

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DE MEDIÇÃO
SINCRONIZADA DE FASORES PARA O ESQUEMA
DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO SISTEMA
DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU EM 60 Hz**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

JONAS ROBERTO PESENTE

Florianópolis, dezembro de 2009.

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DA MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE
FASORES PARA O ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA
DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU EM 60 Hz**

JONAS ROBERTO PESENTE

‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina’

Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Orientador

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.
Co-orientador

Prof. Roberto Salgado, Ph. D.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Presidente

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Rui Jovita Godinho Correa da Silva, D.Eng.

João Marco Ferreira, M.Sc.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, sobretudo a Deus, meus orientadores, minha mãe e a minha namorada.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ESTUDO DA MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA PARA O ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ITAIPU EM 60 Hz

Jonas Roberto Pesente

Dezembro / 2009

Orientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

Co-orientador: Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, Sistemas Especiais de Proteção, Estabilidade Transitória.

Número de páginas: 119.

O presente trabalho de dissertação aborda o uso de dados de medição fasorial sincronizada para o gerenciamento de ações de controle contra instabilidades que possam ser causadas por grandes perturbações nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). Os dados dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement System*) foram emulados a partir de simulações da dinâmica eletromecânica do sistema elétrico brasileiro para o caso de contingências no sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz (tronco de 765 kV). Tais contingências podem originar perdas de sincronismo, colapsos de frequência ou afundamentos de tensão no sistema elétrico brasileiro. O Sistema Especial de Proteção (SEP) proposto neste trabalho visa evitar estes fenômenos e atender ainda a um conjunto de critérios dinâmicos definidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O cumprimento desta tarefa foi obtido pela concepção de três formas de controle: ações de malha aberta com arquitetura baseada em eventos, que constam de uma agenda de alívio de geração baseada na diferença angular entre subestações como indicativo do carregamento do sistema; ações de malha fechada com arquitetura baseada na resposta eletromecânica do sistema frente a distúrbios no tronco de 765 kV, que constam na construção do equivalente máquina-barramento infinito do sistema e na identificação do risco de perda de sincronismo em tempo real; e ações em malha fechada baseadas no monitoramento de grandezas elétricas das Unidades Geradoras (UG) de Itaipu 60 Hz e do tronco de 765 kV, que objetivam garantir que o sistema obtenha o desempenho requerido frente aos distúrbios especificados. O SPMS proposto considera unidades de medição fasorial (PMU – *Phasor Measurement Unit*) em 36 gerações equivalentes do modelo eletromecânico considerado, e nas subestações do tronco de 765 kV. Através de simulações de casos hipotéticos e de um estudo de caso foi observado que a utilização de dados sistêmicos, assim como aqueles originados de SPMS, permite ações de controle mais seletivas quando comparadas às tradicionais ações de controle baseadas em eventos e simulações *off-line*, evidenciando ser potencialmente promissor a utilização dos SPMSs no SEP instalado no tronco de 765 kV.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**STUDY OF SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT
UTILIZATION FOR 60 Hz ITAIPU TRANSMISSION SYSTEM
SPECIAL PROTECTION SCHEME**

Jonas Roberto Pesente

December / 2009

Advisor: Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

Co-advisor: Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.

Area of Concentration: Electric Energy Systems.

Keywords: Synchronized Phasor Measurement System, Special Protection Schemes, Transient Stability.

Number of Pages: 119.

This dissertation presents a study of the use of Synchronized Phasor Measurement on managing control actions against instabilities that may be caused by disturbances on Electrical Power Systems. The Synchronized Phasor data was emulated by the Brazilian power system electromechanical dynamics simulation, in case of contingencies on the Itaipu 60 Hz Transmission System. Such disturbances may lead to loss of synchronism, frequency collapse or voltage instability. The Special Protection Scheme proposed in this project considers avoiding these phenomena and even meeting a set of dynamical criteria defined by the Brazilian Independent System Operator. The fulfillment of this task was accomplished by conceiving of three different control actions: open-loop event-based control actions, which are a generation dropping schedule based on the pre-disturbance angular difference between substations, as a system load indicator; closed-loop response-based control actions, based on identifying transient stability in real-time; and closed-loop control actions based on the monitoring of Itaipu 60 Hz Generator Units and Itaipu 60 Hz Transmission System electrical quantities, that aim to ensure that the system fulfills the required performance due to specified disturbances. The proposed SPMS considers Phasor Measurement Units (PMU) at 36 equivalent generations of the system model and at the Itaipu 60 Hz Transmission System substations. Through simulations of hypothetical cases and a case study it was observed that using of systemic data as those obtained by Synchronized Phasor Measurement System, achieves more selective control actions when compared to the traditional off-line control actions, showing to be promising to use SPMS' data on Itaipu 60 Hz Transmission System Special Protection Scheme.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. JUSTIFICATIVA	2
1.2. OBJETIVO GERAL	3
1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.3. ESTRUTURA DO TEXTO	4
2. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1. ESTABILIDADE DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.1.1 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	9
2.1.2 TÉCNICAS DE MELHORAMENTO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	13
2.2. CONTROLE PARA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	15
2.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS	19
3. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA NOS SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO	20
3.1. OS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	20
3.2. A MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA NOS SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO	25
3.2.1. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA EM AÇÕES DE CONTROLE PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	25
3.2.2. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA EM AÇÕES DE CONTROLE CONTRA RISCO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO	28
3.2.3. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA EM AÇÕES DE CONTROLE CONTRA RISCO DE COLAPSOS DE FREQUÊNCIA	30
3.2.4. ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO DE SEPS UTILIZANDO MFS	30
3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
4. ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 KV	33
4.1. ECE DO TRONCO DE 765 KV	34
4.2. CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE DE ALÍVIO DE GERAÇÃO DAS AÇÕES DE CONTROLE DO ECE DO TRONCO DE 765 KV	40
4.3. REQUISITOS PARA UM ECE NO TRONCO DE 765 KV UTILIZANDO MFS	44
4.3.1 FENÔMENOS ORIGINADOS POR CONTINGÊNCIA NO TRONCO DE 765 KV	44
4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	50

<u>5. SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO PARA O TRONCO DE 765 KV BASEADO EM MEDICÃO FASORIAL SINCRONIZADA</u>	51
5.1. ESTRUTURA DO SEP PROPOSTO	52
5.2. AÇÕES EMERGENCIAIS EM MALHA ABERTA, COM ARQUITETURA ORIENTADA A EVENTOS	56
5.3. AÇÕES EMERGENCIAIS EM MALHA FECHADA, COM ARQUITETURA ORIENTADA A RESPOSTA SISTÊMICA	59
5.4. AÇÕES DE MALHA FECHADA, BASEADAS NO MONITORAMENTO DOS CRITÉRIOS DE DESEMPENHO DINÂMICO	63
5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
<u>6. EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS</u>	66
6.1. DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES	67
6.2. CARACTERÍSTICAS DA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DO SIN PELO SIME UTILIZANDO DADOS EMULADOS DE MEDICÃO FASORIAL SINCRONIZADA	71
6.2.1 GRUPOS DE SEPARAÇÃO FRENTE A DISTÚRBIOS NO TRONCO DE 765 KV	71
6.2.2 USINAS MONITORADAS PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	72
6.3 AÇÕES DE CONTROLE EMERGENCIAL EM MALHA ABERTA, COM ARQUITETURA ORIENTADA A EVENTOS	74
6.3.1 CASO 1	74
6.3.2 CASO 2	77
6.3.3 CASO 3	78
6.4 AÇÕES DE CONTROLE EMERGENCIAL EM MALHA FECHADA, COM ARQUITETURA ORIENTADA À RESPOSTA SISTÊMICA	80
6.4.1 CASO 1	80
6.4.2 CASO 2	84
6.4.3 CASO 3	85
6.5 AÇÕES DE CONTROLE EM MALHA FECHADA, BASEADAS NO MONITORAMENTO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DO TRONCO DE 765 KV	87
6.6 ESTUDO DA OCORRÊNCIA DE 04/07/2009	89
6.7 UTILIZAÇÃO DAS AÇÕES DE CONTROLE EM UM SISTEMA DE PROTEÇÃO COORDENADO PARA O SIN	93
6.8 CONCLUSÕES	97

7. CONCLUSÕES	98
7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	102
7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	102
APÊNDICE A – MÉTODO SIME	103
APÊNDICE B – UTILIZAÇÃO DOS DADOS DE MFS PELO SIME	108
B.1. DEFINIÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO	108
B.2. ATRASOS DE COMUNICAÇÃO ASSOCIADOS À MFS	109
B.3. EFEITO DO SINCRONISMO DE DADOS SOBRE A AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE PELO SIME	110
B.4. ERROS ASSOCIADOS À ESTIMATIVA DO ÂNGULO DO ROTOR DAS UGs	111
B.5. FONTES DE ERRO DA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE PELO SIME UTILIZANDO DADOS DE MFS	113

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – CLASSIFICAÇÃO SIMPLIFICADA DA ESTABILIDADE DOS SEES (AD. DE KUNDUR, 1994)	7
FIGURA 2.2 – REGIÃO DE PROXIMIDADE DE UM PONTO DE EQUILÍBRIO ESTÁVEL, DEFINIDA PELA FUNÇÃO DE LIAPUNOV (DECKER, 2005)	11
FIGURA 2.3 – REGIÃO DE ATRAÇÃO DO PONTO DE EQUILÍBRIO ESTÁVEL PRÉ-FALTA (NAZARENO, 2003)	12
FIGURA 2.4 – CLASSIFICAÇÃO DOS CONTROLES DE SEES CONTRA GRANDES PERTURBAÇÕES	17
FIGURA 2.5 – ARQUITETURA ORIENTADA A EVENTOS NO SISTEMA (ADAPTADO DE LA SCALA ET AL., 2006)	17
FIGURA 2.6 – ARQUITETURA ORIENTADA A RESPOSTA DO SISTEMA (LA SCALA, 2006)	18
FIGURA 2.7 – PROTÓTIPO WACS INSTALADO NOS EUA (TAYLOR, 2005)	19
FIGURA 3.1 – A MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	21
FIGURA 3.2 – ELEMENTOS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	21
FIGURA 3.3 – FLUXOGRAMA DA APLICAÇÃO DE DADOS DE MFS NO SIME	27
FIGURA 3.4 – USO DA MFS PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO (LARSSON, 2004)	29
FIGURA 4.1 – PANORAMA DA CONEXÃO DA UHE IPU COM OS SEES DO BRASIL E DO PARAGUAI	33
FIGURA 4.2 – REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DO TRONCO 765 kV	34
FIGURA 4.3 – ARQUITETURA DO ECE DO TRONCO DE 765 kV	36
FIGURA 4.4 – TOPOLOGIAS ABRANGIDAS PELO ECE DO TRONCO DE 765 kV	36
FIGURA 4.5 – EXEMPLO DE LÓGICA DE SOBRECORRENTE EM TRANSFORMADORES	37
FIGURA 4.6 – ARQUITETURA DAS LÓGICAS COM OBJETIVO DE EVITAR INSTABILIDADE ANGULAR	38
FIGURA 4.7 – EVENTOS MONITORADOS NAS LÓGICAS CONTRA INSTABILIDADE ANGULAR	38
FIGURA 4.8 – DIAGRAMA DE ATUAÇÃO DA LÓGICA PARA EVITAR ABERTURA DO TRONCO DE 765 kV POR SOBRECARGA NO CASO DE PERDA DE TRANSFORMAÇÃO EM IVAIPORÃ	39
FIGURA 4.9 – DESEMPENHO DINÂMICO DE TENSÃO ESPERADO NAS SUBESTAÇÕES DO TRONCO DE 765 kV	42
FIGURA 4.10 – DESEMPENHO ESPERADO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO NAS UGS DE ITAIPU	42
FIGURA 4.11 – EXEMPLO DE ATUAÇÃO DO LIMITADOR TEMPORIZADO DE CORRENTE DE EXCITAÇÃO	43
FIGURA 4.12 – EXEMPLO DE EXCURSÃO DA IMPEDÂNCIA DA LT IMPERATRIZ-COLINAS C1, NO CASO DE PERTURBAÇÃO COM ABERTURA DE LINHA NO TRONCO DE 765 kV	43
FIGURA 4.13 – EXCURSÃO DA FREQUÊNCIA QUANDO DE REJEIÇÃO TOTAL EM TIJUCO PRETO	45
FIGURA 4.14 – ELEVÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA NO CIRCUITO REMANESCENTE QUANDO DA ABERTURA DE CIRCUITOS EM UM TRECHO DO TRONCO DE 765 kV	45
FIGURA 4.15 – AFUNDAMENTO DAS TENSÕES NAS SUBESTAÇÕES DO TRONCO DE 765 kV, FRENTE A CONTINGÊNCIA NO MESMO	46
FIGURA 4.16 – DEFINIÇÃO DO LIMITE DE CORRENTE DO ESTATOR	47
FIGURA 4.17 – EXCURSÃO DA POTÊNCIA APARENTE GERADA EM ITAIPU QUANDO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO NO TRONCO DE 765 kV	47
FIGURA 4.18 – GRANDEZAS DO CIRCUITO DE CAMPO DA UNIDADES DE ITAIPU 60 HZ	48
FIGURA 4.19 – ÂNGULO DO ROTOR DAS MÁQUINAS DE IPU 60 HZ, CASO DE PERDA DE SINCRONISMO	49
FIGURA 4.20 – TENSÃO NO TRONCO DE 765 kV, CASO DE PERDA DE SINCRONISMO	49
FIGURA 5.1 – DESACOPLAMENTO TEMPORAL DAS AÇÕES DE CONTROLE DO SEP PROPOSTO	53
FIGURA 5.2 – FLUXOGRAMA DAS AÇÕES DE CONTROLE DO SEP PROPOSTO, ONDE I É O ÍNDICE DA USINA MONITORADA, B O ÍNDICE DA BARRA DO TRONCO DE 765 kV MONITORADA, E K O ÍNDICE DA AMOSTRA FASORIAL	54

