao sistema e aos equipamentos, o que requer uma avaliação prudente de cada ECE.

Atualmente, existe uma grande variedade de ECEs em uso nos sistemas elétricos de todo o mundo, mas a maioria deles está baseada em uma ou mais das seguintes ações de controle [1, 10 e 11]:

- ♦ Corte de geração (amplamente utilizado no SIN);
- ♦ Ações no CAG (Controle Automático de Geração), como mudanças nas referências (*setpoints*);
- ♦ Corte de carga por subfrequência (CCSF);
- ♦ Corte de carga por subtensão (CCST) (utilizado em áreas radiais, como por exemplo no Rio Grande do Sul e na área norte da Região Nordeste);
- ♦ Corte de carga remota (não é usado no SIN);
- ♦ Mudança de potência no Elo de CC (HVDC);
- ♦ Chaveamento automático (abertura/fechamento) de reatores/capacitores *shunt* (muito utilizado no SIN);
- ♦ Resistor dinâmico de frenagem (não é usado no SIN);
- ♦ Abertura controlada de interligações/ilhamento de áreas;
- ♦ Bloqueio e mudança no ajuste dos LTCs - *Load Tap Changer* (Tap com Comutação sob Carga);
- ♦ Aumento rápido na referência das tensões dos compensadores síncronos;
- ♦ Combinação dos anteriores.

A maioria das ações descritas acima pode ser tomada a partir da identificação local da perturbação ou pela detecção do distúrbio em uma vasta área do sistema. A identificação é considerada local quando todas as informações requeridas pelo processo de tomada de decisão estão disponíveis no mesmo local onde se realizam as ações de controle.

Geralmente, o “ECE local” é considerado o tipo mais seguro de esquema porque não depende de sistemas de telecomunicações para a sua operação e as suas ações são geralmente limitadas e localizadas. O corte de carga por subfrequência é provavelmente o tipo de ECE mais conhecido. Frequentemente estes esquemas estão distribuídos ao longo de uma grande região do sistema e, em conjunto, atendem de forma desejada, a ação de controle. A sua alta confiabilidade é obtida em função da grande diversificação; assim a falha de um ECE local num sistema distribuído não vai afetar significativamente a operação dos demais ECEs.

Quando a ação de um ECE é iniciada pelas informações provenientes de uma ou mais subestações localizadas em outros lugares do sistema, trata-se do “ECE distribuído”. Este tipo de ECE geralmente é usado para controlar grandes e complexos fenômenos que podem causar perigo à integridade do sistema inteiro. Eles têm, dessa forma, um nível de complexidade mais elevado do que um “ECE local” e são fortemente dependentes dos sistemas de telecomunicação. A sua confiabilidade é a principal preocupação, considerando que o impacto de uma

operação não intencional é geralmente significativa. Parte desses ECEs são denominados ECSs.

A atuação dos ECEs visa um ou alguns dos seguintes objetivos:

- ♦ Garantir a estabilidade transitória após a abertura de um conjunto específico de circuitos críticos, e/ou restaurar o equilíbrio geração e carga após uma grande rejeição de carga e com isto o controle da frequência, o que é feito por corte de geração [12];
- ♦ Regular a frequência no valor nominal especificado (por exemplo, 60 Hz) e manter o intercâmbio de potência entre áreas nos valores programados, o que é feito pelo CAG através de mudanças nos *setpoints* de geração em função do erro proveniente do desequilíbrio entre geração e carga [13];
- ♦ Restaurar o equilíbrio geração x carga após a 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 - ERACs) [14 e 15];
- ♦ 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 [16, 17 e 18];
- ♦ Garantir a estabilidade de tensão transitória, dinâmica ou a curto prazo após ocorrência de contingências extremas que afetem a capacidade de transmissão do sistema (por exemplo, perda de diversas linhas de transmissão), o que é feito através do corte de carga remota;
- ♦ Limitar a sobrevelocidade dos geradores durante os distúrbios, melhorando o desempenho de sistemas predominantemente hidráulicos frente a problemas de estabilidade transitória, o que é feito através dos resistores de frenagem;
- ♦ Melhorar a estabilidade transitória, regular a potência reativa; dar suporte nas variações dinâmicas das tensões e amortecer as oscilações de frequência pela modulação de potência no Elo CC através do controle dos conversores CC/CA. O efeito benéfico no sistema CA dessa modulação de potência no Elo CC é semelhante ao efeito da rejeição de geração ou do corte de carga;
- ♦ 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 e controlar subtensões causadas por eventos que aumentam significativamente o fluxo de potência na rede elétrica, afetando sua capacidade de transmissão (por exemplo, perda múltipla de linhas) através da inserção automática de capacitores;
- ♦ Evitar que, após uma perturbação onde ocorre redução de tensão, as ações sucessivas dos LTCs, tentando restabelecer os níveis de tensão da rede de distribuição, dêem início a um processo de colapso de tensão; o que é feito pelo bloqueio dos LTCs ou o reajuste dos seus *setpoints* [20 e 21];

- ♦ Evitar auto-excitação de unidades geradoras;
- ♦ Evitar instabilidade de tensão após uma perturbação severa que produza reduções na tensão, o que é feito aumentando a referência de tensão (na forma de uma rampa íngreme) nos *AVRs* – *Automatic Voltage Regulator* (Regulador Automático de Tensão) dos compensadores síncronos;
- ♦ Evitar níveis de tensão elevados após o corte de carga pela atuação dos ERACs, 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 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, o que é feito pela separação controlada de sistemas, visando salvar os subsistemas resultantes da separação [19].

Após os blecautes de abril de 1997, a aplicação dos ECEs foi ampliada para prevenir colapsos de tensão (utilizando-se antecipadamente corte de carga). 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 (CLPs). Estes novos esquemas foram denominados de Esquemas de Controle de Segurança (ECSs).

2.4 Sistemas Especiais de Proteção – SEPs [9,23]

Os SEPs, que englobam os ECEs e os ECSs, estão associados a fenômenos que podem levar o sistema ao colapso parcial ou total. São sistemas automáticos de controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com o objetivo de:

- ♦ Permitir maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- ♦ Aumentar a confiabilidade da operação do sistema interligado;
- ♦ Melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte.

Todos os esquemas que não sejam sistemas de proteção de componentes ou partes do sistema elétrico de potência são designados por SEPs e apresentam tempos de atuação da ordem de algumas centenas de milissegundos e envolvem o monitoramento de grupos de subestações e usinas.

Exemplos desta classe de controles no SIN são os CLPs e as Proteções contra Perda de Sincronismo – PPSs. Por outro lado, os ECEs atuam também como uma proteção sistêmica, porém com tempos de atuação da ordem de segundos.

2.4.1 Proteção contra Perda de Sincronismo – PPS

A instabilidade entre áreas normalmente é caracterizada por uma variação brusca no fluxo de potência nas interligações. A instabilidade pode ser identificada por um ou mais dos seguintes parâmetros: variação brusca na potência em determinadas linhas da interligação, taxa de variação de potência e variação do ângulo entre tensões.

A separação controlada de sistemas geralmente representa a última medida para salvar os subsistemas resultantes da separação, após uma perturbação extrema envolvendo perda de geração ou iminente instabilidade entre áreas. O ilhamento de grandes áreas do sistema é utilizado somente quando podem ser claramente definidas áreas específicas com geração e carga, preferencialmente equilibradas, dentro de um grande sistema interligado.

Com o crescimento dos sistemas interligados, fica mais difícil definir pontos para aplicar a separação dos sistemas considerando todas as possíveis emergências e configurações do sistema. Este método de separação controlada para obter a estabilidade do sistema não é muito usado principalmente porque é difícil definir os pontos de separação que atendam a todas as condições do sistema.

Quando uma emergência acontece, o principal objetivo é manter a operação em sincronismo (em paralelo) ao longo de todo o sistema interligado. Isto possibilita o máximo de ajuda das demais áreas à região do sistema em dificuldade. Os recursos e as instalações disponíveis em cada sistema de potência são vitais à operação segura de todo o sistema interligado. Portanto, todo esforço deve ser feito para manter as interligações. Porém, quando se consegue definir claramente que uma área do sistema pode levar a uma perda de sincronismo entre os subsistemas caso permaneça interligada, a abertura das interligações pode ser necessária.

Se a interligação representa uma importante fonte de suprimento para um determinado sistema, a abertura desta interligação poderá significar, em alguns casos, um colapso total deste sistema. A menos que um sofisticado esquema de proteção seja implementado, não há como um sistema de proteção individual discriminar todas as condições em que a interligação deve ser aberta.

As Proteções contra Perda de Sincronismo – PPS (*out-of-step blocking e tripping*) devem dividir o sistema em locais predeterminados de forma a permitir o melhor equilíbrio entre geração e carga em cada um dos dois sistemas isolados assim que for detectado que as máquinas das duas áreas estão eletricamente

separadas. A PPS é significativamente mais lenta que a proteção de distância e, por conseguinte, os relés de distância podem operar antes, impedindo, portanto, que a PPS abra a interligação nos locais desejados.

A efetividade da ação da PPS depende do sucesso dos elementos de bloqueio contra oscilação de potência dos relés de distância convencionais. A maioria dos relés de proteção contra perda de sincronismo tem sua característica de operação (área de atuação) mais ampla que os relés de distância.

As atuais proteções de distância das LTs usam relés multifuncionais onde estão integradas diversas funções de proteção de caráter sistêmico, os quais podem operar para sobretensões, impedir que oscilações dinâmicas provoquem a atuação indevida da unidade de proteção de distância (bloqueio da abertura da LT por oscilação) e disparo para a perda de sincronismo.

As PPSs podem também ter meios de efetuar a abertura dos contatos dos disjuntores em condições mais favoráveis de defasamento angular entre as tensões nestes terminais. A função de disparo por perda de sincronismo é basicamente executada por um par de esquemas de taxa de variação da impedância simétrica ao eixo das reatâncias do diagrama polar. As Figuras 2-1 e 2-2 mostram o lugar geométrico percorrido pela impedância medida pelo relé de distância em situações de oscilação e de fuga de sincronismo [19].

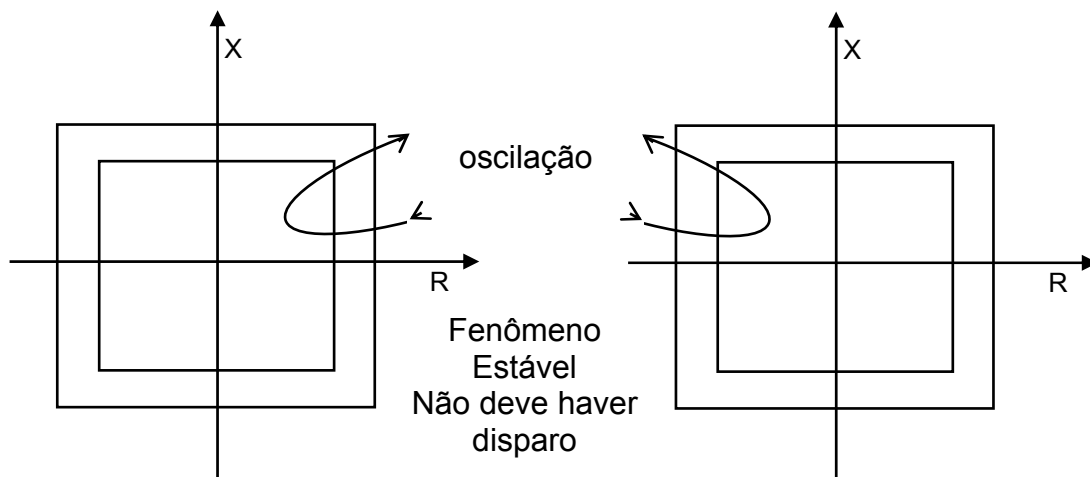


Figura 2-1 – Lugar Geométrico da Variação da Impedância – Fenômeno Estável

As PPSs baseiam-se na identificação de variações lentas da impedância ΔZ medida e na discriminação entre os fenômenos estáveis e instáveis. Para iniciar o *trip*, a trajetória da impedância, entrando na característica de operação externa pela esquerda ou pela direita, tem que cruzar completamente a característica de um lado ao outro lado oposto.

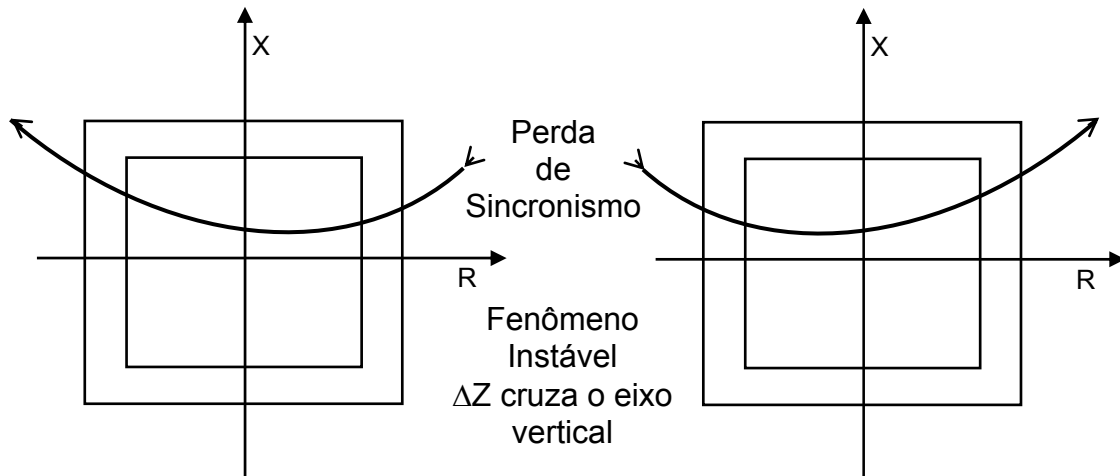


Figura 2-2 – Lugar Geométrico da Variação da Impedância – Fenômeno Instável

O tempo que o vetor de impedância leva para atravessar as características externa e interna, pontos 1 e 2 mostrados na Figura 2-3, é o critério usado para identificar se vai ou não ocorrer a perda de sincronismo. Se a duração da variação de Z entre os pontos 1 e 2 for superior a um determinado tempo, fica caracterizada uma variação dinâmica. Neste caso, as unidades de distância devem ser bloqueadas e deve-se tomar a decisão de disparo da PPS. Este tempo é determinado através de estudos de transitórios eletromecânicos e é da ordem de poucas dezenas de milissegundos.

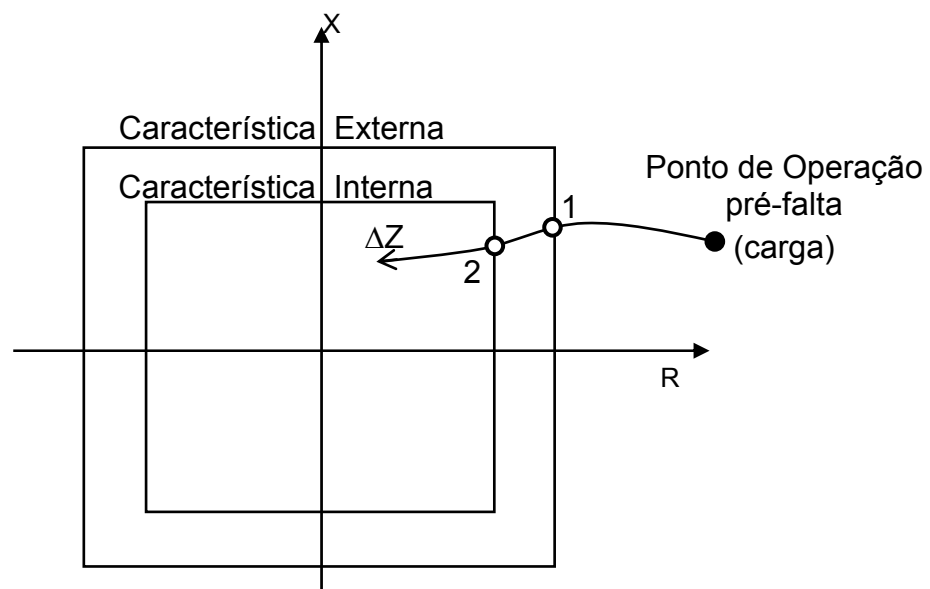


Figura 2-3 – Variação da Impedância

2.4.2 Controlador Lógico Programável – CLP

A proteção sistêmica tornou-se fundamental na operação do SEE nas últimas décadas, onde a preocupação maior é com a integridade operativa da rede que é executada pelos SEPs. Nestes SEPs estão incluídos os tradicionais ECEs que utilizam a tecnologia baseada em relés, os quais podem ser eletromecânicos, estáticos ou microprocessados, operando isoladamente (*stand alone*). A filosofia normalmente usada para a ativação dos ECEs é baseada no efeito e o seu tempo de atuação, que também depende do tipo de relés usados, pode ser de até alguns segundos quando emprega equipamentos de tecnologia mais antiga.

Um outro tipo de proteção sistêmica é o Esquema de Controle de Segurança (ECS), introduzido mais recente e emprega a tecnologia baseada em microprocessadores. O emprego de tecnologia digital possibilita tornar as lógicas dos ECSs mais eficientes, seguras e seletivas, desaparecendo a necessidade de intervenção humana para habilitação do esquema ou manutenção de relés auxiliares. Este tipo de esquema utiliza equipamentos com capacidade de execução de lógicas de controle, tais como Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Unidades Terminais Remotas (UTRs), *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) etc, podendo operar de forma isolada ou em rede através de sistemas de comunicação cobrindo e protegendo grandes áreas do sistema.

Desse modo, o termo CLP aqui usado refere-se ao *Controlador Lógico Programável*, mas também poderá se referir a qualquer equipamento que atenda as características técnico-funcionais aqui descritas (UTR, IED etc). Deve-se destacar que estes equipamentos possuem altíssimo grau de disponibilidade.

Os SEPs também podem ser implementados através de rotinas incorporadas aos sistemas de supervisão e controle, assim como diversos ECEs atualmente em operação em algumas Empresas do SIN.

Com essa tecnologia baseada em CLPs é possível, também, aplicar a filosofia de ativação baseada na causa. Com isso, os SEPs podem identificar uma grande perturbação e executar, de forma imediata, as ações automáticas de controle necessárias para manter a estabilidade do sistema elétrico. Nesta filosofia não se espera que as conseqüências tomem vulto ou se propaguem pelo sistema. Portanto, os tempos de atuação serão bem inferiores aos esquemas que se baseiam nos efeitos. Para que isto seja possível, há necessidade do monitoramento de um conjunto de subestações e usinas, estrategicamente selecionadas, de modo a permitir que os SEPs atuem, quando necessário, em seqüência à proteção convencional, providenciando, por exemplo, um corte emergencial de carga e/ou geração ou, quando for o caso, promovendo uma mudança na topologia da rede.

Uma outra facilidade que pode ser proporcionada por uma rede de CLPs é permitir a criação de grandes Áreas de Observabilidade e Controlabilidade (AOCs), também chamadas de Zonas de Segurança, conforme mostrado na Figura 2-4.

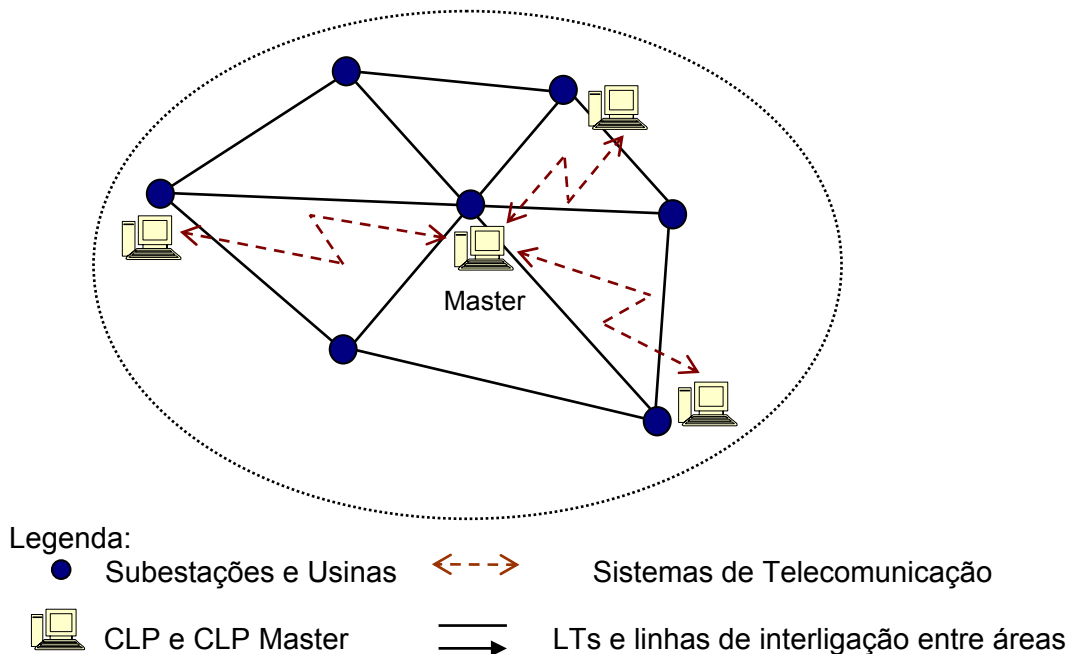


Figura 2-4 – Rede de CLPs – Área de Observabilidade e Controlabilidade j

Assim, haverá um CLP Master que centralizará toda informação obtida de um conjunto de CLPs distribuídos em subestações e usinas estratégicas de uma determinada AOC e, realizará a tomada de decisão das ações de controle. Explorando toda a capacidade dos CLPs, é possível monitorar o estado de todo o sistema e, frente a perturbações que possam afetar grandes áreas do SIN, executar de forma rápida e automática medidas corretivas para manter a integridade do sistema.

A integração e a coordenação das operações dos SEPs de todo o SIN poderá ser efetuada por um sistema em que cada Estação CLP Master (Master) de cada Área de Controlabilidade, além de se comunicar com todos os CLPs pertencentes a sua Área, também se comunicará com os outros Masters das demais AOCs, de acordo com a arquitetura mostrada na Figura 2-5. As informações necessárias serão adquiridas pelos CLPs periodicamente, pré-tratadas e transmitidas, por exceção ou sob pedido, para as Masters. Após o processamento das informações recebidas as Masters deverão identificar as alterações na configuração do Sistema Elétrico e executar as ações necessárias, enviando comandos para que a integridade do Sistema Interligado seja mantida de acordo com a lógica de programação.

Os CLPs poderão também executar ações que só dependam de informações locais sem interferência da Master de sua AOC. Quando isto ocorrer a Master deverá ser notificada das ações que foram tomadas.

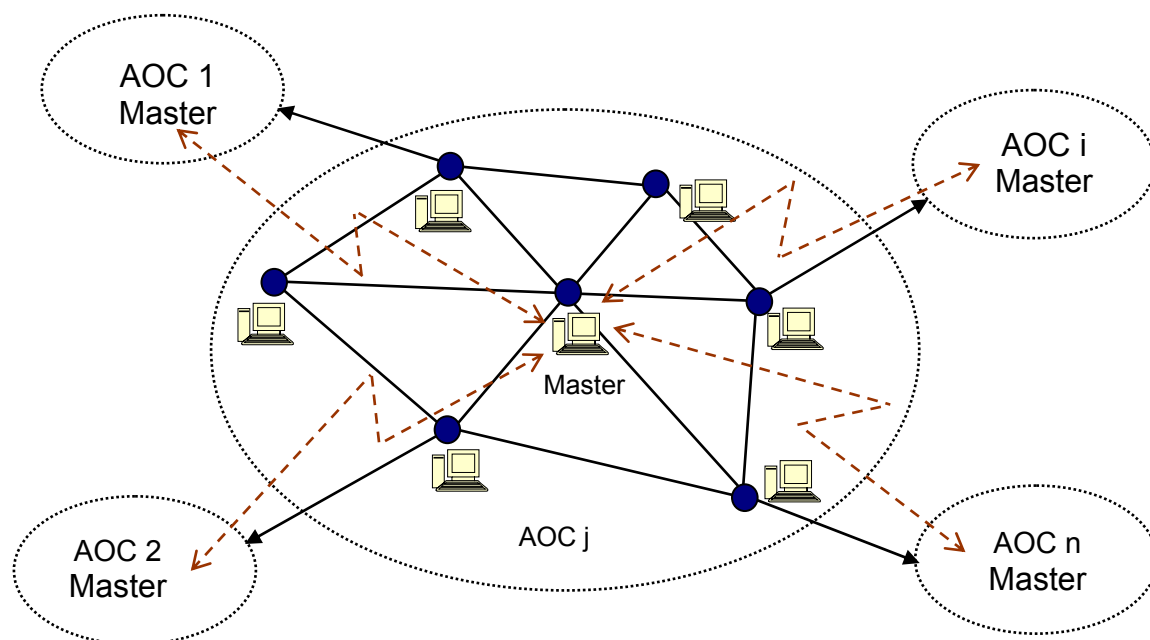


Figura 2-5 – Rede de Comunicação entre as AOCs

As funções de controle e supervisão dependem dos recursos providos pelos CLPs. Portanto, deve-se entender que a complexidade destes equipamentos, assim como dos sistemas associados, estará diretamente relacionada com as funções indicadas a seguir [23].

- ♦ Aquisição de dados;
- ♦ Tratamento de valores analógicos;
- ♦ Tratamento de valores digitais;
- ♦ Recebimento e execução de telecomandos;
- ♦ Detecção de alarmes;
- ♦ Execução de Lógicas e controle local;
- ♦ Seqüência de eventos (SOE);
- ♦ Qualidade de energia;
- ♦ Autodiagnóstico e Auto-teste.

2.5 Análise de Desempenho das Funções de Proteção

Neste item são apresentados os conceitos relevantes e a terminologia usada no trabalho, no que diz respeito às funções de proteção.

Atuação Correta: quando a função atua dentro da finalidade para a qual foi aplicada, para as grandezas elétricas supervisionadas dentro das faixas adequadamente ajustadas, para o defeito, falha ou outra anormalidade dentro de sua área de supervisão, em tempo condizente com as condições da situação.

Atuação Correta Aceitável: quando a função atua coerentemente com o equipamento, filosofia e ajustes utilizados, embora fora da aplicação prevista, com a análise indicando não haver providências a serem tomadas quanto à função. Por exemplo, atuação de uma proteção de distância de linha de transmissão para condições extremas de sobrecarga com subtensão, com instabilidade no sistema de potência. Trata-se de uma atuação fora da aplicação prevista (proteção para curtos-circuitos), porém coerente com a instalação e ajustes. Porém, se a atuação se dá para condições de sobrecarga aceitáveis para a linha e para o sistema de potência, a atuação será considerada incorreta, pelo analista.

Atuação Incorreta: quando a função, em resposta a ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, atua sem que tenha desempenhado a performance prevista na sua aplicação.

Atuação Acidental: quando a função atua sem ocorrência de falta ou outra anormalidade no sistema elétrico de potência. Ou seja, quando a mesma atua como consequência de fatores externos que interfiram no seu desempenho normal, tais como: erros humanos, falhas ou defeitos em relés, problemas na fiação de entrada de TCs e TPs, vibrações, objetos estranhos nos painéis etc.

Recusa de Atuação: quando a função, com ou sem desligamento do(s) disjuntor(es) do terminal, deixa de atuar quando existem todas as condições e necessidade para atuar.

Atuação sem Dados para Análise: quando não for possível, com as informações disponíveis, classificar o desempenho da função. Geralmente em função da insuficiência ou falta de recursos de supervisão, sinalização ou registro da atuação da proteção.

2.6 Análise de Desempenho dos Sistemas de Potência [24,25]

Os objetivos principais da filosofia de planejamento e operação de grandes sistemas de potência são:

- ♦ Prover o sistema de reservas adequadas para minimizar o risco de emergências no suprimento de energia;
- ♦ Prover o sistema de capacidade suficiente para resistir às perturbações previamente definidas nos critérios de projeto ou planejamento.

Estes objetivos estão contidos no conceito da confiabilidade do sistema que é definida como a habilidade do sistema para entregar energia elétrica a todos os pontos de utilização dentro de padrões aceitáveis e nas quantidades desejadas. O tratamento clássico da confiabilidade leva em conta dois aspectos básicos e funcionais para determinar a confiabilidade/desempenho do sistema que são:

Adequação: é a capacidade do sistema suprir os requisitos de potência e energia do mercado, todo o tempo, levando em conta as restrições operacionais. A adequação é associada a condições estáticas, não incluindo distúrbios no sistema. É importante frisar que a maioria das técnicas probabilísticas atualmente disponíveis para avaliar a confiabilidade está no campo da adequação – por exemplo, o *load flow* probabilístico.

Segurança: é a capacidade do sistema de suportar distúrbios repentinos como curto-circuitos ou perdas não previstas de componentes importantes. As técnicas relativas à confiabilidade neste campo ainda não estão totalmente dominadas. O modelo de estabilidade transitória probabilística, por exemplo, pertence ao domínio da segurança. Observa-se que os índices calculados pelos modelos são avaliados a partir de valores médios e não podem ser comparados com aqueles coletados na prática, pelos seguintes motivos:

- ♦ Os índices calculados são, em sua maioria, índices de Adequação do sistema;
- ♦ Os índices originados diretamente dos valores coletados estão mesclados de efeitos ligados à Segurança e à Adequação do sistema.

Surge então um problema para se comparar certos índices, visto que a adequação refere-se à confiabilidade estática e a segurança à confiabilidade dinâmica. O índice calculado deve servir como indicativo de previsão de como o sistema virá a se comportar e o índice direto, trabalhado estatisticamente, representa o desempenho atual. Ambos são índices de confiabilidade/desempenho e ambos podem ser utilizados na operação do bom funcionamento do sistema.

2.6.1 Estados de Operação do Sistema [23]

De uma forma simplificada, os sistemas de potência podem ser classificados quanto ao seu estado operacional:

- ♦ Estado de Operação Seguro (Adequado);
- ♦ Estado de Operação Satisfatório (Potencialmente Inseguro);
- ♦ Estado de Operação Insatisfatório (Emergência).

Geralmente, os sistemas de potência são operados no *Estado de Operação Seguro (adequado)*. Este estado pode ser definido quando o sistema satisfaz as seguintes condições [1]:

- ♦ O sistema de potência cumpre as exigências técnicas mínimas que definem o *Estado Operacional Satisfatório*;
- ♦ O sistema de potência retornará ao *Estado Operacional Satisfatório* após a ocorrência de uma única contingência considerada provável. Isto é equivalente a prover as quantidades suficientes de reservas requeridas pelas margens de segurança.

O *Estado Operacional Seguro* é equivalente ao estado normal descrito como estável e adequado.

O termo *Estado Operacional Satisfatório* abrange os seguintes atributos de desempenho do sistema associados tanto ao regime permanente quanto às condições dinâmicas do sistema:

- ♦ A frequência do sistema deve estar dentro das faixas especificadas,
- ♦ As tensões devem estar dentro dos limites especificados,
- ♦ Todos os equipamentos devem operar dentro de suas capacidades de regime contínuo ou dentro de limites de sobrecarga de corrente de curta duração,
- ♦ Os níveis de falta devem estar dentro das capacidades dos equipamentos existentes do sistema;
- ♦ O ponto de operação corrente deve ser estável (sob o ponto de vista da estabilidade transitória, a pequenas perturbações e da estabilidade de tensão).

A Figura 2-6 ilustra a transição entre os diferentes estados operacionais provocados por uma perturbação.

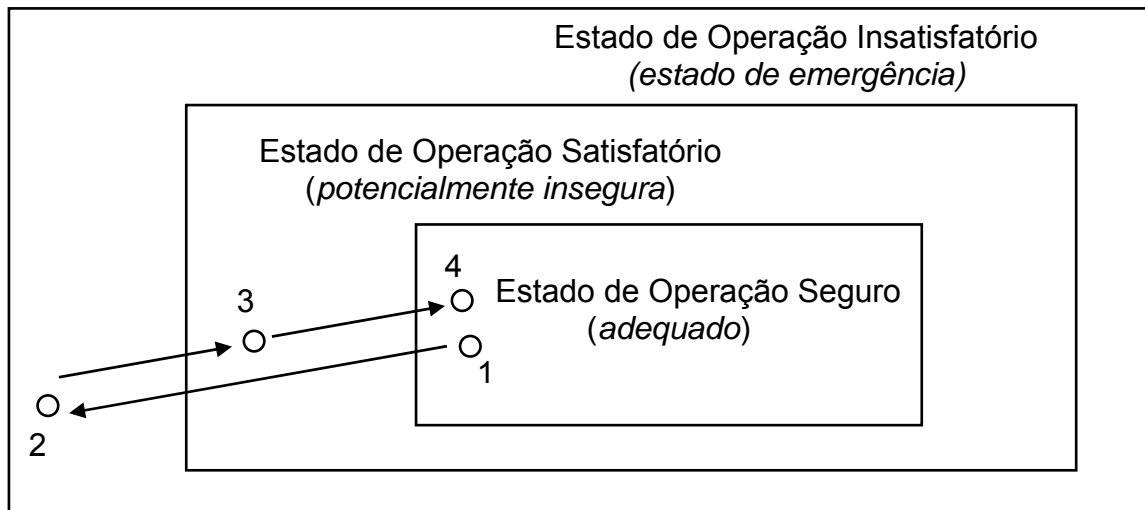


Figura 2-6 – Mudanças nos Estados de Operação após uma Perturbação

Normalmente, o sistema opera no *Estado de Operação Seguro* (ponto 1). Após uma perturbação, o sistema vai para fora da região definida como *Estado de Operação Satisfatório*, chegando ao *Estado de Operação Insatisfatório* (ponto 2: Emergência). A atuação da proteção, dos equipamentos de controle e, possivelmente, de algumas ações dos operadores traz o sistema para dentro do *Estado de Operação Satisfatório* (ponto 3). Finalmente, as reservas de restabelecimento do sistema permitem fazer retornar o sistema ao *Estado Operacional Seguro* (ponto 4). A duração de excursões fora dos limites definidos pelos *Estados Operacionais Satisfatórios* e *Seguros* pode variar de sistema a sistema.

O *Estado de Operação Satisfatório* engloba estados estáveis adequados, mas sem reservas de restabelecimento do sistema, que podem ser potencialmente inadequados e/ou instáveis. No estado potencialmente inadequado, a ocorrência de uma contingência pode resultar na mudança para um estado inadequado devido a sobrecargas térmicas, tensões fora das faixas admissíveis e perda de carga. No estado potencialmente instável, a ocorrência de uma contingência pode resultar na mudança para um estado instável que conduz potencialmente a instabilidade de sistema.

O *Estado de Operação Insatisfatório* (Emergência) compreende os estados operacionais: estado estável, mas inadequado (pode ser estado de emergência temporário ou um estado potencialmente instável) e estado de emergência extrema, que é um estado resultante de “desligamentos em cascata” que pode ter chegado a um regime permanente que resulta colapso ou blecaute do sistema (Instável) ou, que resulta em uma parte do sistema ilhada e com grandes perdas de carga, geração e equipamentos de transmissão (Estável Inadequado).

Em muitos casos, a operação da proteção convencional permite um retorno, sem ajuda de qualquer outro recurso, a um *Estado Operacional Satisfatório* após a remoção da perturbação ou do isolamento da falta. Porém, dependendo da severidade das perturbações, outros esquemas de proteção e/ou a ação manual de controle podem ser necessárias para ajudar ao retorno do sistema para o *Estado Operacional Satisfatório*. A ação do operador, após a ocorrência de uma perturbação, é então restaurar as reservas do sistema a fim de fazer o sistema retornar ao *Estado Operacional Seguro* com recursos suficientes para enfrentar a ocorrência de outra perturbação.

Em muitos sistemas, as perturbações são classificadas de acordo com os critérios de planejamento da expansão e da operação que consideram a probabilidade de ocorrência de determinadas contingências. A maioria dos sistemas é projetada para resistir às contingências simples mais prováveis, sem que haja perda de suprimento de energia aos consumidores. Nestes casos, o sistema deve voltar ao *Estado Operacional Satisfatório* sem qualquer tipo de ação adicional e sem o desligamento de cargas de consumidores.

Ocasionalmente, o sistema pode sofrer contingências mais severas que excedam às margens de segurança alocadas pelo operador, como a perda de geração de uma usina inteira, perda dos 2 circuitos de um circuito duplo ou a perda de um barramento pela atuação da proteção diferencial de barra em uma subestação com barra dupla, que são freqüentemente consideradas como ocorrências poucos prováveis. As alternativas, que incluem novas obras, para suportar estes tipos de ocorrências seriam excessivamente caras e não seriam práticas. Nestes casos, as ações de controle dos SEPs têm como objetivo localizar e isolar o evento, evitando a atuação em cascata e descontrolada da proteção e a instabilidade do sistema, recuperando o *Estado Operacional Satisfatório*.

A implantação de um novo SEP pode permitir o suprimento às cargas num estado considerado não-seguro no sentido de melhorar a eficiência do sistema. A Tabela 2.1 resume os principais objetivos dos SEPs para manter as características operacionais do sistema de potência dentro de um estado considerado satisfatório.

Tabela 2.1 – Resumo dos Objetivos das Ações de Controle dos SEPs

Características de um Estado Operacional Satisfatório	Objetivos das Ações dos SEPs
Frequência dentro das faixas especificadas	Manter a segurança nos casos de perda de grandes montantes de geração e/ou carga, ajudando no restabelecimento da frequência
Tensões dentro das faixas especificadas	Ajudar na recuperação do sistema após contingências severas, suprindo a deficiência de potência reativa
Todos os equipamentos operando dentro de suas capacidades de regime contínuo ou de sobrecarga admissível de curta duração	Reduzir rapidamente o fluxo de potência em elementos sobrecarregados
Níveis de curto-circuito dentro das capacidades dos equipamentos existentes (não superar as capacidades dos disjuntores atuais)	Abrir um disjuntor remoto para reduzir o nível de curto, permitindo a operação segura do disjuntor local
Exigências satisfeitas quanto à estabilidade (angular, a pequenas perturbações e de tensão)	Permitir a operação mais próxima possível dos limites de estabilidade atuando na redução rápida do fluxo de potência, cortando geração remota, chaveando equipamentos <i>shunts</i> , realizando ilhamentos controlados etc

2.7 Critérios e Premissas para Análise dos SEPs

A operação de forma coordenada de um sistema interligado, aproveitando-se das diversidades observadas entre regiões, no que tange à hidrologia e ao comportamento da carga, proporciona maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente, além de resultar numa maior confiabilidade e qualidade no suprimento. Por outro lado, é possível que a ocorrência de contingências simples ou múltiplas levem o sistema a um “desligamento em cascata”, caso medidas de segurança não venham a ser tomadas em tempo hábil.

A filosofia de dimensionar a expansão dos sistemas elétricos para que o mesmo suporte qualquer contingência simples (critério N-1) traz consigo a insegurança de um possível colapso, embora com uma frequência reduzida, quando da ocorrência de contingências múltiplas. Estudos da Comissão Mista ELETROBRÁS/CEPEL/ONS/EMPRESAS, motivados pelo blecaute do dia 11 de março de 1999 no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, visavam identificar os eventos que pudessem provocar desligamentos múltiplos, repercutindo na forma de distúrbios catastróficos e, pesquisar ações para mitigar os reflexos decorrentes destes eventos. Como uma dessas ações, revelou-se a conveniência da incorporação de esquemas automáticos de proteção, denominados Esquemas de Controle de Segurança - ECS [26].

Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do SIN, quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os SEPs. A garantia da confiabilidade e da segurança da operação dos sistemas elétricos é assegurada através do desenvolvimento de uma série de atividades que abrangem desde: determinação dos limites de transmissão entre áreas e regiões, critério determinístico adotado para expansão do sistema interligado brasileiro (N-1), onde o sistema planejado deve suportar a pior contingência simples (falta temporária de um elemento de geração ou transmissão) sem que haja perda de carga e, até estudos específicos para ajustes dos elementos de controle do sistema, como por exemplo os TCSC (Capacitor Série Controlado a Tiristor) e PSS (Sinal Adicional Estabilizante), que interferem nos modos de oscilação interáreas. Entretanto, existem áreas onde a garantia da segurança do sistema elétrico é possível apenas através de ações automáticas promovidas por esquemas.

Os ECSs apresentam tempos de atuação da ordem de algumas centenas de milissegundos e atuam, quando necessário, em seqüência à proteção convencional, providenciando um corte emergencial de carga e/ou geração ou promovendo uma mudança na topologia da rede. Enquanto os ECEs detectam os efeitos resultantes de algum distúrbio, por exemplo, sobrecarga em transformadores, tomando as medidas necessárias para evitar sua propagação, os ECSs comandam as medidas corretivas baseados na causa, ou seja, no distúrbio propriamente dito. Por isso atuam em tempos menores do que os ECEs.

Assim, para o estudo do desempenho dinâmico pós-contingência [22] do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, com a presença das interligações Sudeste/Nordeste, Norte/Sul e Norte/Nordeste, é considerada a atuação dos esquemas emergenciais existentes, no sentido de identificar sua adequação na solução dos problemas. Em seguida, faz-se a avaliação da utilização de SEPs, definindo as características básicas para sua implantação, e de possíveis alterações nos ajustes dos esquemas já existentes, no sentido de minimizar as conseqüências decorrentes das contingências analisadas, preservando parte do sistema, evitando os denominados “desligamentos em cascata” que resultem em colapso de suprimento.

2.7.1 Estudos de Transitórios Eletromecânicos

Através da observação de um sistema de potência interligado de grande porte, com suas inúmeras unidades geradoras, linhas de transmissão e cargas, e considerando a complexidade das conseqüências de uma perturbação, pode-se pensar na impossibilidade prática de se realizar uma análise efetiva. Entretanto, as constantes de tempo do fenômeno podem ser substancialmente diferentes, permitindo a concentração em elementos específicos, que afetam o transitório e a área em estudo.

Nesta dissertação é dada maior ênfase à análise da estabilidade angular dos sistemas de potência. Assim sendo, devem ser representados os componentes do sistema que causam alterações nos conjugados elétrico e mecânico, ou seja, que influenciam de forma significativa na aceleração (ou desaceleração) dos rotores das máquinas:

- ♦ A configuração do sistema, antes, durante e depois de uma perturbação;
- ♦ As cargas e suas características;
- ♦ Os parâmetros das máquinas síncronas;
- ♦ Os sistemas de excitação e reguladores de tensão das máquinas síncronas;
- ♦ As turbinas e os reguladores de velocidade;
- ♦ Os sistemas de proteção;
- ♦ Os controles suplementares (CAG, PSS);
- ♦ Outros componentes que influem nos conjugados elétrico e mecânico.

Desta forma, o estudo de transitório eletromecânico avalia a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando da ocorrência de impactos de perturbação como curtos-circuitos em elementos importantes e perdas de grandes blocos de geração, por exemplo.

A natureza da resposta do sistema envolve amplas excursões angulares dos rotores das unidades geradoras e é influenciada pelas relações não-lineares existentes entre potência e ângulo. Fatores como condições iniciais operativas, e principalmente, tipos e localizações dos distúrbios influem na avaliação e definem este tipo de estudo de estabilidade.

Para esse estudo, que utiliza o SIN como exemplo, o objetivo principal é identificar eventos que possam levá-lo à condição subsequente de “desligamentos em cascata” ou culminar em colapso.

As análises de regime dinâmico do sistema de potência brasileiro, em rede completa ou em indisponibilidades de elementos, são obtidas das simulações de diversas perturbações na rede básica. No âmbito de cada perturbação são realizadas análises segundo os seguintes aspectos:

- ♦ Estabilidade angular, com correspondente verificação do sincronismo entre as unidades geradoras (ângulos δ);
- ♦ Violações de limites nominais de carregamento em linhas de transmissão e transformadores;
- ♦ Violações de limites nominais de potência reativa de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos;
- ♦ Níveis de tensão.

Nesta dissertação, a avaliação e ajustes dos SEPs são conduzidas através de simulações em regime dinâmico, tendo como meta a obtenção dos máximos intercâmbios entre regiões. Como filosofia e critérios associados são utilizados 3 níveis de severidade para definir a segurança do sistema [27].

Nível 1: o mais restritivo, não permitindo nenhuma violação dos critérios de carregamento e tensão. O sistema opera no *Estado Operacional Seguro*, após a perturbação passa para o *Estado Operacional Insatisfatório* e, em seguida, através da atuação proteção do elemento sob falta, é levado ao *Estado Operacional Satisfatório* ou, até mesmo, retorna ao *Estado Operacional Seguro*. A estabilidade do sistema é garantida apenas com a atuação da proteção dos equipamentos.

Nível 2: neste caso, com o intuito de se explorar a capacidade da rede, é necessária a atuação não somente da proteção do elemento sob falta como também de Esquemas de Controle de Emergência, fazendo com que o sistema opere no *Estado Operacional Satisfatório* após uma perturbação. Para que o sistema retorne ao estado inicial (*Estado Operacional Seguro*) é preciso ações adicionais dos operadores. O importante é que as regiões se mantenham sincronizadas e que não haja perda de carga.

Nível 3: as regiões podem perder sincronismo entre elas, mas não internamente. Embora atue a proteção do elemento sob falta e os Esquemas de Controle de Emergência, o sistema opera no *Estado Operacional Insatisfatório* (estável inadequado) após uma perturbação, resultando em parte da rede ilhada com grandes perdas de carga, geração e equipamentos de transmissão.

Portanto, o critério adotado neste trabalho para a definição dos limites é o do nível 2. Outro ponto importante a destacar se refere ao número de máquinas sincronizadas, que afeta significativamente os limites de nível 2. Neste trabalho, utiliza-se o critério de inércia mínima, ou seja, dada uma condição de despacho de cada usina busca-se sempre sincronizar o mínimo de unidades geradoras. Este critério é bastante conservativo para o caso de usinas hidráulicas visto que, na prática, tenta-se sempre sincronizar um número maior de unidades geradoras.

Foram efetuadas simulações de estabilidade eletromecânica utilizando o programa ANATEM do CEPEL [28], aplicando curtos-circuitos monofásicos (reator equivalente) em linhas de transmissão. O defeito tem duração de 100 ms, para eventos nos troncos de 500 e 345 kV, sendo considerado em um dos terminais da linha de transmissão, com posterior eliminação através da abertura simultânea dos disjuntores terminais da referida linha.

Posteriormente, também foram analisadas possíveis condições mais extremas que o simples critério “N-1” com o objetivo de avaliar e propor SEPs, dentre elas grande rejeição de carga, perda da interligação Norte/Nordeste, perda da UTN de Angra II, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí e perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz.

2.7.2 Estudos de Regime Permanente

Basicamente, as lógicas dos esquemas são definidas após exaustivos estudos de estabilidade dinâmica, que devem ser periodicamente revistos em função de mudanças importantes no sistema interligado. Para tanto, os cenários e condições de carga e geração a serem considerados nos estudos de regime permanente (chamados de casos “bases”) devem abranger um período que tenha uma validade mínima de um ano após a previsão da implantação do SEP sob análise.

Além disso, as análises de regime permanente devem ser efetuadas para as condições de carga pesada, média e leve (mínima em alguns casos), associadas a diversos cenários de intercâmbio entre regiões ($S \leftrightarrow SE$, $N \leftrightarrow S$ e $N \leftrightarrow NE$), em rede completa e também em situações de indisponibilidade de elementos, além de considerar também diferentes intercâmbios de gerações entre bacias de uma mesma região. A escolha destes cenários visa contemplar as situações mais críticas para as instalações, independentemente da probabilidade de ocorrência dos mesmos.

Também se procura maximizar as trocas de energia entre os subsistemas, levando em conta a manutenção dos níveis de segurança e as restrições de equipamentos.

Para cada cenário energético, os intercâmbios entre os subsistemas são aumentados até que seja encontrada alguma violação no sistema, tendo como base os níveis de segurança pré-estabelecidos. Estes estudos são realizados com o programa ANAREDE do CEPEL [29].

A realização da dissertação é baseada nos procedimentos e critérios em vigor no ONS. Para ajustar os casos com topologias de redes completa e alterada consideraram-se os seguintes critérios: em regime normal, na indisponibilidade de algum equipamento, não se deve permitir sobrecarga em nenhum outro equipamento e as faixas operativas de tensão, na medida do possível, serão preservadas conforme orientações [7].

CAPÍTULO 3

FUNÇÃO DOS SEPS NO DESEMPENHO DO SISTEMA

3.1 Considerações Gerais

Uma das características básicas que um sistema elétrico de potência deve ter é a de garantir o suprimento de energia às cargas, de forma confiável e ininterrupta. Estes fatos estão relacionados, nos dias de hoje, com o conceito de confiabilidade dos sistemas elétricos, que além da continuidade do fornecimento de energia, define condições mínimas para uma operação adequada, como os níveis do sinal de tensão, tanto em amplitude como em frequência.

Com a sofisticação dos equipamentos utilizados em todos os setores, a faixa de tolerância de variação de frequência e tensão tem reduzido muito. Por outro lado, o mercado consumidor de energia elétrica tem crescido ultimamente. Para atender toda esta demanda de forma confiável, com alto padrão de qualidade, são planejados, construídos e desenvolvidos, complexos sistemas elétricos interligados, alguns com dimensões continentais, como o caso do SEB.

Um dos grandes desafios destes vastos sistemas interligados é que eles devem operar de forma adequada, mesmo na presença constante das variações de carga ao longo de uma jornada (impactos de carga), como na eventualidade de um distúrbio maior como: curto-circuito em transformadores e linhas de transmissão, saída de unidades geradoras, perda de grandes blocos de carga, etc. (impactos de perturbação).

Assim, o uso de SEPs é freqüentemente justificado quando há possibilidade da perda de integridade da rede, devido a algum dos acontecimentos citados anteriormente, caracterizada por um ou mais dos seguintes fenômenos [1 e 10]:

- ◆ Instabilidade angular transitória;
- ◆ Instabilidade angular a pequenos sinais (ou pequenas perturbações);
- ◆ Instabilidade de frequência;
- ◆ Instabilidade de tensão;
- ◆ Desligamento de circuitos (linhas e transformadores) em cascata.

A análise dos fenômenos mencionados é inerente à estrutura do sistema e ao tipo de interligação existente entre as áreas do sistema. As conseqüências destes fenômenos podem ser ampliadas ou atenuadas de acordo com as diversas características do sistema. As estruturas dos sistemas podem ser divididas, de maneira geral, em: sistemas de transmissão densamente malhados com geração e carga bem distribuídas ou sistemas de transmissão pouco malhados, com centros localizados de geração e carga.

Já os tipos de interligações entre os subsistemas podem ser classificados em: troncos/sistemas de interligação/transmissão secundários que fazem parte de um grande sistema de interligação; troncos/redes de transmissão que interligam sistemas de modo não sincronizado (assíncrono) ou tronco principal de transmissão de um sistema de interligação. A Tabela 3.1 destaca os fenômenos dominantes nos sistemas, de acordo com a classificação feita anteriormente, de modo a tornar possível uma análise dos diferentes aspectos entre estes tipos de sistemas.