FIGURA 5.3 – APROXIMAÇÃO DO CRITÉRIO DE ÁREAS IGUAIS PELA ABERTURA ANGULAR DE CORREDORES	57
FIGURA 5.4 – SISTEMA MÁQUINA-BARRAMENTO INFINITO	58
FIGURA 5.5 – VARIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE EM RELAÇÃO A ABERTURA ANGULAR PARA O SISTEMA MÁQUINA-BARRAMENTO INFINITO	58
FIGURA 5.6 – PREDIÇÃO DA ÁREA DESACELERANTE EM TEMPO REAL	60
FIGURA 5.7 – ESTIMATIVA DO ÂNGULO EQUIVALENTE DO OMIB QUE OCORRE O ALÍVIO DE GERAÇÃO	61
FIGURA 5.8 – CÁLCULO DO ALÍVIO DE P_m DO OMIB NECESSÁRIO PARA ESTABILIZAR O SISTEMA	62
FIGURA 5.9 – AÇÃO DE CONTROLE EM MF BASEADA NO MONITORAMENTO DE GRANDEZAS DO TRONCO	63
FIGURA 5.10 – COMPARAÇÃO DE AÇÕES A PARTIR DO MONITORAMENTO DE 3 E 4 SEGUNDOS	64
FIGURA 5.11 – COMPARAÇÃO DE AÇÕES A PARTIR DO MONITORAMENTO DE 2 E 3 SEGUNDOS	64
FIGURA 6.1 – EXCURSÕES ANGULARES PARA CONTINGÊNCIAS ENTRE FOZ DO IGUAÇU E IVAIPORÃ	72
FIGURA 6.2 – EXCURSÕES ANGULARES PARA CONTINGÊNCIAS ENTRE IVAIPORÃ E TIJUCO PRETO	72
FIGURA 6.3 – ILUSTRAÇÃO DO SPMS HIPOTÉTICO PROPOSTO PARA A AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA PELO SIME UTILIZANDO DADOS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA.	73
FIGURA 6.4 – AGENDA DE ALÍVIO NECESSÁRIO PARA ESTABILIZAR O SISTEMA NO CASO DE DISTÚRBO CAUSANDO ABERTURA DE DUAS LINHAS ENTRE FOZ DO IGUAÇU E IVAIPORÃ	76
FIGURA 6.5 – ÂNGULOS ROTÓRICOS DE SEIS USINAS DO SIN OMITIDO A) E REALIZADO O ALÍVIO B)	77
FIGURA 6.6 – ÂNGULO DOS ROTORES DAS USINAS PARA DIFERENTES PERFIS DE TENSÃO	77
FIGURA 6.7 – ÂNGULOS DO ROTOR DE 4 USINAS PARA O CASO CONSIDERANDO O ALÍVIO INICIAL E O ALÍVIO ADAPTADO.	79
FIGURA 6.8 – REPRESENTAÇÃO DO CASO DE FLUXO NO TRONCO DE 765 kV	80
FIGURA 6.9 – ÂNGULO DAS USINAS, REFERENTE AO CASO 5, SEM AÇÃO DE CONTROLE	81
FIGURA 6.10 – VIABILIDADE DA AÇÃO DE CONTROLE, CASO 1	82
FIGURA 6.11 – ÂNGULOS DE 6 USINAS DO SISTEMA APÓS AÇÃO DE CONTROLE GERENCIADA PELA MFS	82
FIGURA 6.12 – POTÊNCIA ACELERANTE DE 6 USINAS DO SIN, CASO 1	83
FIGURA 6.13 – EXCURSÃO POTÊNCIA ACELERANTE-ÂNGULO, CASO 1 CONTROLADO	83
FIGURA 6.14 – POTÊNCIAS ACELERANTES DE 6 USINAS, AMOSTRADA PELA MFS, CASO 2	84
FIGURA 6.15 – A) ÂNGULOS DOS ROTORES E B) POTÊNCIAS ACELERANTES DO CASO 2, CONTROLADO	85
FIGURA 6.16 – CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE 500 kV NO MOMENTO DO DISTÚRBO	86
FIGURA 6.17 – ABERTURA DE 2 CIRCUITOS ENTRE ITABERÁ E TIJUCO PRETO, CASO 3.	86
FIGURA 6.18 – ÂNGULO DAS USINAS DO SIN, CASO 3 CONTROLADO	87
FIGURA 6.19 – ILUSTRAÇÃO DA ATUAÇÃO DAS AÇÕES DE CONTROLE BASEADAS NO MONITORAMENTO DE GRANDEZAS ELÉTRICAS DO TRONCO DE 765 kV	88
FIGURA 6.20 - APROXIMAÇÃO DO ESTADO OPERATIVO DO SIN PRÉ-CONTINGÊNCIA (ESTUDO DE CASO)	90
FIGURA 6.21 - MANUTENÇÃO DO SINCRONISMO NO SIN APÓS O ALÍVIO DE 2 UGS EM ITAIPU 60 HZ	91
FIGURA 6.22 - COMPARAÇÃO DAS TENSÕES DA SE-FI EM DECORRÊNCIA DO RELIGAMENTO DO CIRCUITO 2	91
FIGURA 6.23 - ALÍVIO ADICIONAL GERENCIADO PELA AÇÃO DE MF BASEADA NO MONITORAMENTO	92
FIGURA 6.24–A) POTÊNCIAS ACELERANTES E B) ÂNGULOS DOS ROTORES PARA CONTINGÊNCIA COM ABERTURA DA LINHA SALTO CAXIAS - CASCAVEL	95
FIGURA 6.25 – TRAJETÓRIA POTÊNCIA-ÂNGULO DO SIN FRENTE AO DISTÚRBO NA LINHA DE TRANSMISSÃO SALTO CAXIAS - CASCAVEL	95

FIGURA 6.26 – A) ÂNGULOS DO ROTOR E B) POTÊNCIAS ACELERANTES DAS USINAS/CASO CONTROLADO	96
FIGURA 6.27 – ESTABILIZAÇÃO DO CASO A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DA MFS E DO SIME	96
FIGURA A.1 - SEPARAÇÃO ANGULAR DOS GERADORES APÓS A OCORRÊNCIA DE UM DISTÚRBIO	103
FIGURA A.2 - APLICAÇÃO DAS RELAÇÕES ALGÉBRICAS DO EEAC	105
FIGURA A.3 – TRAJETÓRIA POTÊNCIA-ÂNGULO RESULTANTE DA APLICAÇÃO DAS RELAÇÕES DO OMIB	106
FIGURA A.4 – DEFINIÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE PELO CRITÉRIO DE ÁREAS IGUAIS	106
FIGURA A.5 – MARGEM DE ESTABILIDADE NOS CASOS ONDE A POTÊNCIA ACELERANTE NÃO SE ANULA	107
FIGURA B.1 – TRAJETÓRIAS P- δ OBTIDAS A PARTIR DA HIPÓTESE DE ASSINCRONIA ENTRE AS GRANDEZAS	110
FIGURA B.2 – CAMADAS DA ANN UTILIZADA PARA ESTIMAR δ . (DEL ANGEL, ET AL., 2006)	111
FIGURA B.3 – V E I DE SEQUÊNCIA POSITIVA, E θ_{v-1} NO BARRAMENTO TERMINAL DE ÍTAIPU – CONT. 1	112
FIGURA B.4 – PREDIÇÃO DO ÂNGULO ROTÓRICO A PARTIR DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS	113
FIGURA B.5 – ÁREAS OMITIDAS DEVIDO À INEXISTÊNCIA DO PONTO DE POTÊNCIA LÍQUIDA NULA	114
FIGURA B.6 – INSERÇÃO ARTIFICIAL DOS PONTOS DE CRUZAMENTO	114

LISTA DE SIGLAS

AEP – *American Electric Power*

BPA – *Bonneville Power Administration*

AT-CC – Alta Tensão em Corrente Contínua

CER – Compensador Estático de Reativos

CLP – Controladores Lógicos Programáveis

CSC – Capacitor Série Controlado

DFT – *Discrete Fourier Transform*

EAT-CAT – Extra Alta Tensão em Corrente Alternada

ECE – Esquema de Controle de Emergência

ECS – Esquema de Controle de Segurança

EEAC – *Extended Equal Area Criterion*

FEM – Força Eletromotriz

FIPU – Fluxo de Itaipu (entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaporã)

FMM – Força Magnetomotriz

FSE – Fluxo para o Sudeste (entre as subestações de Ivaiporã e Tijuco Preto)

GPS – *Global Positioning System*

MFS – Medição Fasorial Sincronizada

OMIB – *One Machine Infinite Bus*

PDC – *Phasor Data Concentrator*

PEBS – *Potential Energy Boundary Surface*

PEE – Ponto de Equilíbrio Estável

PEI – Ponto de Equilíbrio Instável

PMU – *Phasor Measurement Unit*

PSS – Power System Stabilizer

RT – Regulador de Tensão

RV – Regulador de Velocidade

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SEE – Sistema de Energia Elétrica
SEP – Sistema Especial de Proteção
SGCC – *State Grid Corporation of China*
SIME – *Single Machine Equivalent*
SIN – Sistema Interligado Nacional
SPMS – *Synchronized Phasor Measurement System*
TCA – Tempo Crítico de Abertura
TCSC – *Thyristor-Controlled Series Capacitor*
TEF – *Transient Energy Function*
UHE IPU – Usina Hidrelétrica de Itaipu
UG – Unidade Geradora
WAMS – *Wide Area Measurement System*

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO

A evolução do Sistema Interligado Nacional ao longo dos anos produziu um aumento das interligações e um crescimento da complexidade de sua operação, onde certos aspectos podem levar a operação das linhas de transmissão mais próximas de seus limites, tais como:

- características estruturais do sistema interligado nacional, com matriz de geração basicamente hidroelétrica, concentrando grandes blocos de geração distante das cargas (BETTIOL, 1999);
- falta de políticas de planejamento efetivas e investimentos no setor elétrico, que figuraram associadas ao mais recente racionamento de energia elétrica brasileiro (OLIVEIRA, 2004);
- problemas no planejamento da expansão do setor elétrico - que tem por objetivo garantir o suprimento do consumo considerando o aumento da demanda de energia ao longo dos anos (OLIVEIRA, 2004);
- dificuldades no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, dependentes da existência do recurso hídrico, sujeito a reservatórios limitados e incertezas dos modelos (ENCINA, 2006);
- aumento das incertezas operativas associado ao acesso de agentes privados, associado à desregulamentação do setor elétrico brasileiro (BERZIN, 2004).

Esta composição de fatores origina um novo desafio na busca de soluções em benefício da segurança operacional do sistema elétrico brasileiro, onde a utilização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) eficazes oferece uma alternativa na prevenção de

ocorrências e do espalhamento de fenômenos sistêmicos como instabilidades, permitindo que sistemas interligados elevem seus intercâmbios de potência de maneira segura (ZIMA, 2002). Esta utilização de reservas de transmissão existentes com segurança aumenta a confiabilidade operacional dos sistemas elétricos.

Dentre as tecnologias que apresentam potencial de melhoramento da segurança operacional dos Sistemas de Energia Elétrica, se destaca aquela vinculada aos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, que são sistemas de medição de grandezas elétricas geograficamente distantes de maneira sincronizada, que, por apresentarem alta precisão e taxa de amostragem, possibilitam o monitoramento de fenômenos dinâmicos, originando um novo paradigma para a proteção, controle e monitoramento dos SEEs (ADAMIAK et al., 2006).

1.1. Justificativa

Os Sistemas Especiais de Proteção são dispositivos automáticos que gerenciam ações de proteção e controle, e têm por finalidade evitar ou reduzir os impactos provocados por perturbações, tais como a abertura de linhas de transmissão.

Assim, de modo a atender os níveis adequados de segurança operacional dos SEEs, o projeto dos SEPs visa proteger o sistema da contingência mais severa possível.

No entanto, o ajuste dos Sistemas Especiais de Proteção, para que desempenhem suas ações de controle, é baseado em simulações computacionais que estão sujeitas à qualidade dos modelos e levam em consideração um número limitado de cenários de risco. Em contrapartida, as características dos SPMSs potencializam a concepção de sistemas de proteção mais precisos, possivelmente com funções adicionais e adaptáveis ao estado sistêmico real (YINGTAO et al., 2005; CENTENO et al., 1997). Além disso, os ângulos dos fasores fornecidos pelos SPMSs podem ser utilizados no monitoramento, como um indicativo direto do carregamento do sistema (MARTINEZ et al., 2006).

Inicialmente, os estudos das aplicações dos SPMSs aos Sistemas Especiais de Proteção estão direcionados à investigação de fenômenos específicos do sistema elétrico em questão, e à utilização de métodos que possam agregar benefícios aos SEPs atuais (ZIMA, 2002).

Esta expectativa se aplica ao SEP instalado no sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz (tronco de 765 kV). FARIAS e da SILVA (2001) relatam que “a evolução dos estudos realizados no âmbito do planejamento da operação lograram em sucessivas atualizações que proporcionaram a melhoria das lógicas ao longo dos anos”, o que sugere um processo de renovação que gera possibilidade de realização contínua de novas pesquisas.

Existem aproximadamente 40 SEPs em operação no Sistema Interligado Nacional, envolvendo 35 agentes (ONS, 2008).

Estes sistemas englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e Esquemas de Controle de Segurança (ECS). Os ECEs objetivam identificar situações que possam levar o sistema ao estado operativo extremo e gerenciar ações de controle após a ocorrência de uma contingência, enquanto que os ECSs gerenciam ações de controle na busca de melhoramento de um estado operativo que apresente degradação ou risco sistêmico (SANTOS; OLIVEIRA, 2003).

Entretanto, a filosofia de atuação dos mesmos é baseada em referências de grandezas elétricas regionais não sincronizadas, podendo apresentar limitações, tais como: ações de controle conservadoras; incertezas nos modelos de elementos; baixa precisão de medidas; elevado tempo de latência e elevada quantidade de informação a ser analisada; para que possam contemplar as variações existentes advindas do comportamento não estacionário do sistema.

Os SPMSs se apresentam como uma possibilidade de utilizar informações sistêmicas em tempo real de modo a reduzir ou mesmo transpor algumas destas limitações.

Adicionalmente, a utilização de métodos que realizam avaliações de condições sistêmicas extremas, evitando a integração das equações diferenciais da dinâmica dos SEEs - chamados métodos híbridos, se mostra como uma alternativa adequada para emprego em tempo real, dentre os quais se destaca o método de equivalente de máquina barramento infinito (BETTIOL, 1999; ERNST, et al., 1998; ZHANG, 1995).

1.2. Objetivo Geral

O presente trabalho tem como principal objetivo estudar a utilização de medição sincronizada de fasores para o Esquema de Controle de Emergência do sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz.

1.2.1 Objetivos específicos

Neste contexto, incluem-se os estudos de diversos aspectos, a saber:

- pesquisa e implementação de métodos de avaliação da estabilidade de sistemas de energia elétrica utilizando grandezas sistêmicas sincronizadas;
- revisão e análise das aplicações de dados de medição fasorial sincronizada em sistemas especiais de proteção;

- levantamento dos requisitos mínimos a serem cumpridos pelo sistema especial de proteção proposto, incluindo-se seus critérios de avaliação;
- desenvolvimento de ações de controle e proposta de uma arquitetura que cumpra os requisitos citados acima.

1.3. Estrutura do Texto

Esta dissertação está dividida como segue:

No capítulo 2 são apresentados os fundamentos deste trabalho, compreendendo conceitos referentes à estabilidade e ao controle de emergência em Sistemas de Energia Elétrica, assim como as principais técnicas para a melhoria da estabilidade angular frente a grandes perturbações.

No capítulo 3 é apresentada uma descrição sucinta dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada e de suas aplicações, assim como uma breve revisão acerca do estado da arte da utilização de Medição Fasorial Sincronizada nos Sistemas Especiais de Proteção.

No capítulo 4 é apresentada uma síntese sobre o Esquema de Controle de Emergência do sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz, incluindo-se os critérios atuais de estudo para determinação do montante de alívio de geração e os fenômenos sistêmicos que decorrem de distúrbios neste sistema de transmissão, encerrando-se com os requisitos que deve cumprir um SEP alternativo para o tronco de 765 kV que possa fazer o uso de dados de Medição Fasorial Sincronizada.

No capítulo 5 tal proposta de SEP é apresentada e discutida. Em seguida, cada ação que compõe o SEP sugerido é discutida separadamente em detalhes.

No capítulo 6 são apresentadas e discutidas as principais análises e resultados obtidos em simulações das ações de controle do Sistema Especial de Proteção proposto, assim como as considerações necessárias e implicações relacionadas à avaliação da estabilidade transitória pelo método adotado. Neste capítulo é apresentado também um estudo de caso da atuação hipotética do SEP proposto em um evento real ocorrido no Sistema Interligado Nacional.

No capítulo 7 as conclusões deste trabalho são relatadas, e são sugeridas possibilidades para continuidade da pesquisa.

CAPÍTULO 2

2. ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Frequentemente, durante a operação dos Sistemas de Energia Elétrica, ocorrem distúrbios tais como curto-circuitos e/ou abertura de linhas de transmissão, que são mudanças súbitas nas condições de operação ou nos parâmetros de operação do sistema de potência, e colocam em risco sua estabilidade ou comprometem sua segurança dinâmica, e podem reduzir sua confiabilidade.

Para o binômio produtor-consumidor, aspectos relacionados ao custo e a qualidade do serviço são fundamentais, e, portanto, uma interrupção tal como um blecaute constitui um evento prejudicial para ambos, geralmente ocasionando grandes perdas econômicas (CASAS, 1998).

Para que a estabilidade dos SEEs possa ser mantida frente aos distúrbios a que estão sujeitos, que são imprevisíveis, são concebidos vários controles, que se referem tanto a controles de ação contínua - que auxiliam a manutenção do ponto de operação estável desejado; quanto a controles de ação discreta - que são acionados como resultado da reação das proteções e ativam rapidamente dispositivos para auxílio da recuperação de um novo estado de equilíbrio aceitável para o SEE.

Neste capítulo, os conceitos de estabilidade e controle dos SEEs que são de maior relevância ao desenvolvimento deste trabalho são apresentados.

Inicialmente, a estabilidade é definida e são apresentados os principais métodos de avaliação e as técnicas para melhoria da estabilidade dos SEEs.

Neste trabalho somente foram abordadas técnicas de controle contra grandes perturbações, não sendo discutidos o projeto de controladores no que se refere à estabilidade de pequenos sinais.

Posteriormente é abordado o controle dos SEEs, em uma classificação geral em relação ao seu funcionamento e estrutura, incluindo-se o Esquema de Controle de Emergência do tronco de 765 kV.

2.1. Estabilidade dos Sistemas de Energia Elétrica

O problema de estabilidade dos SEEs está relacionado com a capacidade de reação do Sistema de Energia Elétrica diante de fortes desequilíbrios entre geração e demanda causados por perturbações, que se apresentam de forma fortuita e poucas vezes correspondem a eventos para manutenção preventiva (CASAS, 1998).

A força tarefa constituída pelo IEEE e pelo CIGRÉ¹ (2004) define a Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica como a “*habilidade de um sistema elétrico, para uma dada condição operacional inicial, de retornar a um estado operacional de equilíbrio após estar sujeito a uma perturbação física, com a maior parte das variáveis dentro dos limites*”.

Apesar da estabilidade dos sistemas elétricos se referir a um único fenômeno, onde os limites admissíveis da operação são atendidos simultaneamente para todas as grandezas do sistema, geralmente a perda da estabilidade está mais vinculada a uma grandeza específica, de maneira que em termos de análise, a estabilidade seja frequentemente classificada em relação à natureza do fenômeno predominante em cada distúrbio (DECKER; SILVA; DOTTA, 2007).

As três principais formas de instabilidade presentes nos SEEs são a instabilidade angular, a instabilidade de tensão, e a instabilidade de frequência.

A estabilidade angular se refere à capacidade dos geradores de um SEE de se manter operando à velocidade síncrona, ou em sincronismo, e é perdida toda vez que um ou mais geradores apresentarem abertura angular entre seus rotores tais que sejam incapazes de retornar a um ponto de equilíbrio estável (KUNDUR, 1994).

Por outro lado, um Sistema de Energia Elétrica pode perder a estabilidade sem que o sincronismo entre as UGs seja perdido, como em casos onde ocorrem colapsos de tensão em regiões próximas as cargas do SEE. Neste caso, define-se como estabilidade de tensão a capacidade de um sistema elétrico de manter níveis adequados de tensão em todos seus barramentos (TAYLOR; VENKATASUBRAMANIAN; CHEN, 2000).

¹ IEEE - *Institute of Electric and Electronic Engineers*.
CIGRÉ – *Conseil International des Grands Reseaux Électriques*.

A instabilidade de frequência, por sua vez, se refere principalmente às perturbações onde a frequência apresenta excursões que possam levar o sistema a desligamentos em cascata, causando o colapso ou blecaute (ZIMA, 2002).

A estabilidade é classificada ainda em relação à intensidade das perturbações a que um SEE está sujeito. Uma perturbação é considerada pequena quando a natureza da perturbação é tal que permite a análise por modelos linearizados.

Exemplos de pequenas perturbações são os desligamentos aleatórios de alimentadores de distribuição, enquanto os curto-circuitos e abertura de corredores de um SEE que causem desequilíbrio de carga e geração tal que regiões não-lineares de elementos dos SEEs sejam atingidas, são consideradas grandes perturbações.

A perda da estabilidade pode também ser interpretada em relação ao tempo. Aquela que se apresenta nos primeiros ciclos elétricos após a ocorrência do distúrbio é classificada como de curta duração, enquanto instabilidades que possam se apresentar decorridos vários segundos ou mesmo minutos após a perturbação são chamadas de instabilidades de longa duração.

Uma ilustração esquemática destas classificações é apresentada na Figura 2.1.

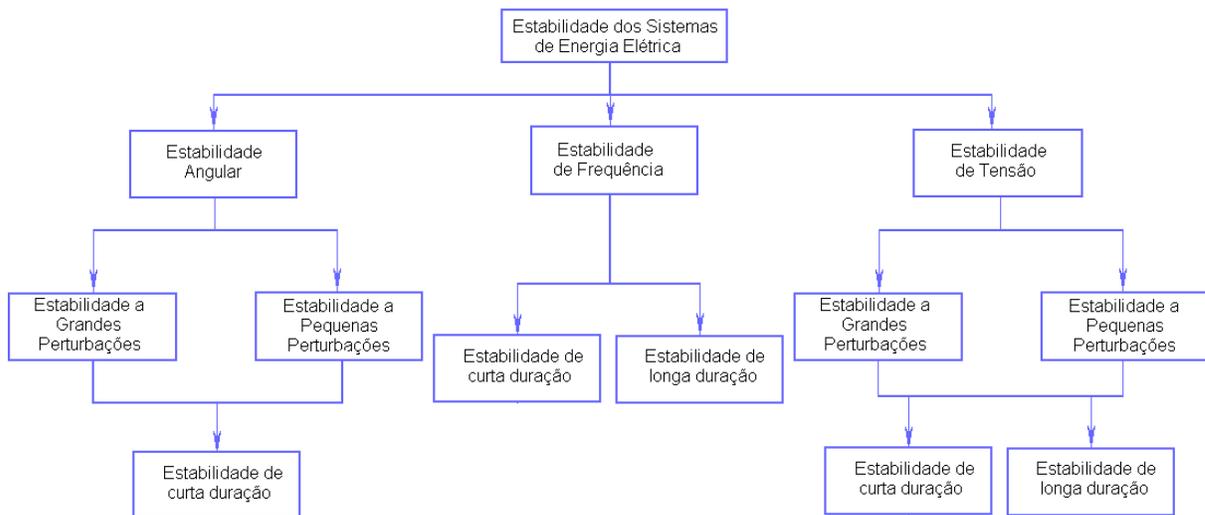


Figura 2.1 – Classificação simplificada da Estabilidade dos SEEs (ad. de KUNDUR, 1994)

Denomina-se *instabilidade transitória*, a modalidade de instabilidade predominantemente angular, que ocorre frente a grandes perturbações, decorridos apenas alguns ciclos após o distúrbio.

Devido à variedade de equipamentos que constituem os SEEs, e das numerosas conexões entre eles, o problema de estabilidade de grandes perturbações trata de complexos fenômenos dinâmicos.

Assim, para formulação do problema de estabilidade, a dinâmica dos SEEs compõe um sistema não-linear, que pode ser representado por um conjunto acoplado de equações diferenciais ordinárias não-lineares de primeira ordem, formuladas a partir da aplicação da segunda lei de Newton, associadas a um sistema de equações algébricas não-lineares que corresponde ao seu fluxo de potência (DECKER, 2005).

Uma vez que o conceito de estabilidade está associado à operação síncrona das máquinas girantes conectadas a um SEE, estes equipamentos estão fortemente envolvidos ao problema da estabilidade (KUNDUR, 1994).

Para análise dos fenômenos elétricos entre o rotor e o estator, são utilizados modelos derivados do modelo geral da máquina síncrona de Park, de onde convenientemente adota-se uma referência girante à velocidade síncrona juntamente com o rotor, pois dessa maneira as equações elétricas que relacionam os parâmetros do rotor e do estator apresentam coeficientes constantes.

A partir desta referência, é possível adotar um artifício matemático que permite refletir as correntes e tensões do estator sobre o rotor, tornando os dois circuitos estáticos entre si, chamado transformada de Park ou dq0 (ANDERSON, FOUAD, 1994).

Assim, considerando a representação do gerador de pólos lisos, as equações elétricas que derivam do modelo citado que expressam o relacionamento algébrico entre os parâmetros elétricos do gerador nos eixos direto e de quadratura são apresentadas na Equação 2.1; enquanto as equações que expressam o comportamento dinâmico elétrico do gerador são apresentadas na Equação 2.2 (MANZONI, 1997).

$$\begin{aligned} V_q &= E_q' - rI_q + x_d' I_d \\ V_d &= E_d' - rI_d + x_q' I_q \\ P_e &= E_q' I_q - E_d' I_d - (x_d - x_q') I_d I_q \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_q' &= \frac{1}{T_{d0}'} (E_{fd} + (x_d - x_d') I_d - E_q') \\ \dot{E}_d' &= \frac{1}{T_{q0}'} (-(x_q - x_q') I_q - E_d') \\ \dot{E}_q'' &= \frac{1}{T_{d0}''} (E_q' + (x_d' - x_d'') I_d - E_q'') \\ \dot{E}_d'' &= \frac{1}{T_{q0}''} (E_d' - (x_q' - x_q'') I_q - E_d'') \end{aligned} \quad (2.2)$$

onde V_q , V_d , I_d e I_q são as tensões e correntes dos eixos direto (d) e de quadratura (q); E_q' , E_q'' , E_d' , E_d'' são as componentes da FEM transitória e subtransitória dos eixos q e d; $x_{d,d}', x_{d,d}''$, $x_{q,q}', x_{q,q}''$ são as reatâncias dos eixos q e d, de regime, transitória e subtransitória; e T_{d0}', T_{d0}'' , T_{q0}', T_{q0}'' as constantes de decaimento transitória e subtransitória, dos eixos q e d.

O modelo eletromecânico do gerador, que completa o modelo dinâmico das máquinas síncronas, é obtido pela aplicação da segunda lei de Newton, a partir do balanço entre os torques mecânico e elétrico, Equação 2.3.

$$\begin{aligned} \frac{2H}{\omega_0} \dot{\delta} &= P_m - P_e \\ \dot{\delta} &= \omega - \omega_r \end{aligned} \quad (2.3)$$

onde H é chamada de constante de inércia, definida como a razão entre a energia cinética do rotor à velocidade síncrona e a base de potência do sistema em MVA, P_m e P_e são a potência mecânica e elétrica em p.u., respectivamente, e δ o ângulo do rotor em relação à referência síncrona, em radianos.

A Equação 2.3 determina a forma da oscilação de um gerador. Na presença de amortecimento, um termo proporcional à derivada do ângulo mecânico em relação ao tempo pode ser subtraído do lado direito da equação, porém geralmente o mesmo é desconsiderado, devido à reduzida influência e dificuldade de determinação.

Outros equipamentos que possuem grande influência sobre a estabilidade dos sistemas elétricos são os controladores associados ao gerador, (reguladores de tensão e velocidade e estabilizadores de sistemas de potência) e os controladores associados aos parâmetros da rede elétrica (compensadores estáticos de reativos e capacitores série controlados a tiristores).

Além dos controladores, a dinâmica das cargas, as derivações automáticas dos transformadores e as características da rede tem grande importância sobre a estabilidade de longa duração dos Sistemas de Energia Elétrica, e por isso precisam ser representadas por modelos adequados.

Uma discussão dos modelos dos elementos dos Sistemas de Energia Elétrica, utilizados para simulações eletromecânicas, e de sua implementação em *softwares* para simulação é apresentada por MANZONI (1997).

Finalmente, para avaliação da estabilidade dos Sistemas de Energia Elétrica foram desenvolvidos diferentes métodos, procurando aprimorar aspectos como exatidão, fidelidade e aplicações em tempo real. A seguir, são apresentados os principais métodos sob uma classificação simplificada.

2.1.1 Métodos de Avaliação da Estabilidade Transitória

A medida tradicional de estabilidade transitória de um SEE em relação à robustez de resistir uma dada contingência é o Tempo Crítico de Abertura (TCA), definido como a máxima duração que um distúrbio pode permanecer no sistema elétrico e este seja capaz de recuperar um estado de equilíbrio (ERNST; PAVELLA, 1998).

Este parâmetro também é utilizado na análise da capacidade de novas metodologias em avaliar a estabilidade transitória.

Os métodos de Avaliação da Estabilidade Transitória (AET) estão classificados em métodos clássico, diretos e híbridos, como segue.

2.1.1.1. Método Clássico (simulação passo-a-passo)

A dinâmica de sistemas elétricos é descrita por dois sistemas de equações, um deles composto por equações algébricas não-lineares que descrevem o fluxo de potência na rede elétrica, e o outro composto por equações diferenciais que descrevem a dinâmica de geradores, elementos dinâmicos na rede tais como os capacitores série controlados a tiristor e todos os tipos de controle, assim como os estabilizadores de sistemas de potência (PAVELLA, 1997). De uma forma geral, estes sistemas de equações podem ser representados pela Equação abaixo:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \tag{2.3}$$

onde f e g são as funções vetoriais que definem as equações diferenciais e algébricas, respectivamente, e x e y os vetores das variáveis de estado e das equações algébricas, respectivamente.

O método clássico trata de resolver estes sistemas de equações pela integração numérica do sistema diferencial e pela solução iterativa do fluxo de potência na rede, e também é conhecido como método da solução no domínio do tempo.

A formulação destes sistemas de equações permite resolvê-los de forma alternada ou simultânea. No caso de solução alternada, resolve-se o sistema de equações diferenciais para o passo de integração e em seguida o sistema algébrico utilizando a solução das variáveis de interface obtida da integração das equações diferenciais (FELTRIN, 1986). No caso da solução simultânea, transformam-se as equações de diferenciais em algébricas através da aplicação de fórmulas de integração, onde geralmente são utilizados métodos implícitos. Posteriormente, estas equações são resolvidas por um método iterativo, sendo esta solução denominada *simultânea implícita*.

Os métodos explícitos de integração numérica apresentam maior simplicidade de implementação, pois os valores das variáveis dependentes em qualquer instante de tempo são calculados a partir do conhecimento prévio das mesmas no passo anterior, porém, podem apresentar instabilidades numéricas, e por isso geralmente são adotados métodos de integração implícitos, tal como o método trapezoidal (AYRES, 2005).

Para solução do sistema algébrico utiliza-se tradicionalmente o método de Newton-Raphson, devido à confiabilidade e rapidez no processo de convergência (STEVENSON, 1978).

O método clássico apresenta elevada confiabilidade em seus resultados, sendo o principal modo de avaliação da intensidade de distúrbios eletromecânicos sobre SEEs.

A partir dos resultados, a avaliação da estabilidade transitória pelo método clássico é realizada através da análise gráfica da evolução das grandezas de interesse no tempo.

2.1.1.2. Métodos Diretos

Devido ao elevado processamento numérico associado à solução no domínio do tempo, foram propostos métodos diretos visando à melhoria da eficiência computacional do método clássico.

A maioria destes métodos utiliza os conceitos do segundo método de Liapunov, que evita a solução explícita do sistema algébrico-diferencial.

O segundo método de Liapunov consta na determinação de uma função que sintetiza a dinâmica do SEE, e que tem características de convexidade nas proximidades de um ponto de equilíbrio estável (ATHAY et al., 1979), tal como ilustrado na Figura 2.2.

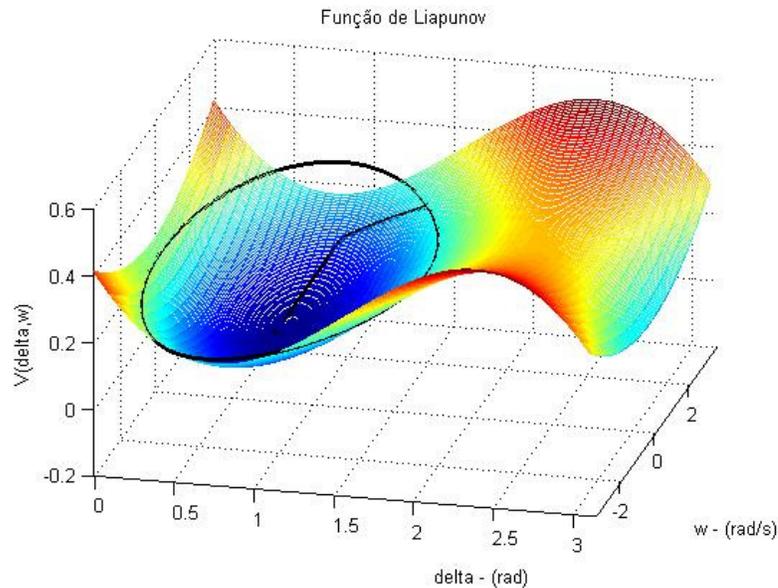


Figura 2.2 – Região de proximidade de um ponto de equilíbrio estável, definida pela função de Liapunov (DECKER, 2005)

Os três principais métodos diretos são o da Função de Energia Transitória (TEF – *Transient Energy Function*), da Superfície Limite de Energia Potencial (PEBS – *Potential Energy Boundary Surface*) e do Critério de Áreas Iguais Estendido (EEAC – *Extended Equal Area Criterion*).

O objetivo do TEF é computar a energia transitória total do SEE no final do período “sob falta”, e compará-la com a energia potencial crítica do sistema, no Ponto de Equilíbrio Instável (PEI) próximo à trajetória do sistema (KUNDUR, 1994).