Tabela 3.1 – Principais Fenômenos em Relação aos Tipos de Sistemas

	Sistema densamente malhado	Sistema pouco malhado
Tronco secundário	Estabilidade a pequenos sinais Sobrecarga térmica Pequena variação de freqüência	Estabilidade transitória Estabilidade a pequenos sinais Estabilidade de tensão
Tronco principal	Sobrecarga térmica Grande variação de freqüência	Estabilidade transitória Estabilidade de tensão Grande variação de freqüência

O objetivo principal deste capítulo é identificar se um SEP é realmente necessário e também determinar o tipo de SEP que irá prevenir uma perda de integridade de rede. A decisão está baseada no tipo de instabilidade e na estrutura do sistema de potência ao qual o SEP será aplicado. Depois de uma severa perturbação acontecem alguns dos fenômenos listados abaixo, juntos ou separados, mas para simplificação cada um deles será discutido separadamente. A discussão considerará as possíveis ações dos SEPs que podem ser usadas para controlar estes fenômenos.

3.2 Instabilidade Angular

São abordados dois tipos de estabilidade angular de sistemas de potências: a análise da **Estabilidade Transitória**, que diz respeito aos fenômenos que se seguem à ocorrência de uma grande e súbita perturbação e, a análise da **Estabilidade a Pequenos Sinais** (ou Estabilidade em Regime Permanente), que descreve a resposta de um sistema a pequenas perturbações ou a controles automáticos mal ajustados.

3.2.1 Instabilidade Transitória

A estabilidade angular transitória de um sistema de potência é caracterizada pela capacidade de todos os geradores manterem o sincronismo quando o sistema é submetido a uma severa perturbação como um curto-circuito de baixa impedância, perda de uma importante geração ou perda de um grande bloco de carga. A resposta do sistema envolverá grandes excursões nos ângulos dos geradores e variações significativas nos fluxos de potência ativa e reativa, nas tensões de barra e outras variáveis de sistema. Segundo a definição do IEEE [30], diz-se que um sistema de potência é estável do ponto de vista da estabilidade transitória para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável.

A perda de sincronismo pode afetar uma única unidade geradora, uma usina com múltiplas unidades, uma região do sistema ou várias regiões interligadas. A perda de sincronismo pode ocorrer rapidamente (durante a primeira oscilação - primeira *swing*) ou depois de uma série de oscilações crescentes. O risco de perda é maior quando o sistema é pouco malhado ou quando os fluxos de potência são bastante elevados. As conseqüências são grandes perturbações para os consumidores (afundamento de tensão, desvios de freqüência, perdas de carga etc) e/ou grandes transitórios (potência, tensão, freqüência etc) nas unidades geradoras e no sistema. Em conseqüência das oscilações há um significativo aumento no risco de desconexão instantânea de unidades geradoras e de abertura de interligações (separação de subsistemas) em razão da operação incorreta das proteções de linha ou transformadores.

Para prevenir a perda de sincronismo, são freqüentemente requeridas rápidas e numerosas ações baseadas na identificação direta da contingência. Algumas das seguintes ações dos SEPs já provaram ser efetivas para exercer este papel:

- ♦ Rejeição de geração;
- ♦ Mudança da topologia da rede;
- ♦ Chaveamento de reatores próximos a geradores;
- ♦ Corte automático de carga.

3.2.2 Instabilidade a Pequenos Sinais

A estabilidade angular a pequenos sinais, também chamada de “estabilidade angular para pequenos impactos” ou “estabilidade angular de regime permanente”, está relacionada ao comportamento da trajetória do sistema em uma vizinhança do ponto de equilíbrio. Refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando submetido a pequenas perturbações (perda de um pequeno bloco de geração ou carga, perda de um circuito secundário etc).

Um estudo de estabilidade dinâmica deve indicar se variações de carga ou variações na topologia do sistema resultam em um ponto de equilíbrio para o qual o sistema se ajusta com amortecimento suficiente. A natureza da resposta do sistema a estes impactos depende de diversos fatores, incluindo as condições iniciais, a capacidade de transmissão e os sistemas de excitação das unidades geradoras. Segundo o IEEE [30], diz-se que um sistema de potência é estável em regime permanente para uma dada condição de operação se, após uma pequena perturbação, o sistema atinge uma condição de operação que é idêntica ou próxima à condição de operação anterior à perturbação.

Os sistemas de potência têm muitos modos de oscilação devido a uma variedade de interações entre seus componentes. Muitas oscilações são decorrentes da troca de energia entre as massas dos conjuntos girantes dos geradores. Os sistemas de potência com várias máquinas apresentam múltiplos modos de oscilações. Estes modos de oscilações eletromecânicas normalmente acontecem na faixa de frequência de 0,1 a 2,0 Hz. Os modos de oscilações eletromecânicas não amortecidos podem ser do tipo local (na faixa de frequência de 0,7 a 2,0 Hz) ou modo de oscilação interáreas (na faixa de frequência de 0,1 a 0,7 Hz).

Assim, a instabilidade pode ocorrer de duas formas: por falta de conjugado sincronizante e por insuficiência de conjugado de amortecimento [10 e 31]. Nos dias atuais, a estabilidade angular para pequenas perturbações é, essencialmente, um problema de falta de amortecimento das oscilações, causado por: modos locais, modos interáreas, modos de controle e modos torsionais [10].

Em muitos sistemas, o amortecimento destes modos de oscilações eletromecânicas é um fator crítico para operá-los de uma maneira segura. Medidas corretivas são aplicadas nos controles de malha-fechada para resolver a maior parte dos problemas de estabilidade a pequenas perturbações. Os controles de malha-fechada provêm um controle dinâmico sobre as grandezas do sistema elétrico e estão fora do escopo deste trabalho. Como exemplos de dispositivos de controle de malha-fechada pode-se incluir o controle de excitação dos geradores, os estabilizadores de sistemas de potência (PSS) e os compensadores estáticos de potência reativa (SVC).

Os SEPs estão associados com ações de controle não contínuas (não permanentes) e normalmente não são usados para melhorar o desempenho do sistema nos casos de problemas de estabilidade a pequenas perturbações.

3.3 Instabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é caracterizada pela capacidade de um sistema de potência manter a frequência dentro de uma faixa aceitável durante condições operacionais normais ou depois de uma perturbação severa como a que causa o desligamento em cascata de linhas, dividindo o sistema em áreas isoladas ou diante de perdas de importantes usinas geradoras ou de grandes montantes de carga.

Se, apesar das ações de controle tomadas para manter a integridade da rede, acontece separação de algumas áreas da rede, é importante manter a frequência sob controle em cada uma das áreas. Os geradores podem operar sem restrição dentro de uma faixa de $\pm 0,5$ Hz em torno da frequência nominal (em sistemas de 50 ou 60 Hz) e fora dessa faixa de valores de frequência durante um tempo limitado, por exemplo, para turbinas hidráulicas [32]:

- ♦ 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.

Já as turbinas a vapor geralmente representam os equipamentos mais restritivos à operação em condição de subfrequência. Um grande problema para essas turbinas é a queda de frequência resultante de uma perda súbita de geração. Num grande sistema interligado isto é particularmente danoso quando ocorre uma perda significativa da potência transferida de uma região para outra, podendo resultar em desligamentos em cascata de unidades térmicas.

Se ocorrer a saída de uma interligação ou de uma unidade geradora de porte acontece então uma severa subfrequência na área com déficit de geração. A operação em condição de subfrequência (desvio de frequência $> -2,5$ Hz) é altamente prejudicial para as turbinas de usinas termelétricas e, por conseguinte, para protegê-las, o período de tempo que estas unidades podem operar com subfrequência é limitado. Em algumas situações, a queda de frequência pode ser tão profunda que causará a operação de relés de subfrequência que desconectarão unidades térmicas da rede, aumentando ainda mais o déficit de potência.

Considerando agora que a área do sistema onde se encontra a usina térmica ficou com excesso de geração, assumindo que os troncos de interligação que transferiam potência às cargas remotas foram subitamente desligados, a frequência do sistema local se elevará. Se a frequência atinge valores superiores aos limites de sobrefrequência pré-ajustados (normalmente 61 Hz em sistema de 60 Hz), os reguladores de velocidade entram no modo de sobrevelocidade e fecham a válvula principal de admissão. Se a sobrefrequência não é reduzida dentro de um período de tempo pré-ajustado, a unidade geradora deverá ser desligada por causa da condição instável da caldeira. O problema da sobrefrequência é menos problemático do que o da subfrequência porque o desligamento de unidades geradoras contribui para a redução da frequência. Porém, se esta redução da frequência é insuficiente, unidades adicionais precisarão ser desligadas. Entretanto, deve-se tomar o cuidado para que o número de unidades desligadas não seja excessivo, o que poderá resultar numa subfrequência.

Para controlar a frequência, SEPs de corte de carga são bastante usados na maioria dos sistemas de potência. Alguns tipos de SEPs que atuam de forma efetiva no controle de frequência são:

- ♦ Corte de carga por subfrequência para parar ou reverter uma queda de frequência. Isto tem que acontecer antes que as unidades térmicas sejam desligadas por subfrequência. O objetivo principal é manter a frequência do sistema acima de um nível pré-ajustado (58 Hz em sistemas de 60 Hz) e também manter ligadas as linhas de conexão das usinas;
- ♦ Desligamento automático de linhas de interligação através de relés de subfrequência;
- ♦ Partida de uma unidade hidrelétrica, feita normalmente quando a frequência cai abaixo de 59,5Hz;
- ♦ Conversão no modo de operação de compensador síncrono para hidrogerador síncrono;
- ♦ Ilhamento de unidades térmicas com cargas locais. O propósito desta medida é manter as unidades térmicas em serviço após o sistema sofrer divisões ou após a atuação de esquemas de ilhamento de áreas. Depois de uma perturbação que cause fracionamento do sistema, as unidades térmicas devem manter o suprimento aos consumidores dentro da área ilhada;
- ♦ Desligamento de unidades hidrelétricas por sobrefrequência ($f > 61,5$ Hz) para evitar o desligamento de unidades térmicas;
- ♦ Restabelecimento automático de carga através da operação de relés de sobrefrequência. Estes esquemas são projetados para corrigir ultrapassagens de frequência quando da operação do esquema de corte de carga por subfrequência.

3.4 Instabilidade de Tensão

O estudo de estabilidade de tensão é uma parte do estudo de estabilidade dos sistemas de potência que vem merecendo maiores atenções dos técnicos e especialistas nestes últimos anos. A estabilidade de tensão está relacionada com a capacidade do sistema manter as tensões em todas as barras em faixas aceitáveis sob condições normais e mesmo depois que o sistema tenha sido submetido a uma perturbação [10 e 20].

A instabilidade de tensão resulta da tentativa de suprir às cargas além da capacidade de potência máxima que o conjunto geração e sistema de transmissão pode fornecer a essas cargas, causando um contínuo e incontrolável declínio da tensão. Esta potência máxima é influenciada diretamente pelas distâncias elétricas entre geração e centros de carga, como também pelas limitações de potência reativa de geradores. Sendo substancialmente relacionado à indisponibilidade de suprimento de potência reativa, o fenômeno é caracterizado por uma redução progressiva na magnitude da tensão, iniciando de forma localizada e podendo então se expandir até mesmo por todo o sistema interligado, causando colapso na operação. O processo de instabilidade pode se manifestar de diversas formas, dependendo das características das cargas e da dinâmica dos equipamentos de controle de tensão. Dessa forma, chega-se a um momento que a queda das tensões pode resultar num colapso do sistema sob a forma de perda de sincronismo de geradores e de bloqueio de motores de indução.

Embora o quadro mais simples de instabilidade de tensão possa ser obtido através de um aumento de carga acima da capacidade máxima de transferência de potência, a experiência demonstra que a maior parte dos incidentes de tensão tem sido causada por uma grande perturbação. A instabilidade de tensão pode ser causada por uma variedade de contingências simples ou por múltiplas contingências. Com relação à estabilidade de tensão de longo prazo (tempo de restabelecimento da carga da ordem de um ou mais minutos), a preocupação principal é a perda de instalações de transmissão (principalmente entre geração e centros de carga) ou o desligamento de geradores (principalmente aqueles que se localizaram perto das cargas e fornecem suporte de tensão de última instância). Com relação à estabilidade de tensão de curto prazo (tempo de restabelecimento da carga da ordem de alguns segundos), a demora na eliminação de uma falta (curto-circuito, por exemplo) pode causar um comportamento dominante de motor de indução na carga (por exemplo, ar condicionado), tornando o sistema instável.

Os principais fatores que influenciam a estabilidade de tensão são [17]:

- ♦ Capacidade de transmissão de potência do sistema (longas distâncias elétricas entre gerações e centros de carga);
- ♦ Falta de reserva rápida de potência reativa (geradores, compensadores síncronos e SVCs);
- ♦ Falta de outras reservas de potência reativa como capacitores etc;

- ♦ Altas transferências de potência e elevadas condições de carregamento;
- ♦ Cargas com baixo fator de potência;
- ♦ Características da carga, em particular das cargas que são restabelecidas através de LTCs.

As seguintes ações dos SEPs podem ser tomadas contra a instabilidade de tensão:

- ♦ Compensação *shunt*: inserção (ou desligamento) automática de capacitores e/ou reatores;
- ♦ Controle de emergência de LTCs: bloqueando, retornando a uma posição predefinida ou diminuindo o ajuste da referência da tensão;
- ♦ Desligamento automático de linhas de interligação (caso seja aceitável para a área que importa potência);
- ♦ Modulação de potência de sistemas de transmissão em CC (HVDC);
- ♦ Partida rápida de unidades geradoras;
- ♦ Aumento rápido das tensões dos geradores (através de ajustes dos AVR's);
- ♦ Em último recurso, corte de carga.

A ação mais efetiva para parar um processo de instabilidade de tensão é um valor de corte de carga exato, no local certo e por um tempo apropriado é a [16 e 20]. O objetivo é restabelecer o equilíbrio de longo prazo (ponto de operação) para o sistema, evitando o colapso. Baixas tensões nas barras de transmissão nos terminais dos centros de carga são sinais típicos para observação, e devem entrar na lógica de decisão de atuação dos SEPs.

Em muitos casos, o montante de corte de carga necessário não é grande para restabelecer um perfil de tensão aceitável. Como a instabilidade de tensão é o resultado da falta de reserva girante, o corte de carga deve ser realizado de forma bastante rápida. Deve-se ressaltar que o local do corte de carga exerce um papel importante para instabilidade de tensão. No entanto, nem sempre o local tecnicamente mais apropriado para o corte é o local possível de realizá-lo, em função de diversos outros aspectos, como por exemplo, o local escolhido para o corte ser uma carga considerada essencial.

3.5 Desligamentos em Cascata de Circuitos

“Desligamentos em cascata” de linhas e transformadores podem ocorrer quando uma sucessão descontrolada de abertura de circuitos é provocada por uma falta em um único local. Em algumas situações, uma perturbação extrema num sistema de transmissão pode dar início a importantes oscilações de fluxos de potência ativa e reativa e instabilidade em diferentes níveis de tensão. Estas

oscilações podem provocar a operação de alguns dispositivos de proteção ou de equipamentos de controle, resultando, ocasionalmente, em desligamento descontrolado de linhas em cascata. Sobrecargas ou problemas de sobretemperatura também podem causar desligamentos em cascata de linhas de transmissão.

O “desligamento em cascata” afeta as interligações entre regiões do sistema, tornando-se particularmente problemático quando há elevados fluxos de potência nos intercâmbios entre as regiões afetadas. Em tais situações, a consequência de uma perturbação pode resultar numa propagação do problema para uma vasta área do sistema, resultando na perda de suprimento de grande número de consumidores e, conseqüentemente os chamados blecautes.

Um provável desligamento de linhas em cascata pode ocorrer: pela atuação dos dispositivos de proteção; durante um aumento extremo e inesperado da carga e, em consequência da transferência de fluxo entre linhas paralelas quando uma dessas é desligada para eliminação de uma falta ou por atuação incorreta da proteção.

Para prevenir “desligamentos em cascata” de linhas é importante assegurar a existência de margens de coordenação adequadas entre as características operacionais de todos os relés de proteção, bem como os esquemas de proteção de alta velocidade associados à teleproteção (usando comunicação).

A disponibilidade, segurança e seletividade dos relés e esquemas de proteção, incluindo, onde apropriado, seus correspondentes sistemas de comunicação, são de extrema importância para reduzir o risco de desligamentos em cascata de linhas. Porém, só a melhoria do desempenho dos equipamentos de proteção convencional pode não ser suficiente para eliminar completamente os fenômenos que conduzem ao desligamento em cascata de circuitos. Dessa forma, o uso de SEPs pode, também, ser necessário.

Os seguintes tipos de SEPs são usados pelas empresas de energia elétrica:

- ♦ Corte automático de carga preventivo ou rejeição de geração baseado no estado (aberto e fechado) dos disjuntores de importantes circuitos de interligação;
- ♦ Partida de turbinas a gás;
- ♦ Bloqueio de relés de distância durante oscilações de potência.

3.6 Conclusão

Existem inúmeras possibilidades de ocorrerem colapsos no sistema e é inquestionável a efetividade dos SEPs contra tais acontecimentos que levam a essa condição. Naturalmente, a análise dos fenômenos de instabilidade permite entendê-los de forma melhor para tentar buscar a melhor solução para enfrentá-los.

No entanto, a análise de todos esses fenômenos de instabilidade, no sentido de identificar as perturbações causadoras e propor SEPs na solução dos problemas encontrados, exigiria um esforço apreciável, além de demandar tempo.

Deste modo, não se pretende neste trabalho abordar as instabilidades: angular a pequenos sinais; de frequência e de tensão. O enfoque é dado para a instabilidade angular transitória e a instabilidade causada pelo desligamento de circuitos em cascata.

CAPÍTULO 4

UTILIZAÇÃO E APLICAÇÃO DE SEPS

4.1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico que vem ocorrendo em vários países tem como principal objetivo a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica. A criação do mercado de energia elétrica coloca consumidores e produtores frente a frente para negociar preço e quantidade. Como todo mercado de bens econômicos, a produção e posterior venda da energia elétrica também apresenta um balanço entre o custo de produção e manutenção da qualidade pelo produtor.

Com o desenvolvimento dos sistemas elétricos, principalmente com o surgimento das interligações entre os subsistemas, nota-se, além das vantagens econômicas, a melhoria da flexibilidade no balanço geração e demanda que contribui na disponibilidade e qualidade dos serviços. No entanto, essas interligações reduzem as distâncias elétricas entre os subsistemas, trazendo novos problemas para o sistema como um todo. Em sistemas interligados, as perturbações causadas por uma falta regional podem se estender a todo o sistema em um efeito cascata, impactando grandes áreas.

Ao analisar e comparar os fenômenos originados por perturbações no sistema interligado, é interessante classificá-los através de índices. Eles são importantes para identificar o grau de prejuízo que uma determinada perturbação pode causar no sistema e, conseqüentemente, aos consumidores. Os custos associados à interrupção no fornecimento são associados a uma falha no abastecimento de energia demandada pelo usuário. A não restauração do fornecimento energético ou a restauração deste após a ocorrência de uma falta em um grande espaço de tempo representa um custo econômico devido à falta de energia [33].

Sendo o sistema planejado para operar de maneira eficiente sob condições normais, não deve haver maiores danos à operação, a perda de qualquer elemento. Por outro lado, a combinação de alguns desligamentos simultâneos pode proporcionar solicitações aos equipamentos além daquelas para as quais o sistema foi planejado, podendo acarretar as seguintes conseqüências:

- ♦ Sobrecarga em equipamentos;
- ♦ Falta de suporte de tensão;
- ♦ Desbalanço carga e geração;
- ♦ Instabilidade.

No caso do sistema brasileiro, o critério de dimensionamento da expansão do sistema de transmissão é aquele em que o sistema deve suportar qualquer contingência simples do sistema (N-1), inclusive a pior delas. Entretanto, na prática tem-se observado que o sistema às vezes se encontra em situações de operação em que não suporta a perda simples de determinados circuitos (N-0) e, já houve situações em que o sistema operou precisando cortar carga em regime permanente com a sua configuração completa e sem a ocorrência de qualquer contingência (N+1).

Neste caso torna-se necessário coordenar medidas operativas no sistema de forma a voltar o mesmo a condições de tensão e fluxo de potência que não envolvam risco de danos aos equipamentos e que preservem o balanço carga e geração. Algumas vezes não há tempo hábil para um operador de sistema coordenar a adoção dessas medidas, produzindo novas atuações de proteções e a possibilidade de desligamentos em cascata.

Partindo-se do princípio de que a degradação das condições operativas do sistema passa necessariamente por condições ruins em alguma linha de transmissão, e sabendo que o sistema de proteção é capaz de detectar essas condições, fica claro a possibilidade de utilizar relés promovendo a função de um Esquema de Controle de Emergência - ECE, desde que devidamente ajustado.

Devido à grande complexidade do sistema elétrico e à frequência cada vez maior com que estão sendo atingidos os limites de carregamento de circuitos, é ainda mais necessário a implantação de Sistemas Especiais de Proteção - SEPs eficientes que garantam bom desempenho do sistema, mesmo após grandes distúrbios, auxiliando a melhorar a estabilidade. A emergência em um grande subsistema deverá trazer o mínimo de repercussões possível para o Sistema Interligado Nacional - SIN.

4.2 SEPs Utilizados no Brasil e em Outros Países [23]

4.2.1 Brasil

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS trata como Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) os Esquemas de Controle de Emergências (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs). Os SEPs recebem informações:

- ♦ Das grandezas elétricas relevantes ao processo;
- ♦ Da topologia da rede elétrica, incluindo os estados de disjuntores, chaves seccionadoras, posições de *taps* de transformadores;
- ♦ Dos dispositivos de comando e controle, como chaves seletoras, chaves de controle e outros dispositivos.

A atuação do SEP é dada, basicamente, pelo comando de [9]:

- ♦ Desligamento ou inserção de linhas de transmissão, geradores, transformadores e outros;
- ♦ Redução ou elevação de potência de geradores;
- ♦ Alívio ou restauração de cargas e
- ♦ Outras ações.

No SIN, as ações finais mais freqüentes que os SEPs exercem sobre o sistema elétrico são:

- ♦ Corte de geração;
- ♦ Corte de carga;
- ♦ Abertura automática de linha de transmissão;
- ♦ Alívio de carregamento de equipamento;
- ♦ Ilhamento;
- ♦ Abertura seqüencial;
- ♦ Inserção ou desinserção de equipamentos de controle de tensão;
- ♦ Segregação de barras;
- ♦ Conversão de síncrono para gerador e vice-versa;
- ♦ Restauração automática de carga.

Para os SEPs utilizados no Sistema Elétrico Brasileiro - SEB, são empregados, basicamente, 3 tipos de tecnologia:

Relé: de qualquer tipo (eletromecânicos, estáticos ou microprocessados) operando isoladamente;

Microprocessadores: quando são usados Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), Unidades Terminais Remotas (UTRs) ou *Intelligent Electronic Devices (IEDs)*;

Rotina Computacional: quando o ECE for implementado através de uma rotina incorporada a sistema de supervisão e controle, *SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)* etc.

A lógica do SEP no SIN pode ser fixa ou flexível. Ela será flexível quando os valores ou níveis de operação do esquema variam automaticamente em decorrência das condições do sistema elétrico. Geralmente a lógica flexível está associada a esquemas utilizando CLPs.

Ainda, os ECEs podem ter caráter de ativação permanente ou temporário, de acordo com os seguintes conceitos:

Permanente: quando o esquema está permanentemente em operação e não está programada sua desativação em nenhuma circunstância;

Temporário: basicamente em duas situações:

- ♦ O esquema é ativado eventualmente, em situações como manutenção de componentes do sistema ou durante condições especiais de operação ou
- ♦ O esquema, embora ativado permanentemente, será retirado dentro de um prazo definido quando determinada(s) obra(s) estiver(em) concluída(s).

No sistema brasileiro, existem alguns SEPs que merecem destaque especial. São eles:

- ♦ Os esquemas associados ao tronco de transmissão em 765 kV, em razão da sua grande importância para o SIN e por ser o primeiro ECE a utilizar a tecnologia de CLPs no Brasil;
- ♦ Os Esquemas Regionais de Alívio (Corte) de Carga por subfrequência (ERACs), que por diversas vezes já evitaram grandes blecautes no sistema, comprovando ser um ECE muito eficiente;
- ♦ O ECE associado à Interligação Norte/Sul, por ser o mais importante conjunto de esquemas que entrou em operação mais recentemente, também baseado na tecnologia de CLPs.

Cabe ressaltar que os ECEs implementados empregando CLPs permitem a elaboração de lógicas mais detalhadas e seguras, devido a sua robustez, flexibilidade e simplicidade de programação.

4.2.2 Canadá

a) SEPs em British Columbia (BC Hydro)

A BC Hydro possui uma vasta quantidade de SEPs implementados há vários anos, alguns mais recentes e outros há algumas décadas, com um histórico de operação muito positivo. A experiência da BC Hydro é particularmente importante uma vez que a natureza hidráulica do seu sistema e os fenômenos que limitam sua operação (por exemplo, estabilidade transitória e de tensão) são similares ao caso brasileiro.

Alguns dos mais efetivos SEPs, empregados pela BC Hydro, são descritos a seguir.

- ♦ Corte de geração;
- ♦ Desligamento e religamento rápido de linhas de transmissão;
- ♦ Corte de carga por subtensão;
- ♦ Chaveamento de banco de capacitores para suporte de potência reativa;
- ♦ Resistores dinâmicos de frenagem.

b) SEPs em Ontário

Várias formas de SEPs têm sido utilizadas em Ontário desde 1965 para aumentar a segurança do sistema:

- ♦ Desligamento de geradores;
- ♦ Rampeamento da geração;
- ♦ Separação controlada do sistema;
- ♦ Chaveamento de reatores/capacitores;
- ♦ Corte de carga;
- ♦ Excitação transitória (PSS - Sinal Adicional Estabilizante).

O *Esquema de Prevenção de Colapso de Tensão*, implementado no início da década de 80 para evitar que a perda de um circuito crítico de 230 kV pudesse levar ao colapso a área de Ottawa, consistia dos seguintes controles:

- ♦ Religamento rápido dos principais circuitos de 230 kV;
- ♦ Rejeição automática de carga;
- ♦ Chaveamento automático dos capacitores *shunt*;
- ♦ Bloqueio automático dos LTCs dos transformadores.

No início da década de 90, após a construção das linhas de 500 kV a leste de Ontário, não foi mais necessário colocar esse esquema em operação. Contudo, esse esquema ainda está disponível para utilização em caso de emergência.

4.2.3 França – EDF (Électricité de France)

O sistema da EDF é planejado de tal modo que, em qualquer momento, o sistema deverá permanecer estável e em situação normal (estado “N”) depois de uma possível perturbação provocada pela perda de “k” elementos do sistema. Esta regra de planejamento “N-k” estabelece o máximo risco aceitável. Este risco é determinado pelo produto: probabilidade de ocorrência × extensão do corte de energia esperado devido à perda de k elementos.

Como o sistema da EDF é altamente malhado e interligado a sistemas vizinhos e os parques geradores são distribuídos ao longo do mesmo, é impossível proteger o sistema contra todos os incidentes potenciais em sua rede. A forma de conseguir a segurança do sistema é através da detecção dos fenômenos que levam ao colapso.

Uma vez que o risco aceitável esteja definido, a ocorrência de um evento que possa levar o sistema a um colapso (risco não aceitável) requer ações corretivas que devem fazer parte de um *Plano de Defesa*.

Na EDF, o conjunto de todas as ações para evitar colapsos de tensão ou frequência, desligamentos de linhas em cascata e perdas de sincronismo é denominado de *Plano de Defesa*. Estas ações consistem de:

- ♦ Ações corretivas manuais, realizadas pelos operadores, para colapsos com dinâmica lenta, como por exemplo, partida de geradores ou corte de carga, mudanças na topologia e reajustes dos *setpoints* dos LTCs;
- ♦ Ações automáticas (SEPs) para colapsos com dinâmica rápida, como por exemplo, corte de carga por subfrequência, bloqueio de LTCs (não sistematicamente), rejeição de geração, operação de relés *out-of-step* e de esquemas coordenados contra perda de sincronismo.

Os objetivos do *Plano de Defesa* são:

- ♦ Parar o colapso e restabelecer a estabilidade na maior parte possível do sistema;
- ♦ Minimizar as conseqüências do colapso, com ações mais efetivas, segundo critérios específicos e predeterminados por teoria, análise e simulações;
- ♦ Limitar a propagação do colapso pelo sistema e preparar o sistema para o restabelecimento.

4.2.4 Romênia

No sistema de potência da Romênia, para manter a integridade da rede e restabelecer o equilíbrio carga e geração no caso de perturbações que excedem o critério considerado no planejamento “N-1”, vários SEPs entram em operação também de acordo com um *Plano de Defesa*, com as seguintes ações:

- ♦ Corte de carga por subtensão ou subfrequência;
- ♦ Desligamento automático de algumas linhas de 220 kV pré-selecionadas, caso a capacidade máxima de transferência de potência da rede seja excedida.

Além destes SEPs, alguns esquemas locais automatizados foram planejados e estão em operação nas áreas de rede onde o critério de N-1 não é cumprido. Nestes casos, a fim de compatibilizar a capacidade máxima de transferência de potência da rede com a geração produzida pelas usinas e, também, para prevenir-se contra a perda da estabilidade em situações de pós-perturbação, é realizado o desligamento automático de geradores hidrelétricos.

Com relação aos demais ECEs em outros pontos do sistema, o tipo mais comum é usado para conter a queda de frequência. Para este fim, as seguintes ações são empregadas:

- ♦ Conversão de bomba para gerador, nas estações de bombeamento que possibilitem esta operação;
- ♦ Partida automática de unidades hidrelétricas e de turbinas a gás (na faixa de 50 a aproximadamente 49 Hz);
- ♦ Corte de carga por subfrequência (geralmente dentro da faixa de 49 a 48 Hz);
- ♦ Ilhamento de unidades térmicas com carga local baseado em critérios de subfrequência (frequência absoluta) e taxa de variação de frequência;
- ♦ Isolamento (ilhamento) de geradores com seus próprios serviços auxiliares baseado no critério de subfrequência (frequência absoluta).

4.2.5 Rússia

A estratégia de projeto do controle de emergências no Sistema de Potência Unido (UPS) da Rússia é a confiabilidade dos sistemas de potência interligados (IPSs).

Quando ocorre uma emergência em uma das áreas do sistema ela pode se propagar ao IPS inteiro ou grande parte dele e, assim progressivamente, a outras áreas vizinhas do sistema (desligamentos em cascata), se não são tomadas medidas para localizá-la e limitar a sua propagação.

Sendo assim, o sistema de controle de emergências (*EC – Emergency Control*) do sistema de potência deve localizar as faltas e prevenir as suas propagações em cascata para as regiões vizinhas. Vários tipos de esquemas automáticos estão incluídos no EC:

- ♦ Proteção contra perda de sincronismo – PPS através de relés *out-of-step* (ação de controle de proteção);
- ♦ Corte de carga por subfrequência, prevenção contra a queda perigosa da frequência e da tensão, desligamento de usinas térmicas para equilibrar carga e geração locais (ação de controle de proteção);
- ♦ Religamento automático de linhas de transmissão (ação de controle de restabelecimento);

- ♦ Partida e tomada de carga de geradores hidrelétricos por subfrequência em razão da redução da potência disponível no sistema (ação de controle de restabelecimento);
- ♦ Restabelecimento do suprimento às cargas anteriormente cortadas através da posterior elevação da frequência (ação de controle de restabelecimento).

4.3 Blecautes [33,36]

Os blecautes ocorrem nos sistemas elétricos por uma série de razões tais como, a falta de investimentos em expansão da rede de transmissão, falhas em equipamentos de controle, operação indevida por ação humana, fenômenos atmosféricos, etc. O entendimento destas causas e a implementação de medidas corretivas representam a base para minimização dos cortes de carga devido a grandes distúrbios na rede.

O grau de severidade destes distúrbios pode ser medido em “Sistema-Minuto” (SM – *System Minutes*) e é dado pela divisão da energia não suprida em MWh, tomando como base de potência em MW a ponta de carga anual do sistema, por um minuto. A partir dessa mensuração, a Tabela 4.1 mostra como são classificados por severidade os distúrbios de sistemas elétricos.

Tabela 4.1 – Mensuração de Distúrbios por Severidade

Grau de Severidade	Severidade (Sistema-Minuto)	Interpretação	Comentários
Grau 0	< 1	Aceitável	Condição normal
Grau 1	1 a 9	Não grave	Significativa para poucos agentes e consumidores
Grau 2	10 a 99	Grave	Grande impacto para todos agentes e consumidores
Grau 3	100 a 999	Muito grave	Sério impacto para todos os agentes e consumidores
Grau 4	> 1000	Catastrófica	Extremo impacto para todos, colapso do sistema

Blecaute no Nordeste dos Estados Unidos: 09/11/1965 [35]

Às **17h16min** do dia 9 de novembro de 1965 ocorreu, até então, o maior blecaute na história americana. O sistema de potência CANUSE - Canada-United States Eastern Interconnection, constituído por 28 empresas, 73% de geração térmica e 26% hidráulica, concentrada na área de Niagara Falls e, portanto, distante dos principais centros de carga em New York, entrou em colapso após 4 segundos do distúrbio inicial, e cerca de 30 milhões de pessoas ficaram sem eletricidade durante 13 horas.

A carga do sistema era de 43.582 MW e a capacidade total instalada 48.909 MW. O blecaute foi originado pelo desligamento de uma linha de 230 kV entre Niagara e Toronto que ocasionou a perda dos quatro circuitos paralelos remanescentes. Em função da perda dessa interligação, foram injetados 1.500 MW adicionais de Niagara para New York o que causou abertura dessa interligação por perda de estabilidade. Em 12 minutos, a interrupção já se havia estendido a todas as empresas da região.

Foram desligadas 193 unidades geradoras: unidades térmicas por sobrefrequência, geradores hidráulicos por sobrevelocidade, pressão baixa do óleo no regulador de velocidade, etc. Vários geradores sofreram danos (aletas das turbinas, mancais, gaxetas, etc.), inclusive um de 1.000 MW, quando suas bombas de alimentação de óleo lubrificante falharam. Linhas foram desligadas por sobrecarga.

A recomposição do sistema foi complicada e um dos motivos era porque se desconhecia, de imediato, a causa da perturbação, bem como a complexidade de se interligar grandes sistemas elétricos. Em algumas usinas térmicas, os serviços auxiliares dependiam de alimentação externa que no momento da recomposição não existia - as empresas não haviam previsto a necessidade de realizar *Black-Starts* (capacidade de auto-restabelecimento de algumas usinas que, seja por razões de ordem estratégica ou por restrições sistêmicas ou de equipamentos, propiciam a recomposição do sistema. Cada subsistema deve ter no mínimo uma usina com auto-restabelecimento).

Houve necessidade de improvisar alimentações de emergência, inclusive com apoio da Marinha, que cedeu geradores portáteis e proveu alimentação a partir de navios. A recomposição das redes de cabos subterrâneos também se revelou difícil e não permitiu dar tratamento prioritário a hospitais, iluminação pública, transporte ferroviário e sinalização de trânsito. A recomposição da cidade de New York só se completou 13 horas depois da ocorrência.

Blecaute no Nordeste dos Estados Unidos: 13/07/1977 [37]

Quase doze anos depois, em 13 de julho de 1977, às **20h37min**, iniciou-se um distúrbio no sistema da Consolidated Edison (que supre New York), provocado por uma descarga atmosférica que retirou de serviço três circuitos de 345 kV.

A carga do sistema era de 5.860 MW, atendida com 3.000 MW de geração e por intercâmbio externo, através de 5 linhas de 345 kV e 2 linhas de 138 kV. Cerca de 20 minutos depois, com a ocorrência de uma segunda descarga atmosférica, foram desligadas mais linhas, o que resultou em quatro das cinco linhas de 345 kV fora de serviço, causando sobrecarga em outros circuitos dessa interconexão. O desligamento de uma das linhas não foi percebido pelo centro de operação da Con Edison.

Das 20h55min às 21h19min diversas ações operativas foram tomadas com o envolvimento do NYPP - New York Power Pool, como: partida de turbinas à gás, instrução para cortar carga e reduzir tensão no NYPP entre outras.

No entanto, as unidades à gás não sincronizaram pois o sistema de sincronismo automático teve problemas com a tensão baixa da rede. Por volta das 21h19min, as linhas em sobrecarga desligam por curto-circuito e com elas um transformador por sobrecarga. As medidas tomadas se mostraram ineficazes resultando, às 21h29min, no completo isolamento da Con Edison, cujo esquema de alívio de carga não conseguiu evitar o completo colapso do suprimento.

Blecaute na região Sudeste do Brasil: 18/04/1984 [32]

O despacho de geração explorava as usinas da bacia do Paranaíba, mantendo reduzida a geração das usinas na bacia do rio Grande em função da necessidade de uma otimização energética. Aliado a esse despacho, houve um crescimento de carga inesperado na região de São Paulo (baixa luminosidade). Em função disto, os transformadores de Jaguara 500/345 kV – 2×400 MVA estavam operando no limite de sobrecarga.

Antes da ocorrência da perturbação, eram verificados 4.150 MW nas usinas do Paranaíba (São Simão, Emborcação, Itumbiara), 2.435 MW nas usinas do rio Grande (Jaguara, Volta Grande, Furnas, Luís Carlos Barreto, Mascarenhas de Moraes, Porto Colômbia) e 4.970 MW nas usinas do rio Paraná (Ilha Solteira, Jupia e Água Vermelha). Aliado a esses fatos:

Às **16h35min** do dia 18 de abril de 1984 ocorreu o desligamento do transformador T11 da SE Jaguara 500/345 kV. O segundo transformador (T12) desta SE é desligado às **16h43min** e a partir daí ocorre um desligamento quase simultâneo de 7 elementos do sistema de transmissão. Ocorreram oscilações de potência entre as usinas do rio Paranaíba e o restante do sistema interligado Sul/Sudeste provocando desligamentos em cascata. Com injeção de potência excessiva nas

redes de 345 kV e 440 kV para o Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais verificam-se quedas de tensão nestas áreas, ocasionando perdas de carga da ordem de 5.520 MW. O sistema de 750 kV é aberto evitando a propagação das oscilações do Sudeste para o Sul. Esta ocorrência afetou 45 milhões de pessoas em 6 estados e a recuperação total do sistema demorou cerca de 2h40min. A gravidade da perturbação foi de 97 SM.

Blecaute na região Sudeste do Brasil: 18/08/1985 [39]

O blecaute de domingo, 18 de agosto de 1985, foi originado por uma queimada que, às **18h40min** desligou um dos circuitos da LT Marimbondo-Araraquara 500 kV.

O religamento mal sucedido provocou o desligamento do circuito paralelo dessa linha. O ECE da SE de Marimbondo que deveria retirar máquinas desta usina não atuou, por ajuste inadequado de um relé. Isto provocou o desligamento do transformador de Água Vermelha 500/440 kV por sobrecarga. As oscilações que se seguiram provocaram o desligamento em cascata de linhas e geradores, dando lugar à formação de ilhas.

As conseqüências não foram tão severas quanto à do ano anterior por se tratar de um domingo. Ressalta-se que o tempo de recuperação também foi significativamente inferior. A gravidade da perturbação foi de 22 SM.

Blecaute na região Sudeste do Brasil: 13/12/1994 [40]

No dia 13 de dezembro de 1994, durante testes na SE Conversora de Ibiúna, às 10h12min, por erro humano houve atuação acidental do esquema de isolação forçada, que aplicou um curto-circuito trifásico limitado por resistores nos terminais dos compensadores síncronos 2 e 4 desta SE.

Como conseqüência foram desligados os dois bipolos do elo CC +/- 600 kV, significando a perda de 5.800 MW para o sistema interligado. Com a queda acentuada de tensão na área São Paulo, ocorreram oscilações com perda de sincronismo entre Itaipu e a região Sudeste, abrindo o tronco de 750 kV.

Apesar de se ter um esquema de corte de máquina em Itaipu para evitar sobrefreqüência no sistema Sul, este não foi suficiente. A aceleração das unidades de Itaipu, associada à sobretensão provocaram a abertura dos circuitos em 750 kV entre Foz e Ivaiporã, retirando por completo a usina de Itaipu do sistema. Com o déficit de geração, atuaram os ERACs das duas regiões, evitando o colapso do sistema Sul.

O tempo médio de recuperação do sistema brasileiro foi de 33 minutos e o tempo máximo da ordem de 1h15min. Tal recuperação rápida possibilitou que a gravidade da perturbação fosse de apenas 9 SM.

Blecaute na região da UHE FURNAS: 26/03/1996 [41]

Às **9h18min** do dia 26 de março de 1996, uma manobra errada de chave seccionadora na usina de Furnas, provocou, indevidamente, a operação da proteção diferencial daquele barramento de 345 kV, desligando a usina e as sete linhas de transmissão ligadas ao barramento.

A perturbação provocou o desligamento em cascata de geradores por sobrecarga ou sobreexcitação, de linhas que interligam as usinas dos rios Grande e Paranaíba principalmente por sobrecarga, incluindo o transformador de Água Vermelha. Os ECEs minimizaram a propagação do defeito. No entanto, a saída destes elementos separou do sistema interligado toda a malha de suprimento aos estados de Minas Gerais, Goiás e Brasília.

A carga interrompida atingiu o montante de 5.804 MW. A área mais afetada foi a de Minas Gerais onde a recomposição total levou um tempo de 1h40min. A perturbação foi classificada em 16 SM.

Blecaute na região S/SE/CO: 24 e 25/04/1997 [42]

As perturbações ocorridas nos dias 24 e 25 de abril de 1997 às **18h21min** e **18h17min**, respectivamente, a despeito de sua gravidade, não levaram o Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste ao colapso total, graças à ação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e aos cortes de carga realizados manualmente. Assim, cerca de 85 % da carga total permaneceu em serviço em ambos distúrbios.

Por outro lado, estes eventos similares entre si foram revestidos de condições inéditas no país, particularmente no que se refere ao comportamento da tensão e trouxeram inúmeras lições. As análises constataram um afundamento da tensão na região da grande São Paulo, compatível com um colapso parcial de tensão, mesmo sem o registro de qualquer perturbação ou anormalidade que originasse o fenômeno.

As ocorrências evidenciaram a utilização total dos recursos disponíveis de controle de tensão no Sistema Interligado S/SE/CO. Nesses dias, o sistema estava operando, conforme programa de manutenção em equipamentos da Malha Principal, sem importantes equipamentos de suporte de reativo na área São Paulo num total aproximado de 700 MVar. A recomposição do sistema foi satisfatória nos dois dias, sendo cumpridos os procedimentos pré-estabelecidos.

Blecaute originado na SE Bauru: 11/03/1999 [43]

Às **22h16min** do dia 11 de março de 1999 ocorreu um curto-circuito monofásico no barramento de 440 kV da SE 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 desligados 6 circuitos que partem desta SE, iniciando um processo oscilatório que culminou com os desligamentos em cascata de diversos elementos. Entre eles pode-se citar: tronco de 750 kV, isolando Itaipu do sistema Sul e Sudeste; linhas de 440 kV, isolando as usinas de Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu, com um total de 2.300 MW; linhas de 500 kV da região Sul, atuando os ECEs desta região; elo CC, devido a colapso de tensão na área São Paulo; linhas de 500 e 345 kV de suprimento ao Rio e Espírito Santo e a interligação Norte/Sul.

Instantes antes da ocorrência, a carga total do sistema S/SE/CO era de 34.360 MW. O montante de carga interrompido foi da ordem de 24.900 MW, o que correspondeu a cerca de 72% da carga do sistema.

Apesar da demora do restabelecimento em determinados locais (4h20min no Rio de Janeiro e Espírito Santo), devido à gravidade da perturbação e aos incidentes ocorridos durante o processo de recomposição, pode-se considerar como satisfatória a atuação das equipes responsáveis pelo processo. A gravidade da perturbação foi de 117 SM.

Blecaute na região Centro-Oeste do Brasil: 16/05/1999 [44]

No dia 16 de maio de 1999 às **18h05min**, durante a realização de manobras na SE Itumbiara para normalização da LT Itumbiara – Porto Colômbia 345 kV, que se encontrava isolada após manutenção, a proteção diferencial de barra atuou ocasionando o desligamento de todos os circuitos ligados a esta SE.

Este desligamento provocou a interrupção de 785 MW de potência que era escoada para a área Goiás-Brasília, incluindo Mato Grosso e Tocantins. Esta interrupção provocou o colapso no abastecimento destas regiões. A gravidade da perturbação foi de 3 SM.

Blecaute na região Sudeste do Brasil: 21/01/2002 [45]

Às **13h34min** do dia 21 de janeiro de 2002, ocorreu o rompimento de um dos quatro condutores do circuito 2 da LT Ilha Solteira – Araraquara 440 kV, a cerca de 1 km do terminal de Ilha Solteira, estabelecendo um curto-circuito monofásico

na mesma. Esta falta, de caráter permanente, foi eliminada por atuação das proteções principal e alternada de ambos os terminais.

Ainda ocorreu o desligamento automático do terminal de Ilha Solteira, do circuito 1 da LT Ilha Solteira – Araraquara 440 kV pela atuação não seletiva da proteção primária de distância. Houve atuação do esquema de religamento automático do circuito 2 da LT Ilha Solteira – Araraquara 440 kV, sem sucesso, desligando definitivamente a linha. Com a perda destas linhas, as usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupia ficaram conectadas ao centro de carga de São Paulo através dos circuitos Jupia – Bauru C1 e C2 e Ilha Solteira – Bauru C2.

Nesta ocasião, estavam desligados 2 dos 6 circuitos que interligam a barra de 440 kV de Ilha Solteira ao restante do sistema: Circuito 1 entre Ilha Solteira – Bauru e Circuito Ilha Solteira - Água Vermelha.

Com o aumento da impedância entre estas usinas e o centro de carga de São Paulo, iniciou-se um processo oscilatório, acarretando o desligamento automático de mais 4 linhas de 440 kV. Com a abertura destes circuitos, houve um agravamento das oscilações ao longo do tronco de 440 kV na área do Pontal do Paranapanema, retirando de operação mais 6 linhas de 440 kV. Nestas condições, houve colapso no suprimento à área São Paulo, devido ao desligamento, posteriormente total, do sistema de 440 kV.

Estes desligamentos levaram o Sistema Interligado a um processo oscilatório, demandando vários outros desligamentos automáticos, caracterizando uma situação de blecaute na região.

Após o blecaute ocorrido em 11/03/1999, foram implantadas ações de controle no sistema que propiciaram a abertura controlada das Interligações Norte/Sul e Sul/Sudeste, pela atuação da proteção para perda de sincronismo, evitando desta forma a propagação das oscilações para os sistemas Norte/Nordeste como também para o sistema Sul. Com essas medidas foi mantida a integridade plena do sistema Norte/Nordeste, não tendo havido corte de carga no mesmo.

No sistema Sudeste a perturbação foi minimizada pelo ilhamento da área Minas Gerais/Goiás/Brasília. Este ilhamento foi realizado pela proteção para perda de sincronismo (PPS), instalada na Interligação Norte/Sul. A gravidade da perturbação foi de 113 SM.

Conclusões

O blecaute de 1965 modificou a mentalidade do setor de energia elétrica, que passou a focar, como questão primordial, a confiabilidade no fornecimento de energia. Um relatório especial do *Federal Energy Regulatory Commission - FERC* foi entregue ao presidente norte americano. A análise elaborada envolveu

especialistas em sistemas elétricos, o FBI e o Departamento de Defesa. Um dos questionamentos levantados era se a operação interligada era uma medida adequada.

O relatório do *FERC* continha 19 recomendações, muitas das quais propondo significativas mudanças no setor elétrico tais como:

- ♦ Exigência de fontes alternativas de alimentação para os serviços auxiliares;
- ♦ Importância da coordenação na operação dos sistemas interligados;
- ♦ Necessidade de implantar esquemas de alívio de carga;
- ♦ Importância da revisão freqüente dos ajustes dos relés;
- ♦ Prioridade da confiabilidade sobre a economia;
- ♦ Reavaliação das necessidades de reserva girante.

O *Northeast Power Coordination Council (NPCC)* foi formado em janeiro de 1966 para melhorar a coordenação no planejamento e operação entre as concessionárias na região e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia. A esse acontecimento se seguiu a formação de oito outros conselhos regionais de confiabilidade, cobrindo outras regiões dos Estados Unidos e do Canadá.

Em 1968, o *North American Electric Reliability Council (NERC)* foi formado, compreendendo nove conselhos de confiabilidade regionais, para promover a confiabilidade do fornecimento de energia das concessionárias na América do Norte (incluindo EUA, Canadá e México). O *NERC* requer relatórios detalhados das perturbações de impacto real ou potencial superior a um nível especificado. Estes relatórios são normalmente compilados em forma de relatórios anuais.

Cada um dos conselhos de confiabilidade regional estabeleceu critérios detalhados e diretrizes para cada um dos membros no que diz respeito ao planejamento e operação dos sistemas de potência, baseados nas circunstâncias e nas necessidades de cada região isoladamente, com o *NERC* fornecendo a coordenação geral para todas as regiões.

Muitas das práticas hoje existentes no planejamento e na operação de sistemas resultaram das análises feitas do blecaute. Dentre elas destacam-se:

- ♦ O sistema deve suportar a perda de qualquer linha, gerador ou contingência de probabilidade maior que 1 em 100 anos;
- ♦ Centros de controle da segurança do sistema devem ser implantados para operação contínua;
- ♦ Devem ser estabelecidos os meios para garantir o desligamento seguro de geradores térmicos;

- ♦ Computadores on-line devem ser utilizados para auxiliar a operação do sistema.

Em 1977, constatou-se que a maioria dos sistemas de proteção teve comportamento adequado. O Centro de Operação, desta vez, dispôs de todas as informações relativas à emergência. No entanto, sua apresentação precisava ser melhorada, de forma a permitir que o operador tivesse uma visão clara do que estava acontecendo e não fosse envolvido por informações supérfluas.