O PEBS utiliza como energia crítica o valor da energia potencial no instante que a trajetória com a falta sustentada atravessa o perímetro limite da área de atração (região onde o SEE mantém a estabilidade, Figura 2.3). Este método foi estendido ao método híbrido iterativo SLEP (DECKER, 1984).

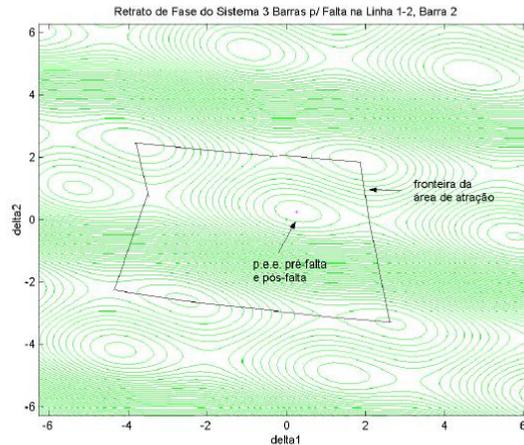


Figura 2.3 – Região de atração do ponto de equilíbrio estável pré-falta (NAZARENO, 2003)

Devido à própria formulação estes métodos auxiliam a interpretação do sentido físico dos distúrbios em termos da energia envolvida durante um distúrbio em um Sistema de Energia Elétrica.

Assim, no momento que ocorre uma falta em um SEE, a energia que deixa de ser consumida pelas cargas é injetada no sistema, na forma de energia cinética nas máquinas girantes, afastando-as do seu ponto de equilíbrio.

Quando esta falta é retirada pela abertura das linhas de transmissão onde ocorreu o curto-circuito, esta energia cinética se transforma em energia potencial estressando os limites de transmissão das linhas remanescentes.

Através dessa interpretação, um sistema é estável se é capaz de absorver a energia cinética excedente, em forma de energia potencial (KHEDKAR; DHOLE; NEVE, 2004).

O EEAC, por fim, trata basicamente de agrupar os geradores que apresentam coerência entre oscilações rotóricas pós-perturbação em dois geradores equivalentes, e utilizar relações algébricas que resultam em um sistema máquina-barramento infinito. A este sistema OMIB (*One Machine Infinite Bus*) é então aplicado o conhecido Critério de Áreas Iguais (CASTRO, 1995).

A despeito de exigirem baixo processamento computacional, os métodos diretos são limitados a aplicações em modelos simplificados e têm apresentado carência de robustez em certas condições operacionais, especialmente quando o sistema se encontra próximo às condições limites (BETTIOL, 1999).

2.1.1.3. Métodos Híbridos

Os métodos híbridos realizam parte da análise baseada nos conceitos do segundo método de Liapunov ou dos OMIBs aplicados sobre a formulação da dinâmica dos SEEs e outra através da solução numérica do sistema álgebra-diferencial.

Estes métodos procuram combinar as vantagens do método clássico (modelamento detalhado e boa precisão) aos benefícios dos métodos diretos (soluções algébricas simples) (BETTIOL, 1999).

Destacam-se como métodos híbridos os métodos *Second Kick*, que utiliza os conceitos de Liapunov, e SIME, que utiliza as transformações do OMIB a partir de trajetórias de potência das máquinas, computadas através da simulação passo-a-passo.

O SIME é um método que permite sintetizar a informação dos diversos geradores do sistema em um modelo máquina-barramento infinito, de onde se pode aplicar o Critério de Áreas Iguais para avaliação da estabilidade transitória (ERNST et al., 2000).

Existem ainda, os métodos que utilizam aproximações estatísticas para aplicações em tempo real. Em geral os compõem os métodos que utilizam ferramentas de Reconhecimento de Padrões (RP), Algoritmos Genéticos (AG), Árvores de Decisão (AD), Redes Neurais Artificiais (RNA) e suas variantes. O objetivo comum destes métodos é extrair a informação essencial aprendida com um conjunto de simulações *off-line* pré-analisadas, e utilizá-las na análise de um novo caso (COUTIÑO et al., 2002).

O surgimento da Medição Fasorial Sincronizada permite que as informações utilizadas nos métodos híbridos, até então baseadas em simulações *off-line*, possam ser então aferidas em tempo real, promovendo estudos dos benefícios que esta tecnologia possa agregar as estratégias de controle dos esquemas atuais de proteção.

Basicamente, estas estratégias de controle objetivam aumentar a estabilidade dos sistemas elétricos a partir de técnicas conhecidas, sendo as principais descritas a seguir.

2.1.2 Técnicas de melhoramento da Estabilidade Transitória

Em geral, a estabilidade para pequenas perturbações (onde regiões de não linearidades tais como saturações de máquinas síncronas não são atingidas) é assegurada por controladores tais como: Reguladores de Velocidade (RV); de Tensão (RT);

Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS – *Power System Stabilizer*); além dos moduladores de impedância da rede, tais como os Capacitores Série Controlados (CSC).

As técnicas de melhoramento das margens de estabilidade, sobretudo na análise da estabilidade de grandes perturbações tratam de técnicas de controle, que podem ser classificadas de acordo com o método utilizado, conforme descrito a seguir:

Desconexão de geradores: a retirada de geradores (alívios de geração) objetiva reduzir a potência acelerante dos rotores das UGs, evitando que a aceleração excessiva de um grupo de geradores leve o sistema à perda de sincronismo.

Freio dinâmico: a idéia básica é manter a carga elétrica durante os períodos sob distúrbio e pós-distúrbio pelo chaveamento de resistores em derivação. Estes resistores também diminuem a potência acelerante dos geradores, melhorando a estabilidade.

Atuação rápida nas válvulas (Fast Valving): trata da súbita suspensão de vapor nas turbinas de usinas térmicas, reduzindo a potência acelerante sobre as mesmas.

Sistemas de excitação de alta velocidade: o aumento rápido da tensão de campo aumenta a potência sincronizante melhorando a estabilidade dos geradores em sua primeira oscilação. A efetividade deste método de controle limita-se tanto devido aos limitadores de tensão de excitação, como em relação à degradação do torque de amortecimento (DE MELLO; LASKOWSKI, 1975).

Redução da reatância do sistema: a redução da reatância origina o aumento da capacidade de transferência de potência, aumentando a estabilidade do sistema como um todo. Métodos que utilizem essa técnica incluem, no planejamento da expansão, o projeto de linhas de transmissão compensadas, transformadores de baixa reatância de dispersão e possibilidades de construção de circuitos paralelos para transmissão de potência.

A redução da reatância de linhas pode ser também realizada pela utilização de capacitores série, diminuindo-a de forma direta. A inclusão destes dispositivos deve ainda levar em consideração um projeto cuidadoso procurando evitar a ocorrência de ressonâncias subsíncronas em geradores de termelétricas próximos à compensação.

A utilização de Capacitores Série Controlados permite o controle ou modulação do fluxo de potência ao longo da linha, oferecendo grandes vantagens sobre os capacitores não controlados. Avanços da tecnologia de eletrônica de potência têm aumentado a utilização de tais dispositivos, que tratam de capacitores instalados em paralelo com elementos tiristorizados dispostos como um conversor *back-to-back*, e um reator de

amortecimento. A limitação superior de compensação utilizando estes dispositivos pode chegar a 80% da reatância da linha (PALMER, 1998).

Compensação em derivação: o fundamento da utilização de elementos reativos em derivação é baseado na manutenção de um perfil de tensão adequado, assegurando potência sincronizante entre os geradores após uma perturbação.

A utilização de Compensadores estáticos de reativos (SCV - *Static Var Compensator*) é uma prática usual na manutenção de perfis de tensão satisfatórios durante a operação normal, sendo que a reatância em derivação pode ser variada entre capacitiva e indutiva.

Além destes métodos existem ainda os sistemas de proteção de alta velocidade, tais como: abertura monopolar com religamento; ilhamento controlado; e rejeição de carga (DECKER, 2005).

O controle de SEEs está relacionado tanto com o aumento das margens de estabilidade através das ações citadas acima como pelo projeto de dispositivos como os PSSs ou SVCs. Tais projetos são baseados na análise da estabilidade de pequenas perturbações, de onde se pode obter informações sobre os principais modos de oscilação pelos métodos teoria de sistemas lineares, utilizando técnicas como o controle ótimo, a alocação de pólos e aumento de margem de ganho e de fase (MARINI, 2005).

Em seguida, são apresentados aspectos gerais do controle de SEEs e as arquiteturas principais do controle contra grandes perturbações.

2.2. Controle para Estabilidade Transitória

Para que os níveis adequados de confiabilidade dos sistemas de energia elétrica sejam mantidos é requerido que estes sistemas sejam capazes de manter o equilíbrio entre geração e consumo, que é modificado continuamente, com mínimos custo e impacto ambiental e um nível mínimo de “qualidade”, expresso pela manutenção de frequência constante e perfil adequado de tensão.

O projeto de controles contínuos (chamados neste trabalho de controladores) para operação normal e distúrbios não graves é realizado levando em consideração uma hierarquia geográfica e temporal. Sendo assim, os controladores podem ser classificados com relação à abrangência (local, regional ou sistêmico) e com relação ao tempo de resposta (da ordem de milissegundos, segundos ou minutos) (CIGRÉ, 2007).

Habitualmente, o projeto de controladores leva em consideração os modos de oscilação do sistema, nas condições sistêmicas em que os mesmos apresentam menor amortecimento (PALMER, 1998).

Por outro lado, quando ocorre um distúrbio grave no SEE, os controles principais são discretos e baseados em ações extremamente rápidas capazes de realizar grandes variações nos parâmetros elétricos tais como fluxos de potência e perfis de tensão, com o objetivo de reduzir os danos da contingência (IEEE, 1978).

A principal classificação dos controles contra grandes perturbações é em relação à estratégia de controle, como preventivos ou emergenciais (VEGA, D., R.; GLAVIC, M.; ERNST, D., 2003).

O objetivo do controle preventivo é preparar o sistema elétrico, enquanto este ainda se encontra no estado de alerta, para enfrentar possíveis eventos de maneira satisfatória.

O controle emergencial, por outro lado, trata de ações realizadas após a ocorrência da contingência com o intuito de minimizar os efeitos deste evento (GLAVIC et al., 2007).

O controle emergencial pode ser classificado ainda em relação à malha de controle como aberta ou fechada.

O controle em malha aberta é fundamentado em simulações *off-line* enquanto o controle em malha fechada monitora a resposta dinâmica do sistema gerenciando ações e avaliando o desempenho das mesmas.

O fechamento da malha avaliando a dinâmica sistêmica somente é possível devido à concepção de medições com frequência elevada e sincronizadas tais como aquelas fornecidas pelos SPMSs.

O controle emergencial contra grandes perturbações pode, ainda, apresentar a arquitetura orientada a eventos ou à resposta do sistema frente à perturbação (La SCALA, et al., 2006).

A arquitetura orientada a eventos se refere àqueles controles emergenciais que associam uma ação de controle a um evento específico, caracterizando controles de malha aberta, enquanto os controles com arquitetura orientada à resposta do sistema não dependem dos eventos e sim da resposta dinâmica do sistema frente grandes variações dos parâmetros elétricos do mesmo, caracterizando controles em malha fechada.

Tal classificação dos controles contra grandes perturbações é ilustrada pela Figura 2.4.

De acordo com a Figura 2.4, os Esquemas de Controle de Emergência atuais, assim como o ECE do sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz, podem ser classificados como controles de malha aberta e com arquitetura orientada a eventos.

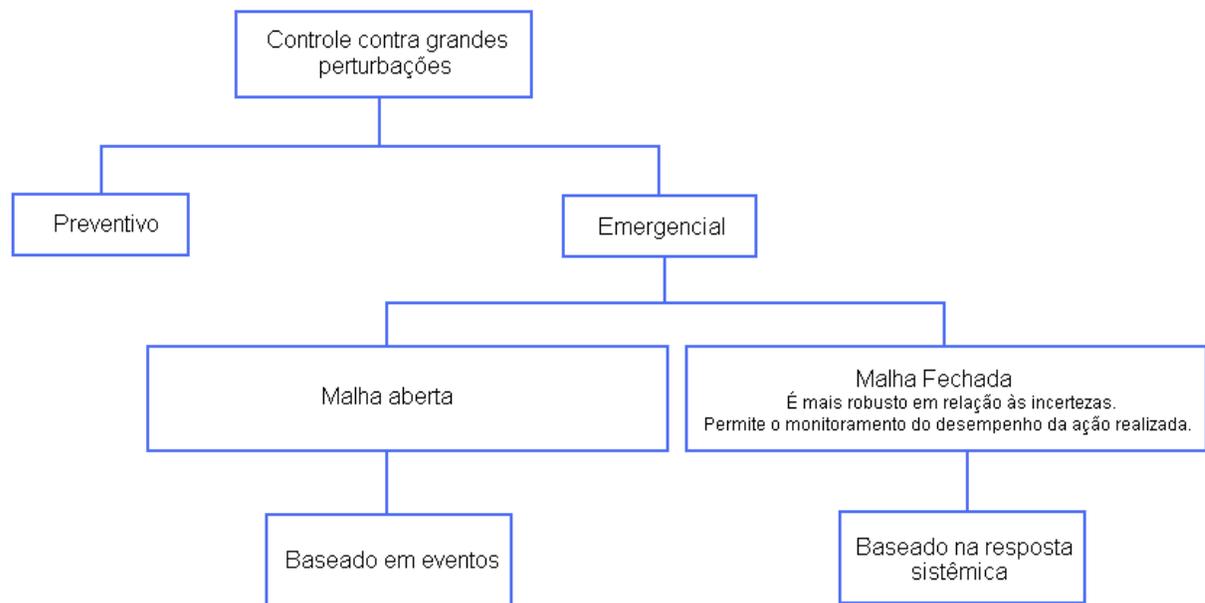


Figura 2.4 – Classificação dos controles de SEEs contra grandes perturbações

A arquitetura dos controles de emergência de malha aberta orientada a eventos, corresponde ao tipo de controle onde as ações são determinadas por estudos elétricos e o sistema especial de proteção depende da identificação do evento que se associa à uma ação de controle específica, como ilustrado na Figura 2.5.

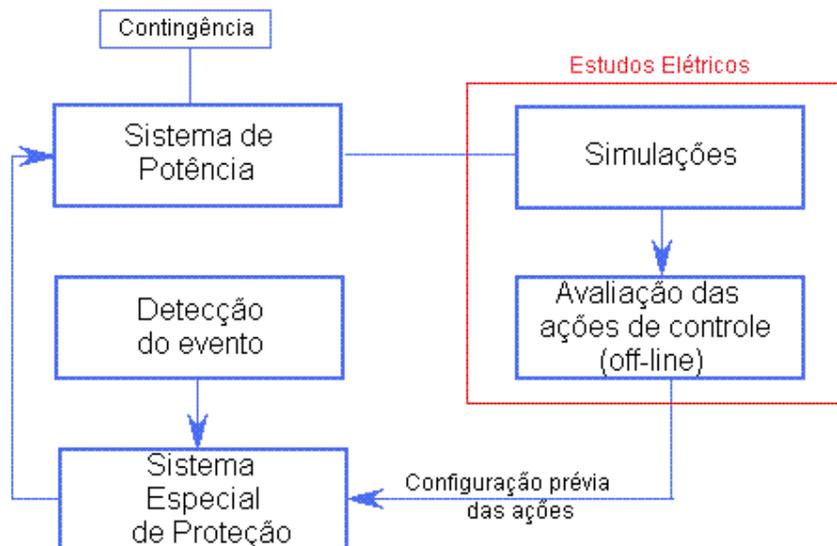


Figura 2.5 – Arquitetura orientada a eventos no sistema (adaptado de La SCALA et al., 2006)

Já os controles de malha fechada, com arquitetura orientada à resposta sistêmica, identificam a condição de risco do sistema independente da contingência ocorrida,

propõe uma ação de controle baseada no estado sistêmico e monitoram a eficiência da ação de controle proposta para verificação da necessidade de ações adicionais, apresentando maior robustez e eficiência que os controles de malha aberta.

Esta modalidade de ação de controle é fundamentada na existência de sistemas de monitoramento de grandezas elétricas de grandes áreas, tais como os SPMSs, para adequada identificação do risco sistêmico e do montante de ação de controle necessário.

Tais sistemas de monitoramento também são chamados de *Wide Area Monitoring Systems* (WAMS, TAYLOR et al., 2005), e sua utilização nos Sistemas Especiais de Proteção é ilustrada na Figura 2.6.

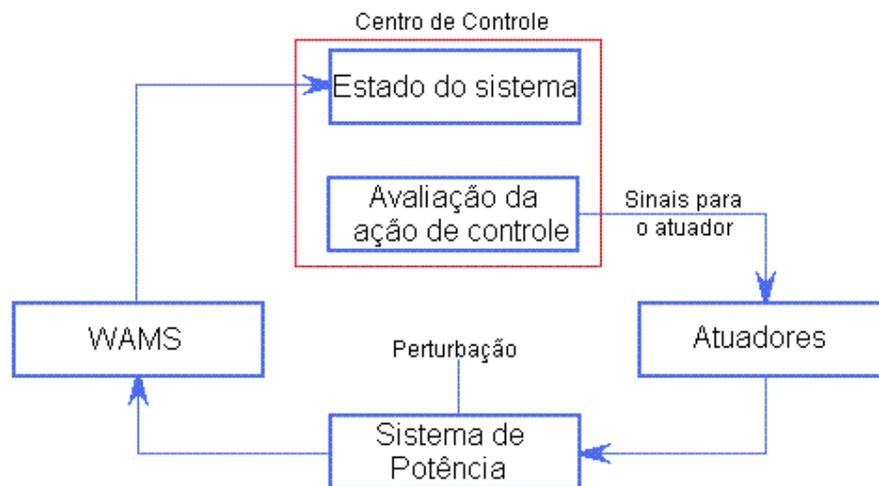


Figura 2.6 – Arquitetura orientada a resposta do sistema (LA SCALA, 2006)

Na prática, tais ações de controle são gerenciadas por Sistemas Especiais de Proteção, que dispõem de sensores e dispositivos adequados para agir dentro das restrições temporais existentes.

De acordo com a força tarefa composta pelo IEEE/CIGRÉ (1996), um SEP pode ser definido como “*um conjunto de proteções dedicado a detectar uma condição sistêmica particular que cause estresse incomum, e tomar alguma ação pré-determinada controladamente, de modo a restabelecer o estado seguro de operação*”.

Um exemplo da utilização dos SPMS em SEPs é citado por TAYLOR (2005), que apresenta a implementação de um protótipo chamado *Wide Area Control System* (WACS) em operação no centro de controle da empresa *Bonneville Power Administration* (BPA).

Este sistema de controle utiliza informações dos SPMSs e realiza alívios de geração ou cortes de carga de acordo com o monitoramento da resposta sistêmica a grandes perturbações. Um diagrama esquemático deste SEP é ilustrado na Figura 2.7.

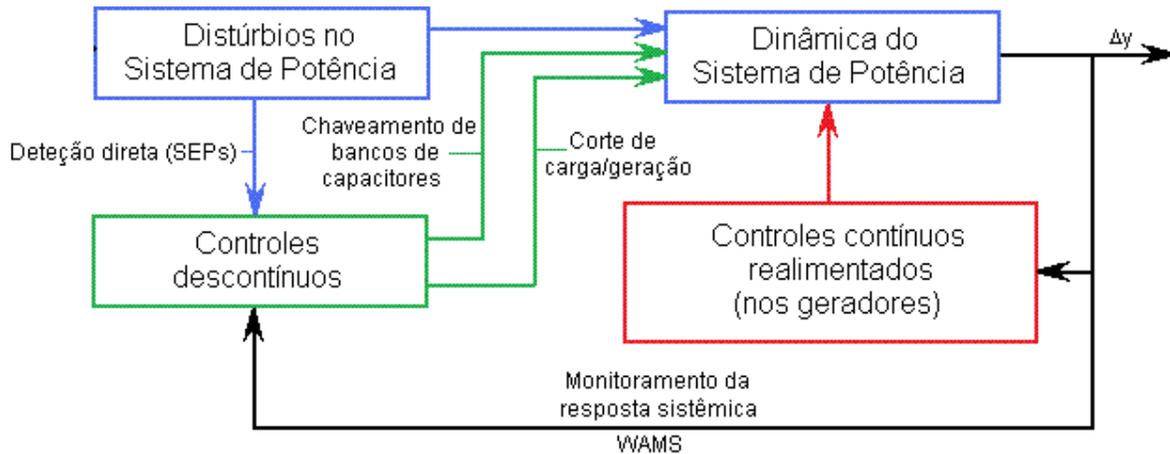


Figura 2.7 – Protótipo WACS instalado nos EUA (TAYLOR, 2005)

No Brasil, ainda não existem aplicações de dados de Medição Fasorial Sincronizada em SEPs, que estão implementados em relés, Controladores Lógicos Programáveis (CLP) ou em rotinas dos sistemas de controle supervisão (SCADA), e geralmente operam independentemente entre si, tal como o ECE do tronco de 765 kV.

2.3. Considerações Finais

Neste capítulo foram abordados os conceitos fundamentais a serem usados neste trabalho.

Inicialmente foi apresentada a definição da estabilidade dos SEEs e os principais métodos para sua avaliação e melhoria.

Em seguida o controle dos Sistemas de Energia Elétrica foi abordado de uma maneira geral, apresentando-se as principais arquiteturas das ações de controle contra grandes perturbações, e que dão suporte a proposta do trabalho.

De acordo com a proposição deste trabalho, no Capítulo subsequente os SPMSs e os estudos no intuito de conceber SEPs que utilizem dados de MFS são descritos, seguidos de uma descrição detalhada do ECE do tronco de 765 kV no Capítulo 4.

CAPÍTULO 3

3. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA NOS SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

A despeito dos bons índices de atuação dos Sistemas Especiais de Proteção atuais, a possibilidade de monitoramento do estado real do sistema e da concepção de SEPs adaptáveis ao ponto de operação dos SEEs têm motivado uma série de estudos de ações de controle que utilizem a Medição Fasorial Sincronizada, visando o provável aumento de sua eficiência, segurança e confiança.

Neste sentido, os principais interesses estão associados a fenômenos sistêmicos, tais como detecção de oscilações de potência pouco amortecidas em tempo real, e riscos de perda de sincronismo ou de colapsos de tensão (ADAMIÁK et al., 2006).

Neste capítulo, são apresentados os elementos básicos de um Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, assim como as principais propostas de incorporação dos fasores de tensão e corrente nos Sistemas Especiais de Proteção.

3.1. Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

Fundamentalmente, os SPMSs são sistemas de medição de grandezas elétricas geograficamente distantes e sincronizadas no tempo.

Estas medições são traduzidas em fasores - números complexos associados a sinais senoidais em regime permanente, que são determinados em geral através da transformada discreta de Fourier (DFT – *Discrete Fourier Transform*).

A sincronização destas grandezas é realizada pela utilização da mesma referência de tempo em todas as medidas (DECKER et al., 2006), como ilustrado na Figura 3.1.

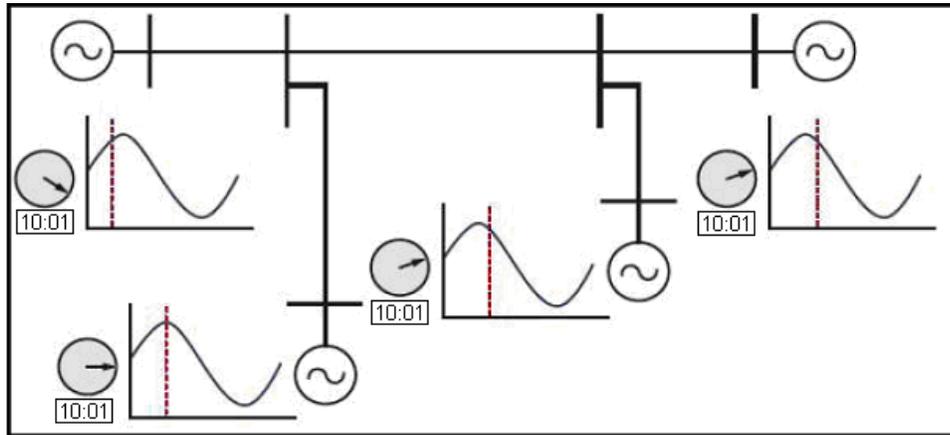


Figura 3.1 – A Medição Fasorial Sincronizada

Atualmente, somente o sistema GPS (do inglês *Global Positioning System*), que possui 24 satélites equipados com relógios atômicos, tem disponibilidade para fornecer este serviço com a precisão exigida, superior a 1 microssegundo (PHADKE, 1993).

Nos SPMSs, as medições fasoriais são enviadas das subestações a um ponto comum.

Compõe os SPMSs: a unidade de medição fasorial (PMU), o Concentrador de Dados Fasoriais (PDC – *Phasor Data Concentrator*), e os canais de comunicação (SANTOS, 2008), tais como ilustrado na Figura 3.2.

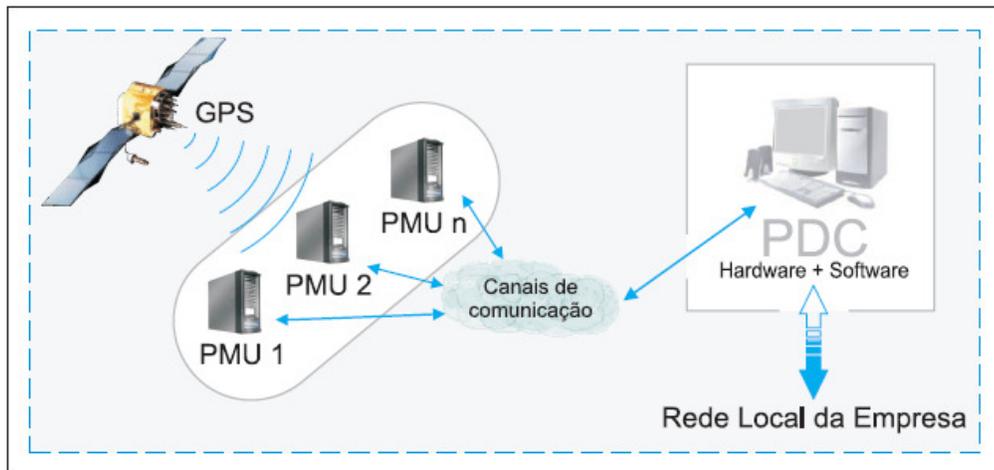


Figura 3.2 – Elementos do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada

Essencialmente, as PMUs recebem os sinais analógicos de tensão e corrente, os filtram, discretizam, realizam o cálculo dos fasores e os associam ao tempo através de uma etiqueta, antes de despachá-los. Estes equipamentos enviam 10 a 60 sincrofases por segundo aos PDCs (KARLSSON; HEMMINGSSON; LINDAHL, 2004).

Nos PDCs estes sincrofasores são recebidos, organizados e disponibilizados para as aplicações de interesse, considerando rotinas de verificação de eventuais perdas de transmissão. Estes equipamentos devem refletir simultaneidade, robustez, expansibilidade e rapidez (XIE; XIN; XIAO, et al., 2006).

Os canais de comunicação convencionais (linhas telefônicas ou cabos guia de linhas de transmissão) estão sendo utilizados para conectar os equipamentos dos SPMSs. Entretanto algumas empresas já utilizam tecnologias mais recentes como redes sem fio ou fibra ótica (BIJU, 2002).

Os primeiros algoritmos de cálculo de fasores foram desenvolvidos na década de 1970, durante a concepção de relés de distância com capacidade de cálculo de componentes simétricos (ZIMA, 2002). O marco tecnológico vinculado aos SPMS foi a concepção do primeiro protótipo de PMU pela universidade americana Virginia Polytechnic Institute and State University, datado de 1988, posteriormente fabricada com fins comerciais pela empresa Macrodyne, que desenvolveu também o primeiro PDC. As empresas *American Electric Power (AEP)*, *Bonneville Power Administration (BPA)* e *New York Power Authority* foram as que primeiro instalaram PMUs, no âmbito do projeto americano *Wide Area Measurement System (WAMS)* (PHADKE; THORP, 2006).

Os desenvolvimentos deste projeto incentivaram o início de estudos em diversos países, tais como: China, Canadá, Suíça, Turquia e Croácia entre outros (CIGRÉ, 2007), que atualmente exploram as aplicações dos SPMSs visando a melhoria dos sistemas atuais de supervisão, controle e proteção dos SEEs.

SANTOS (2008) classifica as aplicações dos SPMS em quatro categorias, a saber:

1) *Aplicações básicas (AB)*: compreendem a estrutura para o desenvolvimento das demais aplicações: Plataforma Integrada de Dados Fasoriais (AB1), Monitoramento e Visualização da Dinâmica em tempo real (AB2) e Registro e Reprodução de Eventos (AB3).

A primeira destas trata de adquirir e gerenciar dados fasoriais, e disponibilizar uma interface amigável de dados; a segunda fornece ferramentas de visualização como gráficos analíticos, tabelas estatísticas e alarmes e sinalização, e a terceira trata de registrar o comportamento de parâmetros na ocorrência de um distúrbio (XIE; XIN; XIAO, et al., 2006).

2) *Aplicações de monitoramento (AM)*: visam fornecer informações que permitam avaliar a segurança operacional do sistema em tempo real, e são classificadas como segue:

- A Análise de Oscilações de Baixa Frequência em tempo real (AM1) busca identificar e caracterizar oscilações eletromecânicas dos SEEs em termos de frequência e taxa de amortecimento. É uma ferramenta importante no conhecimento do comportamento dos sistemas elétricos, inclusive para a validação de modelos e projeto de controladores. Para esta finalidade se destacam os métodos paramétricos, como o de Prony (SANTOS, 2008).
- A Estimção de Estados Híbrida (AM2) trata de incorporar as medidas fasoriais no processo convencional de estimação, podendo aumentar significativamente a exatidão da estimação de estados¹ através de melhoras na observabilidade e identificação de medidas com erros grosseiros (PHADKE, THORP, 2006).
- O monitoramento da Estabilidade de Tensão (AM3) consta de determinar a proximidade do estado operativo ao ponto de máxima transferência de potência, quando o sistema se torna incapaz de manter o nível adequado de tensão. Os SPMSs inferem medições mais exatas de resistência e reatância da linha, beneficiando esse tipo de previsão (YI; CHOO; YOON et al., 2001).
- O monitoramento do estado de Operação de Geradores (AM4) busca fornecer informações sobre condições operativas inseguras destes equipamentos, melhorando sua confiabilidade e reduzindo custos operacionais (XIE; XIN; XIAO, et al., 2006).

3) As *aplicações de controle e proteção* (ACP) buscam aprimorar a operação do sistema através de ações preventivas, corretivas e restaurativas, e estão classificadas em:

- ACP1 – Estrutura de Predição para Esquema de Controle Emergencial em tempo real: almeja determinar condições sistêmicas insustentáveis e operar ações de controle em tempo real que restabeleçam condições seguras do sistema (XIE; XIN; XIAO, et al., 2006; SONG, BI, YANG 2005).
- ACP2 – Predição e Alarme de Estabilidade Angular em SMPSSs: trata de estimar o estado operacional do sistema com respeito à estabilidade em relação a um distúrbio pré-definido, emitindo alarmes em condições de alerta. Estudos utilizando o método de Liapunov estão sendo realizados nos Estados Unidos e na

¹ Esta ferramenta já existe nos sistemas de controle supervisão e trata de estimar tensões complexas nas barras desejadas fornecendo informações sobre o estado do sistema (COSTA; SALGADO, 2006).

China (CHOW et al. 2007) e baseados no modelo equivalente máquina barramento infinito na Coreia (YI; CHOO; YOON et al., 2001).

- ACP3 – Identificação de perturbações em tempo real: busca detectar e localizar faltas em linhas de transmissão com rapidez e precisão.
- ACP4 – Controle Automático de Tensão: procura obter a alocação ótima de potência reativa entre dispositivos controladores de reativos.

4) Finalmente, as *Aplicações Especiais* (AE) compreendem a Validação de Simulações (AE1) e Identificação de parâmetros e modelos (AE2), e têm como principal objetivo reduzir incertezas de simulações computacionais.