A análise dos principais blecautes ocorridos no Sistema Brasileiro nos últimos 20 anos permite constatar [33]:

- ♦ O critério de planejamento da transmissão no Brasil é baseado em contingências simples (N-1). Entretanto, na grande maioria dos casos, os blecautes são causados por contingências múltiplas, não previstas pelo agente de planejamento;
- ♦ São de grande importância os Sistemas Especiais de Proteção – SEPs como meio de melhorar o desempenho dos sistemas elétricos durante os distúrbios;
- ♦ Os blecautes de 24 e 25/04/1997 comprovaram a importância de avaliar o fenômeno de instabilidade de tensão que atingiu uma grande área do sistema;
- ♦ A dificuldade de se identificar a origem dos blecautes;
- ♦ Optar, algumas vezes, pela otimização energética impõe ao sistema risco na segurança operativa;
- ♦ Condições hidrológicas críticas levam o sistema a pontos de operação críticos visto que ocorre um desvio significativo dos pontos estudados no planejamento. Esta condição aparece em todos os níveis de carga;
- ♦ 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 e a abertura de circuitos são elementos importantes neste processo, pois além de minimizar os problemas, agilizam o processo de recomposição;
- ♦ Um dos grandes obstáculos à boa recomposição do sistema após os blecautes é o subsequente congestionamento nas comunicações entre os centros de controle e as demais instalações;
- ♦ 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 na sintonia das ferramentas computacionais utilizadas;
- ♦ O processo de supervisão e controle do sistema deve ter prioridade absoluta bem como o treinamento de operadores.

4.4 Aplicação de SEPs em Sistema Elétrico

Estudos demonstram que o critério determinístico “N-1” é uma alternativa mais cara do que outras alternativas de natureza probabilística, baseadas em mensuração de riscos [34]. Embora a tendência do critério de planejamento de expansão dos sistemas elétricos seja passar de critérios determinísticos e basear-se em critérios probabilísticos, a garantia que não haverá riscos para o sistema após uma ampliação não é verdadeira.

Os critérios probabilísticos apresentam uma racionalidade maior visto que utilizam dados de probabilidade de saída forçada de elementos da rede e a frequência de manutenção programada. No entanto, não se exige do sistema apresentar interrupções de fornecimento de energia, pois um pequeno ganho no risco de blecautes pode representar um volume significativo de investimentos.

Dessa forma, mesmo que o sistema esteja planejado para responder adequadamente a ocorrências de contingências simples ou múltiplas de alta probabilidade, é necessário verificar como o sistema comporta-se frente às perturbações de baixa probabilidade de ocorrência. É nesse contexto que os SEPs exercem um papel imprescindível para a segurança operativa do sistema.

Por exemplo, supõe-se que um estudo de planejamento baseado no critério N-1 aponte uma configuração opcional do sistema de transmissão, onde todas as contingências são atendidas exceto uma, e para o atendimento desta contingência o custo adicional seja muito elevado. A principal questão é se há justificativa do alto investimento para uma única perturbação ou se um SEP é capaz de contornar o problema com conseqüências mínimas para o sistema.

A Figura 4-1 a seguir apresenta um sistema de potência pequeno que servirá de exemplo didático para mostrar a utilização de SEPs para atendimento de determinadas contingências que restringem a operação do sistema, ferindo assim o critério determinístico de planejamento do sistema (N-1).

O sistema de potência dado na Figura 4-1 é capaz de suprir toda a carga em condições normais. Entretanto, as perdas das LTs A-B, B-C e L-M são contingências de baixa probabilidade de ocorrência, mas que ocasionam uma ou mais das seguintes conseqüências:

- ♦ Instabilidade angular;
- ♦ Instabilidade de tensão;
- ♦ Perda parcial de carga não controlada;
- ♦ Sobrecargas nos circuitos remanescentes que podem ser desligados pela proteção desses circuitos;
- ♦ Desligamentos em cascata de outros circuitos;
- ♦ Colapso parcial ou total do sistema.

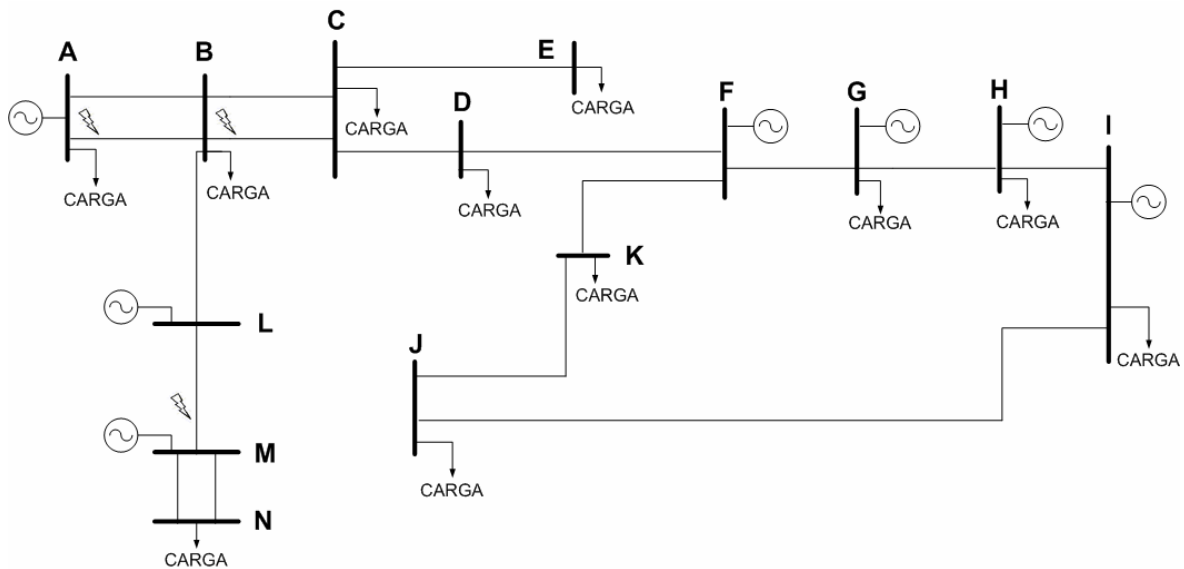


Figura 4-1 – Exemplo de Sistema de Potência com 14 Barras

Para solucionar os problemas decorrentes destas contingências de baixa probabilidade de ocorrência, poder-se-ia aconselhar a construção de novas linhas. No entanto, seriam necessários estudos mais detalhados sobre as vantagens e desvantagens técnicas, econômicas e ambientais sobre qualquer outra alternativa. Nesta dissertação não será feita tal abordagem.

A seguir, são apresentados nas Figuras 4-2 a 4-14 diversos resultados obtidos das simulações no domínio do tempo, na forma de curvas do tipo variável versus tempo, considerando a saída intempestiva das LTs A-B, B-C e L-M.

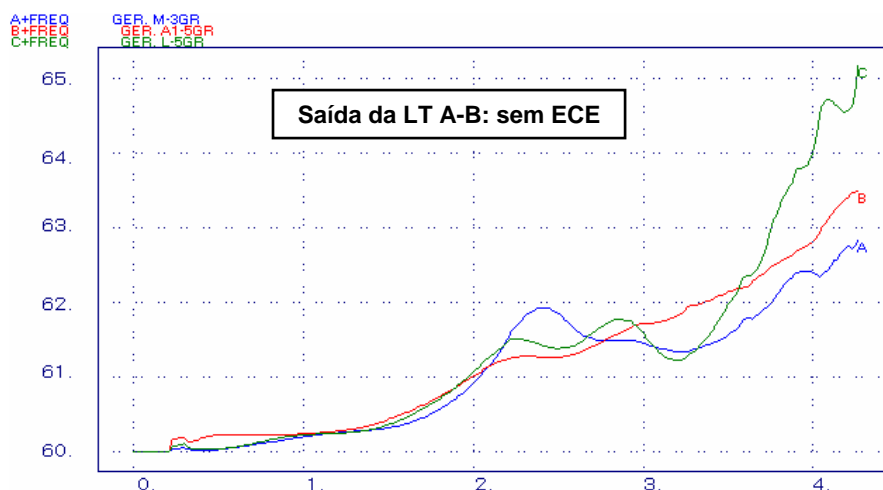


Figura 4-2 – Variação de Frequência das Máquinas M, A e L

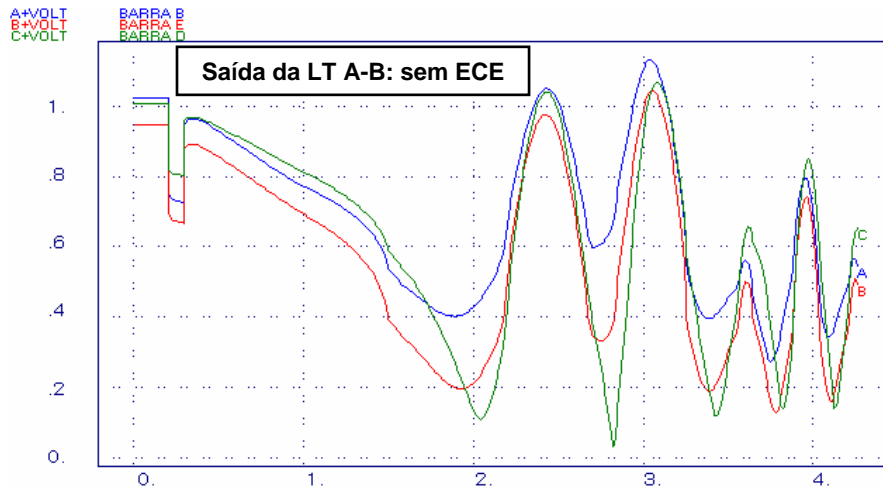


Figura 4-3 – Variação de Tensão nas Barras B, E e D

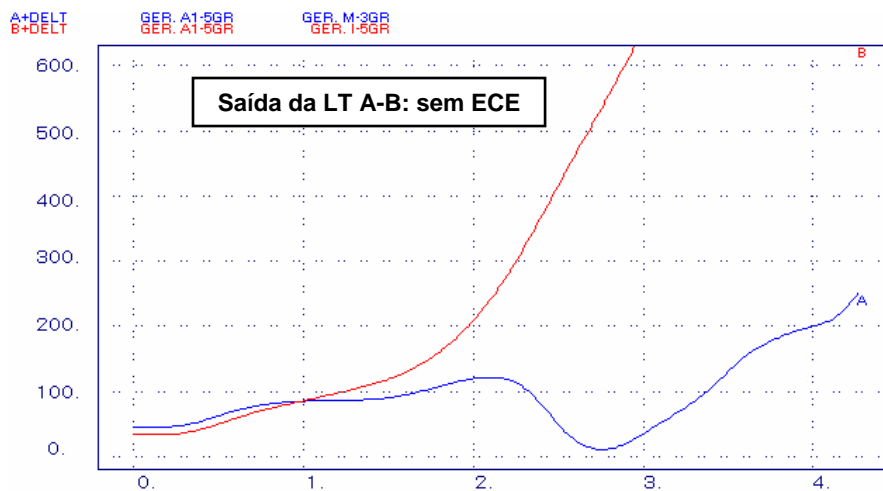


Figura 4-4 – Variação Angular da Máquina A em relação às Máquinas M e I

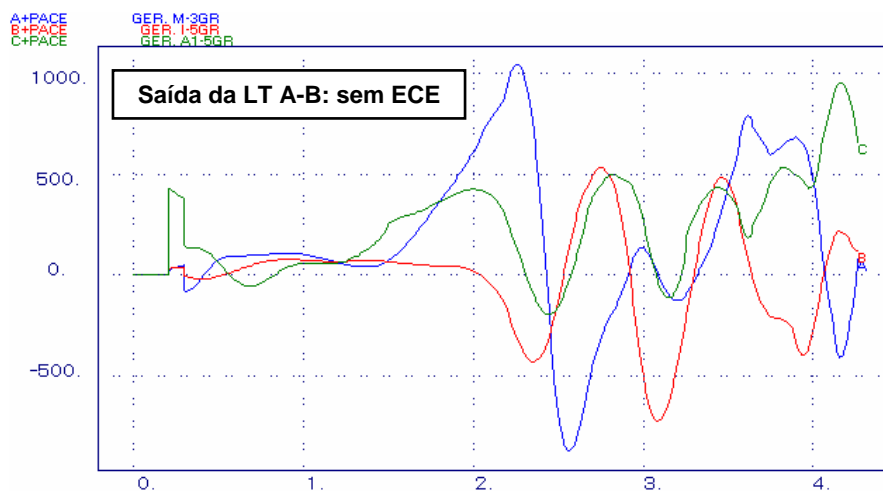


Figura 4-5 – Variação da Potência Acelerante das Máquinas M, I e A

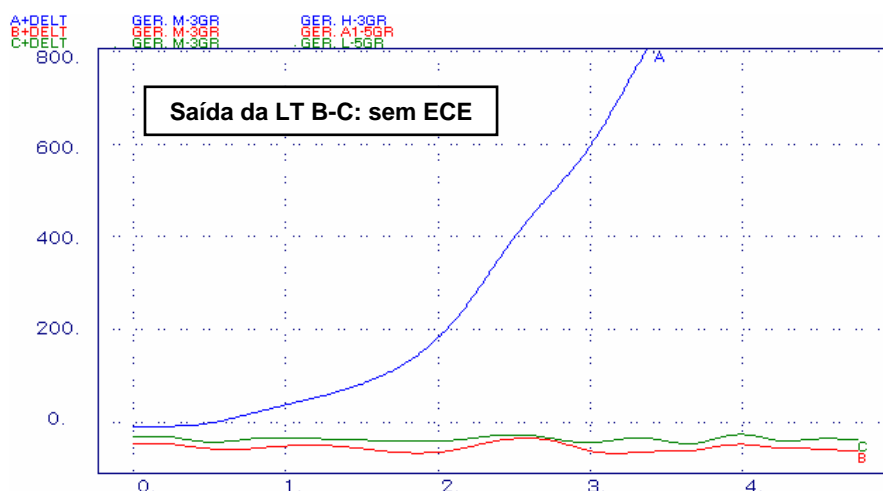


Figura 4-6 – Variação Angular da Máquina M em relação às Máquinas H, A e L

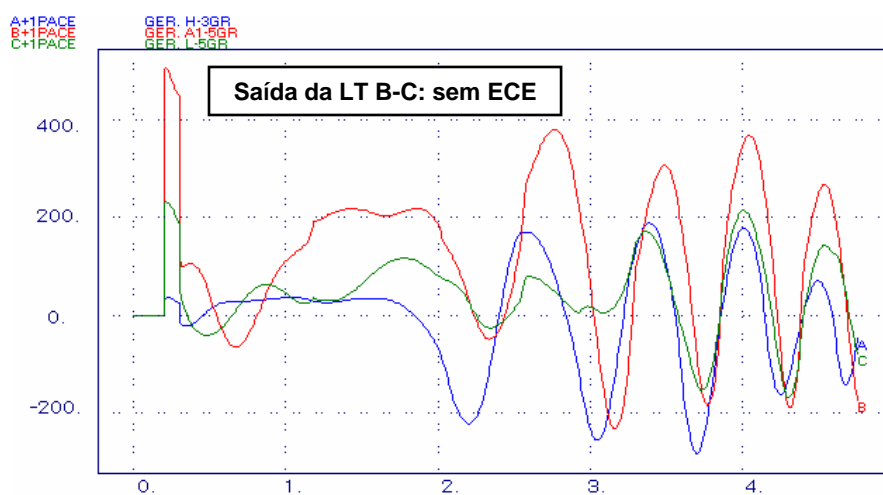


Figura 4-7 – Variação da Potência Acelerante das Máquinas H, A e L

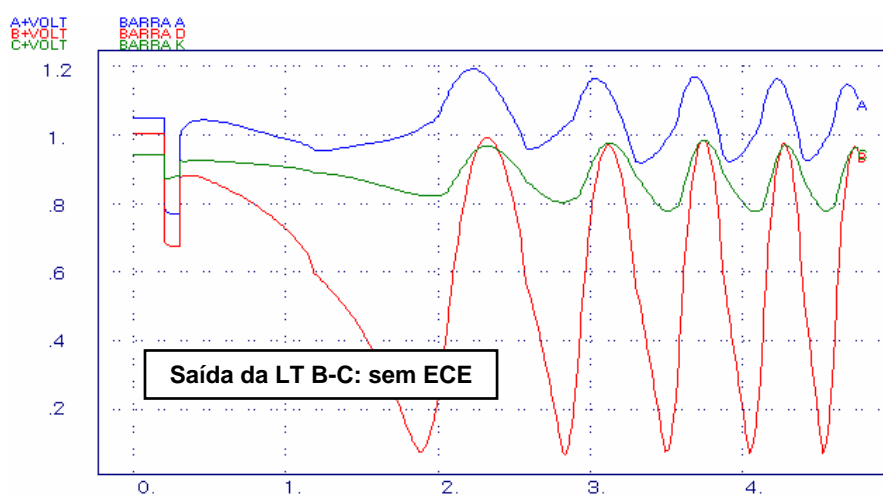


Figura 4-8 – Variação de Tensão nas Barras A, D e K

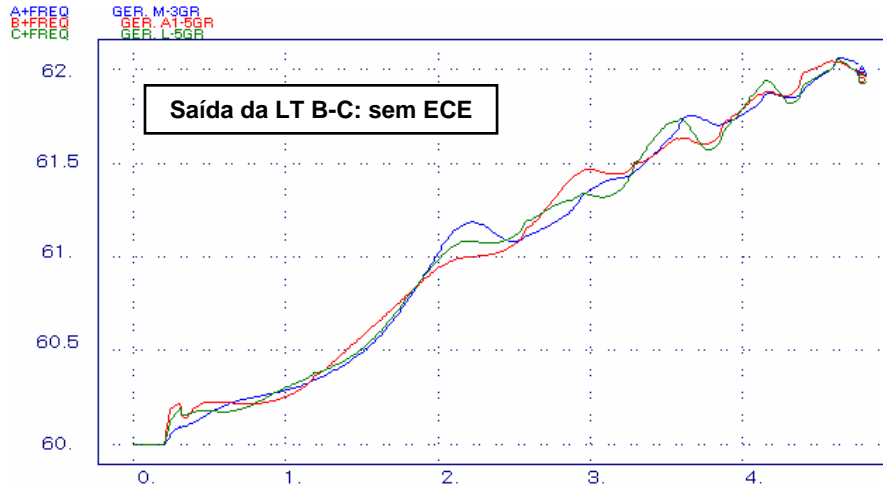


Figura 4-9 – Variação de Frequência das Máquinas M, A e L

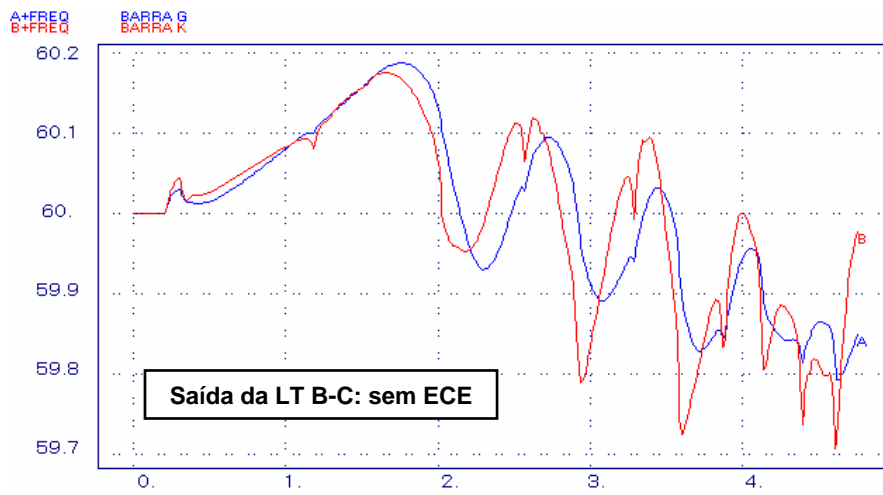


Figura 4-10 – Variação de Frequência das Barras G e K

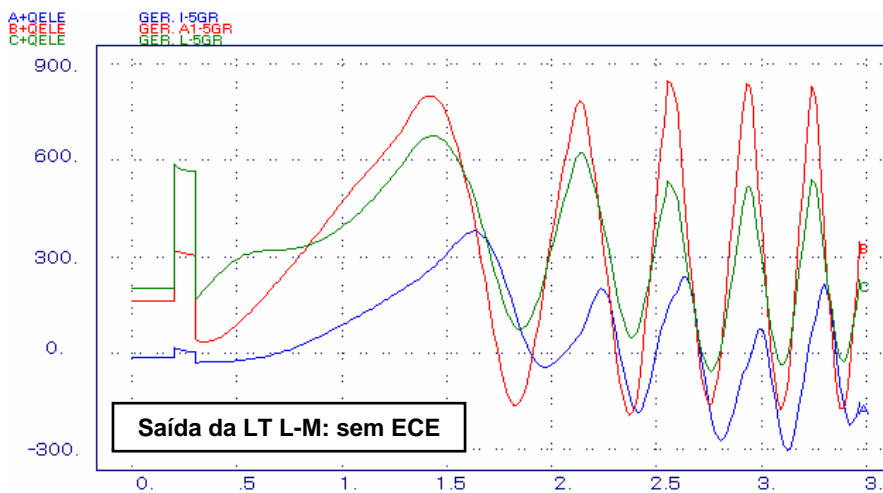


Figura 4-11 – Variação da Potência Reativa das Máquinas I, A e L

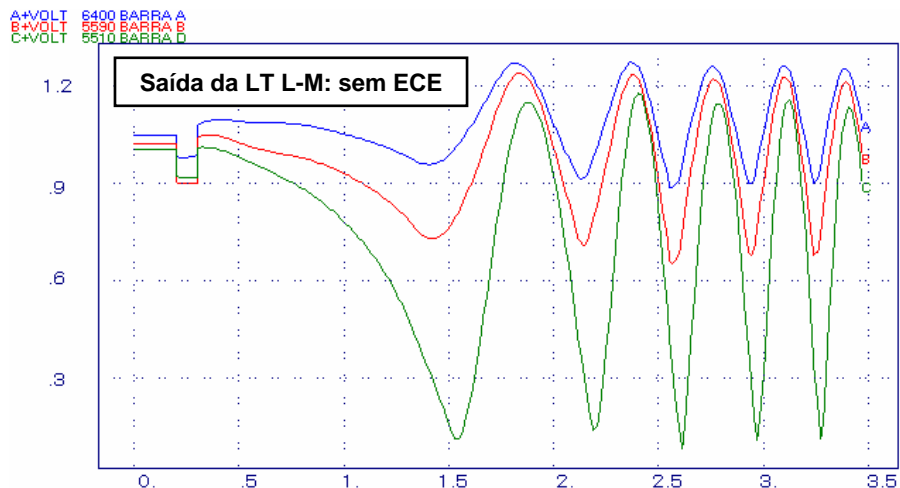


Figura 4-12 – Variação de Tensão nas Barras A, B e D

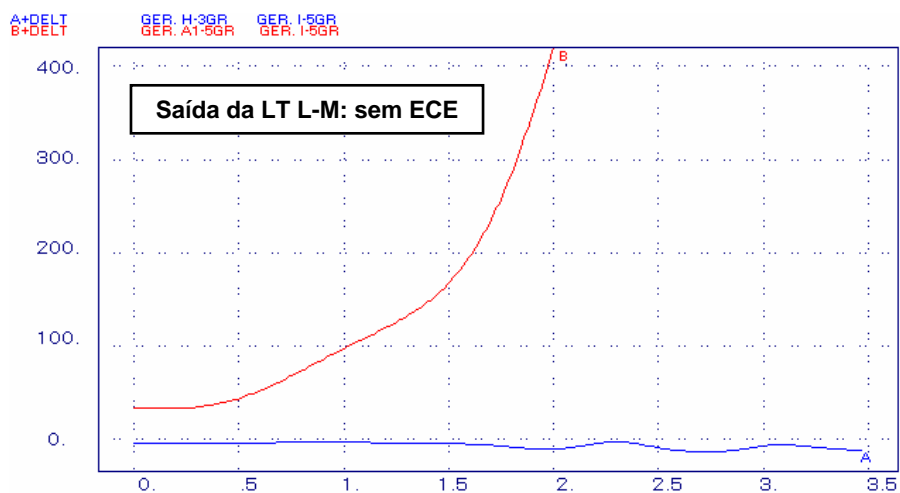


Figura 4-13 – Variação Angular das Máquinas H e A em relação à Máquina I

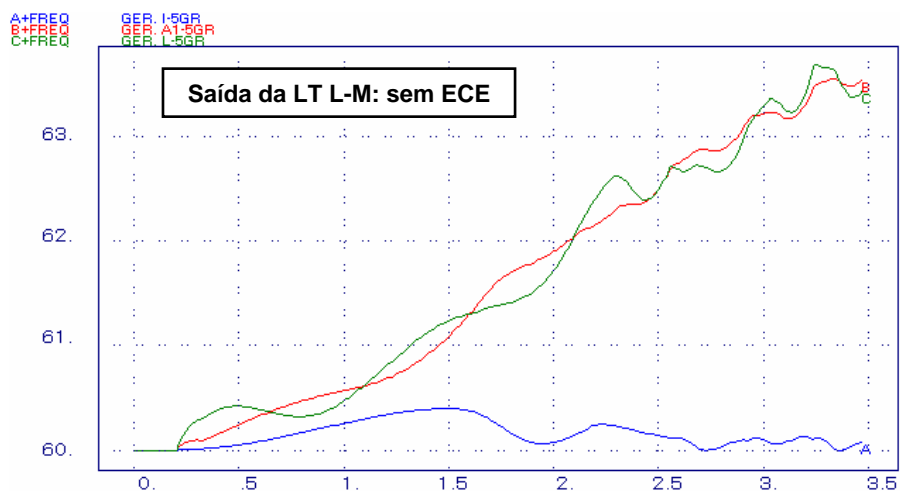


Figura 4-14 – Variação de Frequência das Máquinas I, A e L

Os SEPs devem ser considerados como uma alternativa para resolver os problemas anteriormente mostrados, e para este exemplo, a solução através de ECEs é, hipoteticamente, viável técnica e economicamente. Desta forma, naturalmente as medidas corretivas mostradas a seguir implicam em análises mais detalhadas das ações dos esquemas e suas conseqüências.

Os problemas decorrentes da saída de um circuito entre as Barras A e B podem ser sanados com a implantação de um esquema que desliga unidades geradoras da usina A e, para que a instabilidade angular não seja trocada pela instabilidade de frequência, o ECE é complementado com uma ação adicional de corte de carga, como mostram as Figuras 4-15 a 4-19.

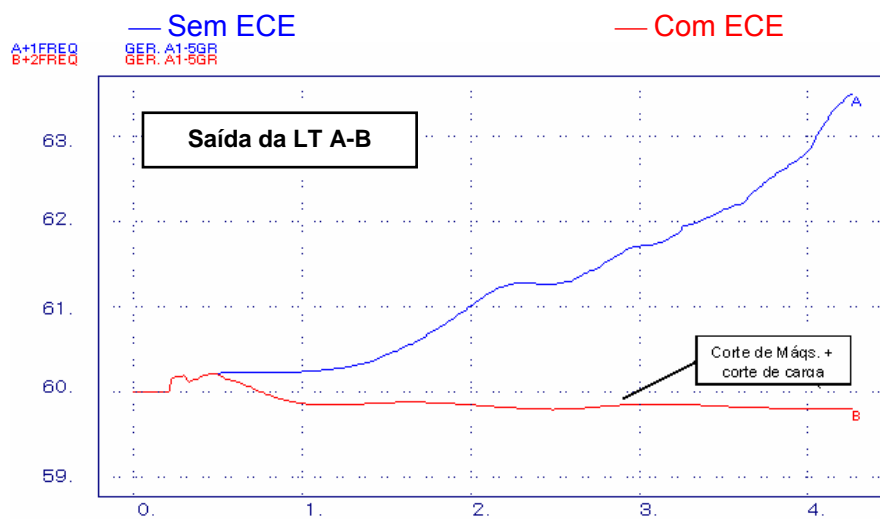


Figura 4-15 – Comparação da Variação de Frequência da Máquina A

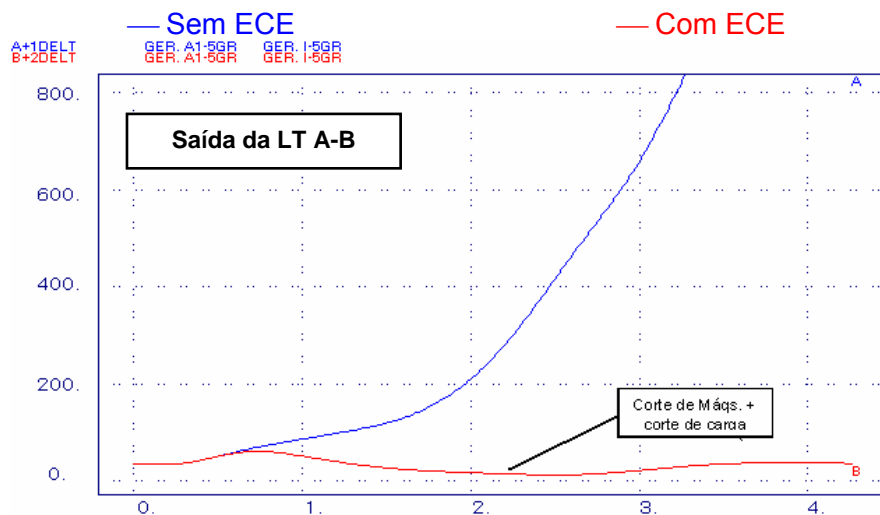


Figura 4-16 – Comparação da Variação Angular da Máquina M em relação à I

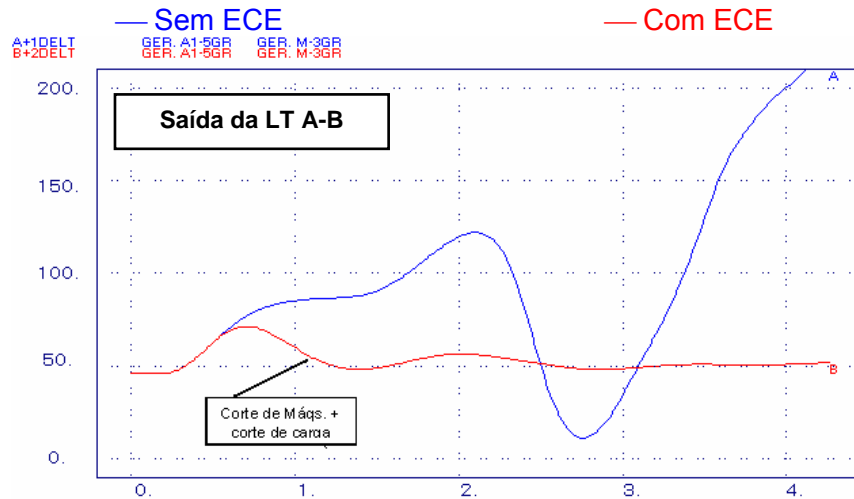


Figura 4-17 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à M

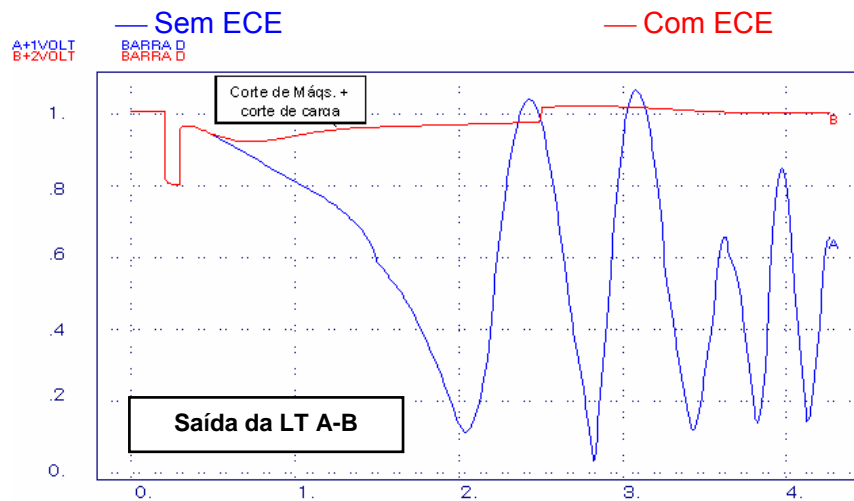


Figura 4-18 – Comparação da Variação de Tensão na Barra D

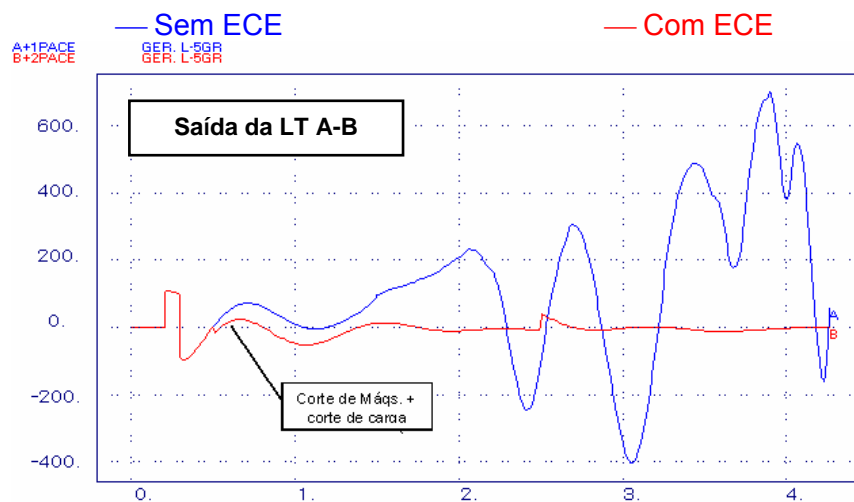


Figura 4-19 – Comparação da Variação da Potência Acelerante da Máquina L

Com a abertura de um dos circuitos entre as Barras B e C, há um distanciamento elétrico entre as máquinas das usinas A, L e M e as máquinas das usinas F, G, H e I, ocasionando perda de sincronismo entre essas áreas. A implantação de um esquema que retira de operação uma outra linha de transmissão (separando as duas áreas citadas), juntamente com um ERAC por subfreqüência, é capaz de evitar um colapso no sistema, conservando a operação isolada adequada de cada subsistema. As Figuras 4-20 a 4-23 apontam esses resultados.

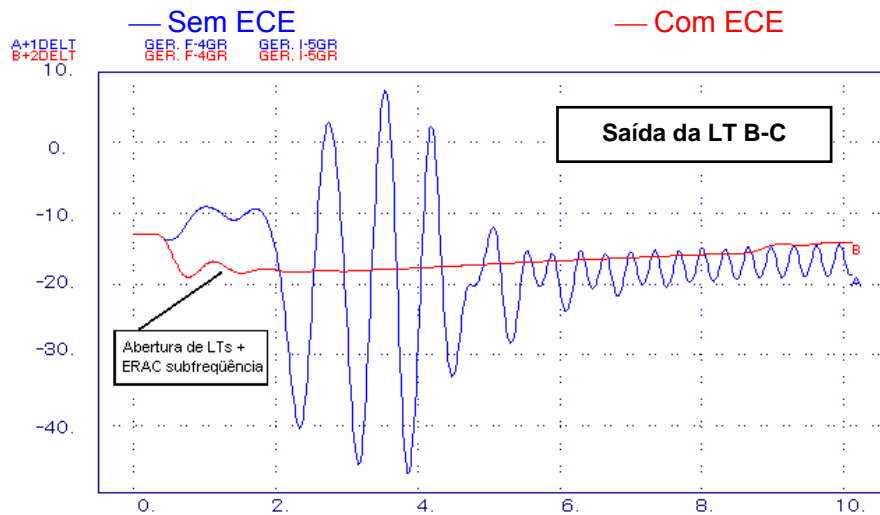


Figura 4-20 – Comparação da Variação Angular da Máquina F em relação à I

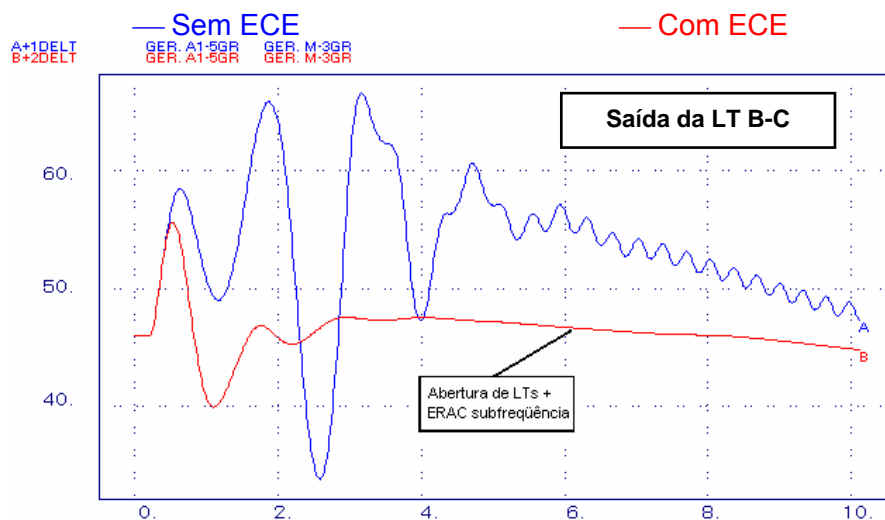


Figura 4-21 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à M

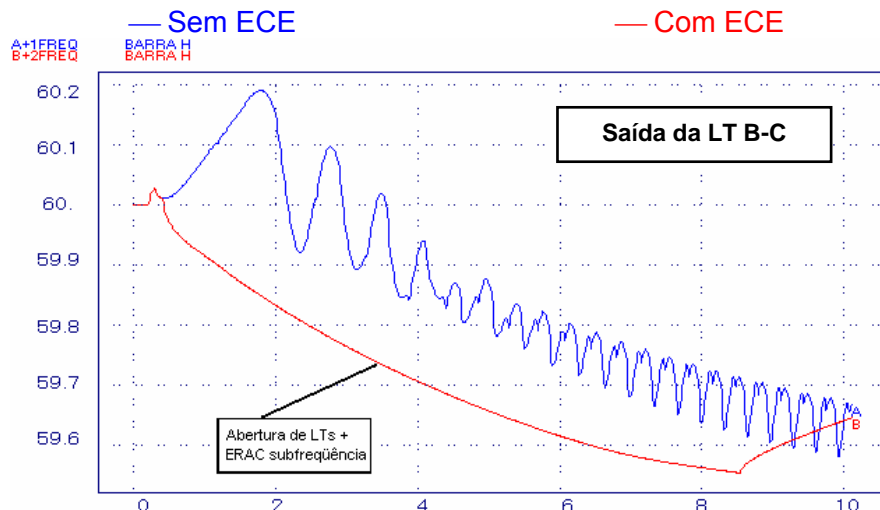


Figura 4-22 – Comparação da Variação de Frequência da Barra H

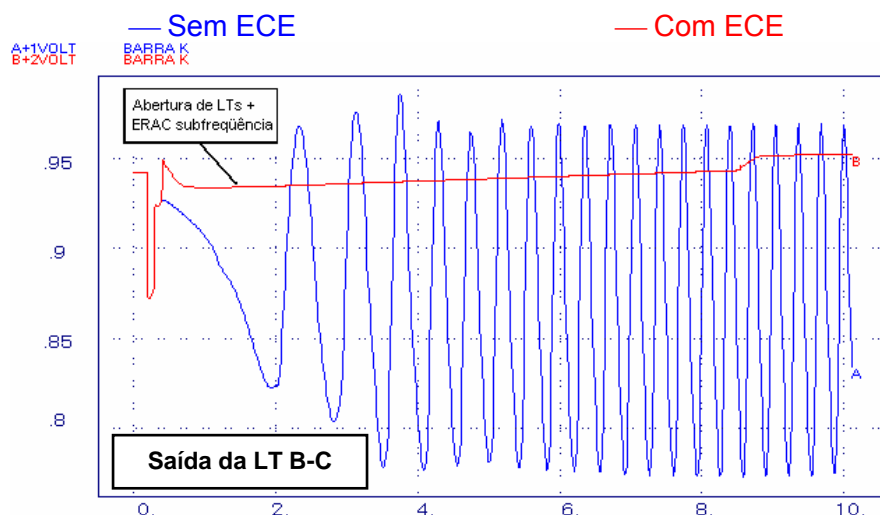


Figura 4-23 – Comparação da Variação de Tensão na Barra K

A saída do circuito entre as Barras L e M é caracterizada por uma grande perda de carga, acarretando uma inversão do sentido do fluxo de potência na LT B-L e aceleração das máquinas das usinas A e L. Neste caso, um corte de geração de valor equivalente à carga perdida nas usinas A e L pode resolver o problema da perda de carga, equilibrando o balanço geração-carga do sistema, desde que não ocorram sobretensões decorrentes do corte de geração e carga. Se ficar comprovada a ocorrência de sobretensões, a ação de corte de geração pode ser complementada com o chaveamento de reatores *shunt*, como mostram as Figuras 4-24 a 4-28.

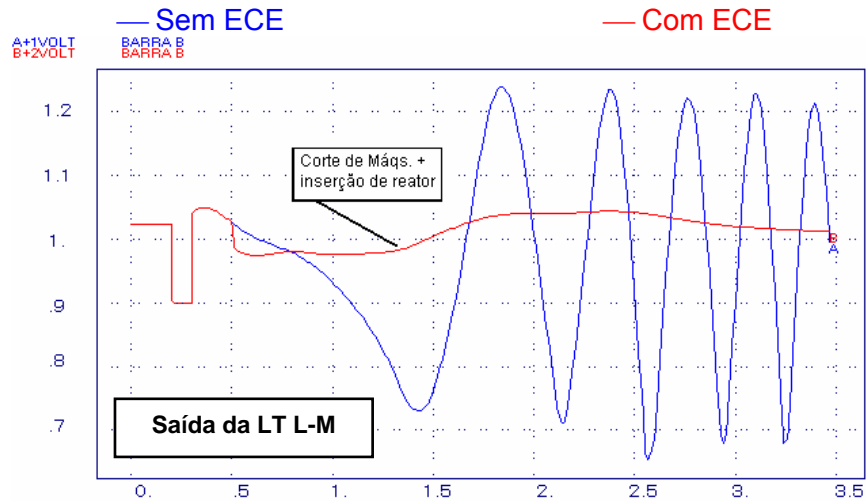


Figura 4-24 – Comparação da Variação de Tensão na Barra B

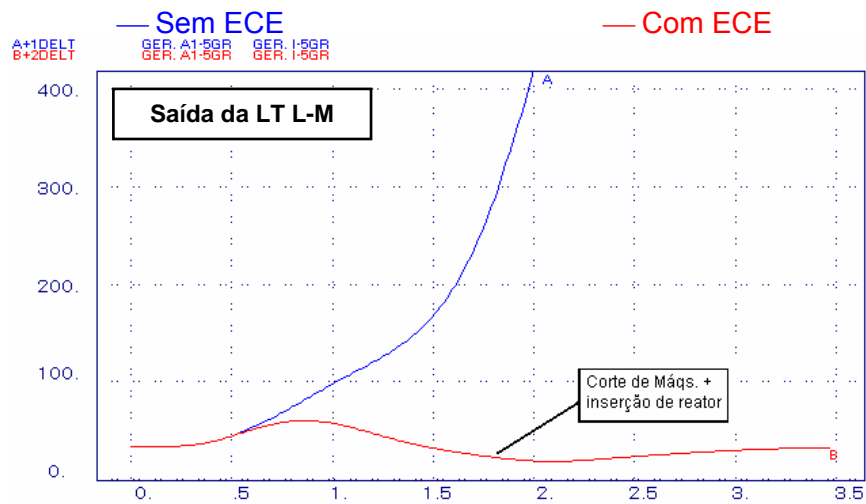


Figura 4-25 – Comparação da Variação Angular da Máquina A em relação à I

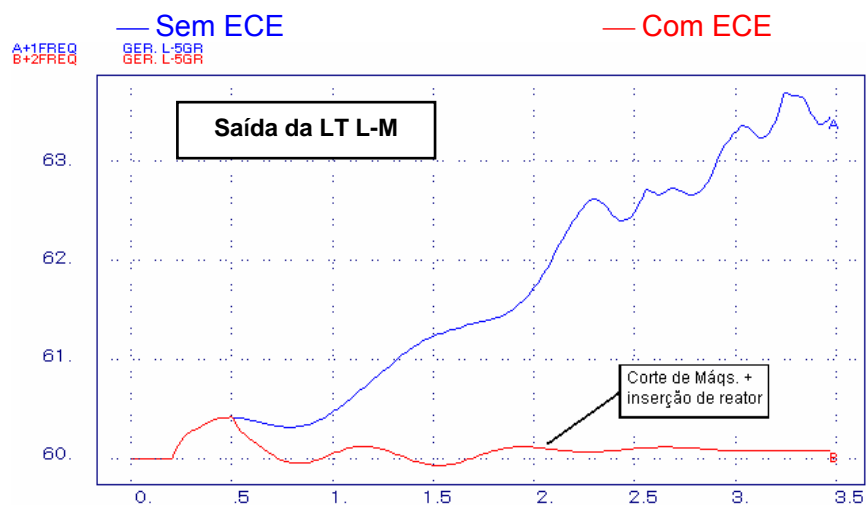


Figura 4-26 – Comparação da Variação de Frequência da Máquina L

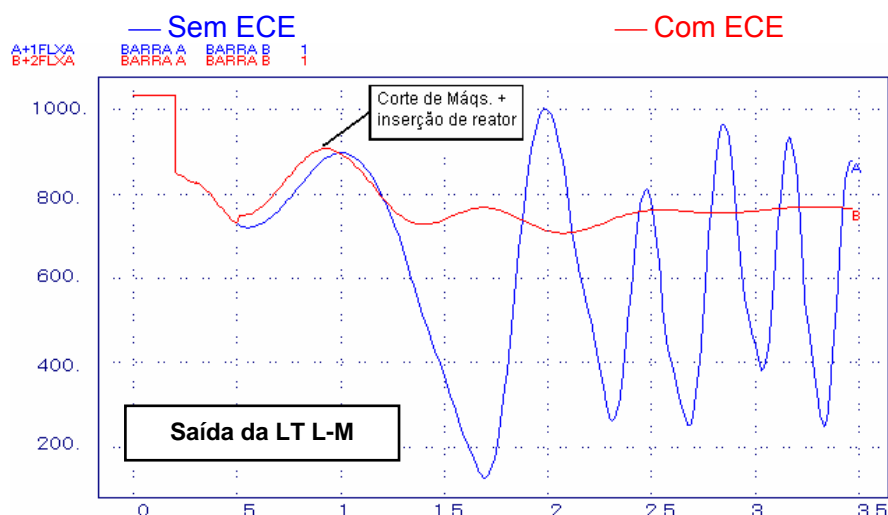


Figura 4-27 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT A-B

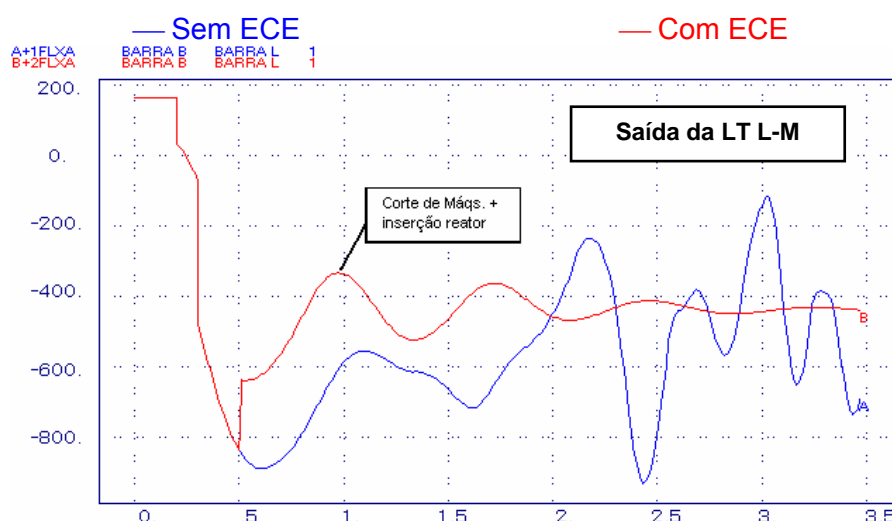


Figura 4-28 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT B-L

4.4.1 Expansão

Como pôde ser observado no sistema de potência de 14 barras da Figura 4-1, o desempenho da rede não é adequado, sendo necessária a implementação de SEPs para garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica até mesmo para contingências simples. Assim, pode-se, através de simulações e análises considerando, em termos gerais, o critério N-1, definir ampliações e reforços para o sistema. Além disso, novas obras são capazes de eliminar restrições de transmissão de energia entre os subsistemas.

No entanto, grandes reforços na rede causam mudanças significativas no comportamento do sistema, como por exemplo, a possibilidade da troca de energia entre os subsistemas ser explorada até a sua capacidade máxima.

Outra mudança que pode ocorrer, no caso de dois subsistemas que operavam outrora separados e agora unidos por uma interligação, é a interação entre as máquinas dos mesmos, alterando o desempenho dinâmico do sistema interligado.

A Figura 4-29 mostra a distribuição dos fluxos de potência na rede original. Para melhorar o comportamento do sistema, são criadas novas linhas de transmissão entre as barras A e B, B e C, J e M, L e M (Figura 4-30). Devido à ampliação, ocorre redistribuição dos fluxos de potência, como mostra a Figura 4-31.