A primeira trata de utilizar os SPMSs para verificar se os parâmetros de simulações ao longo do sistema representam realisticamente o sistema físico. Na China grandes contingências foram aplicadas intencionalmente para comparação da resposta de simulações com as medidas dos SPMSs (XIE; XIN; XIAO, et al., 2006).

A segunda trata de avaliar a precisão dos parâmetros indicados pelos fabricantes e identificação de variações sofridas por parâmetros ao longo do tempo.

SANTOS (2008) apresenta um sumário destas aplicações, assim como o estágio de desenvolvimento de cada uma delas no ano de 2008.

No Brasil, dois projetos envolvendo o desenvolvimento de SPMSs estão em atividade:

O Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN, coordenado pelo ONS, está em fase de especificação e busca aumentar a confiabilidade do sistema. Tem o objetivo inicial de preparar uma infra-estrutura robusta de SPMS, com disponibilidade apropriada para registrar o desempenho dinâmico do SIN durante perturbações sistêmicas, além de melhorar o processo de estimação de estados e desenvolver ferramentas para visualização em tempo real (ARAÚJO et al., 2009).

Este projeto prevê a instalação de PMUs em 58 subestações com a participação de 30 agentes e monitoramento de 345 linhas de transmissão (ONS, 2007).

O segundo, denominado projeto MedFasee, é um projeto de pesquisa e desenvolvimento, oriundo de parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina, a empresa Reason Tecnologia e a FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos (EHRENSPERGER, 2002).

Entre os objetivos do projeto MedFasee estão o desenvolvimento e testes de um protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada e de suas aplicações (DECKER et al., 2006).

Inicialmente, neste projeto foram concebidos protótipos de PMUs e PDCs, que foram instalados em três capitais brasileiras, e atualmente possui um protótipo de SPMS com abrangência nacional e fins acadêmicos (DECKER; DOTTA; AGOSTINI; SILVA; 2007).

No âmbito do projeto MedFasee foram estudadas aplicações no monitoramento de oscilações eletromecânicas (SANTOS, 2008), utilização da medição fasorial sincronizada para melhora da estabilidade angular (MARINI, 2005), localização de faltas em linhas de transmissão (BETTIOL, et al., 2007; BENETTI, 2009), e mais recentemente, um trabalho sobre a utilização da Medição Fasorial Sincronizada para melhoria da estabilidade angular utilizando conceitos de controle hierárquico, cobrindo diversos aspectos relevantes ao controle utilizando sincrofasores (DOTTA, 2008).

3.2. A Medição Fasorial Sincronizada nos Sistemas Especiais de Proteção

Várias pesquisas procuraram incorporar as Medições Fasoriais Sincronizadas aos Sistemas Especiais de Proteção, visando aperfeiçoá-los.

Tais pesquisas podem ser classificadas de acordo com o fenômeno sistêmico que objetivam evitar. Em seguida, os principais estudos realizados e em desenvolvimento são descritos e comentados.

3.2.1. Medição Fasorial Sincronizada em ações de controle para melhoria da estabilidade transitória

Em relação à estabilidade transitória, as principais aplicações se referem à utilização de métodos que possam calcular com a antecedência adequada a perda ou manutenção do sincronismo entre as máquinas girantes após uma perturbação.

Dentre tais métodos, destacam-se os de máquina-barramento infinito (SIME) e aqueles baseados no segundo método de Liapunov.

Em 1998, CENTENO et al. sugeriram a utilização de um modelo de duas máquinas para a representação da conexão entre o sistema elétrico da Flórida e do sistema interligado norte-americano, realizada por duas linhas de 500 kV responsáveis pela transmissão de 90 % da potência importada pela Flórida.

A partir deste modelo de duas máquinas, a avaliação da estabilidade transitória é realizada pela obtenção do respectivo equivalente máquina-barramento infinito.

Considerou-se então, a abertura angular deste corredor de transmissão como uma boa aproximação do ângulo do OMIB, e desenvolveram-se funções em um relé para predição da perda de sincronismo entre os dois sistemas, baseadas no critério de áreas iguais.

Duas contingências foram estudadas: a abertura da interligação e a perda de geração no sistema da Flórida.

No primeiro caso a atualização dos parâmetros do OMIB é realizada pelo modelo considerando a nova topologia, enquanto que no caso de perda de geração, o parâmetro referente à nova potência mecânica do OMIB é estimado através da solução de um problema de mínimos quadrados formulado a partir das amostras dos ângulos e das potências elétricas obtidas pela Medição Fasorial Sincronizada.

Implementações do algoritmo em um relé auxiliou testes de campo onde se puderam realizar melhoramentos e concluir que a aproximação é adequada para o sistema em questão.

Também em 1999, BRETAS e PHADKE realizaram um estudo buscando prever perdas de sincronismo através da aplicação de modelos Auto-Regressivos (AR) com a finalidade de determinar os coeficientes de uma série temporal que represente a excursão do ângulo do OMIB equivalente do sistema após uma perturbação.

Nesta tarefa, utilizou-se um modelo Auto-Regressivo de segunda ordem, permitindo representar os seguintes comportamentos do ângulo do OMIB frente a uma perturbação: oscilar ou crescer indefinidamente, decair na forma de uma exponencial ou oscilar com amortecimento.

Testes sobre um sistema de 6 barramentos e 4 geradores apresentaram resultados satisfatórios na caracterização do estado do sistema em relação à estabilidade, sendo que o sistema é considerado estável se as raízes do modelo se apresentarem dentro de um círculo de raio igual a 1, no plano real-imaginário. Os autores salientaram que se supôs ainda, que os ângulos dos rotores pudessem ser fornecidos por equipamentos de Medição Fasorial Sincronizada.

Partindo também da premissa que os ângulos dos rotores e as potências elétricas e mecânicas das unidades geradoras possam ser fornecidos pelos SPMSs, PAVELLA et al. (2000) propuseram a aplicação do método SIME em tempo real para construção de OMIBs de sistemas multi-máquinas, de onde se estudaram ações de controle para

manutenção do sincronismo entre as unidades geradoras de um sistema elétrico frente a grandes perturbações.

O SIME é um método híbrido de avaliação da estabilidade transitória, que utiliza relações algébricas para determinar os parâmetros de um sistema máquina-barramento infinito que represente adequadamente o sistema elétrico, e onde possa ser aplicado o critério de áreas iguais. Este método é descrito em detalhes no APÊNDICE A.

A análise de um caso de estabilidade, definido pela condição operacional pré-falta e pela contingência é iniciada quando as amostras das grandezas δ , P_e , P_m e a inércia das máquinas são submetidas ao SIME tão logo uma grande perturbação se apresente. Destas grandezas, a potência elétrica pode ser obtida a partir dos fasores de tensão e corrente do barramento terminal das unidades geradoras, enquanto a constante de inércia e a potência mecânica necessitam serem aferidas na planta (mesmo que indiretamente).

Uma vez que os dados de MFS são enviados continuamente ao PDC, na caracterização de uma grande perturbação é conveniente a utilização de um parâmetro que habilite a submissão das amostras da MFS ao SIME (*Enable*), como variações bruscas do ângulo ou da potência acelerante do OMIB equivalente. Um fluxograma esquemático da aplicação do SIME em tempo real é apresentado na Figura 3.3.

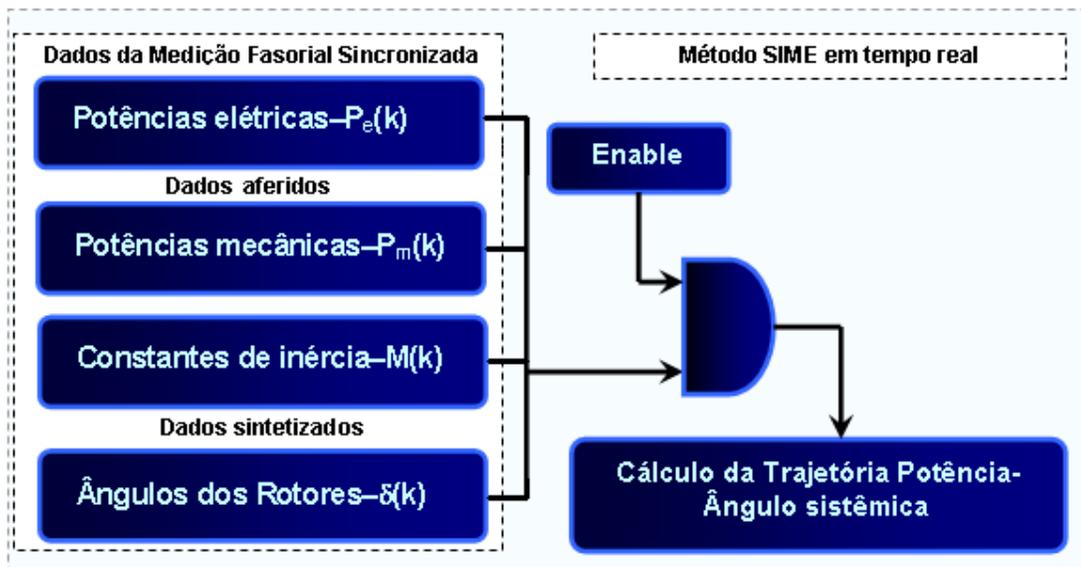


Figura 3.3 – Fluxograma da aplicação de dados de MFS no SIME

Baseado no SIME demonstrou-se que, teoricamente, tanto a avaliação da estabilidade transitória como o montante de alívio de geração que garante a manutenção do sincronismo pode ser realizada em tempo real com o advento da Medição Fasorial Sincronizada (ERNST, PAVELLA, 2000).

A aplicação do SIME em tempo real a partir de dados fasoriais apresenta exatamente a mesma formulação do SIME que recebe informações de simulações *off-line*, porém deve considerar aspectos relacionados à latência de dados e atrasos de transmissão, inerentes aos SPMSs e inexistentes no caso de simulações.

Além de ações de controle em tempo real, VEGA et al. (1998) demonstraram que a síntese dos parâmetros do sistema multi-máquinas em parâmetros de um sistema máquina-barramento infinito através do SIME, permite estimar o amortecimento sistêmico, por utilizar o método de Prony às trajetórias da potência acelerante e do ângulo sistêmicos, produtos do método.

Uma vez que o ângulo dos rotores das unidades geradoras não é uma grandeza diretamente mensurável, foi apresentado por DEL ANGEL et al. (2007) uma metodologia para predição dos ângulos dos rotores a partir das grandezas elétricas do barramento terminal dos geradores, baseada em redes neurais artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*).

A relação entre os parâmetros elétricos dos geradores e seu ângulo rotórico é uma função não-linear, e a idéia principal da aplicação de ANN é empregar um esquema de reconhecimento de padrões entre os parâmetros elétricos e o ângulo do rotor requerido.

Na estimação dos ângulos dos rotores a partir de grandezas elétricas do barramento terminal dos geradores foi utilizada uma ANN multicamada com realimentação dos valores reais, que apresenta maior robustez aos ruídos e capacidade de aprendizagem através de um novo conjunto de simulações.

Segundo os autores, as simulações da ANN proposta apresentaram resultados precisos dos ângulos das máquinas, motivando aplicações em campo.

3.2.2. Medição Fasorial Sincronizada em ações de controle contra risco de afundamento de tensão

Em relação à estabilidade de tensão, as aplicações no monitoramento e controle são desenvolvidas visando a determinação do ponto operativo de máxima transferência de potência de um corredor específico, de onde se pode estimar a margem de estabilidade como a distância entre tal ponto e o ponto operativo real do sistema, (REHTANZ, C., BERTSCH, J., 2002).

Um estudo apresentado por LARSSON, et al. (2004) exemplifica a potencialidade das aplicações da medição fasorial na determinação da margem de estabilidade para monitoramento e gerenciamento de ações de controle contra instabilidades de tensão,

através do cálculo da distância entre o ponto de máximo carregamento de um corredor de transmissão específico.

Basicamente, para um determinado barramento de interesse, aproxima-se a impedância do sistema à montante do ponto de medição pelo seu equivalente de Thévenin, e à justante pela impedância correspondente ao intercâmbio do barramento com o sistema elétrico ao qual está conectado, Figura 3.4. Os autores mostraram que a partir destas relações é possível determinar as características P-V de sistemas de transmissão e gerenciar ações de controle quando necessário.

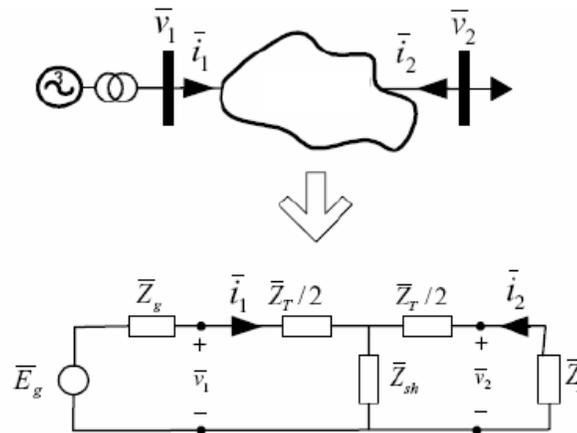


Figura 3.4 – Uso da MFS para avaliação da estabilidade de tensão (LARSSON, 2004)

Existem, ainda, pesquisas da utilização dos SPMSs para avaliações da estabilidade de tensão de longo termo, em subsistemas da América do Sul (REHTANZ; BERTSCH, 2002).

Inicialmente, o estado de equilíbrio do sistema é identificado indiretamente através de uma rotina de fluxo de potência, baseada em um modelo reduzido do sistema total. A partir de sucessivas soluções do fluxo de carga, a característica da carga em relação à tensão em cada alimentador é determinada, e utilizada para estimar a margem de estabilidade no caso de identificação de contingências. Verificou-se a possibilidade de utilização desta margem para identificação de colapsos, e a existência de tempo hábil para gerenciamento de ações de controle.

Uma última modalidade de controle emergencial visando evitar colapsos de tensão é apresentada por TAYLOR (2005). A proposta é baseada no gerenciamento de alívios de geração quando baixos níveis de tensão são identificados em barramentos-piloto do sistema elétrico. Tais alívios diminuem o carregamento dos circuitos em questão e restabelecem os níveis adequados de tensão nos barramentos.

3.2.3. Medição Fasorial Sincronizada em ações de controle contra risco de colapsos de frequência

Em relação a este tipo de instabilidade, SHI et al. (2005) apresentam um estudo de SEP baseado em SPMSs, como alternativa à tradicional proteção de subfrequência.

Este Sistema Especial de Proteção busca determinar o mínimo corte de carga necessário, de maneira a restabelecer os níveis adequados de tensão e balanço carga-frequência.

A filosofia básica é a solução de um problema de otimização, restrito para as tensões e aberturas angulares dos barramentos do sistema, e para a máxima excursão de frequência do centro de inércia do sistema.

Os principais resultados obtidos mostram cenários que reduzem o corte de carga e, adicionalmente, produzem menores degradações de perfis de tensão e aberturas angulares entre barramentos do sistema.

3.2.4. Estágio atual de desenvolvimento de SEPs utilizando MFS

Nos EUA, TAYLOR et al. (2005) apresentaram uma proposta de controle sistêmico baseado em medições fasoriais sincronizadas, com potencial aplicação ao sistema WSCC norte-americano.

Tal sistema de controle, chamado WACS (*Wide-Area Control System*), propõe a utilização do monitoramento já existente do projeto WAMS, atribuído à BPA (*Bonneville Power Administration*), dos fasores de tensões em 12 subestações de 500 kV do sistema WSCC, para gerenciar alívio de geração em usinas caso sejam verificados afundamentos de tensão avaliados por dois algoritmos.

Esta proposta já apresentou melhorias baseadas no monitoramento de eventos ocorridos, onde os dados do WAMS aplicados às lógicas do WACS mostraram a manutenção de intercâmbios até 300 MW maiores após a perturbação, comparativamente aos atuais SEPs.

Fundamentalmente, as duas lógicas propostas monitoram o afundamento de tensão por um tempo determinado, funcionando de forma similar aos relés com curvas de tempo inverso.

As tensões das subestações monitoradas são ainda, ponderadas por importância, e uma ação de controle é gerenciada quando a acumulação atinge um valor especificado e a tensão na subestação correspondente se encontra abaixo de um patamar também determinado.

Na China, estão sendo realizadas pesquisas para a concepção de um Sistema Especial de Proteção com várias funções coordenadas, baseado em informações dos SPMSs (YIANGTAO; YONGHUA; JUNXIAN, 2005). Este SEP é composto pelos seguintes módulos independentes:

- Detecção de oscilações: monitoramento de oscilações com baixo amortecimento, identificando o centro da oscilação.
- Análise de sincronismo: identificação de condições severas que estão situadas em regiões específicas do sistema.
- Predição rápida de perda de sincronismo: identificação de instabilidades transitórias, baseada em critérios simples de decisão, a partir da observação da trajetória dos parâmetros do centro de oscilação do sistema.
- Separação do sistema: analisa o equilíbrio carga-geração e permite a separação do sistema em vários subsistemas menores.

Demonstrou-se, através de simulações, que a metodologia proposta apresenta boas características de adaptação ao estado operativo do sistema, sensibilidade em relação às diferentes contingências e possibilidade de gerenciar a separação de interconexões quando uma das extremidades apresenta condições de perda de sincronismo.

Além disso, XIE et al. (2005) e SONG et al. (2005) citam o fomento do sistema elétrico chinês para a criação de um sistema de defesa coordenado, baseado em SPMSs e sob responsabilidade da *State Grid Corporation of China* (SGCC).

3.3. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados a Medição Fasorial Sincronizada, seus elementos componentes e as principais aplicações dos dados dessa nova tecnologia sobre os SEPs.

Destas potenciais aplicações, destacou-se aquela relacionada aos sistemas especiais de proteção, em que se relatou as principais pesquisas existentes na atualidade.

A revisão apresentada neste capítulo mostrou a existência de diversas proposições de ações de controle baseadas em SPMSs, não necessariamente apresentando padronização entre as metodologias.

Nos EUA, um protótipo de controle emergencial que utiliza a Medição Fasorial Sincronizada já se encontra em operação, tendo sido apresentados resultados de sua atuação em eventos reais, o que fortalece a hipótese de aplicabilidade dos SPMSs nos Sistemas Especiais de Proteção.

No capítulo seguinte são apresentadas e comentadas as lógicas de controle implementadas no atual Esquema de Controle de Emergência do tronco de 765 kV, e são discutidos os fenômenos que decorrem de contingências neste Sistema de Transmissão, assim como os critérios atuais que definem as ações de controle, no intuito de fundamentar uma proposta de alternativa ao Esquema de Controle atual, usando-se dados de SPMSs.

CAPÍTULO 4

4. ESQUEMA DE CONTROLE DE EMERGÊNCIA DO TRONCO DE 765 kV

A Usina Hidrelétrica de Itaipu (UHE IPU) é um empreendimento pertencente ao Brasil e ao Paraguai, que foi concebido com intuito de produzir energia a partir do aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, desde e inclusive o Salto de Sete Quedas até a foz do rio Iguaçu.

Possui 20 unidades geradoras (compostas pelo conjunto turbina-gerador), sendo 10 de 50 Hz/823 MVA (f.p. 0,85) e 10 de 60 Hz/737 MVA (f.p. 0,95).

Sua capacidade instalada total soma 14000 MW e, em termos energéticos, corresponde atualmente por aproximadamente 20% da energia elétrica consumida no Brasil e 90% da consumida no Paraguai (ITAIPU, 2008).

A UHE IPU está conectada ao SIN e ao sistema elétrico paraguaio através de quatro linhas de interligação (LI) em 500 kV para cada setor, dispostas como na Figura 4.1.

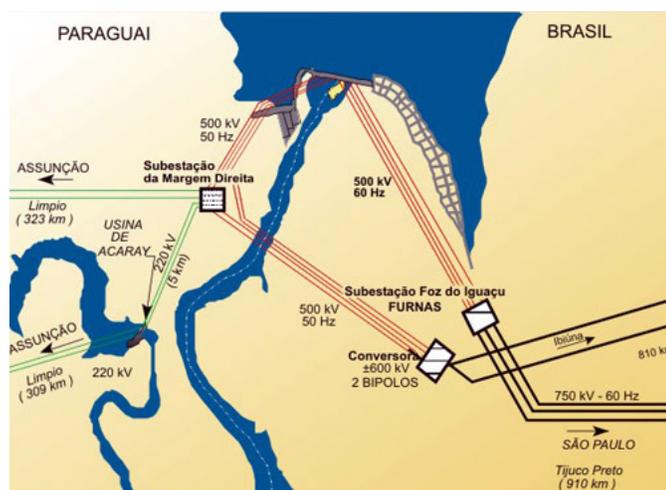


Figura 4.1 – Panorama da conexão da UHE IPU com os SEEs do Brasil e do Paraguai

O consumo principal da energia produzida pela UHE IPU se concentra no sudeste brasileiro, sendo seu sistema de transmissão associado composto por dois sub-sistemas: um de extra alta tensão (765 kV) em corrente alternada 60 Hz (EAT-CAT) e um de alta tensão (± 600 kV) em corrente contínua (AT-CC), ambos atribuídos a Furnas Centrais Elétricas S.A.

O sistema de transmissão de FURNAS em EAT-CAT é composto por três linhas com tensão nominal de 765 kV, compensadas em todos os ramos por capacitores série e reatores em derivação, ligando nas extremidades as subestações elevadora (Foz do Iguaçu/STFI) e rebaixadora (Tijuco Preto/STTP).

Estas linhas de transmissão estão seccionadas em duas subestações (Ivaiporã/STIV e Itaberá/STIA), existindo uma interligação com capacidade de de 4950 MW com a região Sul em Ivaiporã.

De modo simplificado, o tronco de 765 kV e seus equipamentos constituintes principais podem ser representados pela Figura 4.2.

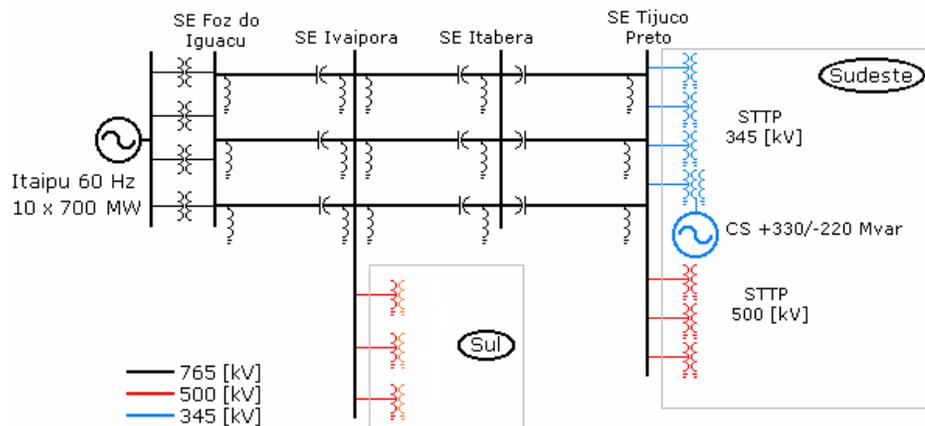


Figura 4.2 – Representação simplificada do tronco 765 kV

Devido à tensão nominal e ao montante de potência transmitida, contingências neste sistema de transmissão podem gerar fenômenos de extrema gravidade que influenciam a operação de todo o sistema interligado nacional.

Desta maneira, concebeu-se um Sistema Especial de Proteção com o intuito de aumentar o limite de transmissão, descrito no subitem a seguir.

4.1. ECE do tronco de 765 kV

Segundo RIBEIRO, MELO e da SILVA (1997), a necessidade de um esquema de controle de emergência se mostrou indispensável devido à frequência de contingências severas no tronco de 765 kV, que chegaram a causar interrupção temporárias de fornecimento, ocorridas no período de 1993 a 1997, tal como apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Contingências no tronco de 765 kV que levaram ao corte de carga (RIBEIRO, MELO e da SILVA, 1997)

Data	Hora	Trecho de Linha	Corte de Carga [MW]
13/05/1993	20:14	FI – IV	4100
24/06/1994	16:27	IV – IA	2700
17/01/1995	17:40	IA – TP	4600
25/10/1996	01:04	IV – IA	4000
16/12/1996	07:50	IA – TP	3100
12/02/1997	16:48	IV - IA – TP	3400

Este esquema foi então concebido como ações de proteção habilitadas por intervenções humanas quando da entrada em operação da segunda linha de transmissão do tronco de 765 kV (1989), e substituído em 1995 por um sistema digital automático fundamentado em Controladores Lógicos Programáveis (CLP), devido aos vários desligamentos indevidos causados por falhas de manobras nas chaves de seleção e durante a manutenção destas. A incorporação dos CLPs permitiu um aumento da confiabilidade do esquema (que anteriormente possuía somente comunicação com a subestação de Itaberá), de sua seletividade (permitiu avaliar simultaneamente dados de fluxo no tronco de 765 kV, tensão nos barramentos das subestações, topologia e carregamento nas transformações ao longo do sistema de transmissão), e de sua flexibilidade pela facilidade de reprogramação das referências das lógicas (OLIVEIRA, et al., 1996).

O ECE do tronco de 765 kV tem por finalidade evitar que, durante contingências de linhas e/ou autotransformadores do sistema de transmissão em 765 kV ou da LT Ibiúna-Bateias, ocorra qualquer das seguintes condições (ITAIPU, 2007):

- autoexcitação nas unidades geradoras de ITAIPU 60 Hz,
- abertura das interligações ITAIPU / Sul / Sudeste,
- colapso de tensão no tronco de 765 kV,
- perda de sincronismo entre ITAIPU 60 Hz e o sistema brasileiro,
- sobretensões no Sistema de 765 kV e 500 kV,
- sobrecarga nos autotransformadores do sistema de 765 kV,
- sobrecarga em equipamentos associados as linhas de 765 kV, e
- sobrefrequência e bloqueio de usinas térmicas na região sul.

A arquitetura do ECE do tronco de 765 kV é composta por CLPs instalados nas subestações de Foz do Iguaçu, Ivaiporã, Itaberá e Tijuco Preto, e na Usina de Itaipu. Na UHE IPU estão em funcionamento dois CLPs, de maneira a atender níveis adequados de confiabilidade. A disposição destes equipamentos e suas conexões está ilustrada na Figura 4.3.



Figura 4.3 – Arquitetura do ECE do tronco de 765 kV

A configuração topológica do tronco de 765 kV é muito relevante na atualização das referências para corte de geração. O ECE do tronco de 765 kV abrange as configurações ilustradas na Figura 4.4, que correspondem à:

- Configuração completa: todos os nove circuitos de 765 kV e ao menos um autotransformador 765 / 525 kV de Ivaiporã.
- Configuração intermediária 1: caracterizada por estarem indisponíveis até dois autotransformadores de 765 / 525 kV de Ivaiporã e um circuito da LT IA-IV e/ou um circuito da LT IA-TP.
- Configuração intermediária 2: caracterizada por estarem indisponíveis um circuito da LT FI-IV e até dois autotransformadores 765 / 525 kV de Ivaiporã, podendo estar indisponível um circuito da LT IA-IV e/ou da LT IA-TP.
- Configuração Incompleta: caracterizada por estar indisponível a transformação de Ivaiporã ou mais circuitos de 765 kV além dos definidos nas configurações intermediária 1 ou 2.

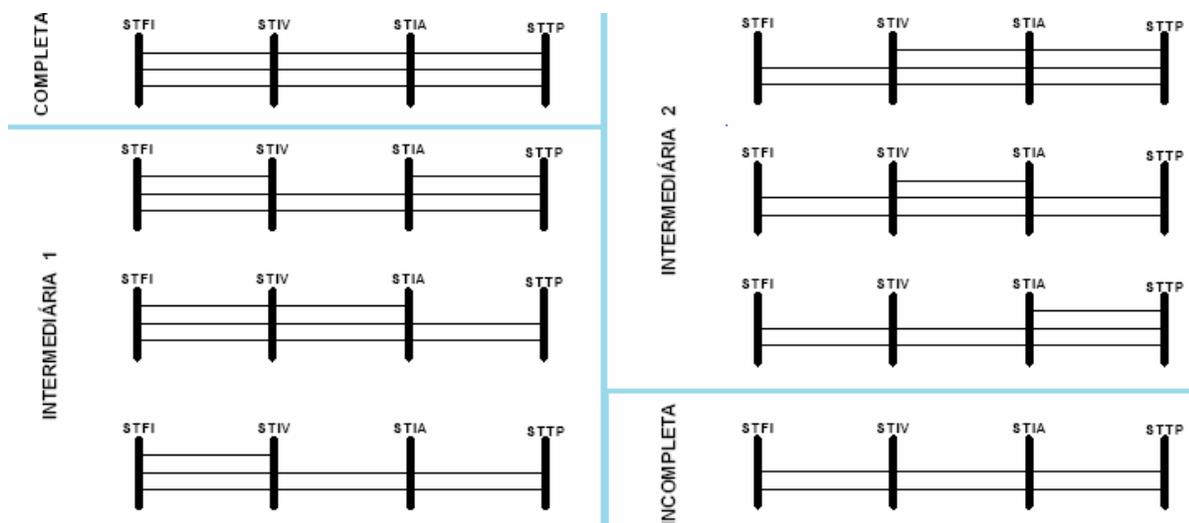


Figura 4.4 – Topologias abrangidas pelo ECE do tronco de 765 kV

O ECE do tronco de 765 kV é constituído por 20 ações de proteção identificadas como lógicas, enumeradas na Tabela 4.2. De acordo com a classificação apresentada no capítulo 2, este ECE pode ser classificado como um esquema com ações emergenciais e em malha aberta.

Tabela 4.2 – Enumeração das Lógicas do ECE do tronco de 765 kV.

Lógica	Monitoramento	Ação
1	Sobrecarga nos autotransformadores da ST-FI 60 Hz	Desligamento de UGs
2.1	Abertura de uma linha entre Ivaiporã e Itaberá	Desligamento de UGs
2.2	Abertura de uma linha entre Itaberá e Tijuco Preto	Desligamento de UGs
4	Sobrefrequência	Desligamento da interligação FI-IV
5	Abertura de uma linha entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã	Desligamento de UGs
6 e 6'	Sobrecarga nos autotransformadores da ST-IV	Desligamento de UGs
7	Sobretensão na SE-IPU 60 Hz e desligamento de todos os circuitos na ST-FI	Desligamento das barras de 500 kV
8	Abertura de todos os circuitos na ST-IV ou ST-TP	Desligamento de UGs
9 e 9'	Sobrecarga nos autotransformadores da ST-TP	Desligamento de UGs
10	Tensão na barra piloto e fluxo entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã	Desligamento de reator no tronco
11	Limitador de corrente de excitação e fluxo entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã	Desligamento de uma UG
12	Abertura simultânea de circuitos de mesmo vão entre Itaberá e Ivaiporã e Itaberá e Tijuco preto	Desligamento de UGs
13	Abertura simultânea de circuitos de mesmo vão entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã e Itaberá e Tijuco preto	Desligamento de UGs
14	Abertura simultânea de dois circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã	Desligamento de UGs
15	Abertura simultânea de dois circuitos entre Itaberá e Ivaiporã ou entre Itaberá e Tijuco Preto	Desligamento de UGs
16	Abertura de todos os autotransformadores na ST-IV e fluxo entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã	Desligamento de UGs
17	Abertura dos circuitos Ibiúna-Bateias e fluxo entre Ivaiporã 765 kV e Ivaiporã 500 kV	Desligamento de UGs
18	Abertura dos circuitos Ibiúna-Bateias e fluxo entre Ivaiporã 765 kV e Ivaiporã 500 kV	Desligamento de uma UG

As lógicas deste ECE utilizam as informações de modo condicional, podendo ser agrupadas de acordo com a finalidade da atuação.

As lógicas contra sobrecarga em transformadores monitoram a desconexão não programada de transformadores em Foz do Iguaçu, Ivaiporã ou Tijuco Preto, e executam a redução do fluxo das unidades remanescentes por rejeição de unidades geradoras em Itaipu, tal como ilustrado no diagrama da Figura 4.5 para lógica 9.