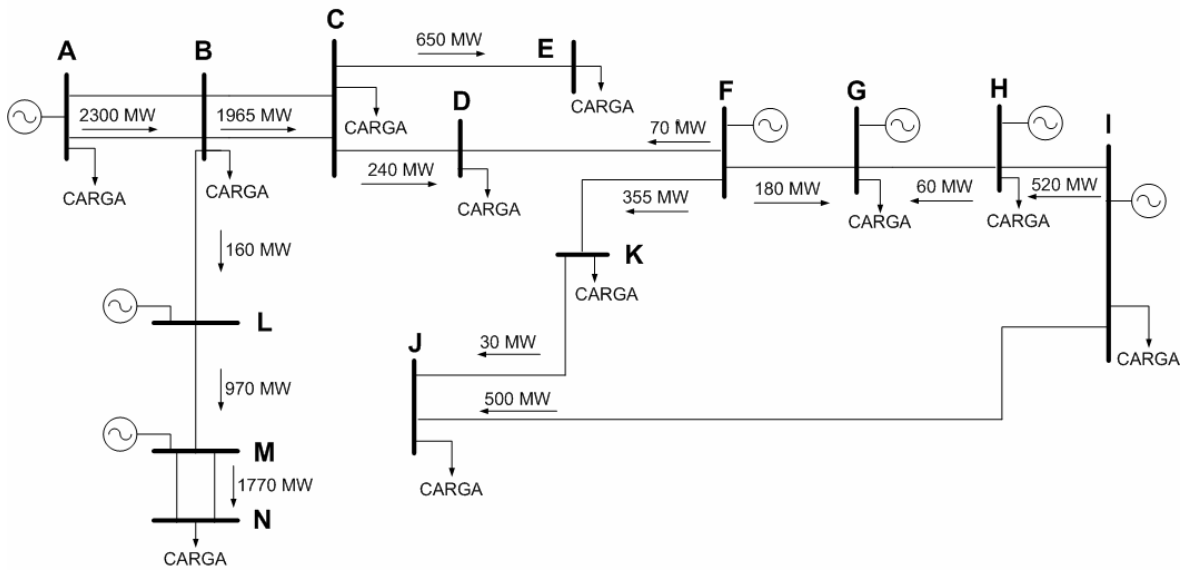


Figura 4-29 – Distribuição do Fluxo de Potência no Sistema de 14 Barras

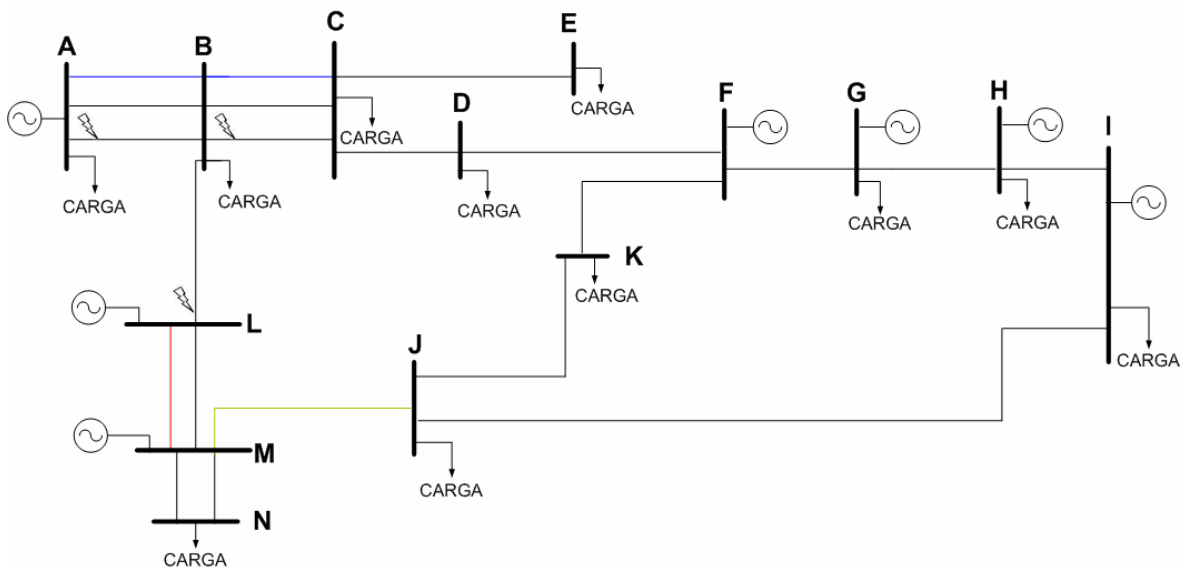


Figura 4-30 – Expansão do Sistema de Potência Exemplo de 14 Barras

Com essas ampliações, a saída das LTs A-B, B-C e L-M não são mais limitantes e, portanto, não há mais necessidade de ECEs para essas contingências. Contudo, a perda da LT B-L, que antes não causava problemas ao sistema, nesta nova configuração torna-se crítica, principalmente pela presença da LT J-M.

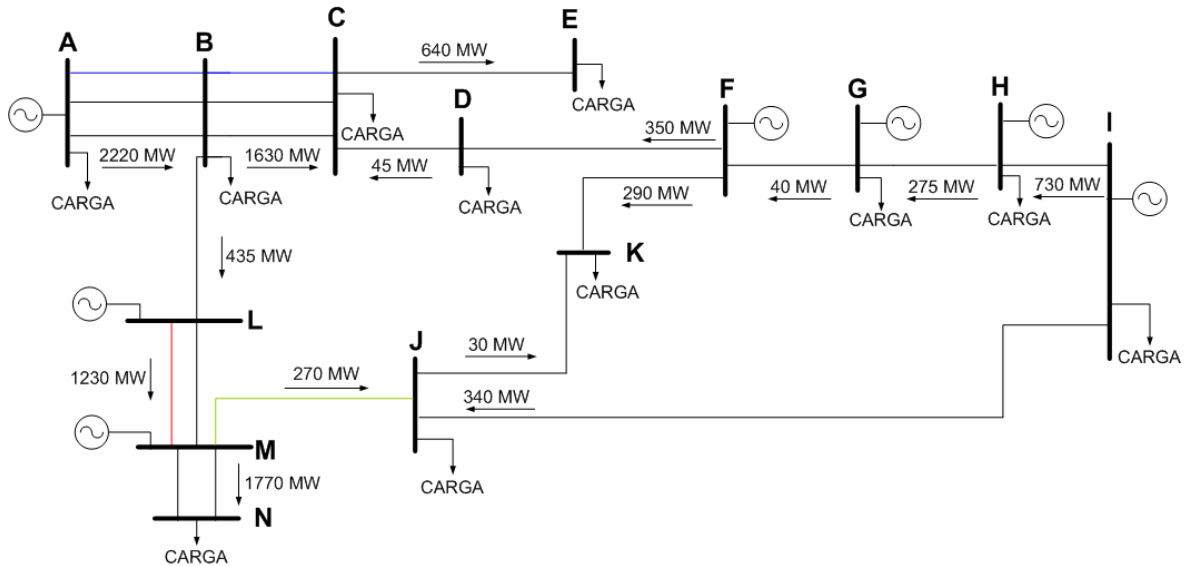


Figura 4-31 – Redistribuição do Fluxo de Potência no Sistema de 14 Barras

A seguir, são apresentados nas Figuras 4-32 a 4-36 diversos resultados obtidos das simulações no domínio do tempo na forma de curvas do tipo variação versus tempo, considerando a saída intempestiva da LT B-L.

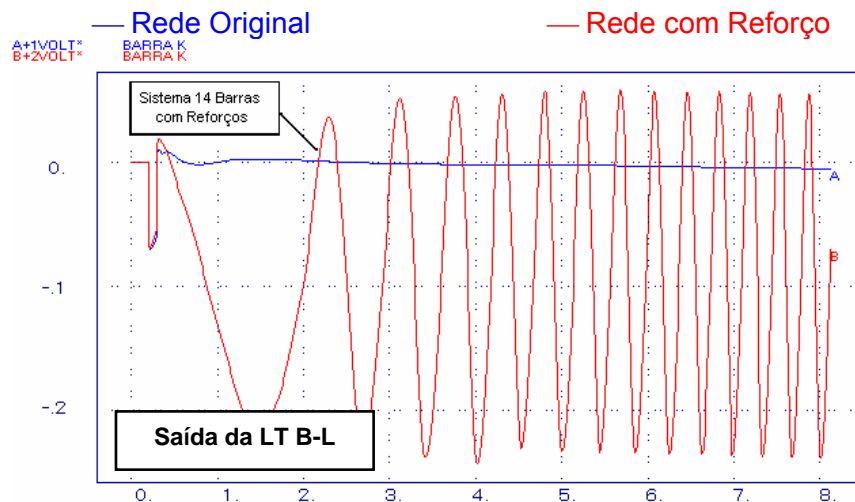


Figura 4-32 – Comparação da Variação de Tensão na Barra K

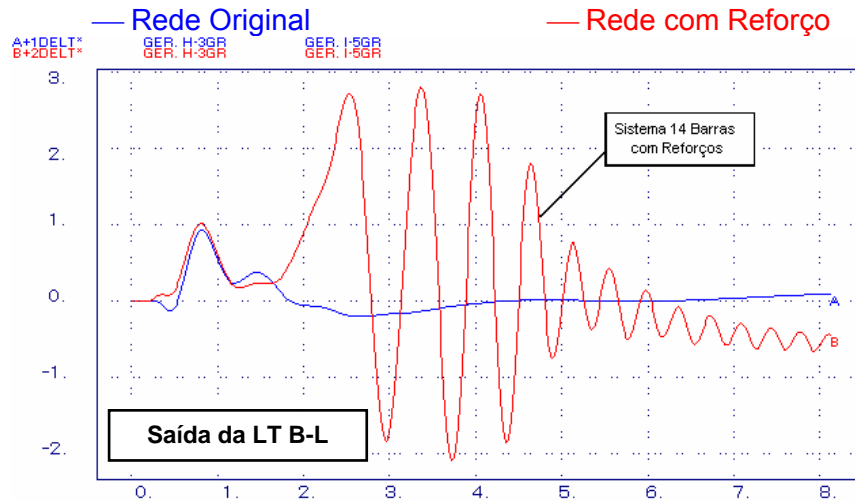


Figura 4-33 – Comparação da Variação Angular da Máquina H em relação à I

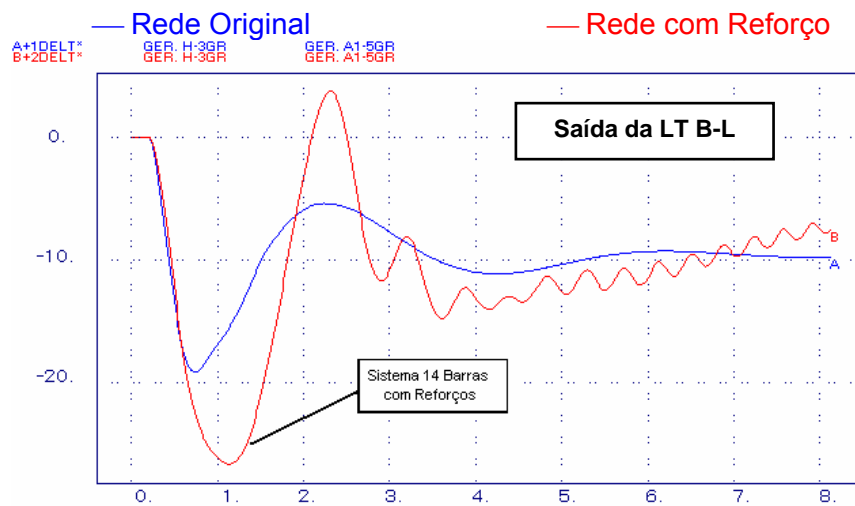


Figura 4-34 – Comparação da Variação Angular da Máquina H em relação à A

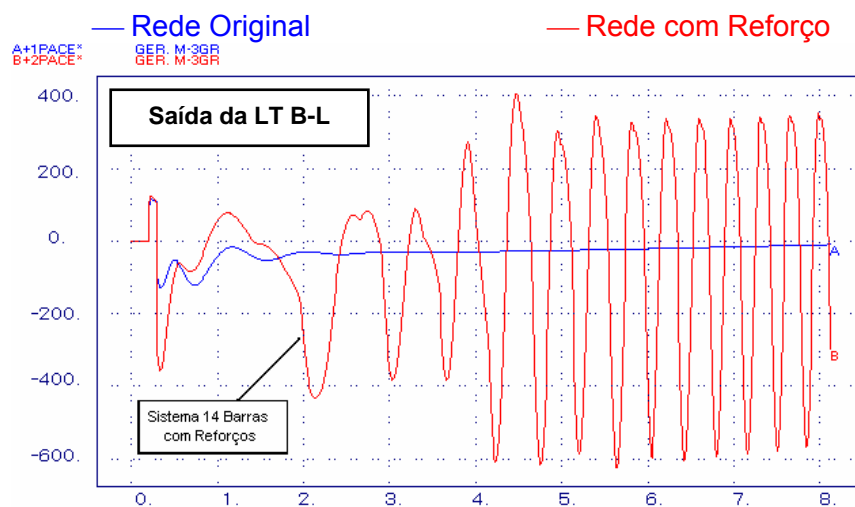


Figura 4-35 – Comparação da Variação da Potência Acelerante da Máquina M

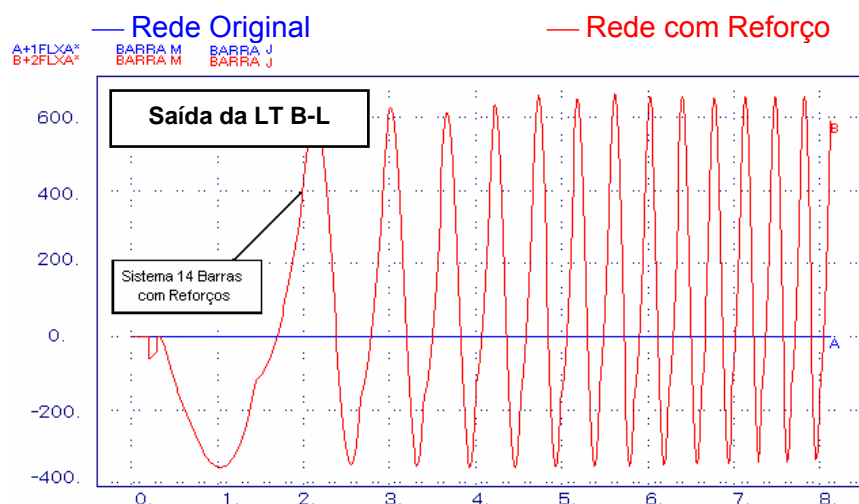


Figura 4-36 – Comparação da Variação do Fluxo de Potência na LT M-J

Assim, somente a ampliação do sistema de transmissão não é garantia de atendimento contínuo do mercado de energia. Para o atendimento do critério N-1, nesta configuração, seria indispensável que novas restrições operativas fossem impostas. Novamente observa-se a importância da utilização de SEPs para assegurar a estabilidade do sistema de potência.

4.5 Conceitos Adicionais sobre os SEPs

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), algumas vezes chamados de Esquemas de Proteção de Sistemas (EPSs), que englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECSs), são um conjunto de ações implementadas para controlar a resposta global do sistema e protegê-lo contra falhas catastróficas além da ação direta da proteção individual dos equipamentos.

Muitas vezes, os esquemas são aplicados para proteger o sistema elétrico contra eventos de baixa probabilidade e alto impacto, como por exemplo retiradas múltiplas de linhas de transmissão ou saída forçada de parte ou de toda uma subestação crítica. Outras vezes, os SEPs implementados protegem o sistema contra alguns eventos de natureza mais freqüente (contingências simples) quando o reforço do sistema não é factível dentro do período de tempo requisitado ou não é economicamente viável.

Não é possível prever todas as contingências múltiplas que podem acontecer fortuitamente e que levam o sistema ao colapso. Um grande sistema interligado necessita de um conjunto de medidas de controle coordenadas que exigem altos níveis de complexidade para planejá-lo e operá-lo com segurança e economia. Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do

sistema elétrico, quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, sejam usados os SEPs.

A maioria dos SEPs aplicados em várias partes do mundo é resultado da criatividade técnica. Os ingredientes mais importantes para o sucesso de um SEP são simplicidade, confiabilidade e custo. A simplicidade reflete quão complexo o sinal de disparo é (em natureza e número). Por exemplo, pode-se implementar simplesmente um esquema para proteção contra contingências múltiplas que seja disparado pela detecção de todas as possíveis combinações de múltiplas saídas forçadas. Isto resultaria num SEP caro e menos confiável. Ao contrário, pode-se detectar o conjunto mínimo de contingências que levam ao risco potencial e efetuar o disparo com base em medições locais de variáveis, refletindo o efeito ao invés da causa. Além do impacto indireto do grau de complexidade dos sinais de disparo no desempenho dos SEPs, sua confiabilidade é diretamente dependente do equipamento, nível de redundância e filosofia de projeto dos esquemas.

Alguns conselhos de gerenciamento de confiabilidade norte americanos, como o *Western System Coordinating Council (WSCC)* e o *Northeast Power Coordination Council (NPCC)*, implementaram regras, critérios e processos de revisão para controlar a filosofia de projeto dos SEPs. Todo SEP deve ser revisto por um grupo de especialistas da região antes da sua aprovação para implementação.

Os seguintes pontos são questões centrais que devem ser tratadas e estudadas no desenvolvimento de SEPs [46]:

- ♦ Detecção – quais medições e cálculos são necessários para detectar e identificar uma condição de emergência?
- ♦ Ação de Controle – quais elementos controlados devem responder e como?
- ♦ Coordenação – qual o grau de coordenação necessário e até que ponto pode ser usado controle local ou descentralizado?
- ♦ Temporização – quão rapidamente uma ação deve ser iniciada e por quanto tempo ela deve durar?
- ♦ Grau de Automação e Adaptação – é necessária a intervenção do operador?
- ♦ Efeito no equipamento e no sistema – a ação de controle sujeita o elemento que está sendo controlado ou outros elementos a níveis inaceitáveis de esforço?

Não há dúvidas que a utilização de SEPs tem um papel significativo nos sistemas interligados, servindo para:

- ♦ Melhorar a operação dos sistemas de potência, aumentando as margens de segurança, dando maiores flexibilidades e retirando restrições de operação;
- ♦ Operar os sistemas próximos dos limites, mas com segurança;

- ♦ Aumentar os limites de transferência de potência/energia, mantendo o nível de segurança;
- ♦ Encontrar uma solução temporária para compensar atrasos no programa de construção de obras (operação fora dos limites de transferência) ou mesmo em situações de desligamentos de equipamentos;
- ♦ Aumentar a segurança do sistema, particularmente para fazer frente a contingências extremas ou múltiplas que conduzam o sistema ao colapso.

Ainda podem ser definidos *Planos de Defesa*, cujas medidas defensivas coordenadas têm como finalidade principal assegurar que o sistema como um todo suporte contingências severas e contingências múltiplas ou minimizar a severidade das conseqüências de perturbações inesperadas, prevenindo a ocorrência de blecautes. Portanto, os planos de defesa são usados para aumentar a segurança do sistema. SEPs individuais baseados em rejeição de geração, corte de carga, manobra de equipamentos *shunts* ou mudanças topológicas devem ser considerados como ações básicas que podem ser usadas dentro de um *Plano de Defesa*.

A EDF possui um *Plano de Defesa* onde medidas automáticas são tomadas parcialmente, considerando as ações iniciadas pelos operadores, se a velocidade da dinâmica do colapso é lenta. Na Romênia, as medidas automáticas só são tomadas para preservar a estabilidade do sistema durante ou depois de uma contingência extrema.

4.6 Conclusões

Este capítulo apresentou alguns conceitos relacionados ao uso dos SEPs em sistemas elétricos de potência. A experiência dos blecautes trouxe os ingredientes necessários para a construção destes sistemas de proteção que, normalmente, contrapõem a alternativas de expansão do sistema que apresentam custos elevados. Portanto, a implementação destes sistemas de proteção deve estar sempre coordenada com a perspectiva de expansão da rede de transmissão.

A utilização dos SEPs foi desenvolvida neste capítulo através de um exemplo simples, objetivando explorar os recursos destes sistemas na solução dos problemas de estabilidade angular, de frequência e de tensão. Foi observada a efetividade destes sistemas através das simulações realizadas.

A partir do mesmo simples exemplo de sistema de potência, houve ampliações e reforços, eliminando antigas restrições de transmissão de energia entre subsistemas. No entanto, somente a ampliação do sistema de transmissão não é garantia de atendimento contínuo do mercado de energia. Novamente observou-se a importância da utilização de SEPs para assegurar a estabilidade do sistema de potência.

Muitos trabalhos foram desenvolvidos em vários países no sentido de otimizar o uso destes sistemas de proteção priorizando as suas ações no tempo. Estas estratégias denominadas de *Plano de Defesa* têm minimizado o colapso dos sistemas de potência principalmente num ambiente em que estes são cada vez mais utilizados em suas capacidades plenas.

No próximo capítulo, estes SEPs serão aplicados a um caso real do Sistema Elétrico Brasileiro, representado pelas interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

CAPÍTULO 5

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

5.1 Objetivos

Neste ano de 2003, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) passa por expressivas mudanças topológicas. Várias ampliações vêm sendo realizadas a fim de eliminar restrições nos limites de transmissão observadas durante anos de operação. As significativas expansões nas interligações entre regiões, bem como do parque gerador da região Norte (UHE Tucuruí II), demandam a determinação de novas estratégias para o SIN, visando preservar a sua segurança operativa.

Assim, em decorrência destas mudanças na rede elétrica brasileira e tendo como meta a obtenção dos máximos intercâmbios entre regiões, estudos são executados para avaliar o desempenho do sistema interligado.

Este capítulo mostra a evolução do Sistema Brasileiro e apresenta, sucintamente, as condições gerais de operação observadas nas análises realizadas com base nas premissas citadas no item 2.7. Estas análises contemplam estudos elétricos de regime permanente e transitórios eletromecânicos, considerando, em termos gerais, o critério N-1, bem como diversos cenários energéticos (com variadas combinações de intercâmbios entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste) e diversas condições de carga e configuração da rede.

Desta forma, procura-se identificar os principais problemas elétricos que possam impor ao SIN novas restrições nas transferências energéticas entre subsistemas, indicando soluções e medidas operativas que permitam operá-lo em condições satisfatórias.

Finalmente, no caso onde o desempenho do sistema ou de regiões não se apresenta conforme o desejado ou as restrições impostas limitam de maneira considerável o intercâmbio entre os subsistemas, uma das soluções plausíveis é a implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).

Para tanto, são avaliados os esquemas atualmente implantados, indicando a necessidade de adequações ou de concepção de novos SEPs, sempre tentando maximizar os intercâmbios entre as regiões, garantindo a segurança da operação.

5.2 Sistema Elétrico Brasileiro [3,4]

Tradicionalmente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste (Figura 5-1). Todos estes subsistemas estão operando de forma interligada, tornando bastante complexas as análises de desempenho da rede elétrica nacional.

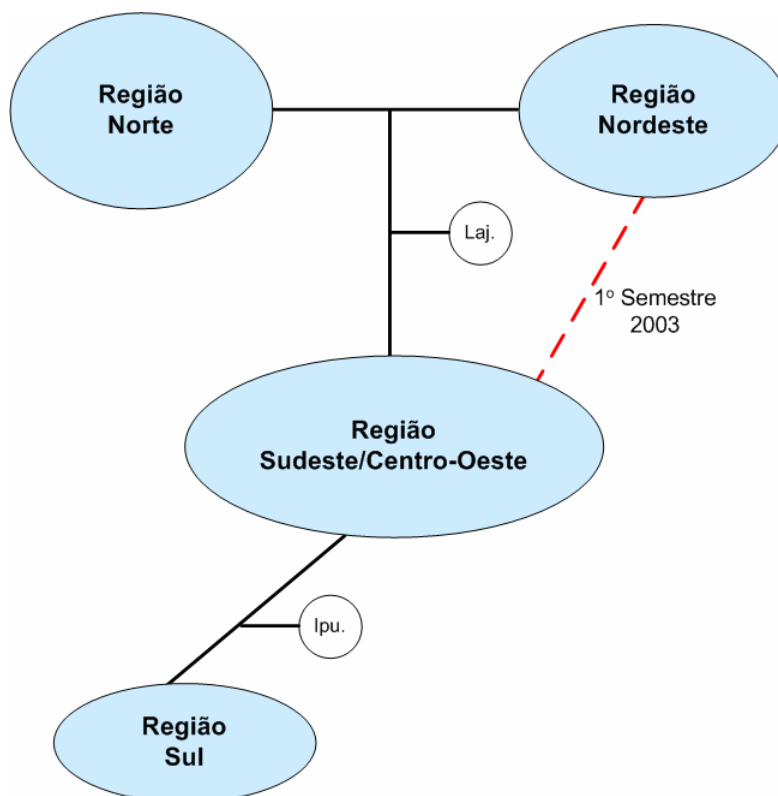


Figura 5-1 – Interligações Regionais do Sistema Elétrico Brasileiro

Subsistemas diretamente interligados até Dezembro de 2002 (Figura 5-2):

Sul/Sudeste: interligação feita, principalmente, pelo sistema de transmissão em 765 kV que escoar a energia da usina de Itaipu 60 Hz. Os pontos desse sistema onde são efetuadas as conexões são as subestações de Ivaiporã 765/500 kV, localizada no Estado do Paraná e Tijuco Preto 765/500/345 kV, localizada no Estado de São Paulo. Além dessa rede de transmissão em 765 kV e de um elo de corrente contínua (2 bipolos em ± 600 kV), existem outras redes de menor capacidade que conectam o sistema de transmissão do Estado de São Paulo à área norte do Estado do Paraná (em 230 e 88 kV) e ao Estado do Mato Grosso do Sul (em 138 kV).

Norte/Sudeste: interligação feita pela linha de transmissão em 500 kV que conecta a subestação de Imperatriz, no Estado do Maranhão, à subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás. Esta linha possui três subestações intermediárias: Colinas, Miracema e Gurupi, todas localizadas no Estado do Tocantins. Este sistema de transmissão, que interliga as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, em 500 kV, é denominado de Interligação Norte/Sul.

Norte/Nordeste: interligação feita, principalmente, pelo sistema de transmissão em 500 kV, que conecta a subestação de Presidente Dutra, localizada no Estado do Maranhão às subestações de Teresina II e Boa Esperança, localizadas no Estado do Piauí. O sistema de escoamento da geração da UHE Tucuruí I (região Norte) é composto pelas linhas de transmissão em 500 kV Tucuruí – Marabá – Imperatriz – Presidente Dutra C1 e C2, passando pelos Estados do Pará e Maranhão.

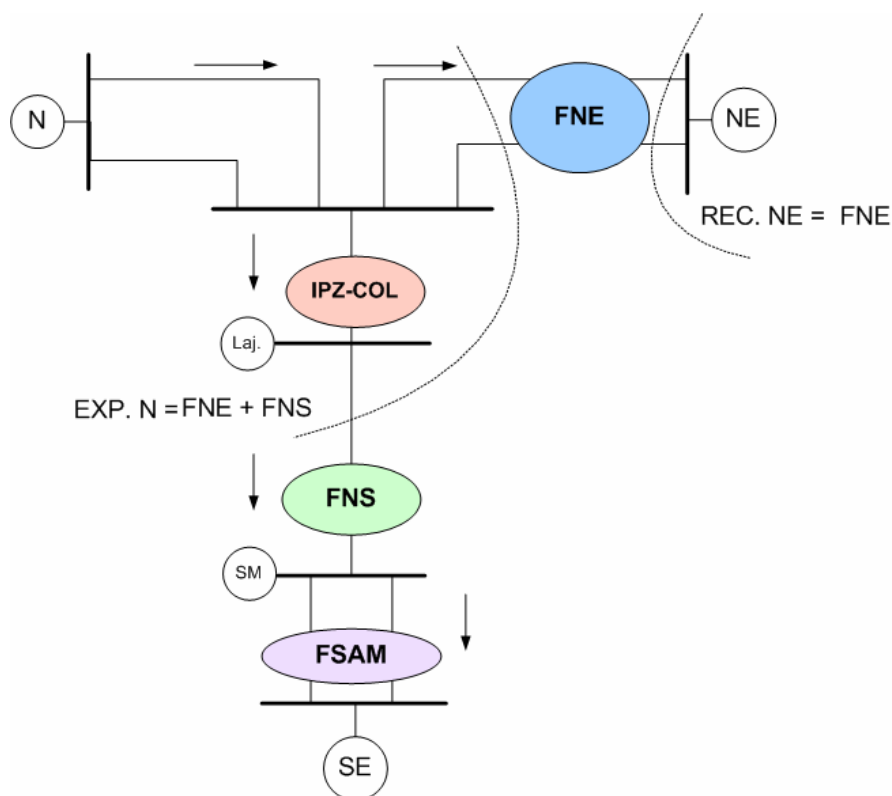


Figura 5-2 – Configuração Base para Dezembro/2002

A partir do 1º semestre de 2003, os subsistemas Sudeste e Nordeste passaram a ser interligados diretamente pela LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu, denominada interligação **Sudeste/Nordeste**.

A expansão da interligação Sul/Sudeste, também em 2003, ocorre com a entrada em operação do segundo circuito de 525 kV entre Bateias – Ibiúna, com 50% de compensação série em cada um deles, proporcionando um aumento na capacidade de intercâmbio entre estas regiões.

A completa ampliação da interligação Norte/Nordeste, que inclui a segunda fase da UHE Tucuruí II, será feita por meio da LT 500 kV Tucuruí – Marabá – Açailândia – Presidente Dutra C3, da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2 e do eixo de 500 kV Fortaleza II – Quixadá – Milagres – Luiz Gonzaga. O terceiro circuito entre Tucuruí e Presidente Dutra promove uma aproximação elétrica dos sistemas Norte e Nordeste, melhorando significativamente a estabilidade entre essas regiões e, portanto, o desempenho dinâmico do SIN para emergências que envolvem a rede de 500 kV que interliga esses sistemas.

Até o final do ano de 2003, acontece a duplicação da LT 500 kV Serra da Mesa – Imperatriz (Norte/Sul II) e a implantação de um conjunto de reforços no sistema receptor Sudeste. Destacam-se neste grupo o terceiro circuito 500 kV Serra da Mesa - Samambaia e a compensação série nos circuitos existentes. Além disto, a área do rio Paranaíba é interligada à subestação de Samambaia via LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação. Com isso, a maior parte do intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste acontece por este sistema de 500 kV, aliviando o sistema de 345 kV de suprimento à área Goiás/Brasília. Esta mudança de configuração reduz significativamente o risco de colapso de tensão na área Goiás/Brasília, existente no ano de 2002 quando da ocorrência de emergências que provocavam uma grande variação de fluxo na interligação Norte/Sul [50].

A Interligação Norte/Sul II aumentará os limites de transmissão entre as regiões Norte e Sul, a qual, em conjunto com o terceiro circuito em 500 kV entre Tucuruí e Presidente Dutra, será fundamental para possibilitar o escoamento de potência da segunda etapa da UHE Tucuruí II.

Nesta dissertação, o foco das discussões estará sobre as interligações Norte/Nordeste e Norte/Sul, que serão expandidas no decorrer do ano de 2003, e sobre a nova interligação do SIN: a Sudeste/Nordeste. Esta interligação forma um anel entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste dificultando a identificação e ajuste dos SEPs.

Para analisar os impactos da nova configuração da rede no desempenho do sistema, será utilizado o modelo completo do SIN 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 765 kV. Para efeito de comparação será utilizada a configuração de Dezembro/2002, no entanto, a ênfase será para os casos de Dezembro/2003 (Figura 5-3).

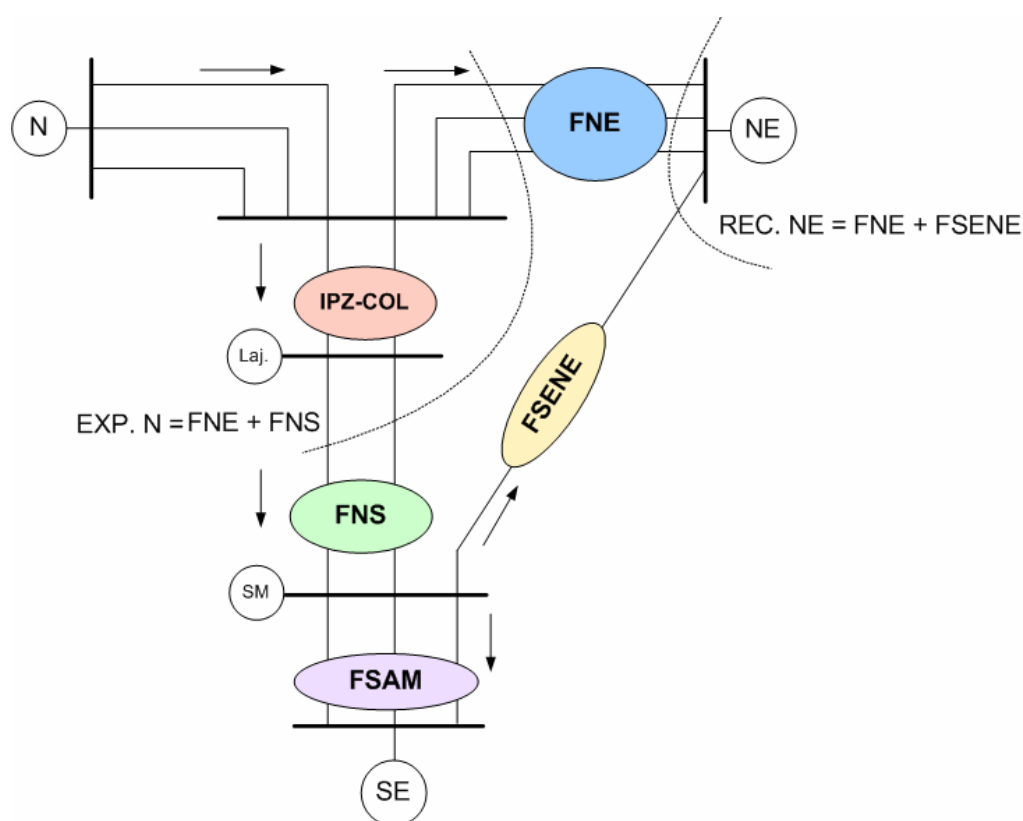


Figura 5-3 – Configuração Base para Dezembro/2003

As definições dos fluxos considerados são as seguintes:

FNE – Fluxo Norte/Nordeste: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança e Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2, medidos na SE Presidente Dutra.

FSENE – Fluxo Sudeste/Nordeste: fluxo de potência ativa (MW) na LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Águas, medido na SE Serra da Mesa.

Rec. NE – Recebimento do Nordeste: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) FNE e FSENE.

IPZ-COL – Fluxo Imperatriz/Colinas: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Imperatriz – Colinas C1 e C2, medidos na SE Imperatriz.

MIR-COL – Fluxo Miracema/Colinas: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Miracema – Colinas C1 e C2, medidos na SE Miracema.

Exp. SE – Exportação do Sudeste: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) FSENE e MIR-COL.

FNS – Fluxo Norte/Sul: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Miracema – Gurupi C1 e C2, medidos na SE Miracema.

Exp. N – Exportação do Norte: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) FNE e FNS.

FSAM – Fluxo Serra da Mesa/Samambaia: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C1, C2 e C3, medidos na SE Serra da Mesa.

FSM – Fluxo Serra da Mesa: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C1, C2 e C3, nas LTs 230 kV Cana Brava – Serra da Mesa C1 e C2 e no transformador 500/230 kV (sentido do 500 para o 230 kV), medidos na SE Serra da Mesa.

RSE – Recebimento do Sudeste: somatório dos fluxos de potência ativa (MW) das LTs 765 kV Ivaiporã – Itaberá C1, C2 e C3, medidos na SE Ivaiporã, das LTs 230 kV Guaíra – Dourados, Londrina – Assis, Maringá – Assis, Figueira – Chavantes, da LT 138 kV Loanda – Rosana, das LTs 88 kV Andirá – Salto Grande C1 e C2 e da LT 525 kV Bateias – Ibiúna C1 e C2.

A Figura 5-4 mostra, com um pouco mais de detalhes, a configuração base de Dezembro/2003 utilizada para os estudos que serão desenvolvidos neste capítulo.

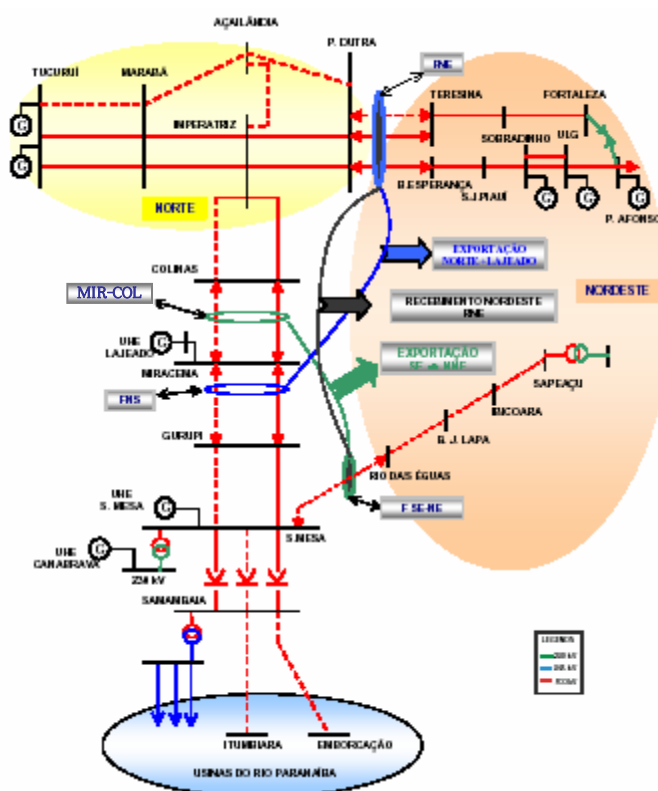


Figura 5-4 – Configuração Detalhada de Dezembro/2003

Deste modo, até o final do ano de 2003, significativas ampliações nas interligações entre as regiões serão concluídas. Nesse período, também ocorre a expansão do parque gerador da região Norte (UHE Tucuruí II) e reforços nos sistemas receptores na região Sudeste. A entrada em operação da interligação Sudeste/Nordeste altera significativamente o desempenho dinâmico do SIN, ao introduzir um novo modo de oscilação envolvendo as máquinas do Nordeste com as do Sudeste.

Em decorrência dessa expansão, as transferências energéticas entre as regiões podem ser aumentadas, o que motiva vários estudos para determinação de novos limites de transmissão, procurando explorar as possibilidades de máximas transferências entre regiões, segundo critérios que garantam a operação com segurança do SIN. Nestes estudos, são efetuadas análises em regime permanente e dinâmico sobre o desempenho das interligações, considerando as obras a serem incorporadas ao SIN no período.

No cálculo dos limites são considerados cenários energéticos, caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Para cada cenário energético, procura-se definir os máximos intercâmbios entre os subsistemas sem

que haja violação nos critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime dinâmico de operação.

Definido esse novo panorama, é fundamental a avaliação dos SEPs atualmente implantados, indicando as necessidades de adequações ou da concepção de novos ECEs, sempre com o objetivo de se maximizar os intercâmbios entre os subsistemas e garantir a segurança da operação.

Também se espera, através das simulações, a confirmação da melhoria da estabilidade do sistema após a conclusão das ampliações e reforços, o que implicará na necessidade de reavaliar, principalmente, a operação da PPS da interligação Norte/Sul e as lógicas de atuação do CLP da UHE Serra da Mesa.

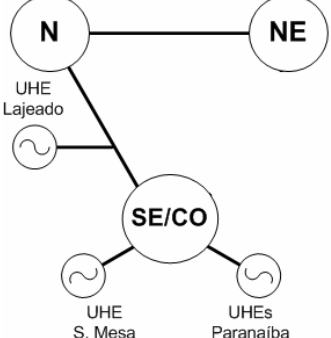
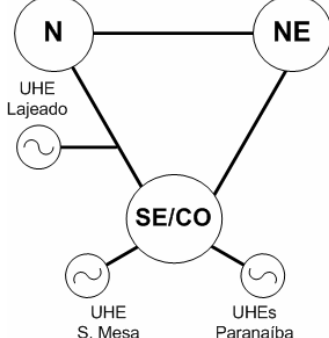
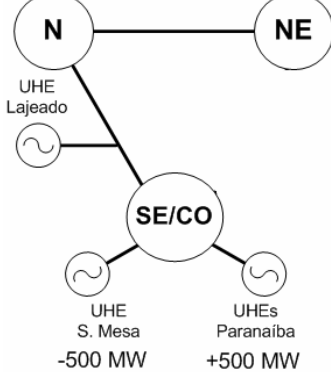
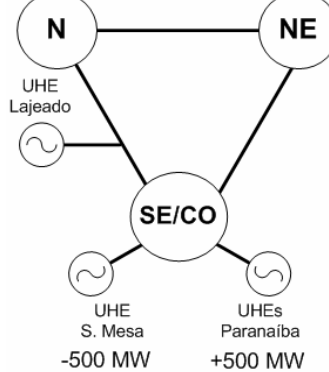
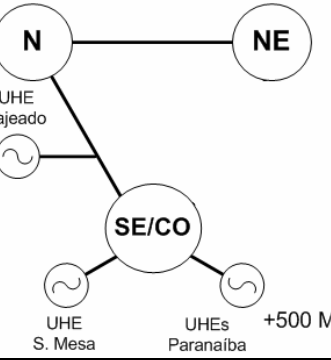
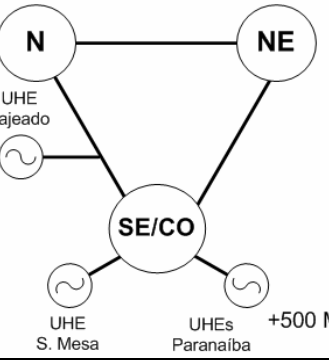
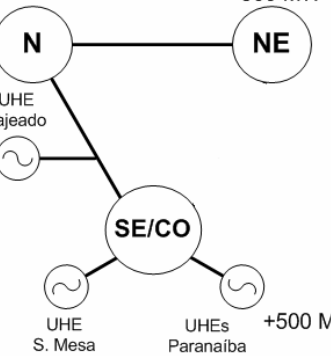
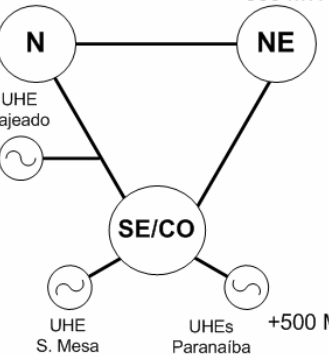
5.2.1 Modo de Oscilação

Com as configurações de Dezembro/2002 e Dezembro/2003 foram obtidos casos onde se explorou os limites de transferência entre regiões para avaliar os modos de oscilação.

Foram ajustados casos de fluxos de potência realizando trocas de geração entre as usinas das regiões: Norte e Nordeste, Serra da Mesa e Sudeste, Norte e Sudeste e Nordeste e Sudeste. De posse desses casos, para avaliar os modos inter-áreas, aplicou-se um curto-circuito monofásico próximo à barra de 500 kV de Imperatriz, retirando de operação a LT 500 kV Imperatriz – Marabá C1. (Tabela 5.1 e Figuras 5-5 a 5-10).

Para avaliação dos modos locais, sujeitou-se a rede a diferentes pequenos impactos em cada área de observação, conforme mostram a Tabela 5.2 e as Figuras 5-11 a 5-13.

Tabela 5.1 – Influência das Máquinas no Modo de Oscilação Inter-área

Casos	Dezembro/2002	Dezembro/2003
<p>Caso 1</p> <hr style="width: 20px; margin-left: 0;"/>	<p style="text-align: center;">-500 MW +500 MW</p> 	<p style="text-align: center;">-500 MW +500 MW</p> 
<p>Caso 2</p> <hr style="width: 20px; margin-left: 0;"/>		
<p>Caso 3</p> <hr style="width: 20px; margin-left: 0;"/>	<p style="text-align: center;">-500 MW</p> 	<p style="text-align: center;">-500 MW</p> 
<p>Caso 4</p> <hr style="width: 20px; margin-left: 0;"/>	<p style="text-align: center;">-500 MW</p> 	<p style="text-align: center;">-500 MW</p> 

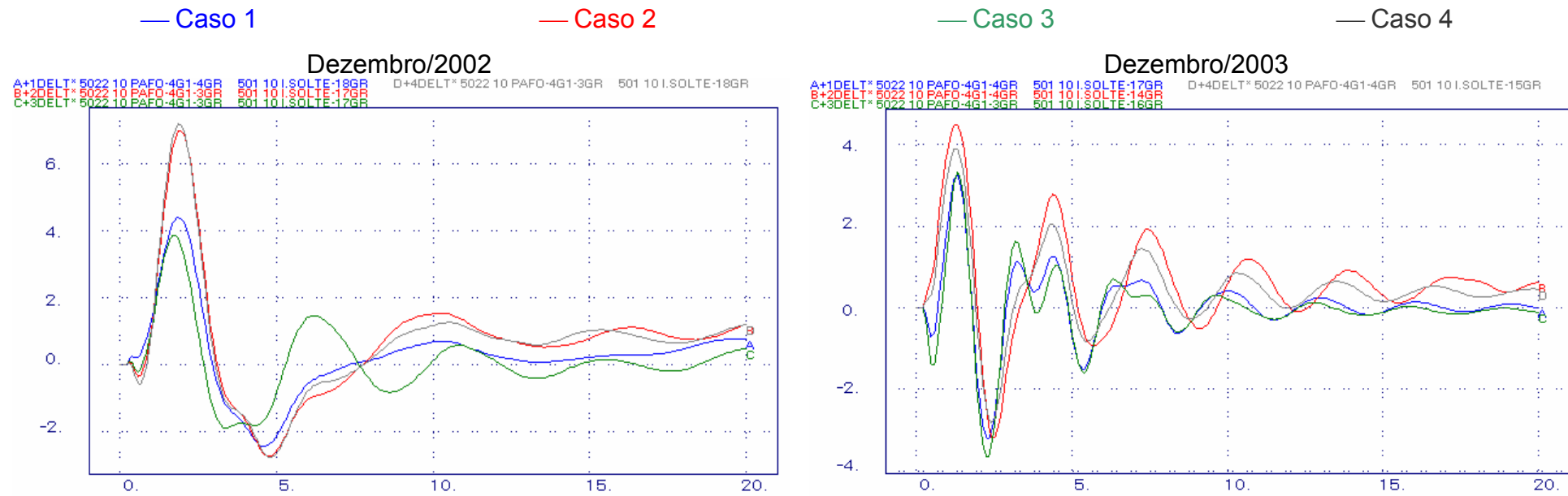


Figura 5-5 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Ilha Solteira (SE)

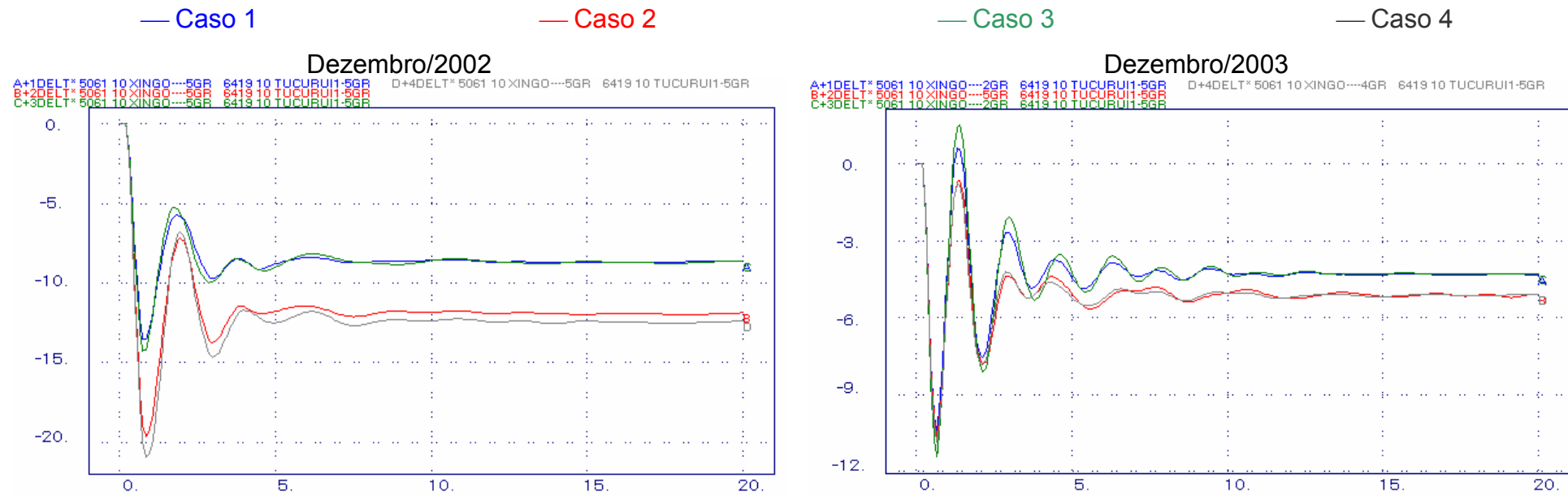


Figura 5-6 – Variação Angular das Máquinas de Xingó (NE) em relação à Tucuruí (N)

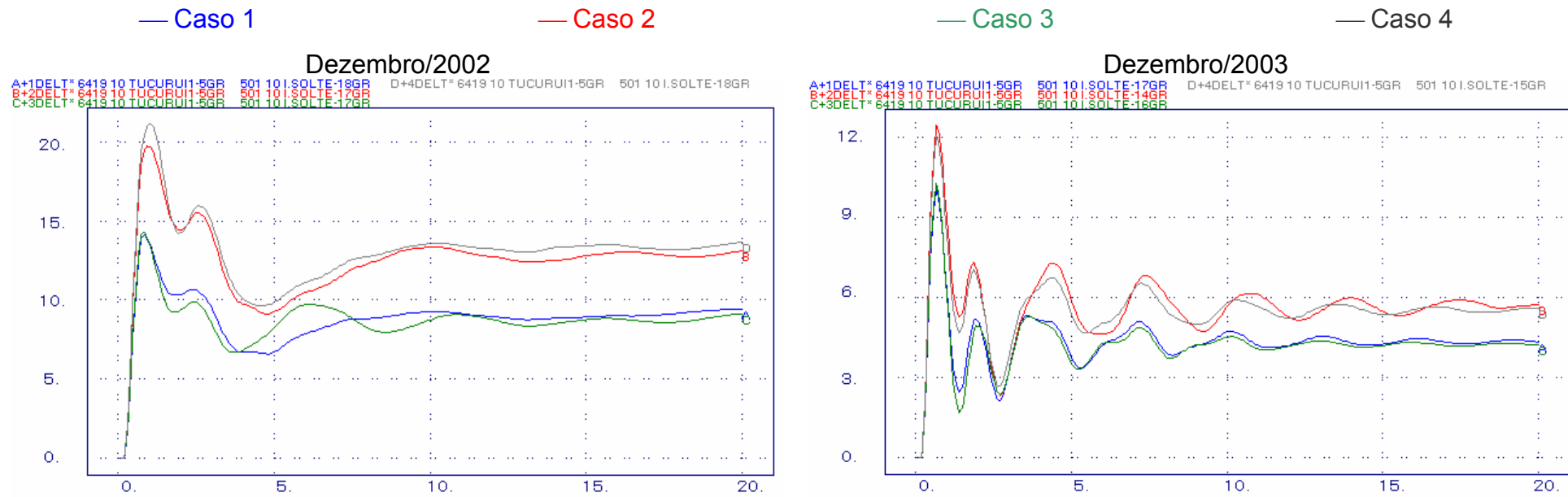


Figura 5-7 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí (N) em relação à Ilha Solteira (SE)

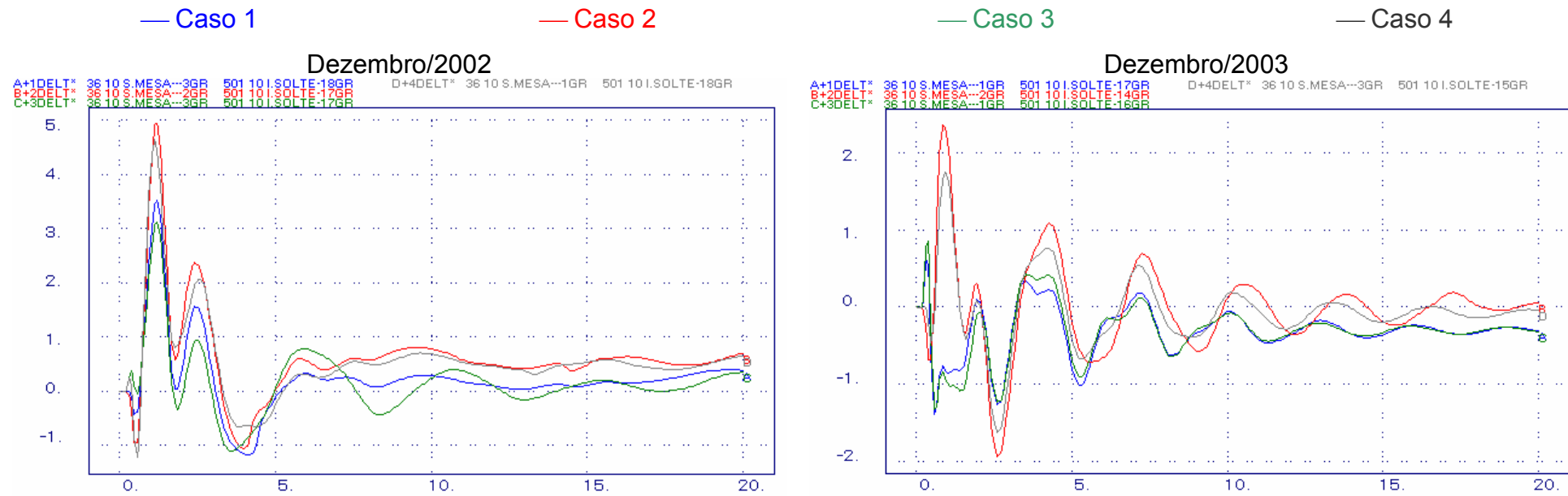


Figura 5-8 – Variação Angular das Máquinas de Serra da Mesa (SE) em relação à Ilha Solteira (SE)

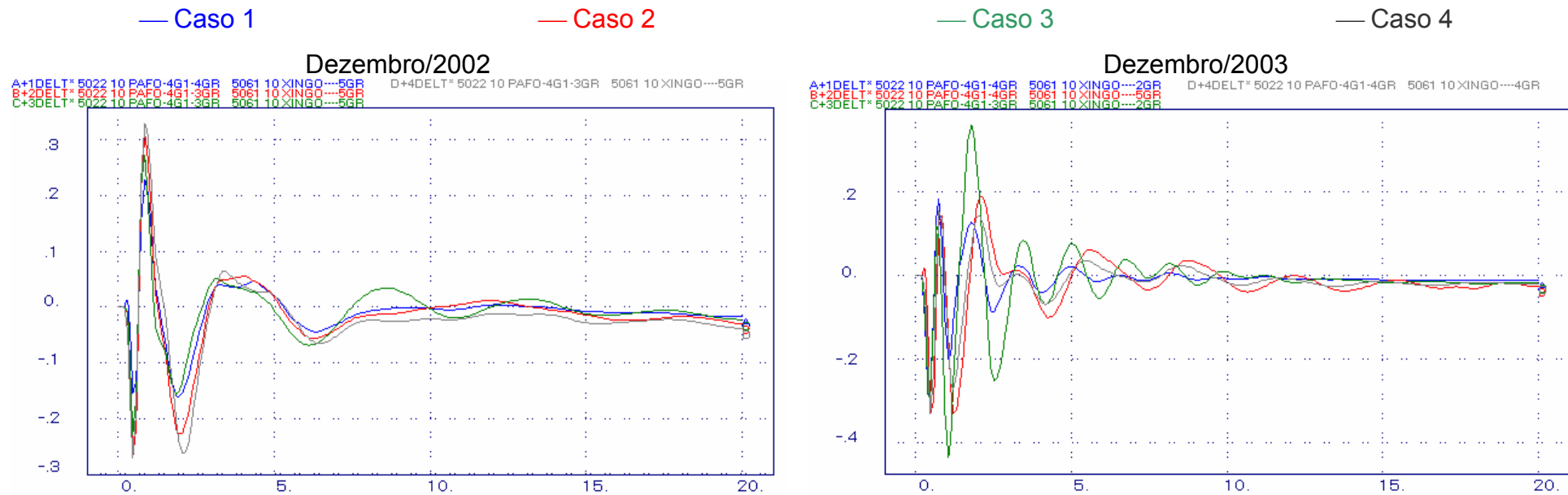


Figura 5-9 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Xingó (NE)

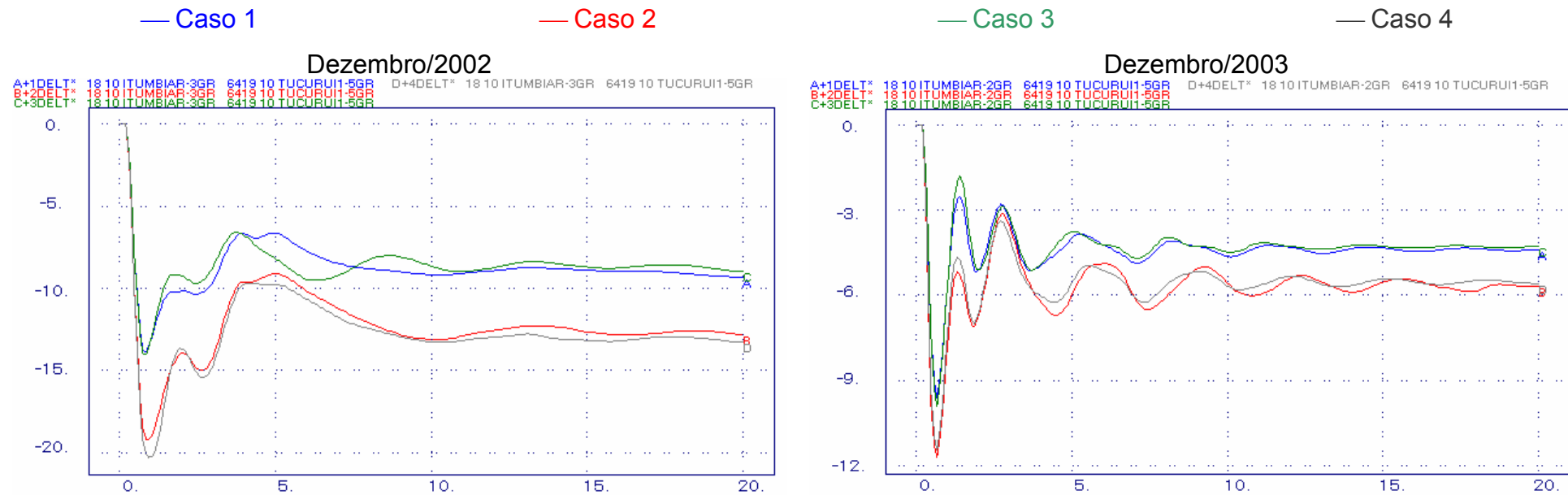


Figura 5-10 – Variação Angular das Máquinas de Itumbiara (SE) em relação à Tucuruí (N)

Tabela 5.2 – Influência das Máquinas no Modo de Oscilação Local

Casos	Dezembro/2002	Dezembro/2003
Falta no Nordeste		
Falta no Sudeste		
Falta no Sul		

Perturbação no Nordeste

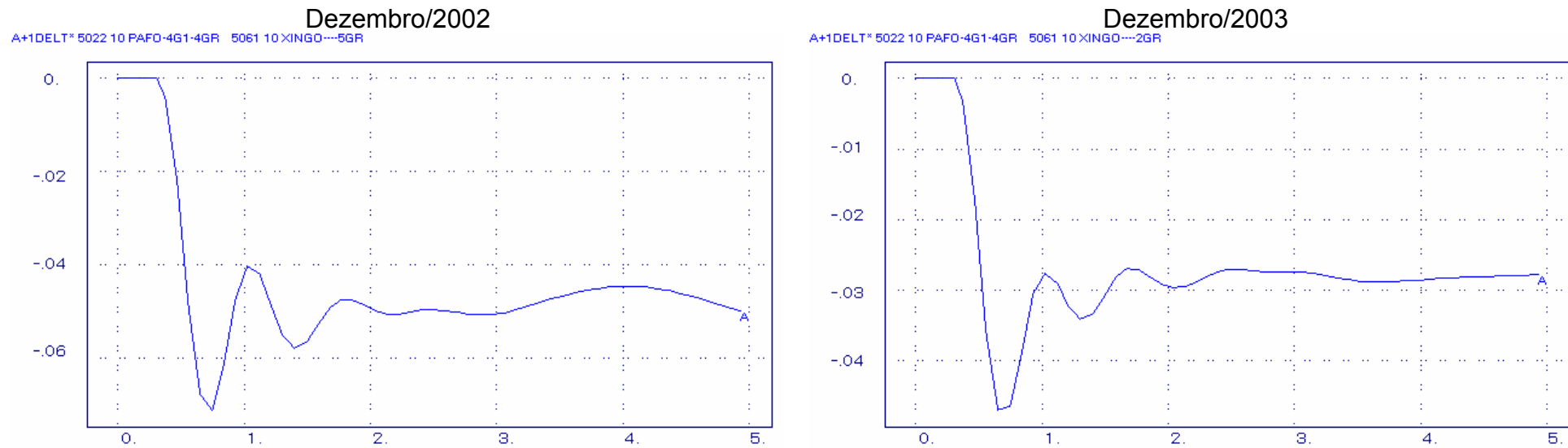


Figura 5-11 – Variação Angular das Máquinas de Paulo Afonso (NE) em relação à Xingó (NE)

Perturbação no Sudeste

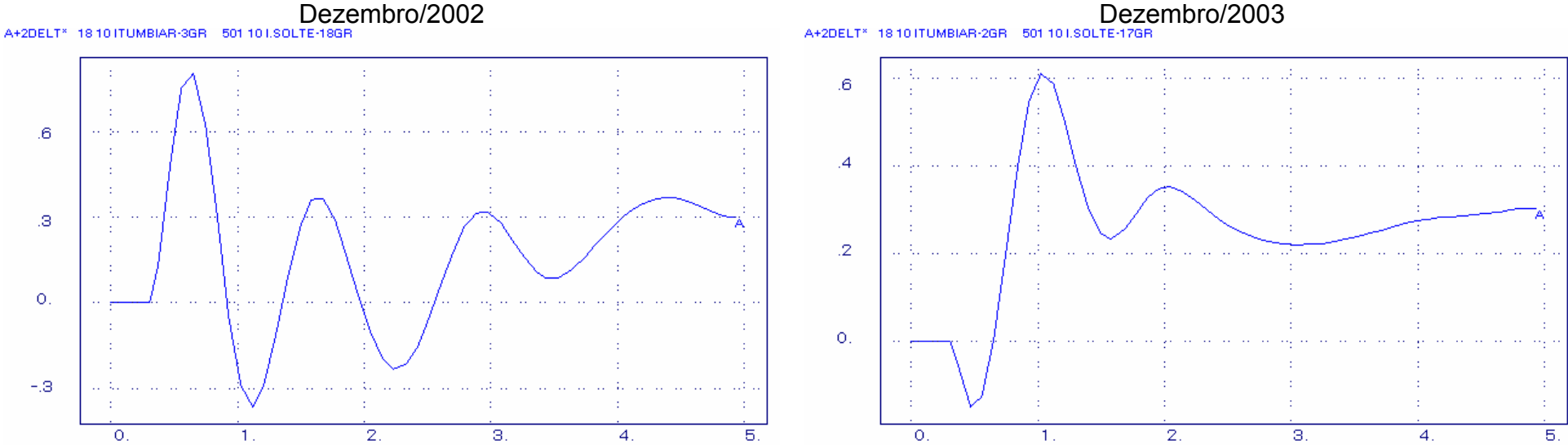


Figura 5-12 – Variação Angular das Máquinas de Itumbiara (SE) em relação à Ilha Solteira (SE)

Perturbação no Sul

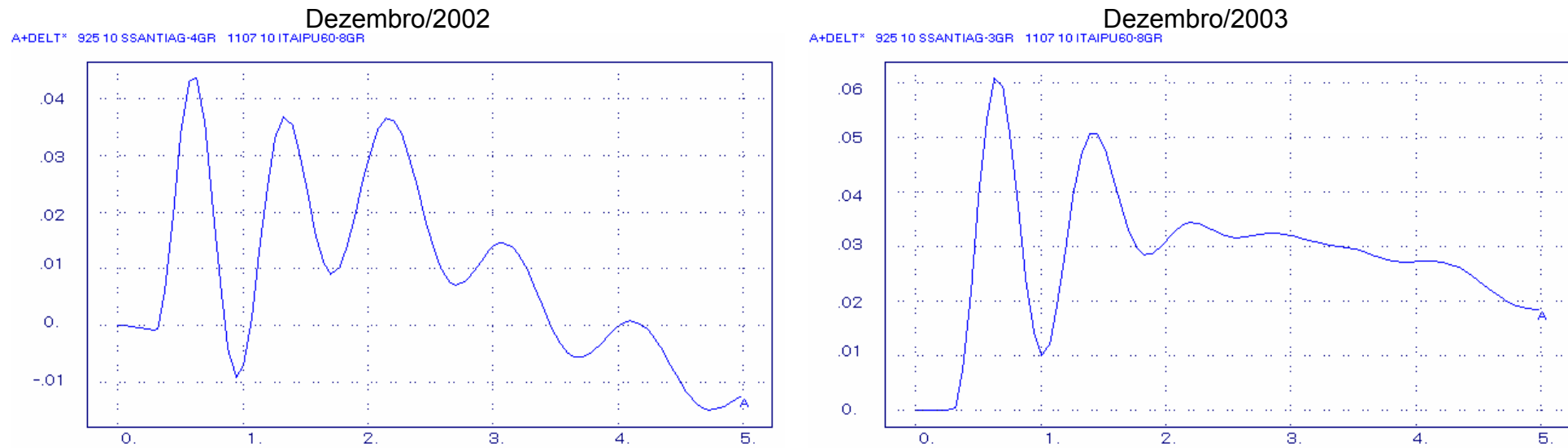


Figura 5-13 – Variação Angular das Máquinas de Salto Santiago (S) em relação à Itaipu 60 Hz (S)

Realmente o desempenho dinâmico do SIN é alterado pelas ampliações e reforços realizados na rede. Os subsistemas, após as expansões, operam mais próximos, do ponto de vista elétrico, reduzindo o período de oscilação. Ou seja, a frequência de oscilação inter-área passa de 0,20 Hz para, aproximadamente, 0,32 Hz. Há também uma maior potência sincronizante entre os sistemas.

No entanto, as ampliações impõem ao sistema elétrico uma piora no amortecimento das oscilações, o que pode sugerir uma avaliação dos elementos de controle, como por exemplo: TCSC, SVC e PSS das máquinas.

5.3 PPS da Interligação Norte/Sul

Com a integração das bacias hidrográficas das regiões Norte/Nordeste e as do Sul/Sudeste/Centro-Oeste através da interligação Norte/Sul, em meados de 1998, surgia um grande sistema interligado, permitindo uma operação otimizada dos reservatórios das usinas.

A entrada em operação da interligação Norte/Sul representou uma mudança significativa para o desempenho da área. Se, por um lado, via-se reforçado o controle da tensão em condições de regime permanente, por outro lado, dinamicamente, o desempenho viu-se agravado pela possibilidade de perda do sincronismo entre o Norte e o Sul quando de perdas importantes de geração no Sudeste (por exemplo por atuação das lógicas 2 e 5 dos esquemas especiais de proteção do tronco de 765 kV) ou quando da ocorrência de outras contingências que implicassem no incremento transitório da potência injetada no sistema receptor do Sudeste através da interligação Norte/Sul. Tal fato devia-se, basicamente, à relativa fraqueza do sistema de transmissão da área Goiás/Brasília (230 e 345 kV).

Para contornar essas situações e garantir um desempenho dinâmico satisfatório para o SIN, quando de oscilações de tensão e potência provocadas por distúrbios no sistema elétrico, foram implantados ajustes na Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) da interligação Norte/Sul nas subestações de Serra da Mesa e Gurupi, em ambos os terminais, que atua retirando a interligação de operação [47 e 48].

Do ponto de vista sistêmico a abertura da interligação deveria ocorrer em um instante adequado, evitando colapso de tensão com o conseqüente desligamento de grandes blocos de carga na área Goiás/Brasília e, ao mesmo tempo, não impor limitações excessivas aos valores de fluxo na interligação Norte/Sul. A ação da PPS deveria ser capaz de:

- ♦ Identificar rapidamente o fenômeno de instabilidade entre os sistemas N/NE e S/SE/CO;

- ♦ Limitar o valor mínimo das tensões durante oscilações na área Goiás/Brasília de modo a evitar ao máximo o desligamento de cargas sensíveis. Este valor mínimo foi estabelecido em torno de 85% da tensão nominal;
- ♦ Comandar a separação entre os sistemas de forma a garantir a manutenção da estabilidade das ilhas elétricas resultantes e evitar desligamentos adicionais indesejáveis;
- ♦ Ser dotada de suficiente seletividade de sorte a não promover a separação dos sistemas para casos estáveis;
- ♦ Ser dotada de redundância e retaguarda para maximizar a *dependability*.

Em 2002, ocorreu a conexão da UHE Lajeado em Miracema, uma subestação intermediária da interligação Norte/Sul, acarretando novos estudos e ajustes da PPS desta interligação [49]. Em função dos ajustes desta PPS, o fluxo na interligação Norte/Sul no sentido N → S ficou limitado em 900 MW em regime permanente.

Ainda no 1º semestre de 2003, com a entrada das novas LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, houve uma redução da possibilidade de colapso de tensão na área Brasília quando da ocorrência de contingências simples no SIN, aumentando a confiabilidade no atendimento às cargas da área Goiás/Brasília. Face a essas mudanças, fez-se necessário o deslocamento da PPS da interligação Norte/Sul, da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi, terminal Gurupi, para a LT 500 kV Miracema – Colinas, terminal Miracema. A referida proteção foi ajustada conforme a Figura 5-14.

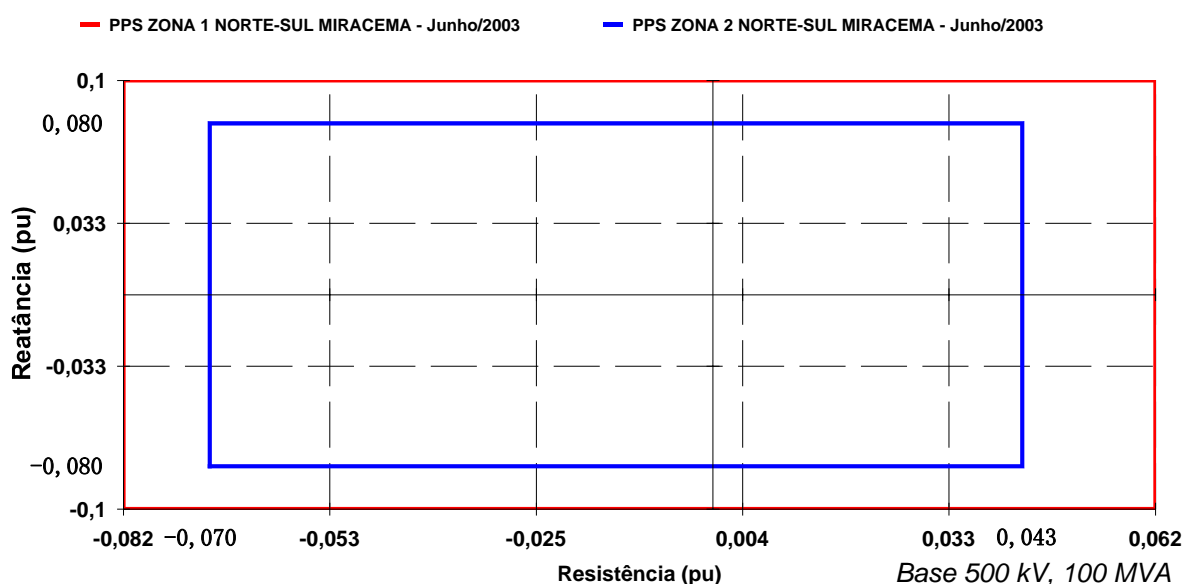


Figura 5-14 – Ajuste da PPS da Interligação Norte/Sul Junho 2003

Devida às grandes modificações pelo qual o SIN vem passando durante o ano de 2003 é necessário pesquisar uma alternativa para os ajustes da PPS da Norte/Sul, visando minimizar as restrições impostas neste intercâmbio bem como para a potência máxima gerada nas UHEs Serra da Mesa, Lajeado e Cana Brava.

5.4 PPS da Interligação Sudeste/Nordeste [3,4]

Para a região Nordeste, a linha de transmissão em 500 kV entre Serra da Mesa e Sapeaçu, que estabelece a interligação entre os subsistemas das regiões Sudeste e Nordeste, caracteriza mais um ponto de recebimento de energia. Uma pré-avaliação da nova configuração do sistema permite concluir que o SIN passará a ter um novo elo fraco: esta interligação Sudeste/Nordeste.

No 1º semestre de 2003, a incorporação desta interligação alterou consideravelmente o desempenho dinâmico do SIN, principalmente, quando de emergências que se originavam na interligação Norte/Sul. Para equacionar os problemas de oscilações instáveis foi definida uma Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) instalada na Interligação Sudeste/Nordeste, nas subestações de Bom Jesus da Lapa II e Rio das Éguas, em ambos os terminais, que atua retirando a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas de operação. A referida proteção foi ajustada conforme a Figura 5-15.

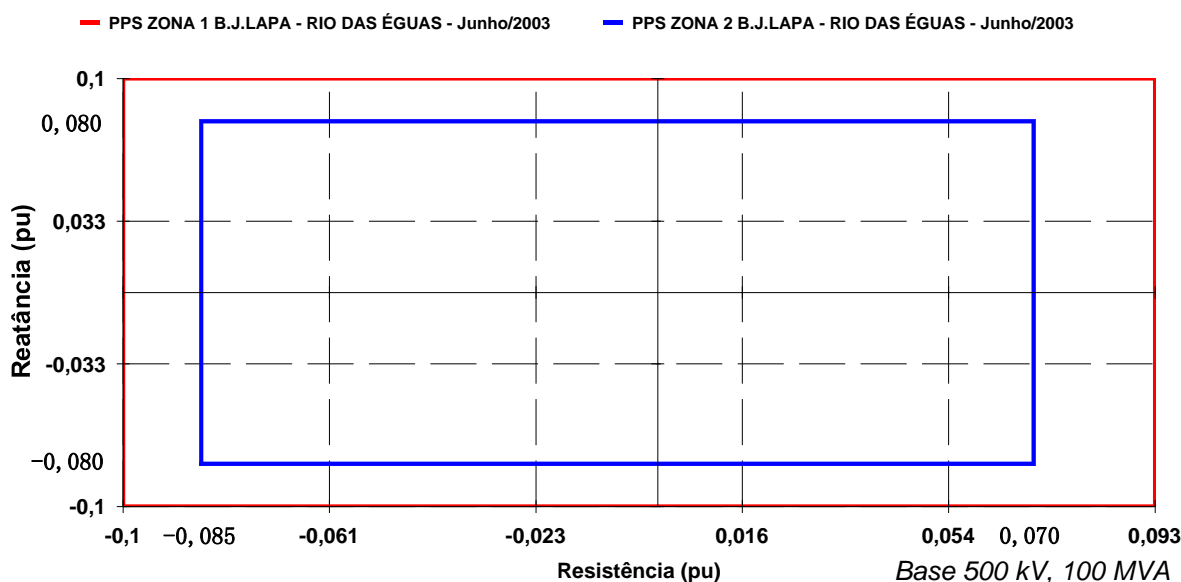


Figura 5-15 – Ajuste da PPS da Interligação Sudeste/Nordeste Junho 2003

O ajuste da PPS da Sudeste/Nordeste não contempla a expansão total do SIN, o que demandará novos estudos e avaliações desta PPS.

A intenção dos estudos a seguir é buscar os máximos limites de transferências entre as regiões, mantendo o sistema interligado. No entanto, é possível que as PPSs das interligações Norte/Sul ou Sudeste/Nordeste atuem, desde que, para contingências simples, formem-se ilhas estáveis, sem corte de carga e sem retalhamento dos subsistemas.

5.5 Realização dos Estudos

Os estudos realizados no trabalho desenvolvido pela FUPAI/ONS [27], e que servirão de base aos esquemas e ajustes propostos neste trabalho consideram não só a condição de rede completa (Sistema Interligado Sul/Sudeste – Norte/Nordeste – Sudeste/Nordeste – Norte/Sul), como também situações de indisponibilidade de elementos, para diversas perturbações, sendo adotados como casos base os estudos de fluxo de potência para Dezembro de 2003.

Além disso, os limites de transmissão foram calculados para as condições de carga pesada, média e leve, considerando diversos cenários de intercâmbio entre as regiões ($SE \leftrightarrow NE$, $N \leftrightarrow S$ e $N \leftrightarrow NE$):

- ♦ Sudeste Exportador-A – SE_A → máximo recebimento do Nordeste com contribuição do Sudeste;
- ♦ Sudeste Exportador-B – SE_B → máximo recebimento do Nordeste com a máxima contribuição do Sudeste;
- ♦ Norte Exportador-A – N_A → máximo recebimento do Nordeste com a máxima contribuição do Norte;
- ♦ Norte Exportador-B – N_B → máximo recebimento do Sudeste com a máxima contribuição do Norte.

Para cada cenário energético, o limite de intercâmbio entre os subsistemas é determinado para que, dada alguma perturbação pré-definida, não ocorra nenhuma violação dos níveis de segurança pré-estabelecidos (item 2.7) que cause corte de carga ou perda de sincronismo no sistema.

As perturbações analisadas são oriundas de curtos-circuitos monofásicos aplicados em linhas de transmissão de 345 e 500 kV, com duração de 100 ms e retirada de operação da mesma.

Posteriormente, também foram observadas possíveis condições mais extremas que o simples critério “N-1” com o objetivo de avaliar e propor SEPs, dentre elas perda da interligação Norte/Nordeste, perda da UTN Angra II, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí e perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de uma, três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz.

Portanto, em estudos deste porte nota-se a necessidade de analisar cerca de 150 cenários de fluxo de potência e mais de 5.500 casos de comportamento dinâmico do SIN. Estes são casos limites, onde as transferências máximas entre as regiões são exploradas até que se encontre uma restrição, quer seja determinada por uma perturbação ou pela própria rede em regime permanente.

Com base nestes resultados é possível detectar fenômenos que possam causar colapso no sistema e, assim, determinar soluções utilizando SEPs para garantir a estabilidade do sistema.

5.5.1 Sudeste Exportador A: SE_A

Após as ampliações na rede, a capacidade de recebimento do Nordeste passa de 1.300 para 2.300 MW em rede completa [27]. Mesmo com esse valor bastante elevado, o Sistema Interligado Nacional suporta, sem perda de carga, todas as contingências simples avaliadas. O recebimento do Nordeste, como já visto anteriormente, é uma composição dos fluxos provenientes da SE Presidente Dutra e da interligação Sudeste/Nordeste, os quais não podem ser maximizados individualmente.

A prática de intercâmbios elevados entre as regiões Norte e Nordeste (FNE) para a rede completa é da ordem de 1.500 MW e, este limite foi definido para evitar instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste e conseqüente atuação de ERAC nestes subsistemas. A restrição imposta para o cenário Sudeste Exportador A é a perda da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas, independente da configuração da rede (completa ou alterada). Existem algumas exceções, onde as restrições são compostas pelo fluxo na interligação Sudeste/Nordeste e a perda de um dos circuitos do tronco de 500 kV Teresina II – Sobral III – Fortaleza II.

O valor do intercâmbio entre as regiões Sudeste e Nordeste, através da interligação Sudeste/Nordeste, é da ordem de 700 MW. Cabe ressaltar que esse fluxo não é o limite dessa interligação, mas sim o resultado da distribuição da geração e da carga do sistema, tendo em vista as impedâncias do novo sistema. No entanto, nas simulações realizadas, o máximo fluxo possível que pôde ser praticado nesta interligação foi de 1.000 MW, em função dos esgotamentos dos recursos de controle de tensão.

Desta maneira, a perda de trechos da interligação Sudeste/Nordeste acarreta um acréscimo no fluxo que passa pelas interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste, causando subtensões, principalmente no Nordeste. Assim, o limite de intercâmbio entre as regiões Sudeste e Nordeste foi determinado pelos alívios de carga por subtensão no Nordeste, mas pode-se dizer que também foi restringido para que não houvesse instabilidade entre os subsistemas, já que um pequeno acréscimo no fluxo da interligação Sudeste/Nordeste tornaria o sistema instável.

Em rede completa, observou-se a atuação indevida da PPS da Sudeste/Nordeste para algumas perturbações com o ajuste anterior à entrada em operação do segundo circuito da Norte/Sul, o que demonstra a necessidade de seu reajuste.

Para a configuração N-1 entre as subestações de Miracema e Serra da Mesa, sendo o fluxo entre o Norte e Nordeste maximizado, contingências que causam a abertura da interligação Norte/Sul não levam à atuação da PPS da Sudeste/Nordeste (exceto para a rede operando sem a LT 500 kV Gurupi – Miracema C2, carga pesada) e nem da PPS da interligação Norte/Nordeste. No entanto, estas contingências são caracterizadas por oscilações com baixo amortecimento devido à presença da interligação Sudeste/Nordeste. As Figuras 5-16 a 5-19 mostram esta situação.

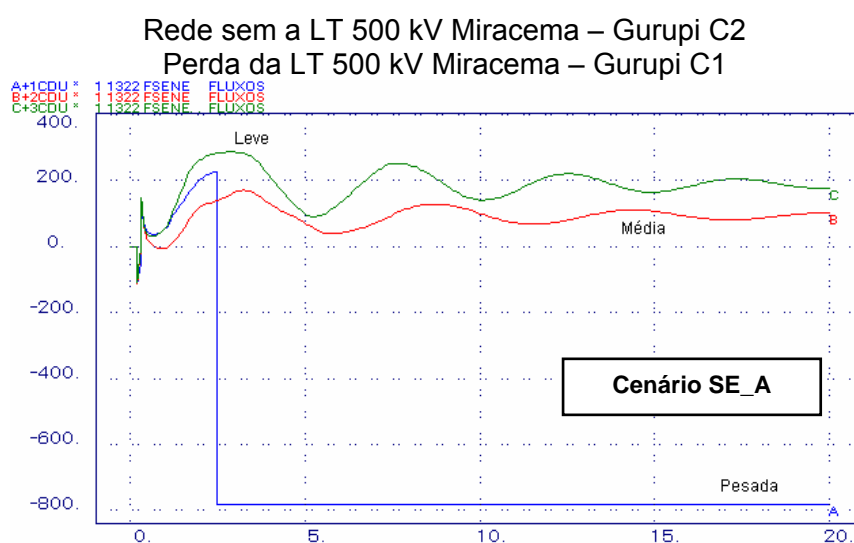


Figura 5-16 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE

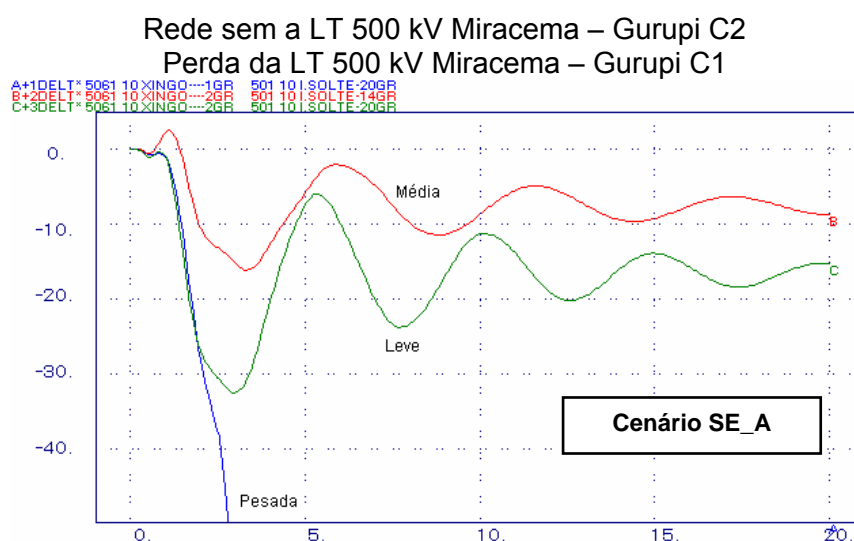


Figura 5-17 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à Ilha Solteira

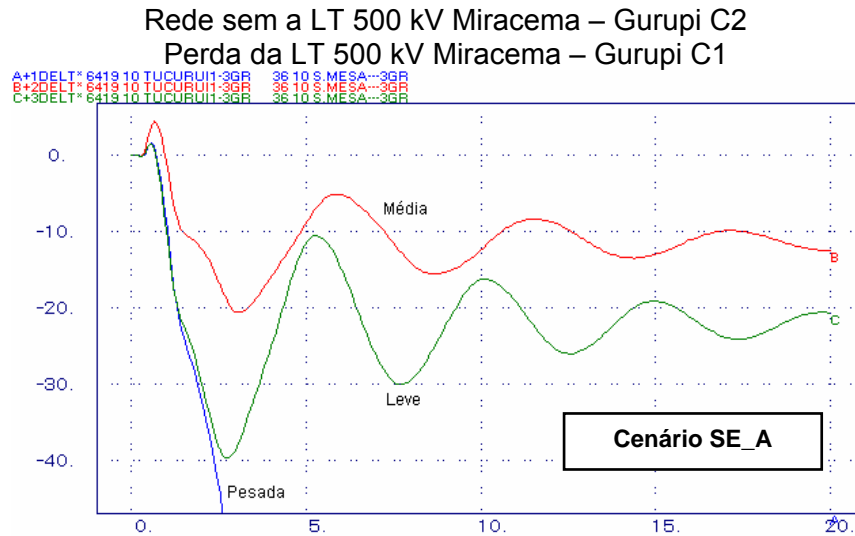


Figura 5-18 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí em relação à S. Mesa

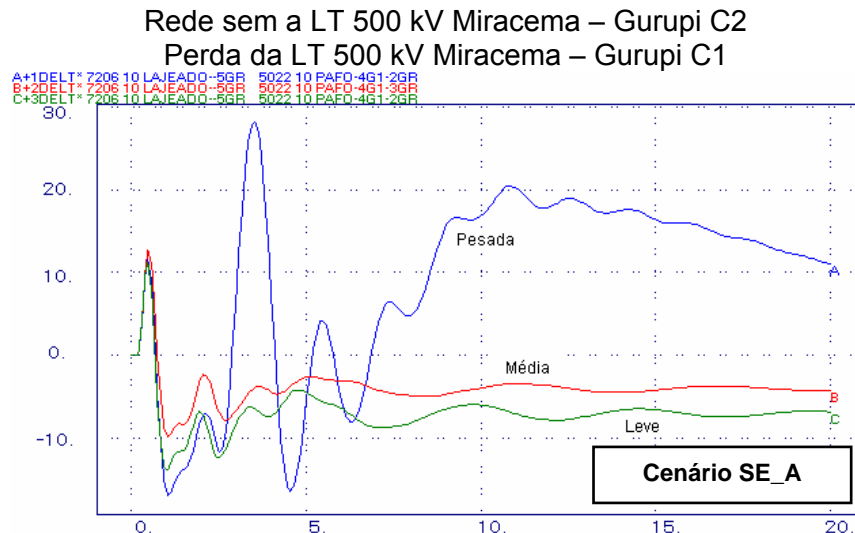


Figura 5-19 – Variação Angular das Máquinas de Lajeado em relação à P. Afonso

Para a configuração N-1 entre as subestações de Imperatriz e Miracema, onde o fluxo entre o Norte e Nordeste é maximizado, é necessário o controle da exportação do Sudeste, pois emergências no trecho de 500 kV entre Imperatriz e Miracema podem levar as regiões Norte e Nordeste a perderem sincronismo, dependendo do fluxo praticado neste trecho. As contingências que causam a abertura da interligação Norte/Sul mostram que os ajustes propostos para a PPS da Sudeste/Nordeste, nesta situação, estão corretos.

Neste trabalho, observou-se que para interligação Norte/Sul operando sem as duas linhas de 500 kV entre as subestações de Imperatriz e Miracema e com a presença da interligação Sudeste/Nordeste (independente do intercâmbio praticado), o sistema é caracterizado por oscilações com baixo amortecimento para qualquer das perturbações estudadas. Além disso, nesta configuração, a perda de um dos trechos de 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Sapeaçu, pode ocasionar centro elétrico próximo a SE Irecê 230 kV caso a PPS instalada na SE Senhor do Bonfim não atuar.

5.5.2 Sudeste Exportador B: SE_B

A máxima exportação do Sudeste para o Norte/Nordeste, que é o somatório dos fluxos provenientes da SE Miracema e da interligação Sudeste/Nordeste, foi definida pelo carregamento da LT 500 kV Miracema – Colinas C2 em regime permanente (exploração máxima da capacidade nominal da interligação Norte/Sul) e é da ordem de 2.300 MW. Essa exportação máxima também foi determinada pela perda de qualquer trecho da interligação Sudeste/Nordeste, que causa um déficit de geração e, portanto, subfreqüência nos subsistemas Norte e Nordeste. Para que essa contingência não levasse à incidência de alívios de carga por subfreqüência na região Nordeste, bem como de instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste, o valor do intercâmbio máximo praticado na interligação Sudeste/Nordeste é da ordem de 800 MW.

A capacidade de exportação máxima do Sudeste passa de 1.200 para 3.200 MW em rede completa. Mesmo com esse valor bastante elevado, o Sistema Interligado Nacional apresenta um desempenho dinâmico satisfatório, sem perda de carga, para todas as contingências simples avaliadas.

Um ponto importante para que a exportação do Sudeste seja máxima é a condição de inércia do sistema. Pelas simulações em [27], avaliou-se que a inércia do subsistema da região Norte (UHE Tucuruí) exerce influência significativa para a estabilidade do sistema. Ao diminuir a inércia, reduzindo a potência sincronizante entre os subsistemas Norte e Nordeste, a exportação do Sudeste sofre uma redução considerável de até 40% do valor encontrado quando a inércia é maior. Sendo assim, para se explorar o máximo das ampliações realizadas no SIN, manteve-se o maior número possível de máquinas sincronizadas nas UHE Tucuruí I e II.

Em rede completa, observou-se a atuação indevida da PPS da Sudeste/Nordeste para algumas perturbações com os ajustes propostos antes da duplicação da Norte/Sul, o que demonstra a necessidade de seu reajuste.

As restrições para o recebimento máximo em Imperatriz, considerando a configuração N-1 entre as subestações de Imperatriz e Miracema, são as

emergências nesse trecho, que levam à atuação correta da PPS da Sudeste/Nordeste, sem corte de carga no Nordeste.

Ainda, para a configuração N-1 entre as subestações de Miracema e Serra da Mesa, onde o recebimento em Imperatriz é maximizado, contingências que causam a abertura da interligação Norte/Sul também levam à atuação correta da PPS da Sudeste/Nordeste, sem corte de carga no Nordeste. As Figuras 5-20 a 5-23 mostram esta situação.

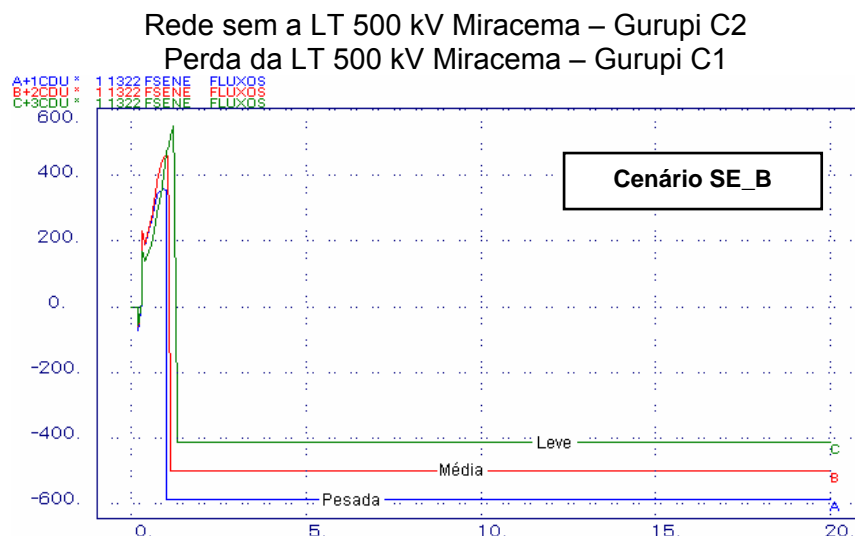


Figura 5-20 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE

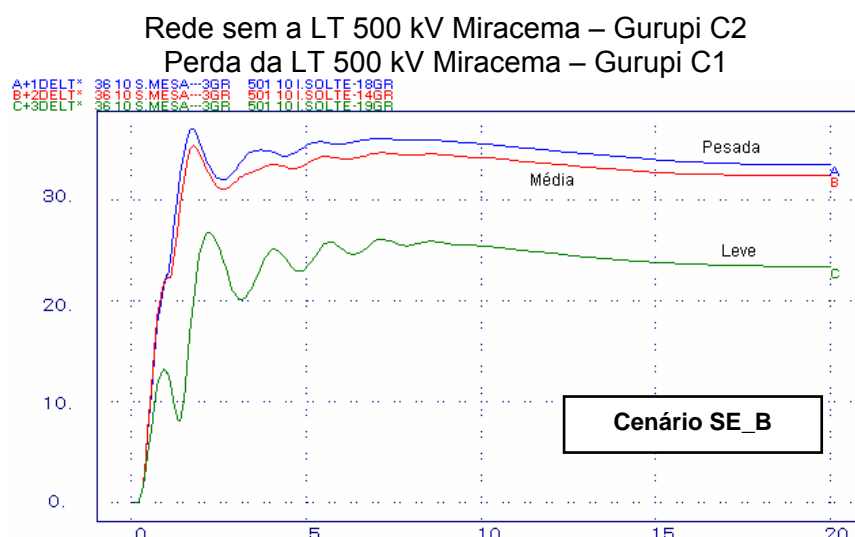


Figura 5-21 – Variação Angular das Máquinas de S. Mesa em relação à Ilha Solteira

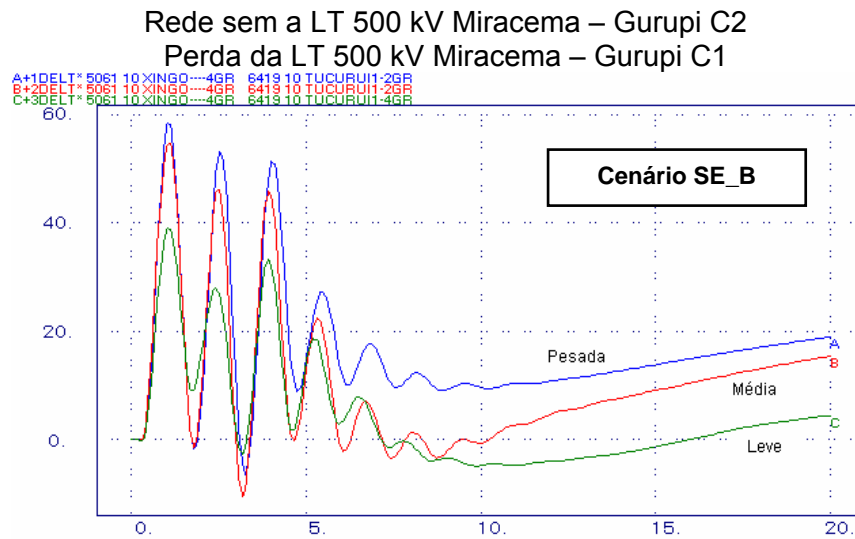


Figura 5-22 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à Tucuruí

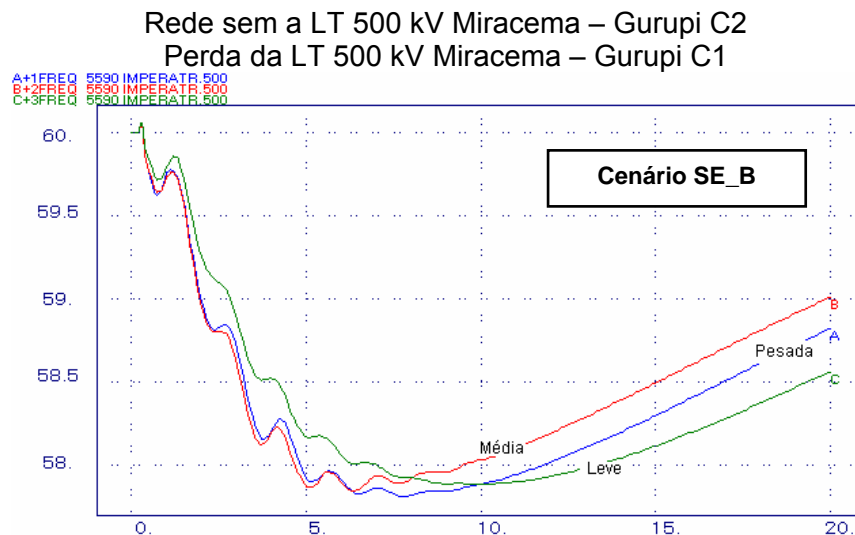


Figura 5-23 – Variação da Frequência na Barra de 500 kV de Imperatriz

5.5.3 Norte Exportador A: N_A

A capacidade de recebimento do Nordeste passa de 1.300 para 2.300 MW em rede completa após as expansões ocorridas em 2003. Mesmo com esse valor bastante elevado, o Sistema Interligado Nacional apresenta um desempenho dinâmico satisfatório, sem perda de carga, para as contingências simples analisadas.

A prática de intercâmbios elevados entre as regiões Norte e Nordeste (FNE) para a rede completa é da ordem de 1.600 MW e, este limite foi definido para evitar instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste e conseqüente atuação de ERAC nestes subsistemas. A restrição imposta para o cenário Norte Exportador A é a perda da LT 500 kV Teresina II – Sobral III, independente da configuração da rede (completa ou alterada).

Em rede completa, não se observou a necessidade de atuação da PPS da interligação Sudeste/Nordeste. No entanto, a entrada em operação desta interligação, altera significativamente o desempenho dinâmico do SIN, ao introduzir um novo modo de oscilação envolvendo as máquinas do Nordeste com as do Sudeste, principalmente para emergências que se originam na interligação Norte/Sul, estando a rede com elementos indisponíveis nesta interligação (algum trecho da interligação operando com apenas um circuito).

Deve-se ressaltar que para o cenário Norte Exportador A, principalmente em rede completa, foi considerada a máxima disponibilidade de geração em Tucuruí e os seguintes despachos nas UHEs: Lajeado com 850 MW (com mínimo de 450 MW) e Cana Brava e Serra da Mesa juntas, em torno de 800 MW. Assim, o recebimento da região Nordeste é suprido principalmente pela região Norte. Sendo assim, não deve ocorrer abertura da interligação Norte/Sul por atuação da PPS para as contingências estudadas. No entanto, observou-se a atuação indevida da PPS da Norte/Sul para algumas perturbações, o que demonstra a necessidade de seu reajuste.

Para a configuração N-1 entre as subestações de Miracema e Serra da Mesa ou entre Imperatriz e Miracema (o que caracteriza a interligação Norte/Sul como circuito simples), foi necessário o controle da exportação do Norte (basicamente da UHE Tucuruí), pois emergências no trecho de 500 kV entre Serra da Mesa – Miracema ou entre Imperatriz – Serra da Mesa poderiam levar as regiões Norte e Nordeste a perderem sincronismo. Ou seja, para intercâmbios elevados do Norte para o Nordeste é imprescindível que se limite o fluxo na LT 500 kV Serra da Mesa – Miracema ou na LT 500 kV Imperatriz – Miracema (quando de configuração N-1 nos respectivos trechos).

Ainda, para a configuração N-1 entre as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, onde o fluxo entre o Norte e Nordeste é maximizado, contingências que causam a abertura da interligação Norte/Sul não levam à atuação da PPS da Sudeste/Nordeste e nem da PPS da Norte/Nordeste. No entanto, estas contingências são caracterizadas por oscilações com baixo amortecimento devido à presença da interligação Sudeste/Nordeste. As Figuras 5-24 a 5-27 mostram esta situação.

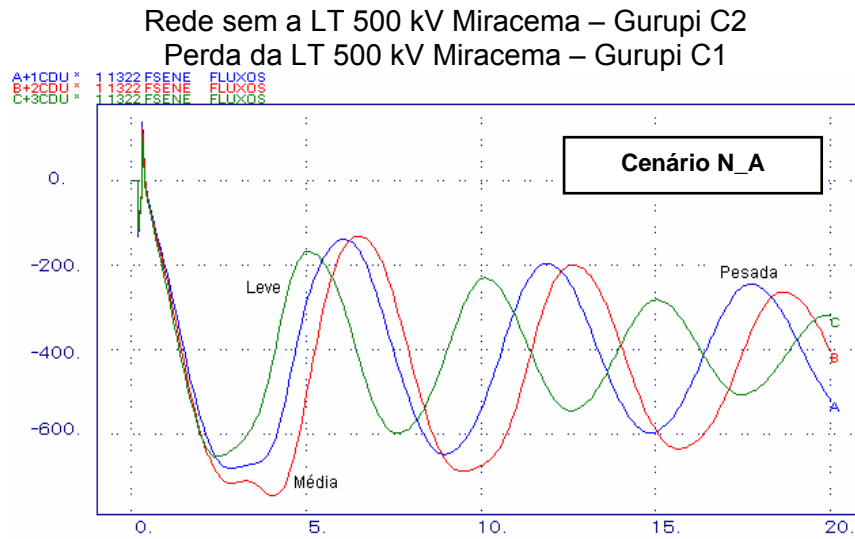


Figura 5-24 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo na Interligação SE/NE

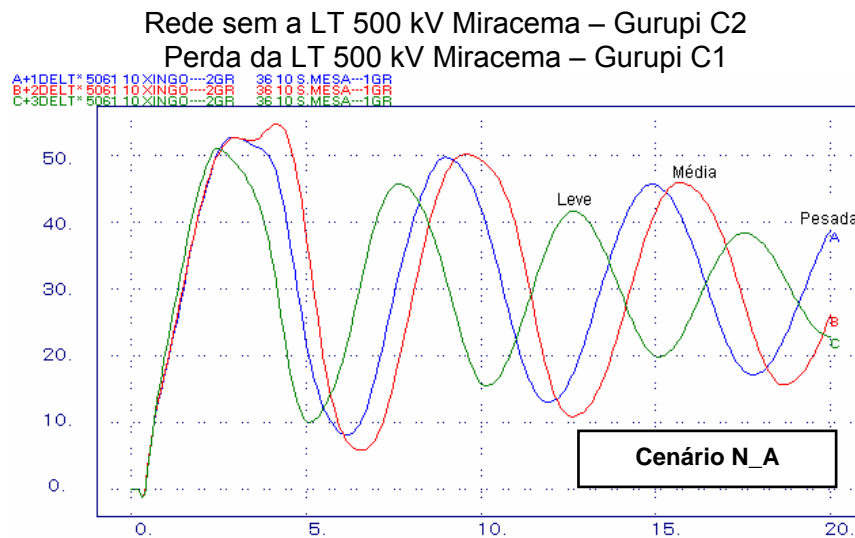


Figura 5-25 – Variação Angular das Máquinas de Xingó em relação à S. Mesa

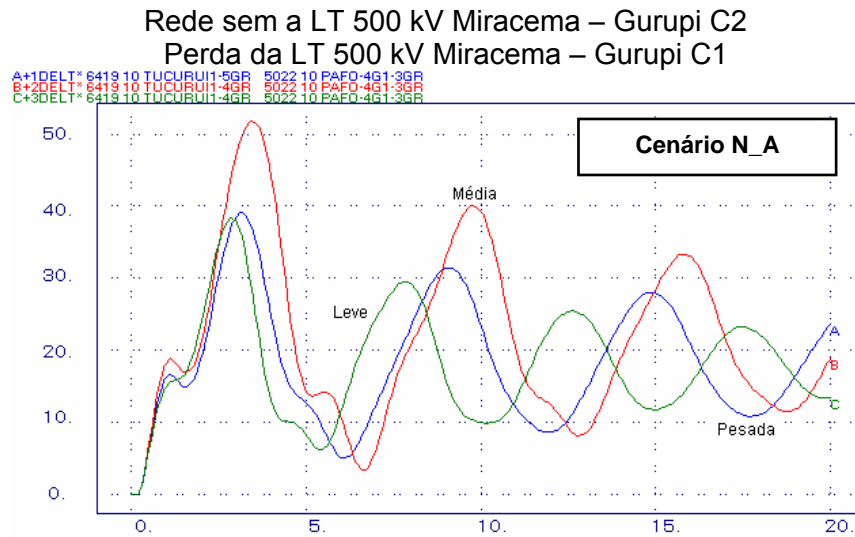


Figura 5-26 – Variação Angular das Máquinas de Tucuruí em relação à P. Afonso

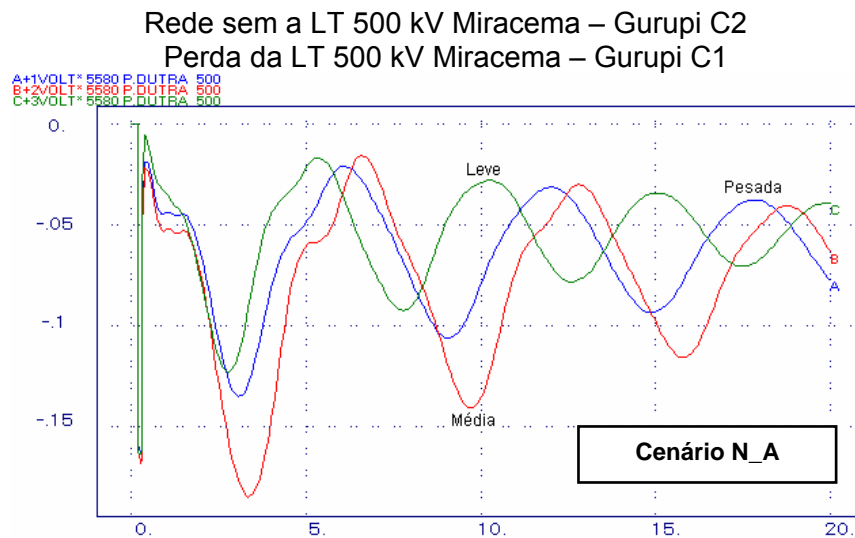


Figura 5-27 – Variação da Tensão na Barra de 500 kV de Presidente Dutra

Durante as pesquisas, observou-se que para interligação Norte/Sul operando sem as duas linhas de 500 kV entre as subestações de Imperatriz e Miracema e com a presença da interligação Sudeste/Nordeste (independente do intercâmbio praticado), o sistema é caracterizado por oscilações com baixo amortecimento para qualquer das perturbações citadas. Além disso, nesta configuração, a perda de um dos trechos de 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Sapeaçu, pode ocasionar centro elétrico próximo a SE Irecê 230 kV caso a PPS instalada na SE Senhor do Bonfim não atuar.

5.5.4 Norte Exportador B: N_B

Com as ampliações e reforços na rede elétrica, o intercâmbio do Norte para o Sudeste pela interligação Norte/Sul (FNS) passa de 900 para 2.500 MW em rede completa. Mesmo com esse valor bastante elevado, o Sistema Interligado Nacional apresenta um desempenho dinâmico satisfatório, sem perda de carga, para as contingências simples analisadas. Assim, a prática de intercâmbios elevados entre as regiões Norte e Sul (FNS) tem como restrição o carregamento da LT 500 kV Miracema – Gurupi C2 em regime permanente (exploração máxima da capacidade nominal da interligação Norte/Sul).

Com a ampliação do sistema receptor de 500 kV no Sudeste, a maior parte do intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste acontece por este novo sistema, aliviando o sistema de 345 kV de suprimento à área Goiás/Brasília. Esta mudança de configuração reduziu significativamente o risco de colapso de tensão na área Goiás/Brasília [50]. Além disso, com o reforço do terceiro circuito em 500 kV de Serra da Mesa - Samambaia (com compensação série, não só no terceiro circuito como nos dois circuitos existentes), a perda de um dos circuitos da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia foi suportada em todas as condições operativas da interligação Norte/Sul.

No entanto, para exploração máxima da capacidade da interligação Norte/Sul, o recebimento elevado no Sudeste FSAM, que está entre 3.450 e 3.740 MW (FSM entre 3.650 a 3.960 MW), foi definido para evitar colapso na área Goiás/Brasília e instabilidade da UHE Serra da Mesa com a região Sudeste quando da perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia, como mostram as Figuras 5-28 a 5-30. Para a indisponibilidade de uma das LTs 500 kV Emborcação – Samambaia ou Itumbiara – Samambaia, o recebimento no Sudeste FSAM foi limitado entre 2.300 e 2.600 MW (FSM entre 2.500 e 2.800 MW) devido à perda de uma dessas linhas de transmissão.

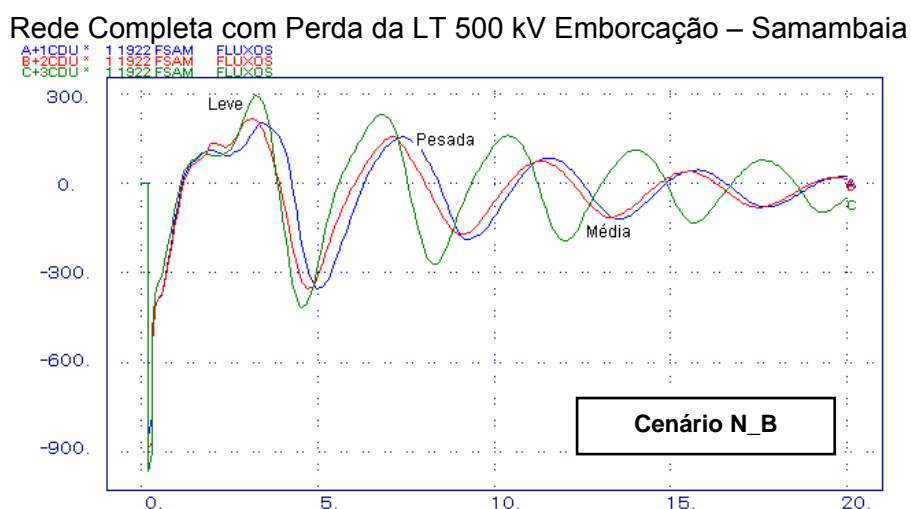


Figura 5-28 – Comparação da Variação do Fluxo Ativo FSAM

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia

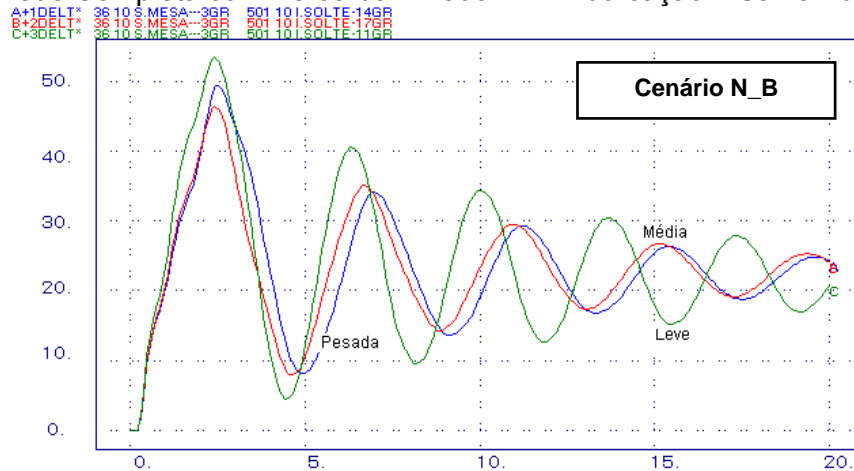


Figura 5-29 – Variação Angular das Máquinas de S. Mesa em relação à Ilha Solteira

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia

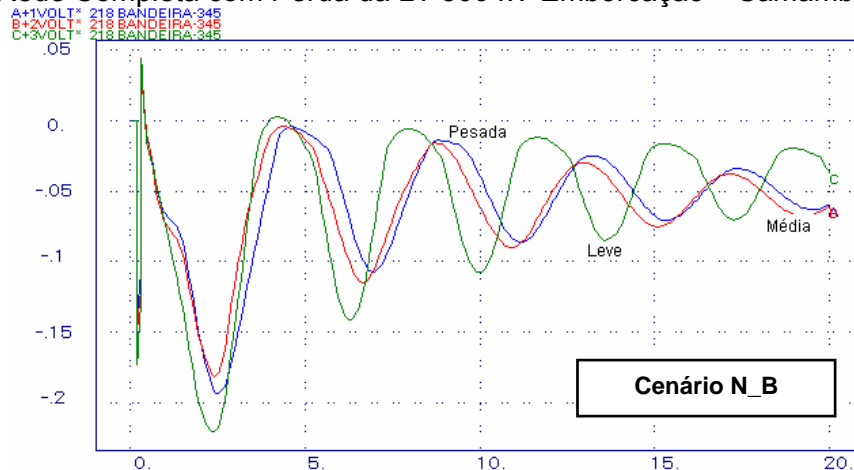


Figura 5-30 – Variação da Tensão na Barra de 345 kV de Bandeirantes

Deve-se ressaltar que para o cenário Norte Exportador B, principalmente em rede completa, foi considerada a máxima disponibilidade de geração em Tucuruí e os seguintes despachos nas UHEs: Lajeado com 850 MW e Cana Brava e Serra da Mesa juntas, em torno de 1.500 MW (com mínimo de 1.000 MW). Sendo assim, para as contingências avaliadas não deve ocorrer a abertura da interligação Norte/Sul por atuação da PPS.

No entanto, em função das novas linhas de 500 kV, a Proteção contra Perda de Sincronismo da interligação Norte/Sul deve ser reajustada, pois ocorre atuação indevida dessa proteção para algumas das perturbações analisadas.

Para a configuração N-1 entre as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, onde o fluxo entre o Norte e Sul é maximizado, contingências que causam a abertura da interligação Norte/Sul levam à atuação da PPS da Sudeste/Nordeste, sem corte de carga no Nordeste.

Ainda, para a configuração N-1 entre as subestações de Imperatriz e Miracema, o máximo intercâmbio praticado na interligação Norte/Sul é 2.000 MW e é devido ao carregamento nominal do trecho entre Imperatriz e Miracema em regime permanente. Para esse intercâmbio elevado, tem-se um recebimento no Sudeste FSAM máximo entre 2.900 e 3.400 MW (FSM entre 3.100 a 3.600 MW) devido ao esgotamento de geração em Serra da Mesa e Cana Brava (1.620 MW).

5.5.5 Constatações sobre o Desempenho após as Obras de 2003

O terceiro circuito de 500 kV entre Tucuruí e Presidente Dutra promove uma aproximação elétrica dos subsistemas Norte e Nordeste, melhorando significativamente a estabilidade entre essas regiões para perturbações que envolvem essa rede. Portanto, o desempenho dinâmico apresentado pelo SIN diante dessas contingências é satisfatório, mesmo para o cenário de aproveitamento máximo da energia proveniente do Norte.

Observa-se também que, o terceiro circuito entre Tucuruí e Presidente Dutra e o segundo circuito de 500 kV entre Presidente Dutra e Teresina II não oferecem ganhos significativos para o intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste (FNE), que passa de 1.300 MW para 1.600 MW. Isso ocorre porque este intercâmbio é limitado por perturbações entre Teresina II e Fortaleza II, principalmente no cenário Norte exportador, e entre Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II, Sudeste exportador. Estes limites foram definidos para evitar instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste e conseqüente atuação de ERAC, o que provocaria um retalhamento da área Norte/Nordeste, com desligamento de vários equipamentos.

Com a finalização da Norte/Sul II, o intercâmbio praticado nesta interligação é limitado pela capacidade nominal dos capacitores série dos circuitos entre Imperatriz e Serra da Mesa, ou seja, a interligação Norte/Sul é utilizada na sua capacidade máxima: 2.500 MW no sentido N → S e 2.300 MW no sentido S → N.

Com a duplicação da Norte/Sul e a ampliação do sistema receptor de 500 kV no Sudeste, o fluxo de Serra da Mesa (FSM) passa da ordem de 2.000 para 3.800 MW sem causar colapso na área Goiás/Brasília. Esse fluxo é agora determinado pela perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia.

Assim, tendo em vista os benefícios proporcionados por essas obras, os SEPs existentes devem ser revistos, como por exemplo, as lógicas do CLP da UHE Serra da Mesa.

No entanto, com fluxos elevados na Norte/Sul, para perdas em um dos trechos desta interligação ocorreria o *bypass* dos capacitores série do circuito remanescente, levando o sistema à instabilidade. Desse modo, o intercâmbio poderia ser limitado pela proteção dos compensadores série do circuito remanescente que atua quando os mesmos são submetidos a correntes superiores a $1,5 \times I_N$ conforme a Figura 5-31. Essa condição restringiria o limite de intercâmbio a um valor da ordem de 2.000 MW, o que seria inviável após o investimento realizado na expansão do sistema.

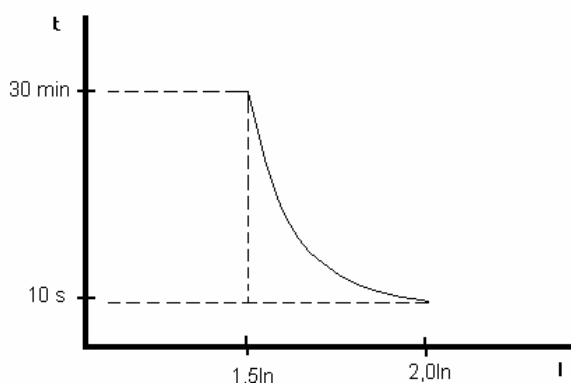


Figura 5-31 – *Bypass* da Compensação Série Norte/ Sul– t x I

Sendo assim, para que o limite de intercâmbio pela interligação Norte/Sul seja explorado em sua capacidade máxima, admite-se a proposição de um novo ECE de alívio de geração para proteger os compensadores séries desta interligação, atuando num tempo inferior ao tempo de *bypass* dos capacitores série do circuito remanescente e garantindo mais flexibilidade de operação.

Um pré-requisito para a implantação deste novo SEP (cenário Norte exportador) é a disponibilidade do sistema de fibras óticas ao longo do terceiro circuito de 500 kV entre Tucuruí e Presidente Dutra, possibilitando a comunicação entre a UHE Tucuruí e as subestações da interligação Norte/Sul, para emergências entre Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa.

5.6 Contingências Críticas e Análise dos SEPs [27]

Os estudos apontam mudanças significativas na capacidade de transmissão entre as regiões após a entrada do terceiro circuito entre Tucuruí e Presidente Dutra e as obras das interligações Norte/Sul II, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste, juntamente com os reforços entre Samambaia e o sistema do Paranaíba.

Com a nova configuração da rede e baseado nos resultados obtidos das simulações, conclui-se que o SIN passa a ter um novo elo fraco: a interligação

Sudeste/Nordeste. Para o cenário Sudeste exportador, esta interligação, entre as subestações de Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II, apresenta carregamentos elevados (da ordem de 800 MW), porém abaixo da capacidade nominal da mesma. A capacidade de transferir potência do Sudeste para o Nordeste é limitada por perturbações em qualquer trecho da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II.

Embora a interligação Norte/Nordeste seja reforçada e seu desempenho melhorado, o intercâmbio entre estas regiões (da ordem de 1.600 MW) é limitado por contingências entre Teresina II, Sobral III e Fortaleza II, definido para evitar instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste e atuação de ERAC nestes subsistemas. Nota-se que o ganho nesta interligação é da ordem de 300 MW.

A interligação Norte/Sul II, em conjunto com o terceiro circuito entre Tucuruí e Presidente Dutra, é fundamental para possibilitar o escoamento de geração da UHE Tucuruí II. Conforme as simulações, os limites de transmissão entre as regiões Norte e Sudeste passam de 900 para cerca de 2.500 MW (sentido N → S) e 2.300 MW (sentido S → N). Este fluxo é determinado pela corrente em regime permanente nos capacitores série dos circuitos da interligação Norte/Sul. Apesar de não ser limitado por problemas dinâmicos, o intercâmbio elevado na interligação Norte/Sul poderia causar instabilidade no sistema para emergências entre Imperatriz e Miracema ou entre Serra da Mesa e Miracema devido ao *bypass* da compensação série do circuito remanescente desta interligação.

Com os reforços entre Samambaia e o sistema do Paranaíba em 500 kV, o escoamento de potência da interligação Norte/Sul afasta-se dos equipamentos do sistema tronco de 345 kV de suprimento às cargas da área Goiás/Brasília, se deslocando para este sistema de 500 kV. Por este motivo, reduz-se o risco de oscilações que podem provocar colapso de tensão na região, melhorando expressivamente o desempenho da área Goiás/Brasília [50]. No entanto, para a prática de intercâmbio máximo na interligação Norte/Sul e, também maximizando o recebimento no Sudeste em Samambaia (FSAM), o risco de colapso nesta área pode ocorrer novamente, quando da perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia. Assim, o fluxo em Samambaia FSAM, entre 3.450 e 3.740 MW, (FSM entre 3.650 a 3.960 MW), é limitado para evitar instabilidade da UHE Serra da Mesa com as UHEs da região Sudeste.

Para o caso da rede operar no estado N-1 na interligação Norte/Sul II, é necessário um controle do fluxo onde a interligação opera em circuito simples, visto que, dependendo das condições operativas do SIN, perturbações neste circuito podem levar as regiões Norte e Nordeste a perderem o sincronismo.

Além das contingências simples estudadas, foram analisadas mais duas perturbações, consideradas críticas até então para o SIN:

- ♦ Perda da UTN Angra II;

- ♦ Perda de um circuito 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de uma máquina de Itaipu 60 Hz (cargas pesada e média).

Considerada uma emergência bastante severa por representar um déficit de geração importante na região Sudeste, a perda da UTN Angra II podia, em condições mais críticas, ocasionar perda de sincronismo das máquinas das UHEs Serra da Mesa e Cana Brava e colapso de tensão na área Goiás/Brasília. Com a entrada das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação há uma atenuação significativa deste problema. Em todos os cenários pesquisados, observa-se um desempenho adequado do sistema frente a esta emergência.

A perda de um circuito da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, com desligamento de uma máquina na UHE Itaipu 60 Hz por atuação do ECE correspondente (CLP da UHE Itaipu), em cargas pesada e média não resulta em perda de sincronismo das máquinas do sistema interligado. Os casos consideram FSE entre 4.200 a 6.200 MW e RSE entre 4.700 a 8.000 MW.

Assim, dependendo das condições operativas do SIN (cenário e configuração), existem perturbações mais severas que outras. Dentre as contingências analisadas as mais críticas são:

Perda em trechos da interligação Sudeste/Nordeste: déficit de geração, incidência de alívios de carga por subfreqüência nos subsistemas Norte e Nordeste e instabilidade entre estas regiões.

Perda em 500 kV entre Teresina II, Sobral III e Fortaleza II: instabilidade entre as regiões Norte e Nordeste.

Perda em trechos da interligação Norte/Sul: *bypass* da compensação série quando submetida a correntes superiores a $1,5 \times I_N$, podendo causar instabilidade no SIN, mesmo após atuação das PPS das interligações Norte/Sul, Sudeste/Nordeste e Norte/Nordeste.

Perda da LT 500 kV Emborcação – Samambaia: colapso de tensão na área Goiás/Brasília e perda de sincronismo das máquinas da região.

As perdas em trechos das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste fazem jus à implantação de SEPs, buscando melhoria na condição operativa do sistema.

Observou-se também que as Proteções contra Perda de Sincronismo das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste precisam de novos ajustes, já que a operação indevida da PPS da Norte/Sul pode desencadear desligamentos desnecessários no sistema. Em outros casos, há o risco de atuação da PPS de Presidente Dutra/Boa Esperança (interligação Norte/Nordeste) antes da PPS da Sudeste/Nordeste, levando o sistema a se dividir em três ilhas, com atuação de ERAC no Nordeste, sendo portanto, indesejável para o SIN.

Ainda para avaliar as PPSs das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste, foram analisadas possíveis condições mais extremas que o simples critério “N-1”, dentre elas perda da interligação Norte/Nordeste, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí e perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz.

5.6.1 Observações Associadas à Sudeste/Nordeste

Para o cenário Sudeste exportador, a exploração dos máximos intercâmbios na interligação Sudeste/Nordeste (800 MW) e na interligação Norte/Sul II (2.300 MW, sentido S → N) é limitada por emergências entre as subestações de Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II.

Sendo assim, a perda desses trechos da interligação Sudeste/Nordeste acarreta um acréscimo de corrente nos circuitos da interligação Norte/Sul da ordem de 30%, o qual não é suficiente para causar o *bypass* das compensações séries desta interligação, havendo tempo hábil para o operador reduzir o fluxo a valores nominais através de redespacho de geração nas usinas da região. Portanto, não há motivo para a implantação de um ECE de alívio de geração associado a perturbações entre as subestações de Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II.

No entanto, em alguns casos analisados, observou-se a possibilidade de perda de sincronismo entre as regiões Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, provocando uma operação indesejável para o sistema.

A prática de exportação do Sudeste elevada (MIR-IPZ=2.370 MW e FSENE=820 MW) com um número reduzido de máquinas despachadas nas UHEs Tucuruí, Serra da Mesa, Lajeado e Cana Brava (quatro, uma, três e uma, respectivamente) é um exemplo de cenário pessimista. Qualquer emergência entre as subestações de Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II acarreta perda de sincronismo entre a UHE Lajeado e o sistema Norte e a separação dos sistemas Norte e Nordeste.

Para um cenário de intercâmbio elevado (MIR-IPZ=2.380 MW e FSENE=800 MW) e maior número de máquinas despachadas nas UHEs Serra da Mesa, Lajeado e Cana Brava (três, cinco e três, respectivamente), a emergência de um dos trechos de 500 kV entre Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa II não acarreta problemas de instabilidade, mantendo o sistema interligado e estável. Esse comportamento também se repete quando o sistema opera com sete máquinas despachadas na UHE Tucuruí com um intercâmbio menor (MIR-IPZ=2.240 MW e FSENE= 860 MW) e um número menor de máquinas despachadas nas UHEs Serra da Mesa, Lajeado e Cana Brava (uma, três e uma, respectivamente).

Assim, para um cenário pessimista (intercâmbio elevado e inércia reduzida), pode-se adotar um limite de intercâmbio que, para perturbação em um dos trechos de 500 kV entre Serra da Mesa e Bom Jesus da Lapa, o sistema

permaneça interligado e estável. Esse limite de fluxo MIR-IPZ é da ordem de 2.250 MW e FSENE, 760 MW.

Ou ainda, no caso de ser inevitável a operação do sistema em condições críticas, para evitar a perda de sincronismo entre a UHE Lajeado e o sistema Norte e a separação dos sistemas Norte e Nordeste, propõe-se desligar a interligação Norte/Sul (entre Miracema e Serra da Mesa) após 200 ms da eliminação da perturbação e a LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2 (para evitar sobretensões elevadas no Nordeste). Com esse esquema, a UHE Lajeado fica sincronizada com o sistema Norte/Nordeste e os subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, após a perturbação, apresentam comportamento isoladamente estável.

5.6.2 ECE Alívio de Geração Associado à Norte/Sul

A exploração dos máximos intercâmbios na interligação Norte/Sul II, 2.500 MW (sentido N → S) e 2.300 MW (sentido S → N), com uma maior segurança, só será possível mediante a implantação de um ECE de alívio de geração, associado a emergências entre Serra da Mesa e Imperatriz. Este ECE reduzirá o carregamento no circuito remanescente, evitando o *bypass* dos capacitores série do mesmo, o que representaria um segundo distúrbio no SIN.

Assim, busca-se impedir o *bypass* da compensação série da interligação Norte/Sul, quando da perda de um dos seus circuitos com elevado intercâmbio, implantando um ECE de alívio de geração em usinas do sistema previamente escolhidas. Esse esquema, basicamente, controla o carregamento na interligação através da retirada de operação de máquinas das usinas de Tucuruí, Serra da Mesa ou Lajeado, conforme o cenário praticado.

Com isso, espera-se que a operação segura, mesmo com intercâmbios elevados na Norte/Sul, seja garantida.

a) Cenário Norte Exportador

A ação mais efetiva para controlar o carregamento da interligação Norte/Sul é o corte de geração na UHE Tucuruí. Essa ação, a ser implementada no ECE sugerido, retira de operação de uma a três unidades da UHE Tucuruí após 200 ms da eliminação da perturbação.

A Tabela 5.3 apresenta alguns cenários considerados para a avaliação do novo ECE, bem como o número de máquinas e o despacho nas UHEs de Tucuruí, Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado. Vale lembrar que não é possível obter um fluxo FNS superior a 2.500 MW, visto que esse fluxo é determinado pelo

carregamento nominal da LT 500 kV Miracema – Gurupi C2 em regime permanente.

Tabela 5.3 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador

UHEs	a	b	c	d	e	f	g
	IPZ-MIR= 790 MW FNS= 1620 MW	IPZ-MIR= 1760 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 2100 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 1770 MW FNS= 2250 MW	IPZ-MIR= 2080 MW FNS= 2380 MW	IPZ-MIR= 2300 MW FNS= 2470 MW	IPZ-MIR= 1220 MW FNS= 2000 MW
Tucuruí	5.040	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152
	16	16	16	16	16	16	16
Serra da Mesa	400	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
	1	3	3	3	3	3	3
Cana Brava	420	420	420	420	420	420	420
	3	3	3	3	3	3	3
Lajeado	850	850	500	560	400	270	850
	5	5	3	4	3	3	5

A Figura 5-32 indica as perturbações que devem ser monitoradas: desligamentos entre Imperatriz e Miracema e entre Serra da Mesa e Miracema. Juntamente com esses desligamentos, os fluxos entre as subestações citadas também devem ser monitorados.

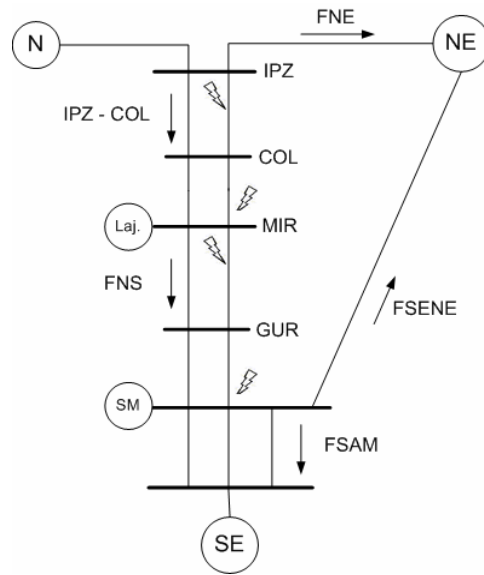


Figura 5-32 – Perturbações ao Longo da Norte/Sul – Norte Exportador

As Figuras 5-33 a 5-36 mostram a ocorrência do *bypass* do circuito remanescente entre Miracema e Gurupi para o caso b, onde a sobrecorrente neste circuito atinge valores acima de 80%. No caso avaliado, após o *bypass*, para a manutenção da estabilidade do sistema, as PPSs das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste atuam.

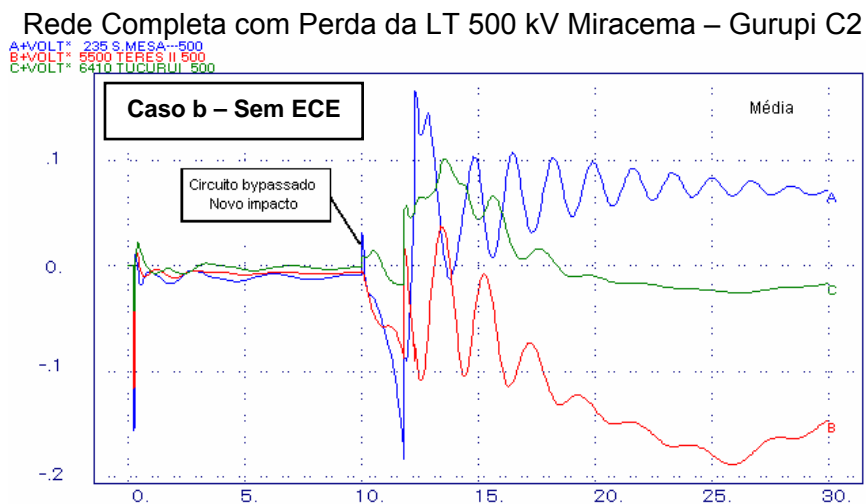


Figura 5-33 – Variação da Tensão nas Barras de 500 kV de Serra da Mesa, Teresina II e Tucuruí

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Miracema – Gurupi C2

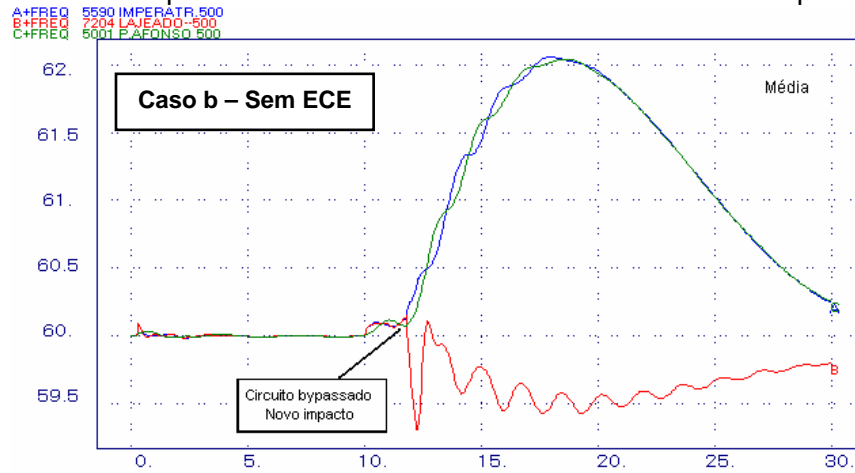


Figura 5-34 – Variação da Frequência nas Barras de 500 kV de Imperatriz, Lajeado e P. Afonso

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Miracema – Gurupi C2

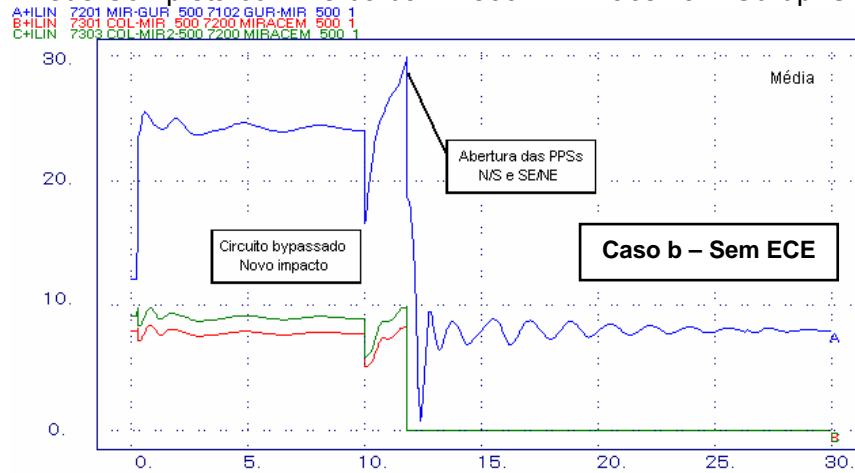


Figura 5-35 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul

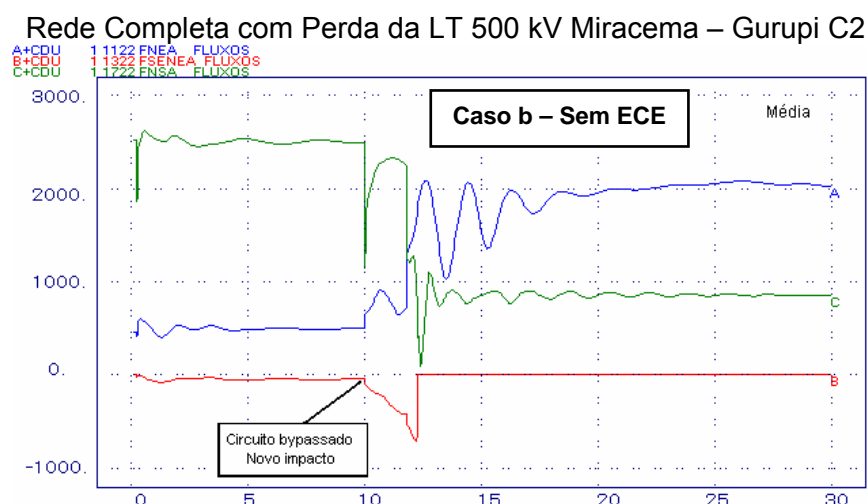


Figura 5-36 – Variação dos Fluxos nas Interligações

O ECE proposto atua somente quando o valor da corrente no circuito remanescente ultrapassa 50% do valor nominal, como mostra a Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Possíveis Atuações do ECE – Norte Exportador

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente						
	a	b	c	d	e	f	g
	IPZ-MIR= 790 MW FNS= 1620 MW	IPZ-MIR= 1760 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 2100 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 1770 MW FNS= 2250 MW	IPZ-MIR= 2080 MW FNS= 2380 MW	IPZ-MIR= 2300 MW FNS= 2470 MW	IPZ-MIR= 1220 MW FNS= 2000 MW
Ipz-Col	—	28%	52%	29%	50%	67%	—
Mir-Col	—	30%	55%	31%	52%	70%	—
ECE	—		X		X	X	—
Mir-Gur	21%	86%	87%	66%	76%	84%	50%
Sma-Gur	16%	83%	83%	62%	73%	80%	45%
ECE		X	X	X	X	X	X

A Tabela 5.5 indica como atua o alívio de geração. Assim, para o caso f, por exemplo, os problemas decorrentes do *bypass* do circuito remanescente entre Imperatriz e Colinas podem ser sanados com a implantação do esquema que desliga duas unidades geradoras na UHE Tucuruí, como mostram as Figuras 5-37 a 5-39.

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

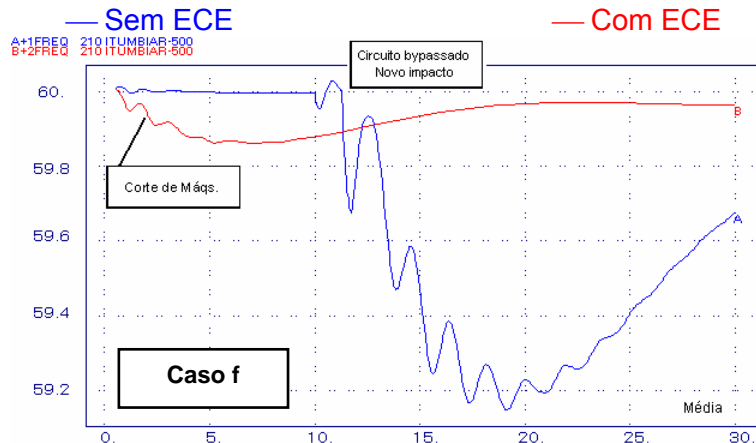


Figura 5-37 – Variação de Frequência da Barra de 500 kV de Itumbiara

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

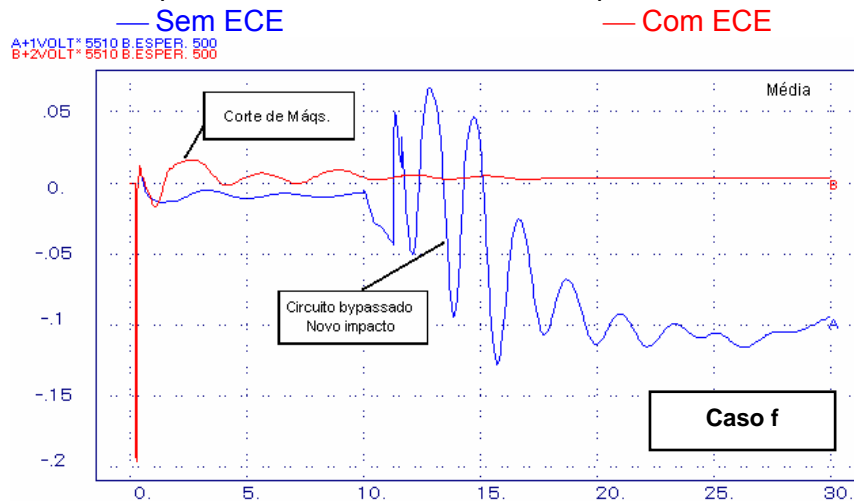


Figura 5-38 – Variação da Tensão na Barra de 500 kV de Boa Esperança

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

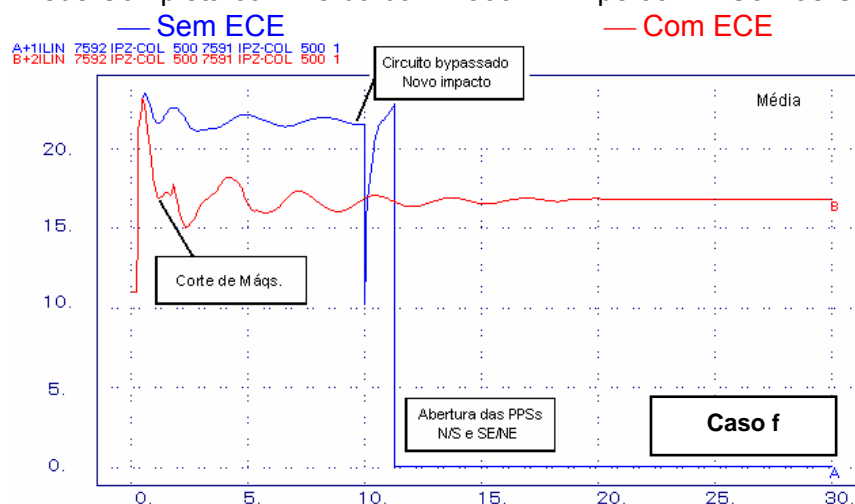


Figura 5-39 – Variação da Corrente em pu no Trecho entre Imperatriz e Miracema

Tabela 5.5 – Corrente após Atuação do ECE – Norte Exportador

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente após Atuação do ECE						
	a	b	c	d	e	f	g
	IPZ-MIR= 790 MW FNS= 1620 MW	IPZ-MIR= 1760 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 2100 MW FNS= 2500 MW	IPZ-MIR= 1770 MW FNS= 2250 MW	IPZ-MIR= 2080 MW FNS= 2380 MW	IPZ-MIR= 2300 MW FNS= 2470 MW	IPZ-MIR= 1220 MW FNS= 2000 MW
Ipz-Col	—	28%	34%	29%	31%	30%	—
Mir-Col	—	30%	36%	31%	33%	32%	—
ECE	—	—	1 mq. UHE Tucuruí	—	1 mq. UHE Tucuruí	2 mqs. UHE Tucuruí	—
Mir-Gur	21%	29%	29%	28%	39%	28%	30%
Sma-Gur	16%	24%	24%	24%	35%	22%	25%
ECE	—	3 mqs. UHE Tucuruí	3 mqs. UHE Tucuruí	2 mqs. UHE Tucuruí	2 mqs. UHE Tucuruí	3 mqs. UHE Tucuruí	1 mq. UHE Tucuruí

A Tabela 5.6 indica para que faixa de intercâmbio atua o alívio de geração na UHE Tucuruí. Desta maneira, com a implantação deste ECE, haverá tempo hábil para o operador reduzir o fluxo a valores nominais através de redespacho de geração nas usinas da região.

Tabela 5.6 – Ação do ECE – Norte Exportador

	Desligamento entre Imperatriz – Miracema	Desligamento entre Miracema – Serra da Mesa
	IPZ-MIR [MW]	FNS [MW]
	790	1.620
ECE	—	—
	1.220	2.000
ECE	—	1 mq. UHE Tucuruí
	1.770	2.250
ECE	—	2 mqs. UHE Tucuruí
	1.730	2.500
ECE	—	3 mqs. UHE Tucuruí
	2.080	2.380
ECE	1 mq. UHE Tucuruí	2 mqs. UHE Tucuruí
	2.100	2.500
ECE	1 mq. UHE Tucuruí	3 mqs. UHE Tucuruí
	2.300	2.470
ECE	2 mqs. UHE Tucuruí	3 mqs. UHE Tucuruí

b) Cenário Sudeste Exportador

A ação imediata para controlar o carregamento da interligação Norte/Sul é o corte de geração nas usinas de Serra da Mesa e Lajeado. Essa ação, que deve estar contida no ECE sugerido, retira de operação até duas unidades da UHE Serra da Mesa e de duas a quatro unidades da UHE Lajeado após 200 ms da eliminação da perturbação. No entanto, para que o carregamento do circuito remanescente opere abaixo de 150% seria necessário retirar as UHEs de Serra da Mesa e Lajeado e, dependendo do fluxo na interligação Norte/Sul, ainda assim, não seria suficiente. Como premissa, optou-se por não desligar a última unidade geradora das UHEs citadas. A título de observação, considerou-se a atuação do ECE conforme descrito anteriormente. Nota-se que não é possível obter um fluxo entre Miracema e Imperatriz superior a 2.400 MW, visto que esse fluxo é determinado pelo carregamento nominal da LT 500 kV Miracema – Colinas C2 em regime permanente.

A Tabela 5.7 apresenta alguns cenários considerados para a avaliação do novo ECE, bem como o número de máquinas e o despacho nas UHEs de Tucuruí, Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado.

Tabela 5.7 – Despachos nas Usinas – Sudeste Exportador

UHEs	h	i	j	l	m	n
	MIR-IPZ= 2250 MW FNS = 1490 MW	MIR-IPZ= 2380 MW FNS = 1560 MW	MIR-IPZ= 2200 MW FNS = 1380 MW	MIR-IPZ= 2060 MW FNS = 1240 MW	MIR-IPZ= 2370 MW FNS = 1950 MW	MIR-IPZ= 2360 MW FNS = 2100 MW
Tucuruí	2.072 7	1.250 4	1.250 6	1.250 6	1.250 4	1.250 4
Serra da Mesa	1.160 3	1.170 3	1.000 3	1.170 3	400 1	1.170 3
Cana Brava	420 3	420 3	420 3	420 3	130 1	420 3
Lajeado	850 5	850 5	850 5	850 5	450 3	280 2

A Figura 5-40 indica as perturbações que devem ser monitoradas: desligamentos entre Imperatriz e Miracema e entre Serra da Mesa e Miracema. Juntamente com esses desligamentos, os fluxos entre as subestações citadas também devem ser monitorados.

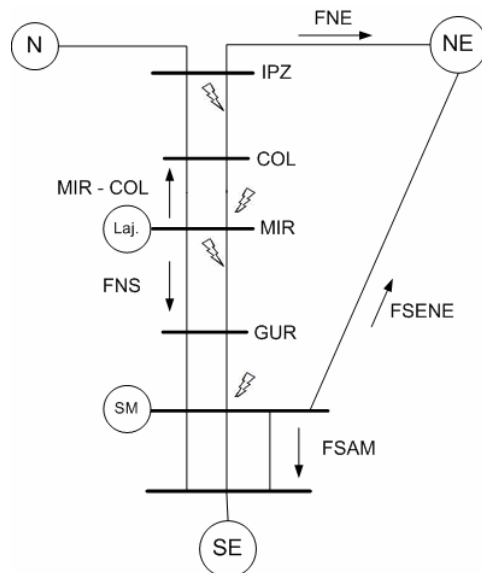


Figura 5-40 – Perturbações ao Longo da Norte/Sul – Sudeste Exportador

As Figuras 5-41 a 5-43 mostram a ocorrência do *bypass* do circuito remanescente entre Miracema e Colinas para o caso h, onde a sobrecorrente neste circuito é da ordem de 60%. Neste caso, o novo impacto causado pelo *bypass* é bem suportado pelo SIN.

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Miracema – Colinas C2

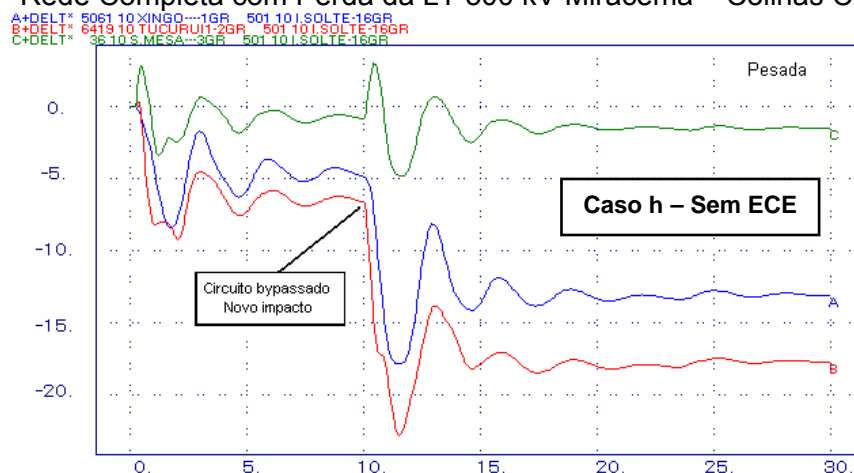


Figura 5-41 – Variação Angular das Máquinas de Xingó, Tucuruí e Serra da Mesa em relação à Ilha Solteira

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Miracema – Colinas C2

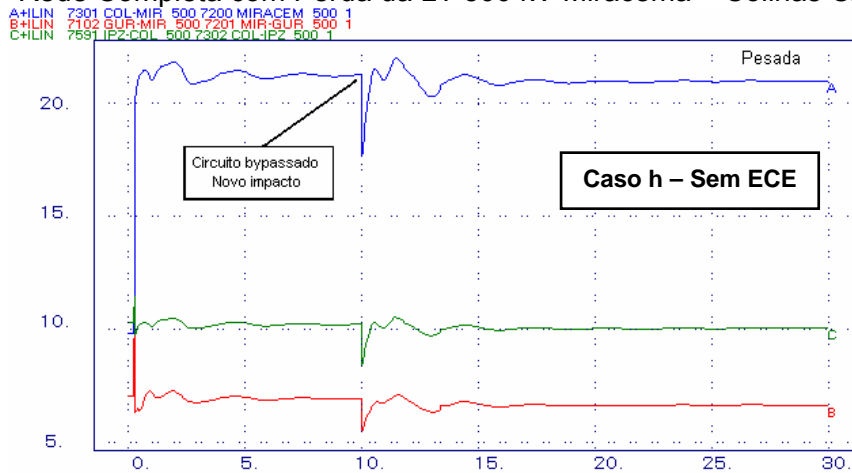


Figura 5-42 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Miracema – Colinas C2

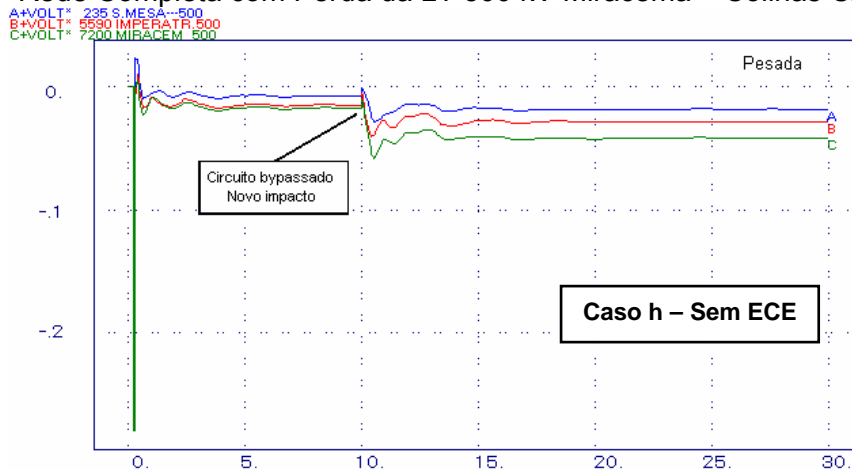


Figura 5-43 – Variação da Tensão nas Barras na interligação Norte/Sul

As Figuras 5-44 a 5-46 mostram a ocorrência do *bypass* do circuito remanescente entre Imperatriz e Colinas para o caso m, onde a sobrecorrente neste circuito atinge 67%. No caso avaliado, após o *bypass*, para a manutenção da estabilidade do sistema, as PPSs das interligações Sudeste/Nordeste, Norte/Sul e Norte/Nordeste atuam, fazendo com que haja alívios de carga no Norte e Nordeste.

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

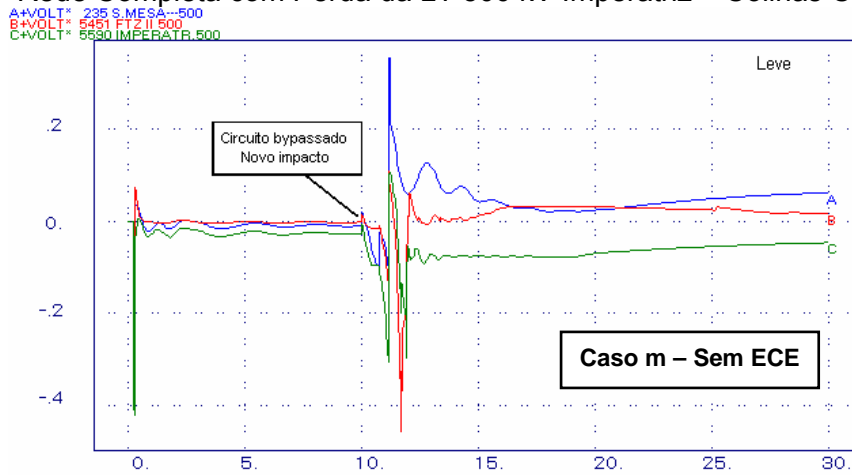


Figura 5-44 – Variação da Tensão nas Barras de 500 kV de Serra da Mesa, Fortaleza II e Imperatriz

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

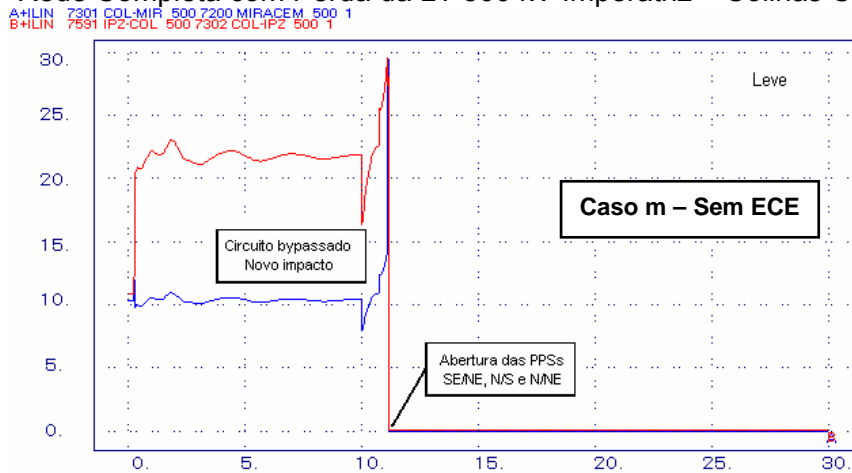


Figura 5-45 – Corrente em pu na Interligação Norte/Sul

Rede Completa com Perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2

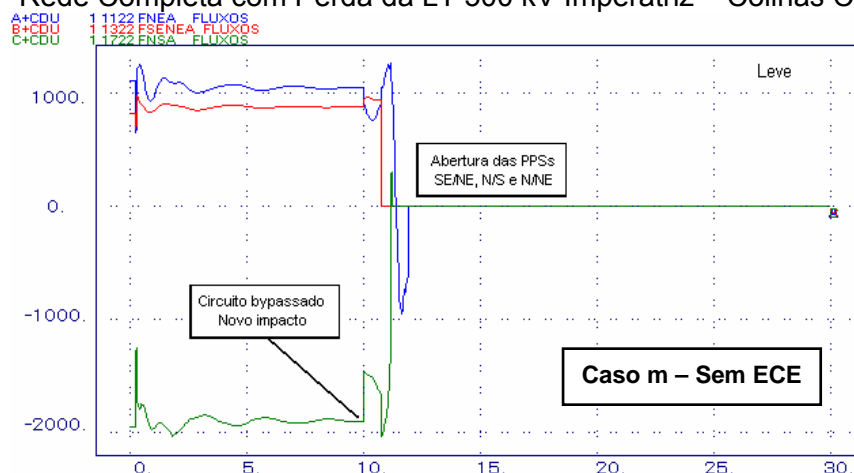


Figura 5-46 – Variação dos Fluxos nas Interligações

O ECE proposto atua somente quando o valor da corrente no circuito remanescente ultrapassa 50% do valor nominal, como mostra a Tabela 5.8. A Tabela 5.9 indica como atua o alívio de geração.

Tabela 5.8 – Possíveis Atuações do ECE – Sudeste Exportador

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente					
	h	i	j	l	m	n
	MIR-IPZ= 2250 MW FNS = 1490 MW	MIR-IPZ= 2380 MW FNS = 1560 MW	MIR-IPZ= 2200 MW FNS = 1380 MW	MIR-IPZ= 2060 MW FNS = 1240 MW	MIR-IPZ= 2370 MW FNS = 1950 MW	MIR-IPZ= 2360 MW FNS = 2100 MW
Ipz-Col	58%	65%	51%	41%	67%	66%
Mir-Col	63%	70%	56%	46%	73%	72%
ECE	X	X	X		X	X
Mir-Gur	8%	12%	—	—	44%	55%
Sma-Gur	7%	12%	—	—	46%	56%
ECE			—	—		X

Tabela 5.9 – Corrente após Atuação do ECE – Sudeste Exportador

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente após Atuação do ECE					
	h	i	j	l	m	n
	MIR-IPZ= 2250 MW	MIR-IPZ= 2380 MW	MIR-IPZ= 2200 MW	MIR-IPZ= 2060 MW	MIR-IPZ= 2370 MW	MIR-IPZ= 2360 MW
FNS = 1490 MW	FNS = 1560 MW	FNS = 1380 MW	FNS = 1240 MW	FNS = 1950 MW	FNS = 2100 MW	
Ipz-Col	44%	<u>51%</u>	44%	41%	<u>65%</u>	<u>58%</u>
ECE	2 mqs. UHE S.Mesa + 2 mqs. UHE Lajeado	2 mqs. UHE S.Mesa + 4 mqs. UHE Lajeado	1 mq. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado	—	2 mqs. UHE Lajeado	2 mqs. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado
Mir-Col	47%	<u>56%</u>	49%	46%	<u>71%</u>	<u>64%</u>
ECE	2 mqs. UHE S.Mesa + 3 mqs. UHE Lajeado	2 mqs. UHE S.Mesa + 4 mqs. UHE Lajeado	1 mq. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado	—	2 mqs. UHE Lajeado	2 mqs. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado
Mir-Gur	8%	12%	—	—	44%	48%
ECE	—	—	—	—	—	2 mqs. UHE S.Mesa
Sma-Gur	7%	12%	—	—	46%	49%
ECE	—	—	—	—	—	2 mqs. UHE S.Mesa

Como se pode notar, o alívio de geração nas UHEs Serra da Mesa e Lajeado proposto anteriormente não é efetivo. O que significa que pode ocorrer o *bypass* da compensação série, mesmo com alívio de geração.

A Tabela 5.10 apresenta casos admitindo que ocorra o *bypass* da compensação série da interligação Norte/Sul quando o fluxo entre Miracema e Imperatriz for superior a 2.300 MW.

Tabela 5.10 – Corrente após *Bypass* da Compensação – Sudeste Exportador

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente após <i>Bypass</i>		
	i	m	n
	MIR-IPZ= 2380 MW	MIR-IPZ= 2370 MW	MIR-IPZ= 2360 MW
FNS = 1560 MW	FNS = 1950 MW	FNS = 2100 MW	
lpz-Col	<u>54%</u>	Obs	Obs
ECE	2 mqs. UHE S.Mesa + 4 mqs. UHE Lajeado + <i>bypass</i> da compensação série	<i>bypass</i> da compensação série	2 mqs. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado + <i>bypass</i> da compensação série
Mir-Col	<u>55%</u>	<u>74%</u>	<u>65%</u>
ECE	2 mqs. UHE S.Mesa + 4 mqs. UHE Lajeado + <i>bypass</i> da compensação série	<i>bypass</i> da compensação série	2 mqs. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado + <i>bypass</i> da compensação série

Obs:

Para a perda da LT 500 kV Imperatriz – Colinas C2 e após o *bypass* da compensação série, as PPSs das interligações Sudeste/Nordeste, Norte/Sul e Norte/Nordeste atuam. São desligadas também as LTs 500 kV Serra da Mesa – Miracema C1 e C2 por atuação da proteção de sobretensão instantânea de Gurupi, ilhando a UHE Lajeado. Há alívios de carga nas regiões Norte e Nordeste.

Observa-se que, para o cenário de maior intercâmbio (MIR-IPZ=2.380 MW) e maior número de máquinas despachadas nas UHEs Serra da Mesa, Lajeado e Cana Brava (três, cinco e três, respectivamente), o *bypass* da compensação série não causa problemas, permanecendo o sistema interligado e estável. O que não ocorre para os outros cenários.

Poder-se-ia tentar, por análise de sensibilidade, determinar as usinas no Sudeste mais influentes no intercâmbio que pudessem diminuir o fluxo na interligação Norte/Sul de maneira que não houvesse o *bypass* da compensação. No entanto, seria inviável colocar em prática esse alívio de geração, visto que não há comunicação entre as subestações localizadas ao longo da interligação Norte/Sul e as subestações da região Sudeste.

Assim, para uma operação segura do sistema, quando se pretende explorar o limite máximo de transferência do Sudeste para o Norte/Nordeste, sugere-se que o sistema não esteja operando seguindo os critérios de inércia mínima, principalmente as UHEs Serra da Mesa e Lajeado. Também se pode adotar um limite de intercâmbio que, para a perda de um dos circuitos de 500 kV entre Imperatriz e Serra da Mesa, o carregamento do circuito remanescente opere abaixo de 150%. Esse limite de fluxo MIR-IPZ é mostrado na Tabela 5.11 e é próximo de 2.060 MW (sobrecorrente da ordem de 45%).

Com base nas simulações realizadas, quando o fluxo entre Miracema e Imperatriz for superior a 2.300 MW e a inércia das UHEs Serra da Mesa e Lajeado for reduzida, a operação do sistema torna-se crítica, podendo ocorrer *bypass* da compensação série da interligação Norte/Sul. Em algumas situações, esse novo impacto separa o sistema em três ilhas: Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, causando atuação de ERAC nos subsistemas Norte e Nordeste.

Deste modo, no caso onde for necessária a operação do sistema em condições críticas, para evitar o *bypass* da compensação série, propõe-se desligar as interligações Norte/Sul (entre Miracema e Serra da Mesa) e Sudeste/Nordeste após 200 ms da eliminação da perturbação e a LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2 (para evitar sobretensões elevadas no Nordeste). Com esse esquema, a UHE Lajeado fica sincronizada com o sistema Norte/Nordeste e os subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, após a perturbação, apresentam comportamento isoladamente estável.

A Tabela 5.11 indica para que faixa de intercâmbio atua o alívio de geração e o esquema de abertura das interligações. Desta maneira, haverá tempo hábil para o operador reduzir o fluxo a valores nominais através de redespacho de geração nas usinas da região.

Tabela 5.11 – Ação do ECE – Sudeste Exportador

	Geração [MW] (Nº unidades)		Desligamento entre Imperatriz – Miracema	Desligamento entre Miracema – Serra da Mesa
	SMA	LAJ	MIR-IPZ [MW]	FNS [MW]
	1.160 (3)	850 (5)	2.250	1.490
ECE			2 mqs. UHE S.Mesa + 3 mqs. UHE Lajeado	—
	1.170 (3)	850 (5)	2.380	1.560
ECE			2 mqs. UHE S.Mesa + 4 mqs. UHE Lajeado *	—
	1.000 (3)	850 (5)	2.200	1.380
ECE			1 mq. UHE S.Mesa + 1 mq. UHE Lajeado	—
	1.170 (3)	850 (5)	2.060	1.240
ECE			—	—
	400 (1)	450 (3)	2.370	1.950
ECE			Abrir as interligações N/S e SE/NE	
	1.170 (3)	280 (2)	2.360	2.100
ECE			Abrir as interligações N/S e SE/NE	2 mqs. UHE S.Mesa

* Pode ocorrer o *bypass* da compensação série, sem maiores problemas para o sistema.

5.6.3 Lógicas do CLP da UHE Serra da Mesa

Com os benefícios gerados pelos reforços no 500 kV entre Samambaia e a região do rio Paranaíba, as diversas lógicas do Esquema de Controle de Emergência, via CLP instalado na UHE Serra da Mesa, devem ser revistas.

Desta forma, as lógicas revistas estarão em função dos intercâmbios praticados nas interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste e do despacho das usinas de Serra da Mesa e Lajeado, apontando os níveis máximos das potências ativas que deverão ser respeitados para manter, principalmente, o desempenho dinâmico satisfatório do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e das usinas de Serra da Mesa e Cana Brava frente às emergências mais críticas.

Lógica 1: Desligamento de Trechos da Interligação Norte/Sul

Após a conclusão das obras previstas para o ano de 2003, desligamentos simples de trechos da interligação Norte/Sul não implicarão mais na abertura de um dos circuitos de 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia.

Como visto anteriormente, para exploração de intercâmbios elevados na Norte/Sul, é necessário um esquema de alívio de geração associado a desligamentos nesta interligação, evitando o *bypass* dos capacitores série da mesma.

Na indisponibilidade de qualquer trecho da interligação Norte/Sul, desde Serra da Mesa até Imperatriz, as lógicas do CLP da UHE Serra da Mesa não deverão impedir a operação da interligação Sudeste/Nordeste.

Para o caso da interligação Norte/Sul estar aberta (critério N-2), sugere-se que a interligação Sudeste/Nordeste também seja retirada de operação, uma vez que esta configuração é caracterizada por oscilações com baixo amortecimento quando da ocorrência de qualquer das contingências avaliadas. Além disso, nesta configuração, a perda de um dos trechos de 500 kV entre Bom Jesus da Lapa e Sapeaçu pode ocasionar centro elétrico próximo a SE Irecê 230 kV, no caso de não atuação da PPS instalada na SE Senhor do Bonfim.

Lógica 2: Desligamento de uma das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia

A finalidade deste ECE seria evitar o colapso de tensão na área Goiás/Brasília e a perda de sincronismo entre as máquinas das usinas de Serra da Mesa e Cana Brava e o sistema Sudeste, quando da perda de um dos circuitos da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia, estando o sistema operando no cenário Norte exportador.

Esse ECE comandaria a abertura da interligação Norte/Sul, em ambos os terminais da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi, caso o FSM fosse superior aos valores da Tabela 5.12. Para valores de FSM menores ou iguais aos valores da Tabela 5.12, o esquema somente inseriria o banco de capacitores *shunt* de 150 MVar/345 kV na SE Samambaia.

Tabela 5.12 – Ação do ECE – Lógica 2

Geração (G) Serra da Mesa [MW]	Nº de Unidades Serra da Mesa	FNS	FSM (Obs1)
1.000 < G ≤ 1.200	3	500	≤ 2.000
	3	600	≤ 2.100 (Obs.2)
800 < G ≤ 1.000	3	800	≤ 2.100
G ≤ 800	3	1.000	≤ 2.100
700 < G ≤ 800	2	700	≤ 1.800
600 < G ≤ 700	2	900	≤ 1.900
G ≤ 600	2	1.000	≤ 1.900
300 < G ≤ 400	1	900	≤ 1.600
G ≤ 300	1	1.000	≤ 1.600

(Obs 1) Estando aberta a transformação 500/230 kV Serra da Mesa ou o anel de 230 kV entre Brasília Sul e Serra da Mesa, os limites do FSM devem ser reduzidos de 100 MW.

(Obs 2) O ECE retirará também uma unidade geradora da UHE Serra da Mesa.

Com a entrada em operação do terceiro circuito de 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia e das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, a perda de um circuito entre Serra da Mesa e Samambaia torna-se menos severa, mesmo praticando um intercâmbio elevado pela interligação Norte/Sul e operando o sistema com um número reduzido de máquinas nas usinas de Serra da Mesa e Cana Brava.

Com a finalização da Norte/Sul II, o fluxo FNS máximo é de 2.500 MW e o fluxo de Serra da Mesa FSM é da ordem 3.900 MW (ou FSAM próximo de 3.700 MW) e é dado em função do intercâmbio na interligação Norte/Sul e a disponibilidade de geração em Cana Brava (3 x 155 MW) e Serra da Mesa (3 x 430 MW). Com esses valores de fluxos, para a perda de uma das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia, não é necessário que se atue esquema com finalidade de evitar colapso de tensão na área Goiás/Brasília ou perda de sincronismo entre as usinas de Serra da Mesa e Cana Brava e o sistema Sudeste. Cabe ressaltar que não é possível praticar um fluxo FSM maior que 3.900 MW, visto que esse fluxo é limitado pela perda da LT 500 kV Samambaia – Emborcação.

A Figura 5-47 mostra com mais detalhes os fluxos FNS, FSAM e FSM.

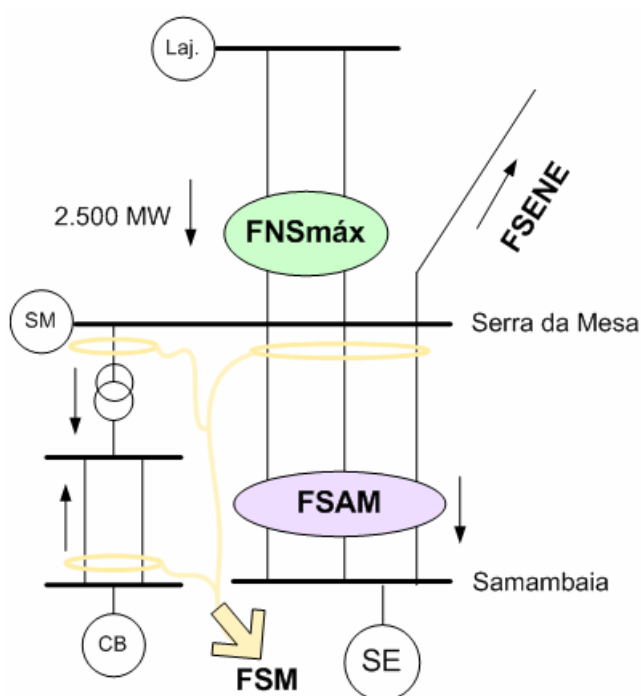


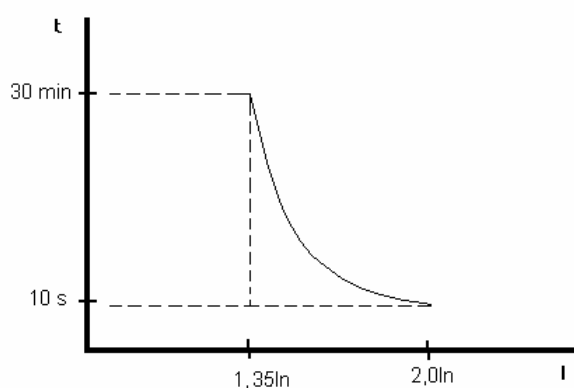
Figura 5-47 – Fluxos FNS, FSAM e FSM

No entanto, como ocorre na interligação Norte/Sul, quando se pratica um elevado fluxo FSM, emergências em uma das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia pode ocasionar o *bypass* da compensação série dos circuitos remanescentes, levando o sistema à instabilidade. Desse modo, o intercâmbio para o Sudeste poderia ser limitado pela proteção dos compensadores série do circuito remanescente que atua quando os mesmos são submetidos a correntes superiores a $1,35 \times I_N$ conforme a Figura 5-48. Essa condição restringiria o limite de intercâmbio a um valor da ordem de 3.600 MW.

A Tabela 5.13 apresenta alguns cenários considerados para a avaliação da possibilidade de ocorrência do *bypass*, bem como o número de máquinas e o despacho nas UHEs de Tucuruí, Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado.

Tabela 5.13 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador

UHEs	a	o	p	q	r	s	t
	FNS= 1620 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 2000 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2370 MW	FNS= 2490 MW
	FSAM= 1640 MW	FSAM= 2770 MW	FSAM= 2960 MW	FSAM= 3200 MW	FSAM= 3450 MW	FSAM= 3650 MW	FSAM= 3740 MW
	FSM= 1810 MW	FSM= 2980 MW	FSM= 3180 MW	FSM= 3400 MW	FSM= 3660 MW	FSM= 3890 MW	FSM= 3960 MW
Tucuruí	5.040 16	4.480 15	4.480 15	4.525 15	5.040 16	4.960 16	5.152 16
Serra da Mesa	400 1	800 2	900 3	1.200 3	1.000 3	1.200 3	1.150 3
Cana Brava	420 3	420 3	420 3	420 3	420 3	420 3	420 3
Lajeado	850 5	850 5	850 5	850 5	850 5	850 5	850 5


 Figura 5-48 – *Bypass* da Compensação Série das LTs S.Mesa-Samambaia – $t \times I$

A ação mais efetiva para controlar o carregamento das LTs 500 kV Serra da Mesa – Samambaia, impedindo o *bypass* das compensações séries, é um alívio de geração na usina de Serra da Mesa (uma unidade) após 200 ms da eliminação da perturbação. O ECE proposto atuaria somente quando o valor da sobrecarga nos circuitos remanescentes ultrapassasse 35% do valor nominal, como mostra a Tabela 5.14. A Tabela 5.15 indica como atua o alívio de geração.

Tabela 5.14 – Possíveis Atuações do ECE – Lógica 2

Perturbações	Sobrecorrente nos Circuitos Remanescentes						
	a	o	p	q	r	s	t
	FNS= 1620 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 2000 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2370 MW	FNS= 2490 MW
	FSAM= 1640 MW	FSAM= 2770 MW	FSAM= 2960 MW	FSAM= 3200 MW	FSAM= 3450 MW	FSAM= 3650 MW	FSAM= 3740 MW
	FSM= 1810 MW	FSM= 2980 MW	FSM= 3180 MW	FSM= 3400 MW	FSM= 3660 MW	FSM= 3890 MW	FSM= 3960 MW
Sma-Sam C1	—	—	3%	13%	22%	29%	33%
ECE	—	—	—	—	—	—	X
Sma-Sam C2 ou C3	—	5%	13%	22%	32%	39%	43%
ECE	—	—	—	—	—	X	X

Assim, o limite seguro para o fluxo FSM é da ordem de 3.900 MW e o limite para atuação do esquema seria para valores maiores que 3.600 MW (conforme a Tabela 5.14), o que determina uma faixa estreita para a implantação do esquema de alívio de geração.

Tabela 5.15 – Corrente após Atuação do ECE – Lógica 2

Perturbações	Sobrecorrente no Circuito Remanescente após Atuação do ECE						
	a	o	p	q	r	s	t
	FNS= 1620 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 1970 MW	FNS= 2000 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2370 MW	FNS= 2490 MW
	FSAM= 1640 MW	FSAM= 2770 MW	FSAM= 2960 MW	FSAM= 3200 MW	FSAM= 3450 MW	FSAM= 3650 MW	FSAM= 3740 MW
FSM= 1810 MW	FSM= 2980 MW	FSM= 3180 MW	FSM= 3400 MW	FSM= 3660 MW	FSM= 3890 MW	FSM= 3960 MW	
Sma-Sam C1	—	—	3%	13%	22%	29%	23%
ECE	—	—	—	—	—	—	1 mq. UHE S.Mesa
Sma-Sam C2 ou C3	—	5%	13%	22%	32%	28%	32%
ECE	—	—	—	—	—	1 mq. UHE S.Mesa	1 mq. UHE S.Mesa

Assim, para o caso t, por exemplo, os problemas decorrentes do *bypass* dos circuitos remanescentes entre Serra da Mesa e Samambaia podem ser sanados com a implantação do esquema que desliga uma unidade geradora na UHE Serra da Mesa, como mostram as Figuras 5-49 a 5-51.

Rede Completa com Perda da LT 500 kV S. Mesa – Samambaia C2

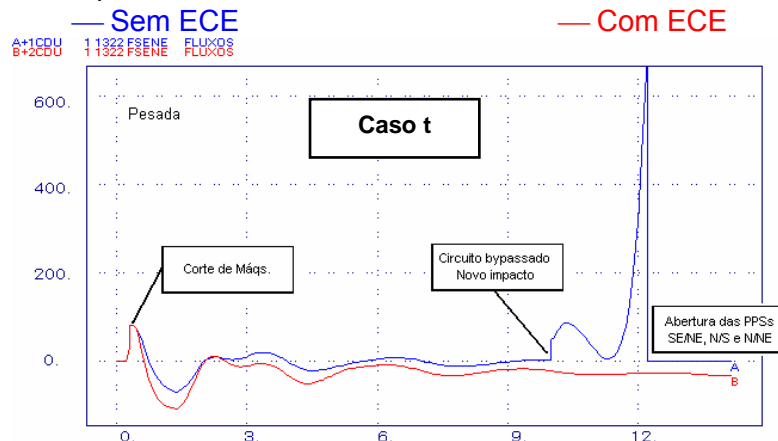


Figura 5-49 – Variação do Fluxo na Interligação SE/NE

Rede Completa com Perda da LT 500 kV S. Mesa – Samambaia C2

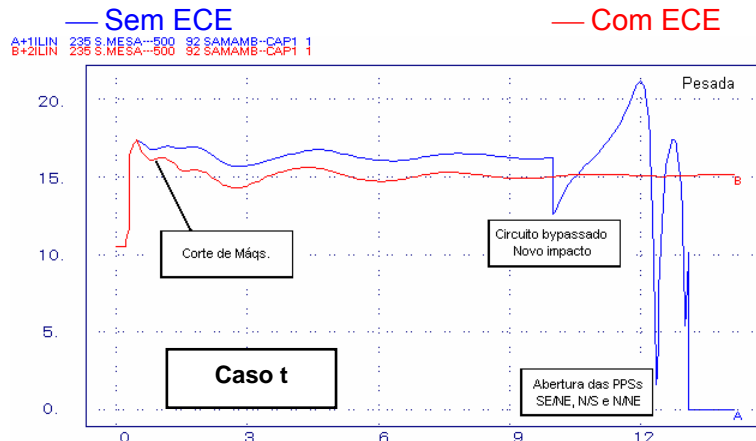


Figura 5-50 – Variação da Corrente em pu entre Serra da Mesa e Samambaia

Rede Completa com Perda da LT 500 kV S. Mesa – Samambaia C2

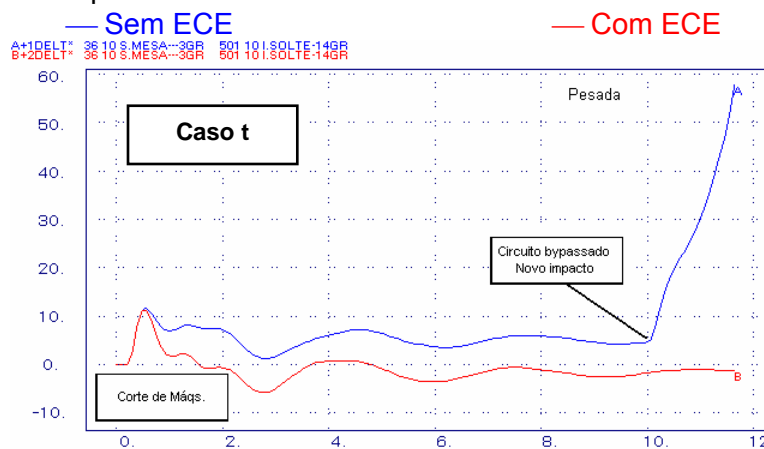


Figura 5-51 – Variação Angular das Máquinas de S.Mesa em relação à Ilha Solteira

Lógica 3: Perda de um dos Autotransformadores 500/345/13,8 kV – 1.050 MVA da SE Samambaia

A finalidade deste ECE seria de evitar a perda total da transformação da SE Samambaia, quando da perda de um autotransformador 500/345/13,8 kV – 1.050 MVA dessa SE, estando o sistema operando no cenário Norte exportador. A perda de um autotransformador da SE Samambaia poderia implicar em carregamentos superiores a 150 % no autotransformador remanescente, que implicaria na perda total da transformação.

Para reduzir esta sobrecarga, o CLP da SE Samambaia comandaria as seguintes ações:

- ♦ Com carregamentos superiores a 150% no autotransformador remanescente, três unidades geradoras sincronizadas na UHE Serra da Mesa, $FSM \leq 1800$ MW e $FNS \leq 800$ MW:

Ação: Desliga uma unidade geradora na UHE Serra da Mesa para $T1=2,0$ s.

- ♦ Com carregamentos superiores a 150% no autotransformador remanescente e independentemente da atuação do estágio anterior:

Ação: Abre a interligação Norte/Sul e banco de capacitores *shunt* da SE Samambaia em $T2=4,0$ s, para qualquer número de unidades geradoras sincronizadas na UHE Serra da Mesa. A Atuação do estágio anterior pode evitar a atuação desse estágio.

Após a entrada das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, pelos cenários de máximos intercâmbios avaliados, esse esquema não atua devido ao autotransformador remanescente não atingir sobrecarga de 50% (sobrecarga máxima da ordem de 35%).

Lógica 4: Perda da Última Unidade Geradora da UHE Serra da Mesa

A emergência da última unidade geradora da UHE Serra da Mesa deveria acionar, através do CLP, a abertura da interligação Norte/Sul e do banco de capacitores *shunt* de 150 MVar/345 kV na SE Samambaia, assegurando um bom desempenho dinâmico no sistema da área Goiás/Brasília.

Após a entrada do terceiro circuito em 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia dos reforços entre Samambaia e o sistema do Paranaíba em 500 kV, a perda da última unidade geradora da UHE Serra da Mesa já não é mais tão severa e não causa oscilações instáveis de potência no sistema de atendimento da área Goiás/Brasília. Assim, pelos cenários analisados, esse esquema não deve mais atuar.

Lógica 5: Perda da Transformação 500/345/13,8 kV – 2x1.050 MVA na SE Samambaia

Estando o sistema operando com um cenário Norte exportador, a perda da transformação 500/345/13,8 kV – 2 x 1.050 MVA na SE Samambaia provocaria o desligamento:

- ♦ da interligação Norte/Sul;
- ♦ do banco de capacitores *shunt* 150 MVar/345 kV na SE Samambaia;
- ♦ dos dois circuitos da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia;
- ♦ de unidades geradoras da UHE Serra da Mesa.

Com a entrada em operação do terceiro circuito de 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia e das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, a perda total da transformação na SE Samambaia torna-se menos severa. Com a finalização da Norte/Sul II, o fluxo FNS máximo é de 2.500 MW e o fluxo de Serra da Mesa FSM é da ordem 3.900 MW (ou FSAM próximo de 3.700 MW) e é dado em função do intercâmbio na interligação Norte/Sul e a disponibilidade de geração em Cana Brava (3 x 155 MW) e Serra da Mesa (3 x 430 MW).

No entanto, a partir do fluxo FSM da ordem de 3.700 MW (ou FSAM próximo 3.500 MW), a perda total da transformação na SE Samambaia pode ocasionar perda de sincronismo das unidades geradoras das usinas de Serra da Mesa e Cana Brava e o sistema Sudeste e também colapso de tensão na área Goiás/Brasília, restringindo o limite de intercâmbio a um valor da ordem de 3.600 MW (Tabela 5.17).

A Tabela 5.16 apresenta alguns cenários considerados para a avaliação da perda total da transformação 500/345/13,8 kV na SE Samambaia, bem como o número de máquinas e o despacho nas UHEs de Tucuruí, Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado.

Tabela 5.16 – Despachos nas Usinas – Norte Exportador

UHEs	u	b	v	d	e	x	z
	FNS= 2500 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2250 MW	FNS= 2380 MW	FNS= 2460 MW	FNS= 2500 MW
	FSAM= 2980 MW	FSAM= 3700 MW	FSAM= 3540 MW	FSAM= 3440 MW	FSAM= 3680 MW	FSAM= 2830 MW	FSAM= 3460 MW
	FSM= 3200 MW	FSM= 3940 MW	FSM= 3770 MW	FSM= 3670 MW	FSM= 3920 MW	FSM= 3020 MW	FSM= 3680 MW
Tucuruí	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152
	16	16	16	16	16	16	16
Serra da Mesa	400	1.100	980	1.100	1.100	400	900
	1	3	3	3	3	1	3
Cana Brava	420	420	420	420	420	130	380
	3	3	3	3	3	1	3
Lajeado	850	850	850	560	400	450	830
	5	5	5	4	3	3	5

Cabe ressaltar que não é possível praticar um fluxo FSM maior que 3.900 MW, visto que esse fluxo é limitado pela perda da LT 500 kV Samambaia – Emborcação.

Tabela 5.17 – Possíveis Atuações do ECE – Lógica 5

Perturbações	Norte Exportador						
	u	b	v	d	e	x	z
	FNS= 2500 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2500 MW	FNS= 2250 MW	FNS= 2380 MW	FNS= 2460 MW	FNS= 2500 MW
FSAM= 2980 MW	FSAM= 3700 MW	FSAM= 3540 MW	FSAM= 3440 MW	FSAM= 3680 MW	FSAM= 2830 MW	FSAM= 3460 MW	
FSM= 3200 MW	FSM= 3940 MW	FSM= 3770 MW	FSM= 3670 MW	FSM= 3920 MW	FSM= 3020 MW	FSM= 3680 MW	
Perda Total		Obs	Obs		Obs		
ECE	—	X	X	—	X	—	—

Para evitar a perda de sincronismo das unidades geradoras das UHEs Serra da Mesa e Cana Brava e colapso de tensão na área Goiás/Brasília, quando da perda total da transformação 500/345/13,8 kV da SE Samambaia, propõe-se desligar as interligações Norte/Sul (entre Miracema e Colinas) e Sudeste/Nordeste (entre Serra da Mesa e Rio das Éguas) após 200 ms da eliminação da perturbação e a LT 500 kV Miracema – Serra da Mesa C2 (para evitar sobretensões elevadas). Com esse esquema, os subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, após a perturbação, apresentam comportamento isoladamente estável.

Obs:

Para a perda da transformação 500/345/13,8 kV – 2 x 1.050 MVA da SE Samambaia, as PPSs das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste atuam. São desligadas também as LTs 500 kV Serra da Mesa – Miracema C1 e C2 por atuação da proteção de sobretensão instantânea de Gurupi, ilhando a UHE Lajeado. O sistema Norte/Nordeste apresenta comportamento estável após a perturbação. No entanto, as máquinas da UHE Cana Brava e UHE Serra da Mesa perdem o sincronismo com sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Assim, para o caso v, por exemplo, os problemas decorrentes da perda total da transformação na SE Samambaia podem ser sanados com a implantação do esquema sugerido, como mostram as Figuras 5-52 a 5-56.

Rede Completa com Perda Total da Transformação na SE Samambaia

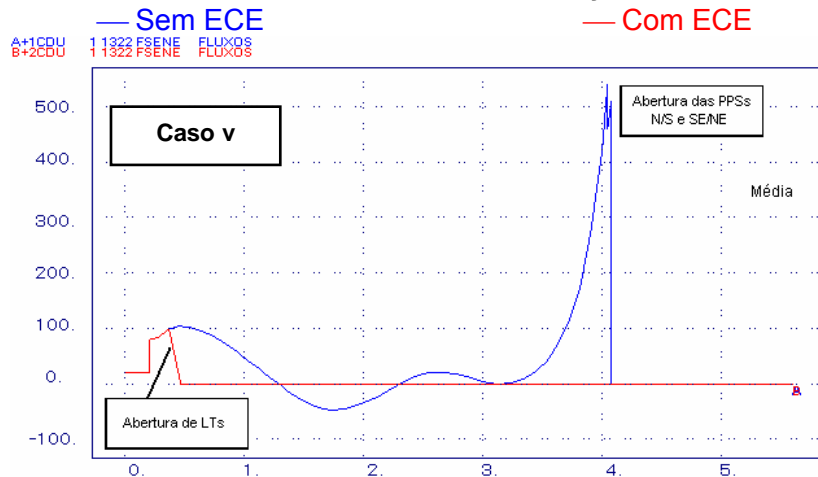


Figura 5-52 – Variação do Fluxo na Interligação SE/NE

Rede Completa com Perda Total da Transformação na SE Samambaia

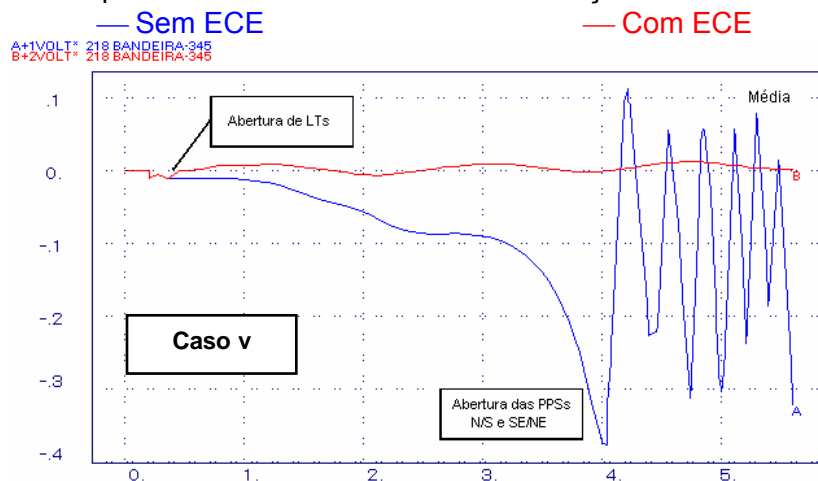


Figura 5-53 – Variação da Tensão na Barra de 345 kV de Bandeirantes

Rede Completa com Perda Total da Transformação na SE Samambaia

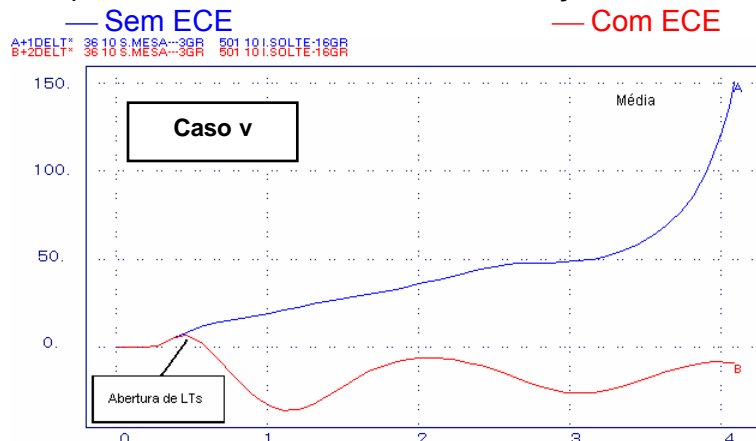


Figura 5-54 – Variação Angular das Máquinas de S.Mesa em relação à Ilha Solteira

Rede Completa com Perda Total da Transformação na SE Samambaia

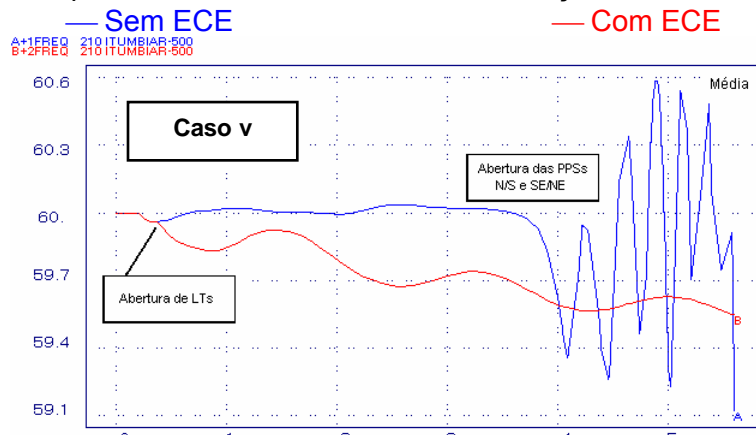


Figura 5-55 – Variação da Frequência na Barra de 500 kV de Itumbiara

Rede Completa com Perda Total da Transformação na SE Samambaia

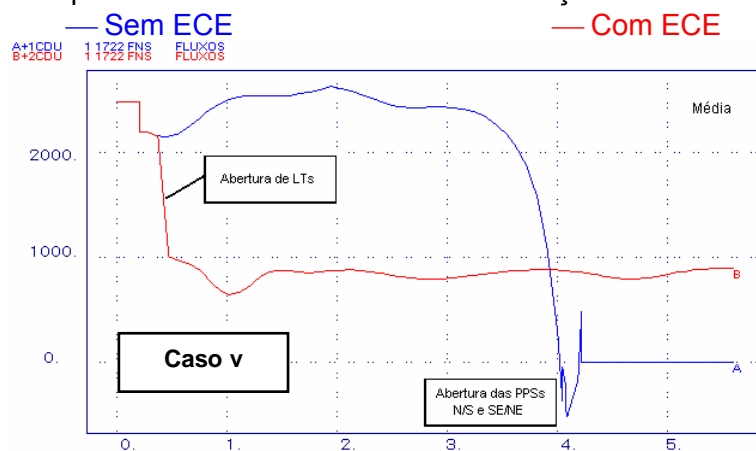


Figura 5-56 – Variação do Fluxo na Interligação N/S

Assim, o limite seguro para o fluxo FSM é da ordem de 3.900 MW para perdas simples. No entanto, para a perda total da transformação da SE Samambaia, valores de fluxos maiores que 3.700 MW (conforme a Tabela 5.18) ativam o esquema, determinando uma faixa estreita para a implantação do novo ECE mostrado a seguir:

Tabela 5.18 – Ação do ECE – Lógica 5

	Perda da transformação 500/345/13,8 kV – 2 x 1.050 MVA da SE Samambaia		
	FSAM [MW]	FSM [MW]	FNS [MW]
	2.830	3.020	2.460
ECE	—		
	2.980	3.200	2.500
ECE	—		
	3.440	3.670	2.250
ECE	—		
	3.460	3.680	2.500
ECE	—		
	3.540	3.770	2.500
ECE	Abrir as interligações N/S e SE/NE		
	3.680	3.920	2.380
ECE	Abrir as interligações N/S e SE/NE		
	3.700	3.940	2.500
ECE	Abrir as interligações N/S e SE/NE		

Lógica 6: Perda das duas LTs 345 kV Bandeirantes – Samambaia

A finalidade deste ECE seria de evitar a perda de sincronismo das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa com o sistema Sudeste e a perda da interligação Norte/Sul por oscilação, conseqüentemente, o colapso de tensão na área Goiás/Brasília.

Esse ECE comandaria a abertura da interligação Norte/Sul, em ambos os terminais da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi, para fluxos $|FNS| \geq 100$ MW e retiraria o banco de capacitores *shunt* de 150 MVar/345 kV da SE Samambaia, quando da abertura das duas LTs 345 kV Bandeirantes – Samambaia.

Após a entrada das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, pelos cenários avaliados, não há necessidade de ativar essa lógica.

Lógica 7: Perda das duas LTs 345 kV Itumbiara – Bandeirantes

A finalidade deste ECE seria de evitar a perda de sincronismo das unidades geradoras da UHE Serra da Mesa com o sistema Sudeste e a perda da interligação Norte/Sul por oscilação, conseqüentemente, o colapso de tensão na área Goiás/Brasília.

Esse ECE comandaria a abertura da interligação Norte/Sul, em ambos os terminais da LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi, para fluxos $|FNS| \geq 100$ MW e retiraria o banco de capacitores *shunt* de 150 MVar/345 kV da SE Samambaia, quando da abertura das duas LTs 345 kV Itumbiara – Bandeirantes.

Após a entrada das LTs 500 kV Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação, pelos cenários avaliados, não há necessidade de ativar essa lógica.

5.6.4 PPS da Interligação Sudeste/Nordeste

A Proteção contra Perda de Sincronismo (PPS) instalada na SE Bom Jesus da Lapa II abre a interligação Sudeste/Nordeste, retirando de operação a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas, evitando a perda de estabilidade do sistema quando de oscilações instáveis de potência entre os sistemas Nordeste e Sudeste. O ajuste desta PPS, conforme a Figura 5-15, não contempla a expansão total do SIN, o que motiva a busca de novos ajustes.

Para o critério N-1 analisado, observou-se que não há necessidade de atuação desta proteção, embora a mesma atue em alguns casos, dado os ajustes preliminares, demonstrando a sua inadequacidade.

Deste modo, para avaliação da PPS da interligação Sudeste/Nordeste, admitiu-se condições mais extremas que o simples critério N-1. Dentre elas, estão a perda da interligação Norte/Nordeste, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí e perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz.

Os resultados mostrados a seguir são obtidos dos casos onde são praticados os limites de intercâmbios entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, considerando os cenários: Sudeste exportador (A e B) e Norte exportador (A e B).

a) Cenário Norte Exportador

As emergências simples pesquisadas não levam à atuação da PPS da interligação Sudeste/Nordeste, como se observa em alguns casos na Figura 5-57.

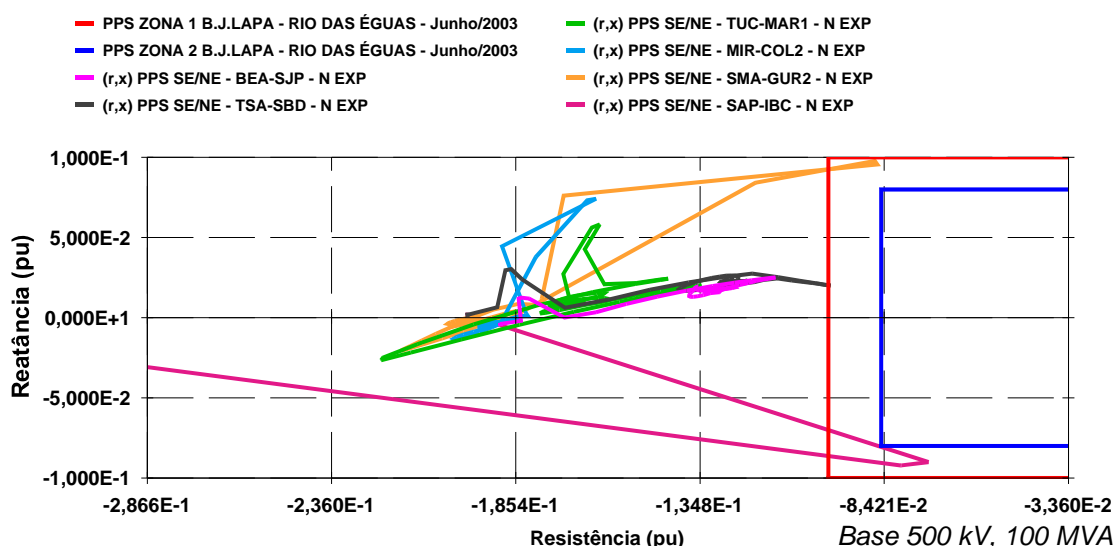


Figura 5-57 – Não Atuação Correta da PPS na Interligação SE/NE

No entanto, é necessária a atuação da PPS da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas para os casos de perda da interligação Norte/Nordeste, como mostra a Figura 5-58.

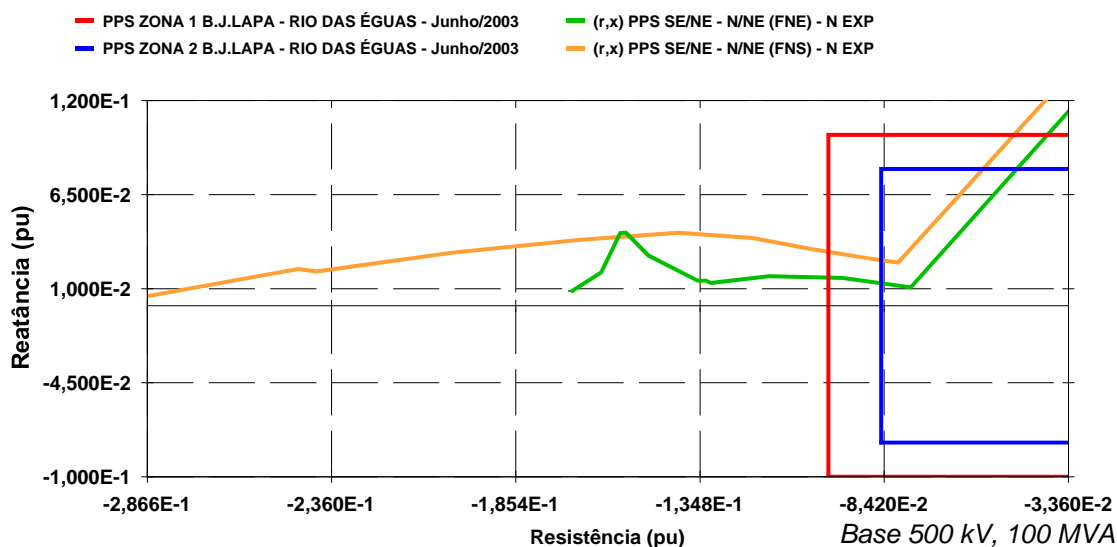


Figura 5-58 – Atuação Necessária da PPS na Interligação SE/NE

Para a perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz, a PPS da LT 500 kV Miracema – Colinas (Norte/Sul) atua. Após a abertura da interligação Norte/Sul, é imprescindível que a interligação Sudeste/Nordeste também seja aberta a fim de eliminar as oscilações entre o Nordeste e o Sudeste, buscando-se manter a estabilidade entre o Norte e o Nordeste.

Apesar dos esforços em buscar um ajuste que propiciasse uma abertura mais rápida da PPS da interligação Sudeste/Nordeste, há sempre o risco de atuação da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança (Norte/Nordeste) antes desta PPS da Sudeste/Nordeste. Assim, para essa emergência, é necessário um comando automático de abertura da interligação Sudeste/Nordeste a partir da PPS da Norte/Sul. É, então, sugerido um ECE que abra a interligação Sudeste/Nordeste, 200 ms após a abertura da interligação Norte/Sul.

Cabe ressaltar que o número de máquinas cortadas na UHE Itaipu 60 Hz é superior ao número de máquinas que o CLP seleciona para o corte, nas condições estudadas (neste caso, o CLP seleciona apenas um gerador).

b) Cenário Sudeste Exportador

Para as perturbações estudadas, a PPS instalada na SE Bom Jesus da Lapa II não deve atuar visto que os subsistemas permanecem em sincronismo para os limites estabelecidos anteriormente. Entretanto, para o ajuste já existente desta PPS, verifica-se que esta proteção atua indevidamente em algumas emergências, como mostra a Figura 5-59.

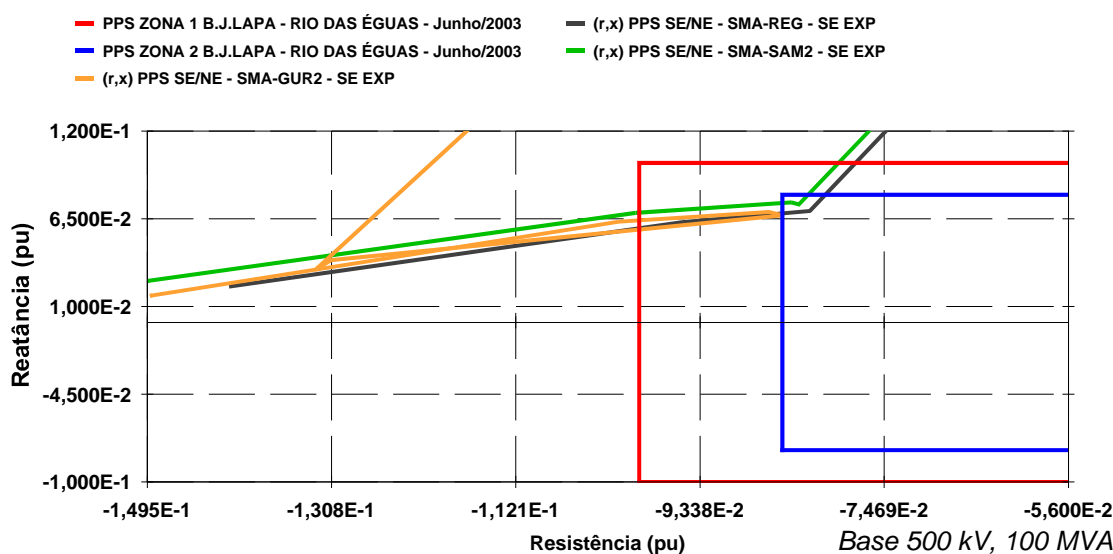


Figura 5-59 – Atuação Indevida da PPS na Interligação SE/NE

Em alguns casos, essa atuação indevida da PPS da Sudeste/Nordeste leva à atuação da PPS da Norte/Sul e da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança (separação entre os sistemas Norte e Nordeste). Isso levaria o sistema a se dividir em 3 ilhas, com atuação de ERAC no Nordeste, sendo portanto indesejável para o SIN.

Ainda, para a perda da interligação Norte/Nordeste, a PPS instalada na SE Bom Jesus da Lapa II deve atuar, sendo o ajuste adequado para este caso. Já para o caso de corte de geração na UHE Tucuruí, essa proteção atua indevidamente (Figura 5-60).

Deste modo, é apresentado na Tabela 5.19 e na Figura 5-61 um novo ajuste da característica PPS da Sudeste/Nordeste, satisfazendo as condições de atuação correta tanto para o cenário Norte exportador como para o cenário Sudeste exportador.

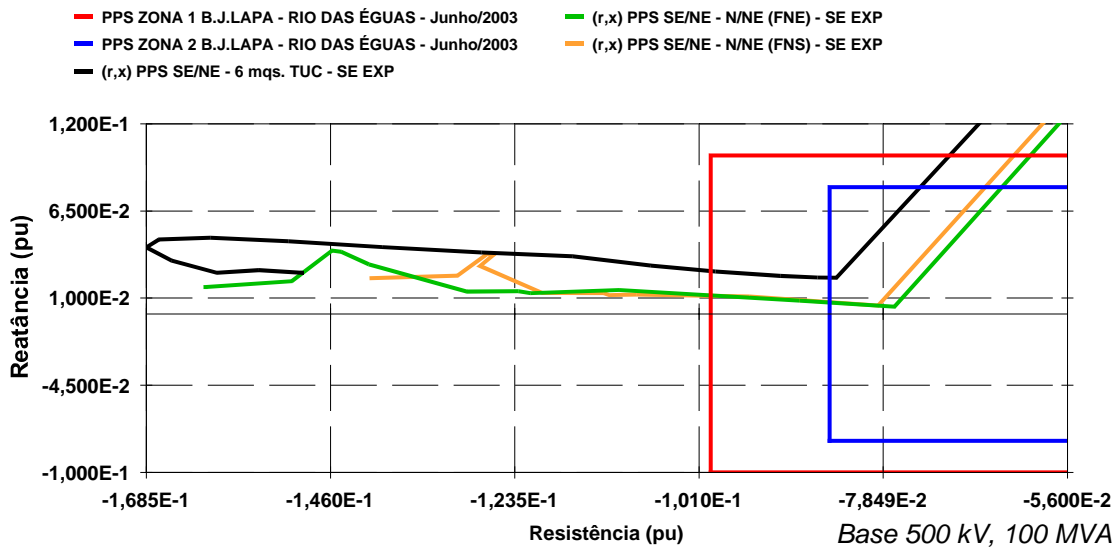


Figura 5-60 – Atuações da PPS na Interligação SE/NE

Tabela 5.19 – Ajustes da Característica da PPS na SE/NE

PPS	Atual	Sugerido
R_{mn1}	-0,09956	-0,0705
R_{mx1}	0,0926	0,12166
X_{mn1}	-0,1000	-0,1000
X_{mx1}	0,1000	0,1000
R_{mn2}	-0,08503	-0,05597
R_{mx2}	0,0700	0,09906
X_{mn2}	-0,0800	-0,0800
X_{mx2}	0,0800	0,0800
T_{mn} [s]	0,020	0,020
T_{mx} [s]	1,000	1,000

R_{mn1} : Ajuste do valor mínimo da resistência medida pelo relé (1ª região);
 R_{mx1} : Ajuste do valor máximo da resistência medida pelo relé (1ª região);
 X_{mn1} : Ajuste do valor mínimo da reatância medida pelo relé (1ª região);
 X_{mx1} : Ajuste do valor máximo da reatância medida pelo relé (1ª região);
 R_{mn2} : Ajuste do valor mínimo da resistência medida pelo relé (2ª região);
 R_{mx2} : Ajuste do valor máximo da resistência medida pelo relé (2ª região);
 X_{mn2} : Ajuste do valor mínimo da reatância medida pelo relé (2ª região);
 X_{mx2} : Ajuste do valor máximo da reatância medida pelo relé (2ª região);
 T_{mn} : Temporização mínima ajustada para o relé atuar;
 T_{mx} : Temporização máxima ajustada para o relé atuar.

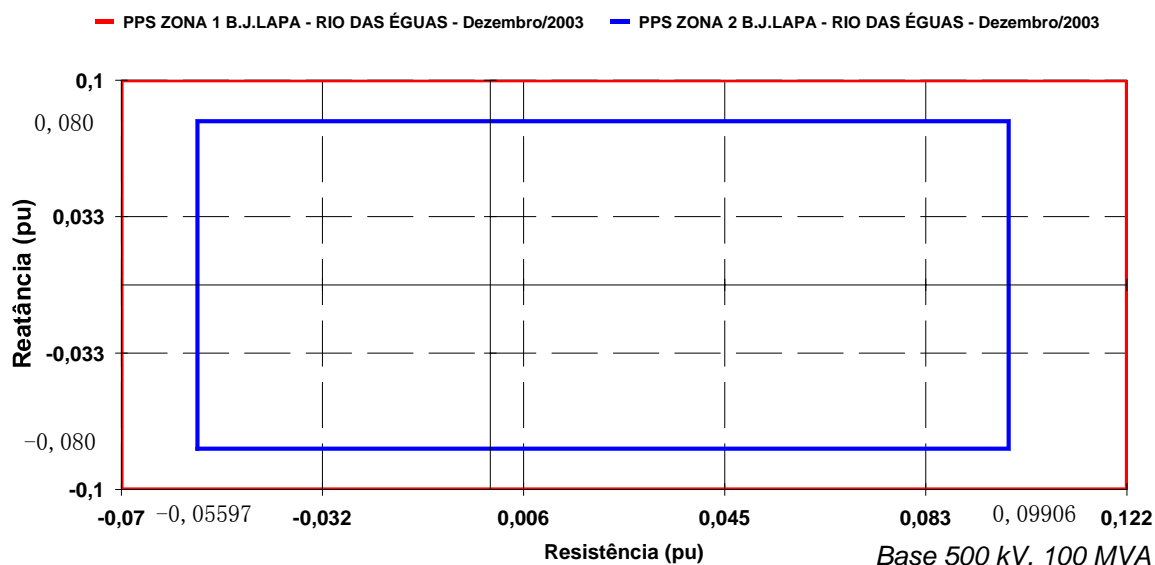


Figura 5-61 – Nova Característica da PPS na Interligação SE/NE

A Figura 5-62 apresenta alguns casos considerando o novo ajuste para a PPS instalada na SE Bom Jesus da Lapa II. Nota-se que a PPS da interligação Sudeste/Nordeste atua somente para a perda da interligação Norte/Nordeste, conforme era o desejável.

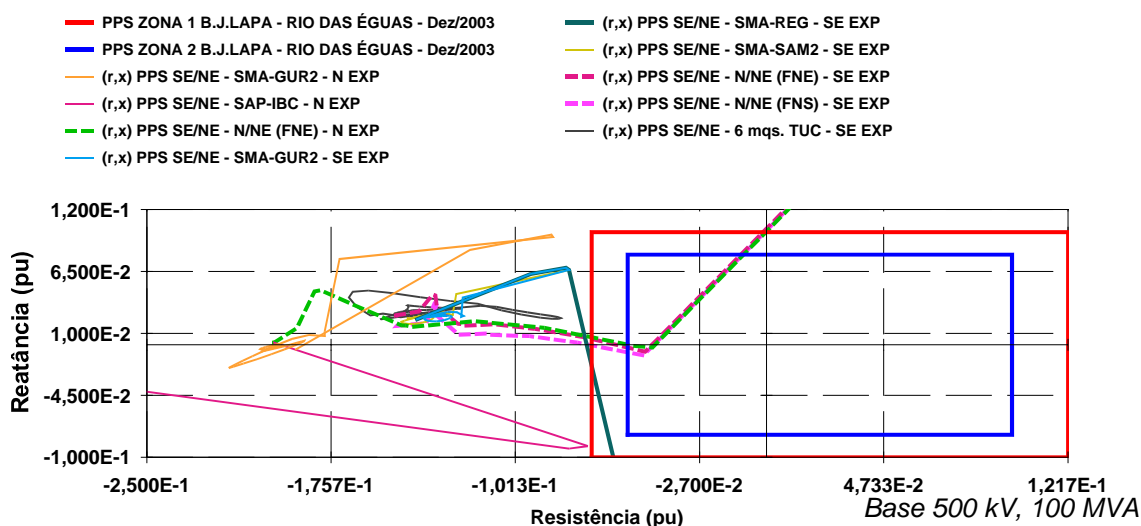


Figura 5-62 – Atuação da PPS na Interligação SE/NE com o Novo Ajuste

Já a Figura 5-63 mostra a atuação tardia da PPS da Sudeste/Nordeste quando da perda de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz.

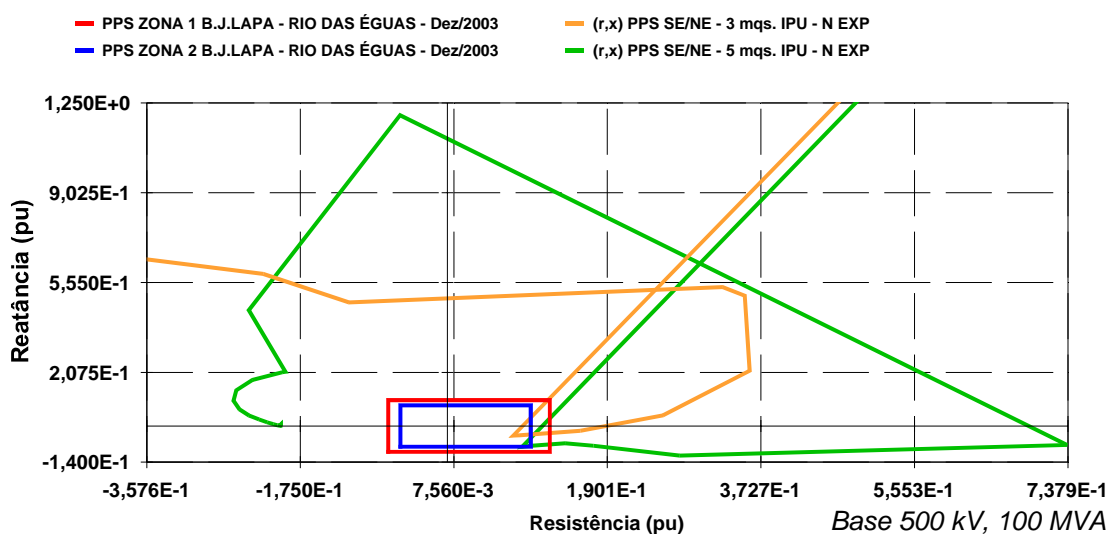


Figura 5-63 – Atuação Tardia da PPS na Interligação SE/NE

Por inspeção das Figuras 5-62 e 5-63, fica clara a dificuldade em ajustar a PPS da Sudeste/Nordeste para uma abertura mais rápida quando da perda de grandes blocos de geração em Itaipu, visto que isso prejudicaria seu desempenho frente a uma perturbação mais provável, como o caso da perda da interligação Norte/Nordeste.

5.6.5 PPS da Interligação Norte/Sul

A Proteção contra Perda de Sincronismo (PPS) instalada na SE Miracema abre a interligação Norte/Sul, retirando de operação as LTs 500 kV Miracema – Colinas C1e C2, evitando o colapso de tensão na área Goiás/Brasília e a perda de estabilidade do sistema quando de perturbações que acarretam corte de grandes blocos de geração, principalmente no Sudeste. O ajuste desta PPS, conforme a Figura 5-14, não contempla a expansão total do SIN, o que motiva a busca de novos ajustes.

Para o critério N-1 analisado (incluindo a perda da UTN Angra II e a Perda de um circuito 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de uma máquina de Itaipu 60 Hz), observou-se que não há necessidade de atuação desta proteção visto que os subsistemas se mantêm em sincronismo.

Para uma pré-avaliação dos ajustes da PPS da interligação Norte/Sul, fez-se uma duplicação dos ajustes existentes quando da existência de apenas um circuito da Norte/Sul. No entanto, tais ajustes mostraram-se inadequados conforme será apresentado a seguir.

Para avaliação da PPS da LT 500 kV Miracema – Colinas, ou seja, na busca de casos onde esta proteção deveria atuar, procuraram-se casos extremos e não apenas as contingências que fazem parte do critério N-1. Dentre eles: admitiu-se perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz; perda da interligação Norte/Nordeste e corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí.

Os resultados mostrados a seguir são obtidos dos casos onde são praticados os limites de intercâmbios entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, considerando os cenários: Sudeste exportador (A e B) e Norte exportador (A e B).

a) Cenário Norte Exportador

Embora não seja necessária a atuação da PPS instalada na SE Miracema, para algumas emergências simples pesquisadas verificou-se que essa proteção atua, indevidamente, como mostra a Figura 5-64. Isso demonstra que o ajuste atual está inadequado para a nova configuração do sistema.

Em algumas destas atuações indevidas, a abertura da Norte/Sul leva à atuação da PPS da Sudeste/Nordeste e da PPS da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança (separação entre os sistemas Norte e Nordeste). Isso levaria o sistema a se dividir em 3 ilhas, com atuação de ERAC no Nordeste, sendo portanto indesejável para o SIN.

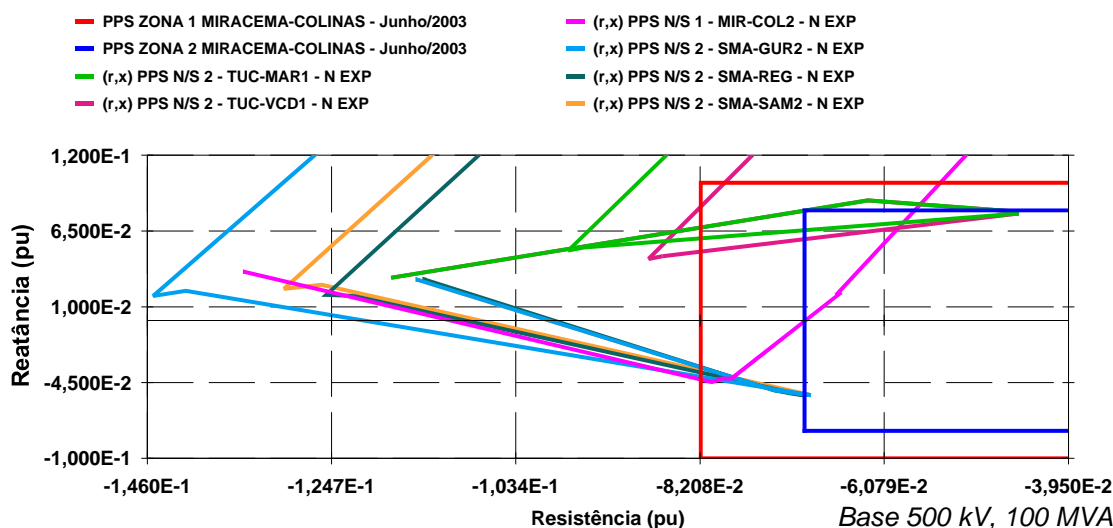


Figura 5-64 –Atuação Indevida da PPS na Interligação N/S

Na proposição de um novo ajuste, é necessário observar que esta proteção deve atuar para os casos de perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz e em alguns casos de perda da interligação Norte/Nordeste, como mostra a Figura 5-65.

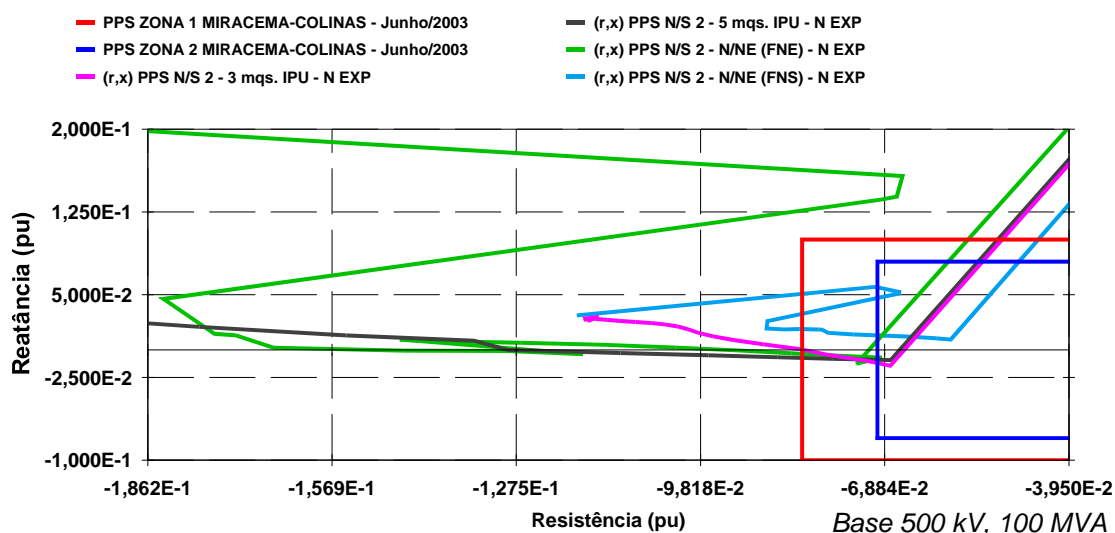


Figura 5-65 –Atuação Necessária da PPS na Interligação N/S

Para a perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz, a PPS da LT 500 kV Miracema – Colinas (Norte/Sul) deve apresentar uma atuação mais rápida. Após a abertura da interligação Norte/Sul, é imprescindível que a interligação Sudeste/Nordeste também seja aberta a fim de eliminar as oscilações entre o Nordeste e o Sudeste, buscando-se manter a estabilidade entre o Norte e o Nordeste e a estabilidade das máquinas das UHEs Lajeado, Serra da Mesa e Cana Brava com o sistema Sudeste.

No entanto, pelo ajuste encontrado anteriormente para a PPS da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas (Sudeste/Nordeste), sua atuação ocorreria tardiamente, havendo risco de atuação da PPS da Norte/Nordeste antes da PPS da Sudeste/Nordeste, acarretando perda de sincronismo entre as máquinas da região Centro-Oeste com as máquinas do sistema Sudeste.

Assim, da mesma forma que no caso anterior, para essa emergência, sugere-se a implantação de um ECE, que abra a interligação Sudeste/Nordeste 200 ms após a abertura da interligação Norte/Sul.

Cabe ressaltar que o número de máquinas cortadas na UHE Itaipu 60 Hz é superior ao número de máquinas que o CLP seleciona para o corte, nas condições estudadas (neste caso, o CLP seleciona apenas um gerador).

b) Cenário Sudeste Exportador

As emergências simples pesquisadas não levam à atuação da PPS da interligação Norte/Sul, como se observa na Figura 5-66.

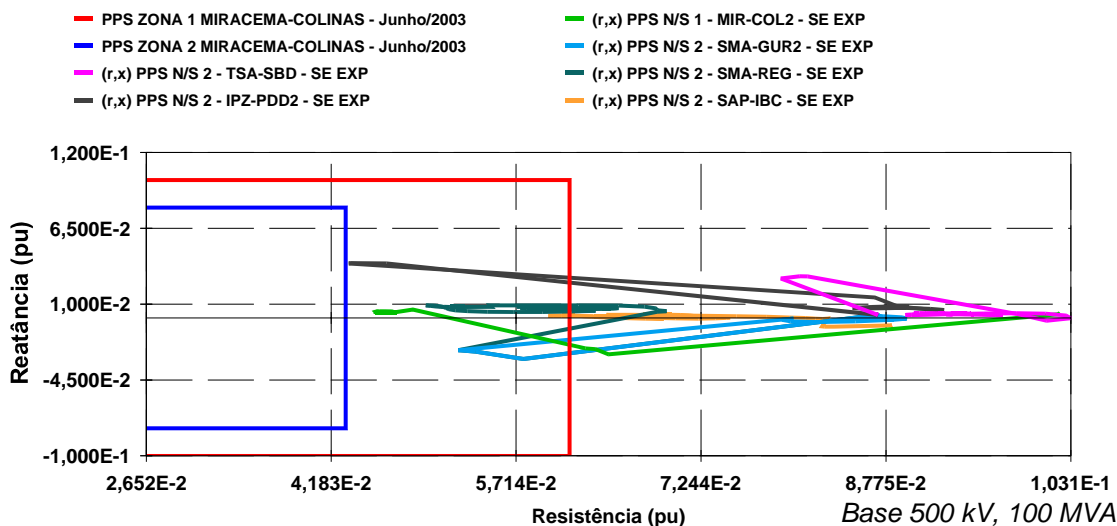


Figura 5-66 – Não Atuação Correta da PPS na Interligação N/S

Para os casos de perda da interligação Norte/Nordeste, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí ou perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz a PPS da interligação Norte/Sul também não deve atuar, como mostram as Figuras 5-67 e 5-68.

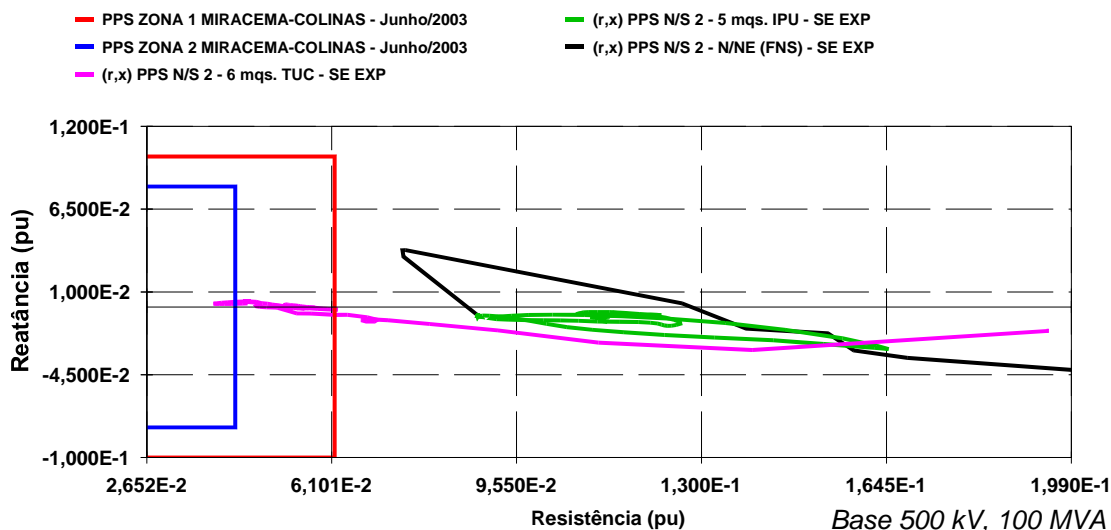


Figura 5-67 – Comportamento da PPS na Interligação – Sudeste-B

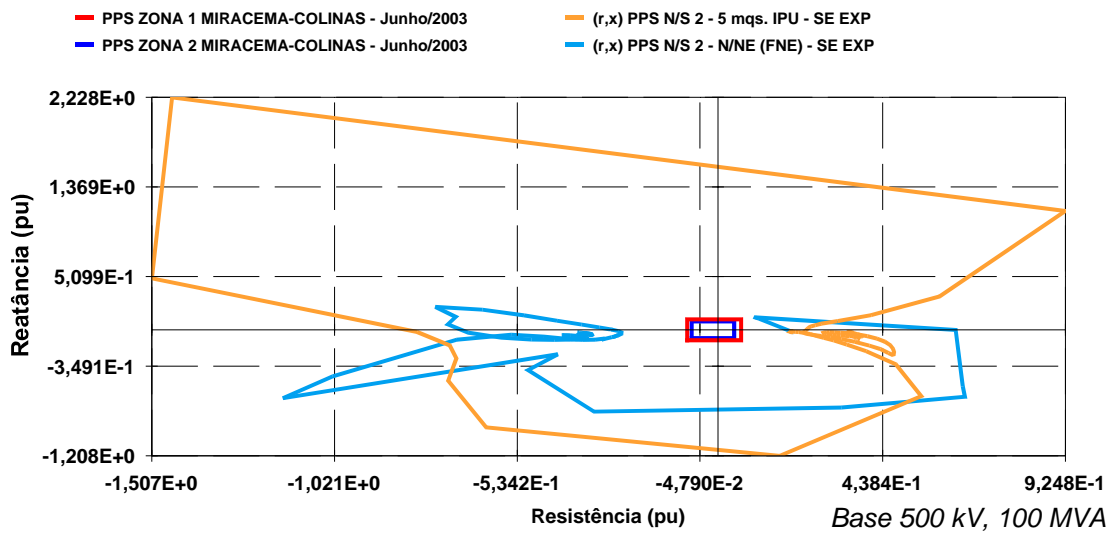


Figura 5-68 – Comportamento da PPS na Interligação – Sudeste-A

Deste modo, é apresentado na Tabela 5.20 e na Figura 5-69 um novo ajuste da característica PPS da Norte/Sul, satisfazendo as condições de atuação correta tanto para o cenário Norte exportador e como para o cenário Sudeste exportador.

Tabela 5.20 – Ajustes da Característica da PPS na N/S

PPS	Atual	Sugerido
R_{mn1}	-0,0820	-0,09875
R_{mx1}	0,06156	0,0440
X_{mn1}	-0,1000	-0,1700
X_{mx1}	0,1000	0,0300
R_{mn2}	-0,0700	-0,0850
R_{mx2}	0,04403	0,02547
X_{mn2}	-0,0800	-0,1500
X_{mx2}	0,0800	0,0100
T_{mn} [s]	0,030	0,110
T_{mx} [s]	1,000	1,000

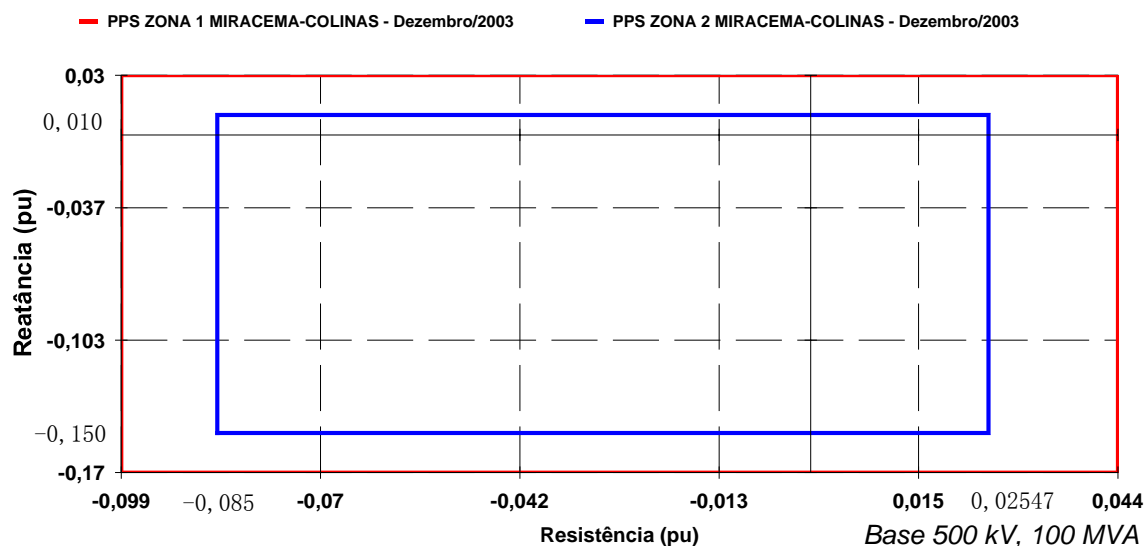


Figura 5-69 – Nova Característica da PPS na Interligação N/S

As Figuras 5-70 a 5-72 apresentam alguns casos considerando o novo ajuste da PPS instalada na SE Miracema. Nota-se que a PPS da interligação Norte/Sul atua para a perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz e perda da interligação Norte/Nordeste no cenário Norte exportador. Para o cenário Sudeste exportador, em nenhum dos casos a PPS da interligação Norte/Sul atua, como era esperado.

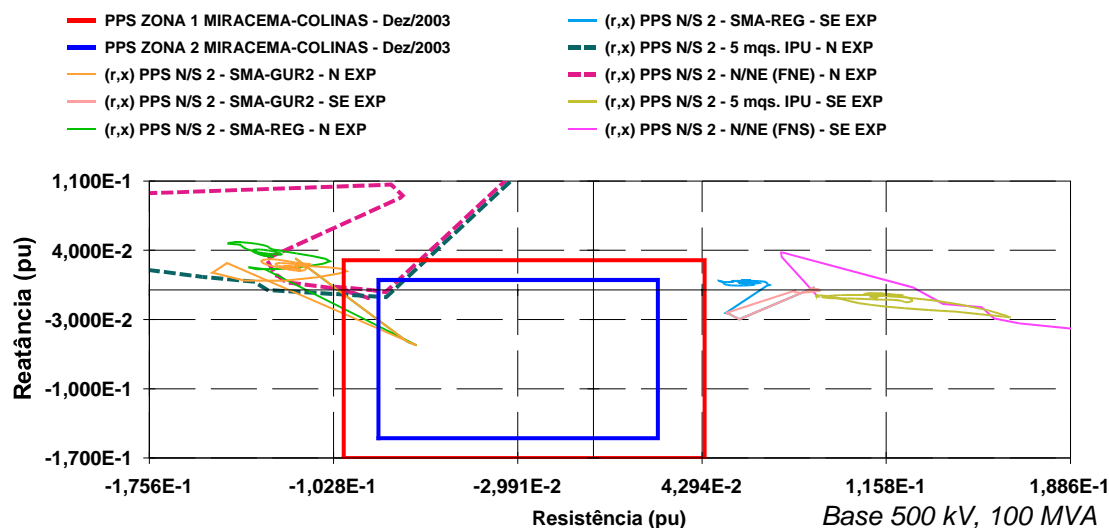


Figura 5-70 – Atuação da PPS na Interligação N/S com o Novo Ajuste

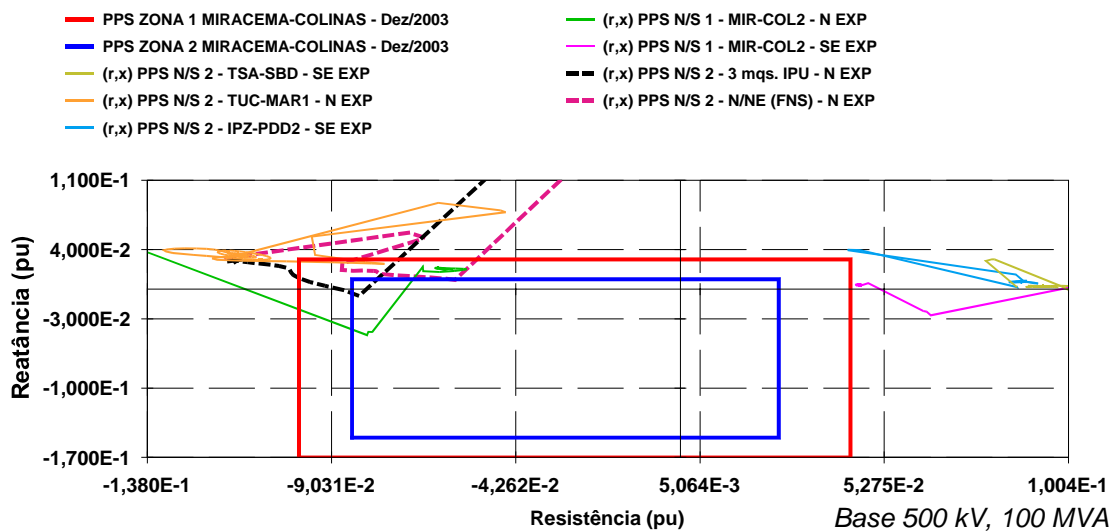


Figura 5-71 – Novo Ajuste da PPS na Interligação N/S – Sudeste-B e Norte-B

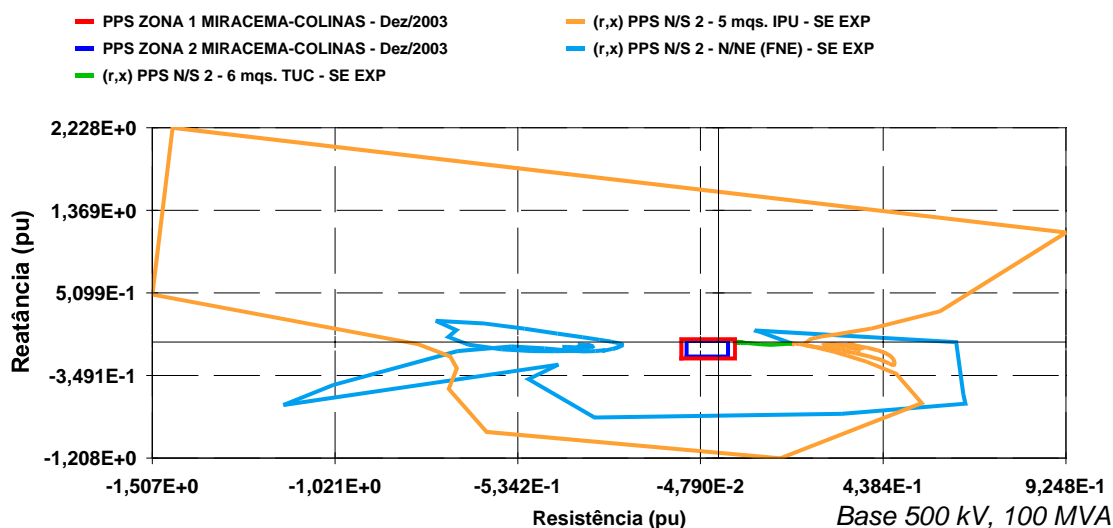


Figura 5-72 – Novo Ajuste da PPS na Interligação N/S – Casos Especiais

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

6.1 Conclusões

Com o desenvolvimento dos sistemas elétricos, principalmente com o surgimento das interligações entre os subsistemas, nota-se, além das vantagens econômicas, a melhoria da flexibilidade no balanço da geração e demanda que contribui na disponibilidade e qualidade dos serviços. No entanto, essas interligações reduzem as distâncias elétricas entre os subsistemas, trazendo novos problemas para o sistema como um todo. Em sistemas interligados, as perturbações causadas por uma falta regional podem se estender a todo o sistema em um efeito cascata, impactando grandes áreas.

Existem inúmeras possibilidades de ocorrerem colapsos no sistema e é inquestionável a efetividade dos SEPs contra tais acontecimentos que levam a essas condições. Naturalmente, a análise dos fenômenos de instabilidade permite entendê-los de forma melhor para tentar buscar soluções para enfrentá-los. Um grande sistema interligado necessita de um conjunto de medidas de controle coordenadas que exigem altos níveis de complexidade para planejá-lo e operá-lo com segurança e economia.

Uma das medidas para manter o sistema estável é a definição do limite de transferência de energia entre dois subsistemas, que pode ser determinante para a estabilidade do sistema de potência avaliado. Como foi mostrada nesta dissertação, a estabilidade de um sistema ou a sua operação adequada pode ser assegurada através de dois limites: o mais restritivo (Nível 1), onde a estabilidade é garantida apenas com a atuação da proteção dos equipamentos sob falta ou; um mais abrangente (Nível 2), onde se explora mais a capacidade da rede, porém, para garantir a estabilidade após uma perturbação é necessário também atuação de Sistemas Especiais de Proteção - SEPs.

Então, é inegável que, quando bem planejado, as ampliações e os reforços na rede elétrica eliminam antigas restrições de transmissão de energia entre subsistemas. No entanto, somente a ampliação do sistema de transmissão não é garantia de atendimento contínuo do mercado de energia, já que após uma ampliação, o que se pretende é um limite de transferência de potência entre subsistemas maior que o que se tinha anteriormente. Novamente observa-se a importância da utilização de Sistemas Especiais de Proteção - SEPs para assegurar a estabilidade do sistema de potência.

Para avaliar a importância e a necessidade dos SEPs em sistemas elétricos de potência, este trabalho apresentou um sistema de pequeno porte para servir de exemplo e possibilitar um melhor entendimento dos fenômenos envolvidos. Em seguida foi apresentada a sua aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro para o ano base de 2003, representado, principalmente, pelas interligações entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Das análises efetuadas com o Sistema Elétrico Brasileiro na sua configuração de Dezembro/2003, constatou-se a inexistência de problemas de instabilidade eletromecânica no Sistema Interligado Nacional quando da ocorrência de contingências simples. Entretanto, para os casos extremos como perda das interligações Norte/Sul ou Norte/Nordeste ou perda total da transformação 500/345/13,8 kV da SE Samambaia verificaram-se sobrecorrentes elevadas em circuitos remanescentes da Norte/Sul por exemplo.

Para alguns eventos, esta sobrecorrente, por ser significativamente elevada, poderia resultar no *bypass* da compensação série dos circuitos remanescentes da interligação Norte/Sul ou dos circuitos de 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia e, em consequência, dependendo das condições de carga e geração no sistema, poderia acarretar desligamentos em cascata de outros equipamentos, levando o sistema à instabilidade.

Diante disto, para as condições de carga e cenários de intercâmbio considerados neste trabalho e que contemplam o ano de operação do sistema em 2004, os SEPs existentes mostraram-se inadequados para manter o sistema em condições operativas satisfatórias. Assim, com os principais resultados obtidos e com a experiência dos blecautes, propôs-se a implantação de novos SEPs e mudanças nas lógicas do CLP da UHE Serra da Mesa.

Associado a perdas de trechos da interligação Norte/Sul com intercâmbio elevado, o Esquema de Controle de Emergência - ECE de alívio de geração proposto tem como objetivo principal eliminar o risco de atuação da proteção de sobrecorrente dos compensadores séries desta interligação, evitando um segundo distúrbio no sistema que poderia levá-lo ao colapso.

Associado a perda de um dos circuitos de 500 kV entre Serra da Mesa e Samambaia com fluxo de potência elevado, o ECE de alívio de geração proposto tem como objetivo principal eliminar o risco de atuação da proteção de sobrecorrente dos compensadores séries dos circuitos remanescentes, evitando desligamentos em cascata de outros elementos, como por exemplo, das interligações Sudeste/Nordeste, Norte/Sul e Norte/Nordeste.

Para o critério N-1 analisado, observou-se que as emergências não levavam à atuação da Proteção contra Perda de Sincronismo – PPS instalada na interligação Sudeste/Nordeste ou, quando ocorria a atuação, dado os ajustes preliminares, era uma atuação desnecessária, demonstrando a sua inadequacidade. Assim, foi

possível avaliar um novo ajuste para a PPS da interligação Sudeste/Nordeste, embora preliminar.

Ainda, para o critério N-1 analisado (incluindo a perda da UTN Angra II e a Perda de um circuito 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de uma máquina de Itaipu 60 Hz), observou-se que não havia necessidade de atuação da Proteção contra Perda de Sincronismo – PPS instalada na interligação Norte/Sul, visto que os subsistemas se mantinham em sincronismo. Quando ocorria a atuação, dado os ajustes preliminares, era uma atuação desnecessária, demonstrando a sua inadequacidade. Assim, foi possível avaliar um novo ajuste para a PPS da interligação Norte/Sul, embora pré-liminar.

No entanto, com o intento de avaliar e propor mudanças de SEPs como as Proteções contra Perda de Sincronismo (PPSs) instaladas nas subestações Bom Jesus da Lapa II (PPS da interligação Sudeste/Nordeste) e Miracema (PPS da interligação Norte/Sul), observou-se possíveis condições mais extremas que o simples critério “N-1”, dentre elas perda da interligação Norte/Nordeste, corte de grandes blocos de geração na UHE Tucuruí e perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã seguida do corte de três e cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz. Assim, foi possível determinar ajustes mais adequados para essas proteções após a expansão completa do Sistema Interligado Nacional.

Considerando a perda da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, seguida do corte de três ou cinco máquinas na UHE Itaipu 60 Hz, a PPS da interligação Norte/Sul deve atuar retirando de operação essa interligação e, após a sua abertura, é imprescindível que a interligação Sudeste/Nordeste também seja aberta a fim de eliminar as oscilações entre o Nordeste e o Sudeste, buscando-se manter a estabilidade entre o Norte e o Nordeste.

Apesar dos esforços em buscar um ajuste que propiciasse uma abertura mais rápida da PPS da Sudeste/Nordeste, há sempre o risco de atuação da PPS da Norte/Nordeste antes da PPS da Sudeste/Nordeste. Assim, para essa emergência, é necessário um comando automático de abertura da interligação Sudeste/Nordeste a partir da PPS da Norte/Sul. Foi, então, sugerido um ECE que abra a interligação Sudeste/Nordeste, 200 ms após a abertura da interligação Norte/Sul.

Pode-se afirmar não ser possível evitar a ocorrência de grandes perturbações no sistema, tendo em vista o crescente grau de conectividade das malhas de transmissão, e o conseqüente aumento da complexidade operativa. No entanto foi possível verificar que as medidas preventivas e corretivas sugeridas neste trabalho como: separar o sistema em ilhas, promover alívio de geração entre outras, mostraram-se eficazes, diminuindo o impacto causado por distúrbios que poderiam levar ao colapso do SIN.

6.2 Futuros Desenvolvimentos

O trabalho mostrou a importância dos SEPs na operação dos sistemas elétricos e como uma medida que muitas vezes pode representar uma postergação de obra. Seria interessante que uma avaliação econômica contrapondo a expansão da rede com a adoção de SEPs fosse conduzida. Esta análise toca um problema crucial entre o planejamento da expansão e o planejamento da operação. Existe, portanto, uma área de fronteira entre estas duas atividades que merece ser melhor explorada até para a definição mais precisa dos critérios de estudo associados.

Com o desenvolvimento da tecnologia digital, os sistemas de controle e monitoramento da rede passam a dispor de uma ferramenta que pode ser cada vez mais utilizada para a definição e implantação dos SEPs. Muitas vezes, restrições hoje levantadas, poderão ser rapidamente relaxadas dotando o sistema de esquemas mais complexos. O desenvolvimento de novos SEPs são possíveis e dependem basicamente da criatividade do engenheiro.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] **Trabalhos da Força Tarefa AG TF 38.02.19** – “System Protection Schemes (SPS) in Power Networks”, Comitê de Estudo nº 38 da Cigré.
- [2] **S. Lewis** – “Creating a Smart Power-Delivery System”, Transmission & Distribution World, **Jan. 2000**.
- [3] **Relatório PAR/ONS** – “Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2001/2003”, **Jun. 2000**.
- [4] **Relatório PAR/ONS** – “Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2003/2005”, **Jun. 2002**.
- [5] **Relatório Eletrobrás/GCPS** – “Plano Decenal da Expansão 1997/2006”, **Dez. 1996**.
- [6] Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: Módulo 11: Proteção e Controle.
- [7] Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: Módulo 23: Critérios para Estudos.
- [8] Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: Módulo 10: Manual de Procedimentos da Operação – MPO – Revisão 2.
- [9] CD com Banco de Dados dos Sistemas Especiais de Proteção do ONS – **Out. 2000**.
- [10] **P. Kundur** – "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc. **1994**.
- [11] **IEEE Special Stability Controls Working Group** – “Annotated Bibliography on Power System Stability Controls: 1986-1994”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N^o. 2, pp. 794-800, **August 1996**.
- [12] **P.M. Anderson**, IEEE WG on Special Stability Controls, **B.K. LeReverend**, Cigré WG05 of Study Committee 39: Industry Experience With Special Protection Schemes, Electra N^o. 155, **August 1994**.
- [13] **Paulo C. Almeida, Antonio L. Bergamo, Ronaldo L. Bastos e Antônio Ricardo C.D.Carvalho** – “Nova Ação de Controle para os Esquemas de Proteção de Sistemas (EPSs)”, VIII SEPOPE, **Mai. 2002**.

-
- [14] **Western Systems Coordinating Council** – WSCC – “Co-ordinated Off-Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Plan”, **November 1997**.
- [15] **C. W. Taylor, F.R. Nassief, R.L. Crespap** – “Northwest Power Pool Transient Stability and Load Shedding Controls for Generation Imbalance”, IEEE, vol. PAS-100, **July 1981**.
- [16] **C. Moors, T. Van Cutsem** – “Design of Load Shedding Schemes Against Voltage Instability”, Proceedings paper N^o 2000 WM-241, presented at the IEEE Winter Power Meeting, Singapore, **Jan. 2000**.
- [17] Protection Against Voltage Collapse, Cigré WG 34.08, **August 1997**.
- [18] System Protection and Voltage Collapse, Special publication prepared by IEEE Power System Relaying Committee, 93-THO-596-7-PWR, **June 1993**.
- [19] **Jorge Miguel Ordacgi Filho** – “Proteção de Linhas de Transmissão – Enfoque em Estudos Elétricos”.
- [20] **T. Van Cutsem, C. Vournas** – “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Kluwer academic publishers, Norwell, MA, **1998**.
- [21] **F. Carbone, G. Castellano, G. Moreschini** – “Coordination and Control of Tap Changers under Load at Different Voltage Level Transformers”, Proc. of the Melecon'96 conference, Bari, Italy, **May 1996**.
- [22] **Relatório ONS RE 3/320/2002** – “Critérios e Diretrizes para Estudos de Estabilidade Eletromecânica”, **2002**.
- [23] **Paulo César de Almeida** – “Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica”. Rio de Janeiro, **2002**. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [24] **McGillis et. al**, Cigré WG 38.03 – “Power System Reliability Analysis. Application Guide”, **1987**.
- [25] **Marceau et al**, Cigré Task Force 38.03.12 – “Power System Security Assessment: A Position Paper”.
- [26] Relatórios da Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / ONS / EMPRESAS criada após o blecaute de 11 de março de 1999.
- [27] **Relatório FUPAI/ONS-DPP 152/02** – “Estudos Pré-Operacionais de Regime Permanente e de Regime Dinâmico para a Interligação Norte/Sul C2 500 kV”, **2003**.

-
- [28] **CEPEL-V09-12/01** - “Análise de Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário” – Dezembro de **2001**.
- [29] **CEPEL-V07-08/99** - “Programa de Análise de Redes – Manual do Usuário” – Agosto de **1999**.
- [30] IEEE Task Force on Terms & Definitions, “Proposed Terms & Definitions for Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N^o. 7, pp. 1894-1898, Julho de **1982**.
- [31] P. M. Anderson – “Power System Protection” - IEEE Press, McGraw-Hill, **1998**.
- [32] **Paulo Gomes** – “Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnóstico e Perspectivas Face à Reestruturação do Setor Elétrico”. Itajubá, **2001**. Tese de Doutorado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- [33] **P. Gomes, J.W. Marangon Lima, M.Th. Schilling** – “Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes”, XVI SNPTEE, **Out. 2001**.
- [34] **M.Th. Schilling, A. Rei, N.H.M. Soares, J.W. Marangon Lima**, – “Mensurando o Risco Probabilístico do Critério N-1”, XVI SNPTEE, **Out. 2001**.
- [35] **L.M. Olmsted, W.D. Brown, J. Bleiweis** – “The Blackout: It all Happened in 12 Minutes”, Electrical World, pp. 67-74, **Jan. 1966**.
- [36] **B.K. LeReverend, R.P. Towstego**, Update on The Disturbance Performance of Bulk Electricity Systems, Electra N^o. 143, **August 1992**.
- [37] **G.L. Wilson, P. Zarakas** – “Anatomy of a Blackout”, IEEE Spectrum, pp. 39-46, **Feb. 1978**.
- [38] **Relatório GCOI/SCEL/GTPS-04/84** – “Análise de Perturbação no Sistema Interligado – Data:18/04/84 – Horário 16h43min”, **1984**.
- [39] **Relatório GCOI/SCEL/GTPS/GTAS-05/85** – “Análise da Ocorrência no Sistema Interligado – Data:18/08/85 – Domingo Horário 18h40min”, **1985**.
- [40] **Relatório GCOI/SCEL/GTP/GTPO-01/95** – “Análise de Perturbação do dia 13/12/94 às 10h12 min Envolvendo o Sistema de Transmissão em C.C e C.A associado à Usina de Itaipu”, **1995**.
- [41] **Relatório GCOI/SCEL/SCO-01/96** – “Análise da Ocorrência do dia 26/03/96 às 09h18min”, **1996**.

- [42] **Relatório GCOI/SCEL/SCO-01/97** – “Análise das Perturbações dos dias 24 e 25/04/97 no Sistema Interligado S/SE/CO”, **1997**.
- [43] **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 22h06min, Iniciada por Curto-Circuito Monofásico no barramento de 440 kV da SE Bauru”, **1999**.
- [44] **Relatório GCOI/SCEL/SCO-02/99** – “Análise da Perturbação do dia 16/05/99 às 18h05min Iniciada por Curto-Circuito Bifásico na Chave de “by-pass” do Disjuntor da Linha de 345 kV Itumbiara-Porto Colômbia”, **1999**.
- [45] **Relatórios RF-ONS-01/2002-SFE, RF-CTEEP-01/2002-SFE** – “Análise da Perturbação do dia 21/01/02 no Sistema Interligado S/SE/CO associada à LT 440 kV Ilha Solteira – Araraquara”, **2002**.
- [46] **P. Kundur, G. K. Morinson** – “Techniques for Emergency Control of Power Systems”, IFAC/Cigré Symposium on Control of Power Systems and Power Plants, Beijing, China, **August 1997**.
- [47] **M.G. Santos, J.M. Ordacgi Filho, S.R.M. Alves, A.C.B. Martins e outros** – “Investigação de Perda de Sincronismo entre os Sistemas Interligados Norte-Sul Devido a Impacto Severo de Geração no Sistema Interligado Sul-Sudeste. Identificação do Problema e Propostas de Solução Através de Esquemas de Especiais de Proteção”, XV SNPTEE, **Out. 1999**.
- [48] **Relatório ONS DPP/GPE 010/2000** – “Interligação Norte/Sul: Providências para Redução do Número de Desligamentos pela Atuação das PPSs Instaladas em Serra da Mesa e Gurupi”, **Fev. 2000**.
- [49] **Relatório ONS RE 3/076/2001** – “Estudo de Avaliação da UHE Lajeado Operando com o Sistema Interligado”, **2001**.
- [50] **Relatório ONS RE 3/316/2002** – “Estudos Pré-operacionais Associados às LTs 500 kV Samambaia-Emborcação e Samambaia-Itumbiara”, **2002**.