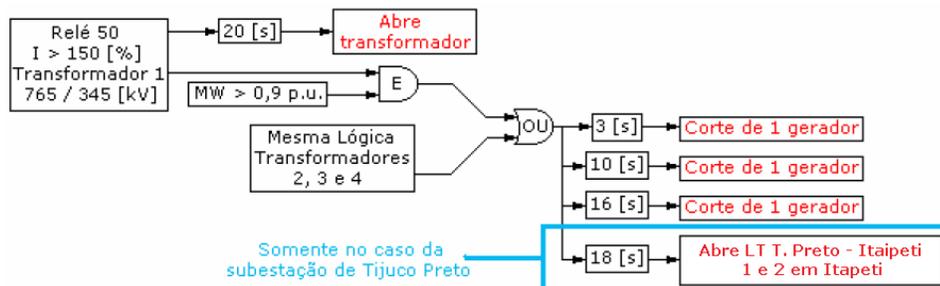


Figura 4.5 – Exemplo de lógica de sobrecorrente em transformadores

As lógicas contra instabilidade transitória procuram reduzir oscilações de potência e evitar perda de sincronismo pós-distúrbio, ocasionadas pela abertura de um ou mais trechos do tronco de 765 kV.

Contra estes fenômenos existem 7 lógicas (2.1, 2.2, 5, 12, 13, 14 e 15), que desconectam Unidades Geradoras de acordo com o montante de transmissão de potência antes e após a interligação sul-sudeste, indicados pelo Fluxo de Potência entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã (FIPU) e pelo Fluxo de Potência entre as subestações de Ivaiporã e Tijuco Preto (FSE).

A adição de unidades geradoras para o corte é baseada em referências, de maneira gradual em 3 patamares de fluxo, representados na Figura 4.6.

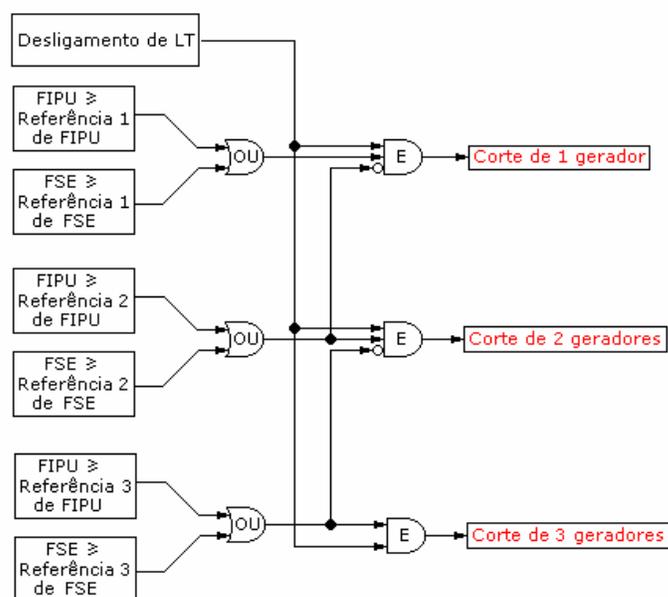


Figura 4.6 – Arquitetura das lógicas com objetivo de evitar instabilidade angular

Essas lógicas, por ordem regressiva de severidade, monitoram: abertura dupla paralela entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã (14) ou Ivaiporã e Tijuco Preto (15), dupla série entre Foz do Iguaçu e Itaberá (13) ou entre Ivaiporã e Tijuco Preto (12) e simples entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã (5) ou Ivaiporã e Tijuco Preto (2), de acordo com a Figura 4.7.

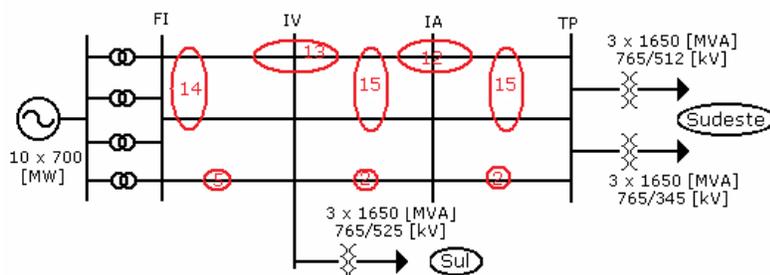


Figura 4.7 – Eventos monitorados nas lógicas contra instabilidade angular

A lógica que monitora a perda de transformação de Ivaiporã 765/525 kV gerencia o desligamento de geradores para evitar a abertura do sistema de 765 kV, de acordo com a Figura 4.8.

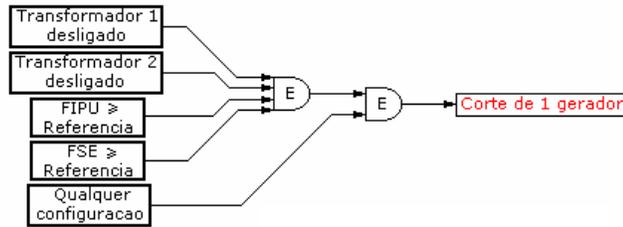


Figura 4.8 – Diagrama de atuação da lógica para evitar abertura do tronco de 765 kV por sobrecarga no caso de perda de transformação em Ivaiporã

A lógicas contra instabilidades de frequência (lógicas 4 e 8) atuam pela identificação da rejeição de todos os circuitos entre Ivaiporã e Tijuco Preto, e gerenciam desligamento de UGs com a intenção de evitar a sobrefrequência causada pela injeção de potência no subsistema sul, que pode vir a bloquear as usinas termelétricas deste subsistema e agravar ainda mais o distúrbio.

Estas lógicas atuam até o limite de 4 unidades em operação, para que o desligamento não cause autoexcitação nas UGs remanescentes em Itaipu.

De uma maneira simplificada, a autoexcitação de unidades geradoras é associada ao aumento espontâneo dos enlaces de fluxo do gerador síncrono, decorrente da incapacidade das UGs em controlar sua tensão terminal (OLIVEIRA, 1987).

Este fenômeno geralmente está associado a rejeições de cargas que causam a conexão às usinas de longas linhas de transmissão que permaneçam com um terminal aberto (FARIAS; da SILVA, 2001).

No caso da UHE IPU 60 Hz, a rejeição de um bloco grande de unidades geradoras pode inserir grandes cargas capacitivas nos geradores restantes devido a possível geração de reativos associada ao tronco de 765 kV em vazio.

Assim, a rejeição de geração em Itaipu 60 Hz está limitada a um número máximo de UGs que garantam um mínimo de unidades em operação após o distúrbio, de modo a evitar que ocorra a autoexcitação das UGs que restarem conectadas.

Uma das soluções propostas para evitar colapso de tensão no tronco de 765 kV, originado por causas externas a eventos no tronco de 765 kV e intensificado pela atuação do limitador de corrente de excitação das UGs de Itaipu, se baseia no desligamento do reator de barra de Ivaiporã se forem identificadas simultaneamente tensão baixa na barra piloto e injeção elevada de reativos, ou desligamento de gerador caso houver atuação de seu limitador de corrente de campo por tempo igual ou superior a 300 ms (COMISSÃO MISTA DE OPERAÇÃO Itaipu-Ande-Eletróbrás, 2005).

Por fim, somente a lógica 7 é singular e possui canal próprio de comunicação. Esta lógica desliga o barramento de 500 kV de Itaipu 60 Hz se houver sobretensão sustentada maior que 600 kV por tempo igual ou superior a 300 ms, decorrente de rejeição total em Foz do Iguaçu.

Desde sua entrada em operação em 1995 até setembro de 2006, o ECE atuou 164 vezes, realizando o desligamento acumulado de 309 unidades geradoras (OLIVEIRA, 2006), dados apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Número de atuações por lógica, período 1995 – 2006.

Total de atuações do CLP por lógica										
Lógica 2	Lógica 4	Lógica 5	Lógica 6	Lógica 8	Lógica 9	Lógica 11	Lógica 12	Lógica 13	Lógica 14	Lógica 15
77	2	28	4	15	13	4	8	5	3	5

Foram observadas menos de 10% de atuações incorretas ou recusas, comprovando uma atuação eficiente por parte do esquema de proteção de emergência (OLIVEIRA, 2006).

O montante de geração aliviado pelas ações de controle após a abertura de linhas do tronco de 765 kV, de maneira que haja um mínimo risco de ocorrência de problemas eletromecânicos, é determinado considerando que o sistema apresente um desempenho dinâmico satisfatório após a ocorrência da contingência, definido por um conjunto de critérios apresentado e discutido no item subsequente.

4.2. Critérios para determinação do montante de alívio de geração das ações de controle do ECE do tronco de 765 kV

Para se propor um esquema de controle utilizando os conceitos do subitem 2.2, é necessário conhecer quais objetivos o ECE atual se propõe com suas ações de controle. Esses objetivos são bem representados pelos critérios de simulação adotados na determinação no montante de alívio de cada ação de controle.

Na avaliação do impacto das contingências no tronco de 765 kV e definição das ações de controle do seu Sistema Especial de Proteção, são adotados índices de desempenho dinâmico frente a distúrbios conhecidos, de onde se determina o montante de ação de controle tal que caracterize uma região de segurança operativa com mínimo risco da ocorrência de fenômenos de extrema gravidade.

Estes critérios são fundamentados nas determinações dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema, em especial o sub-módulo 23.03 “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”, de onde se destacam especificamente os tópicos:

5.3.1) “... o nível de tensão fase-fase em corrente alternada, para a tensão base de 765 kV deve corresponder à no mínimo 688 kV (0,9 p.u.) e no máximo a 800 kV (1,046 p.u.) em regime permanente”.

6.3) “...os estudos de curto-circuito servem como subsídio para estudos dinâmicos, sendo realizados utilizando os parâmetros de rede do regime subtransitório”.

8.3.4. c) “a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio”.

8.3.10) “...os tempos de eliminação do defeito pela abertura do disjuntor no 750 kV são iguais a 80 ms (sem falha no disjuntor) e 200 ms (com falha no disjuntor)”.

8.3.11 a) “Em qualquer condição de carga, o sistema deverá ser estável para curto-circuitos monofásicos, sem religamento, considerada a **perda de um**¹ de seus elementos. Além de estável, o desempenho do sistema não deverá implicar riscos de sobrecarga inadmissíveis em equipamentos nem tampouco desligamentos adicionais incontrolláveis e indesejáveis”.

Para o atendimento integral de todos os critérios acima citados, em especial do último acima, as simulações de contingências no tronco de 765 kV e ajuste do montante de alívio de geração do ECE atual, é necessário respeitar simultaneamente as seguintes condições:

- As tensões nas subestações de Itaipu 60 Hz e do tronco de 765 kV devem apresentar um comportamento dinâmico pós-perturbação tal que:
 - A primeira oscilação pós-perturbação de qualquer tensão não deve ser inferior a 0,6 p.u na primeira oscilação e 0,80 p.u. nas demais.
 - O valor de regime permanente de qualquer tensão deve diferir em, no máximo, 10 % do valor inicial de regime pré-perturbação, e deve atender os limites de regime, iguais a 90 %, no mínimo, e 104,6 %, no máximo.
 - a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio;

¹ No caso do ECE do tronco de 765kV, são considerados, adicionalmente, contingências com perdas duplas de circuitos (N-2), onde tais critérios podem ser flexibilizados. No entanto, a diretriz para este tipo de distúrbio é constituída pelos itens postulados, os quais procuram ser cumpridos.

A Figura 4.9 ilustra os limites das tensões, definidos a partir deste critério, originando o invólucro indicado em preto para corresponder a um caso com desempenho satisfatório.

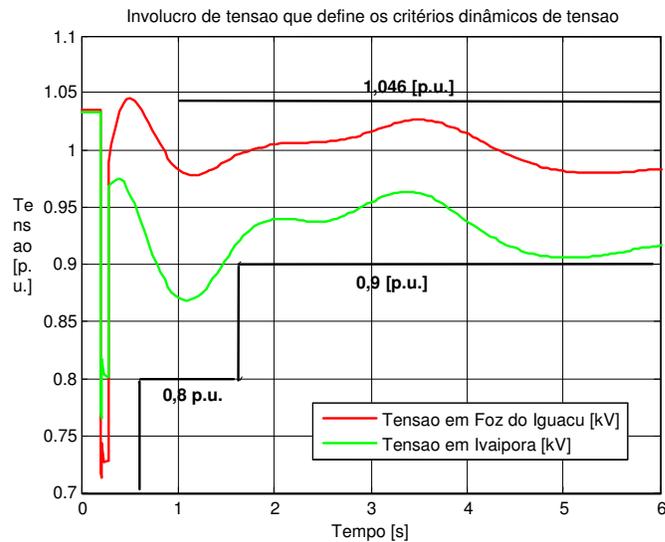


Figura 4.9 – Desempenho dinâmico de tensão esperado nas subestações do tronco de 765 kV

- Os parâmetros do circuito de excitação/campo devem apresentar um comportamento dinâmico pós-perturbação tal que:
 - O valor de regime permanente da corrente de campo não deve ser superior a 2,05 p.u. em regime pré-perturbação e 2,1 p.u em regime pós perturção. Este limite é ilustrado na Figura 4.10, que mostra a corrente de campo nas máquinas de Itaipu após perturbação com abertura de linha do tronco, e foi incluído como um critério de simulação sabendo-se que se estas condições forem verificadas a atuação do limitador de corrente de excitação das UGs de Itaipu causa o afundamento da tensão no tronco de 765 kV.

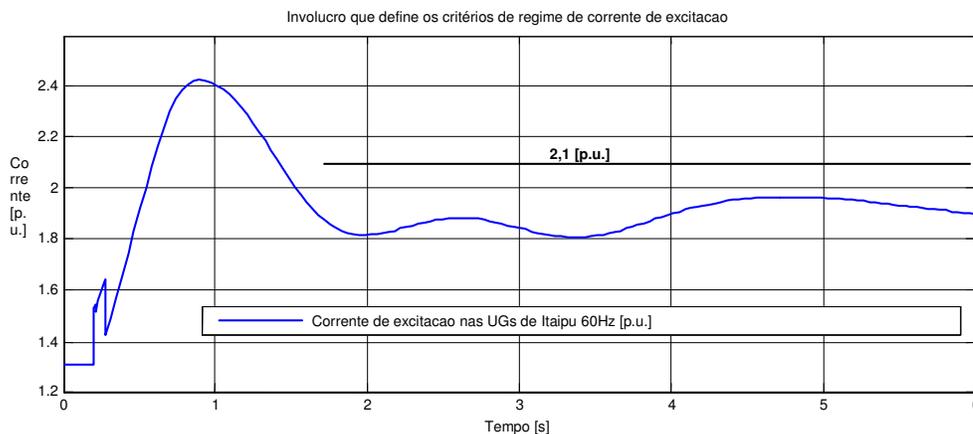


Figura 4.10 – Desempenho esperado de corrente de excitação nas UGs de Itaipu

- Não deve haver atuação do limitador de corrente de excitação por tempo igual ou superior a 300 ms. O momento qual ocorre a atuação do limitador é indicado pelo não seguimento do sinal de controle da tensão de excitação pelo sinal da tensão do regulador de tensão, como ilustrado na Figura 4.11.

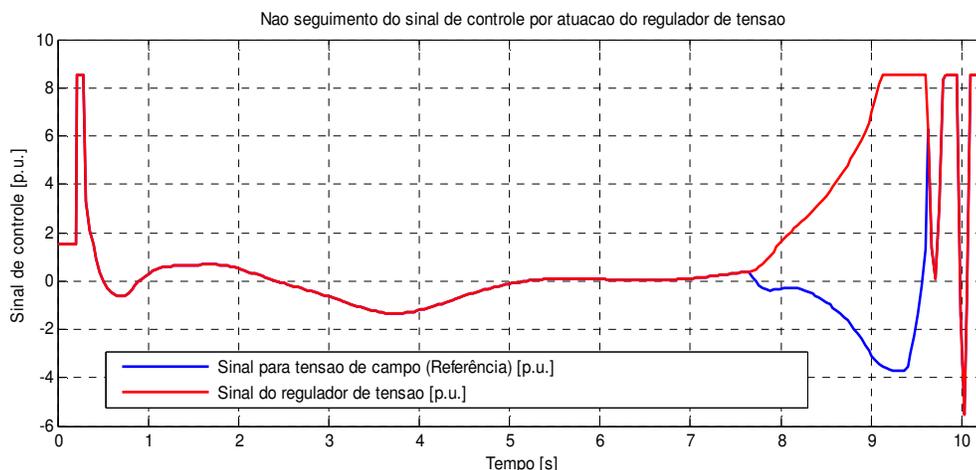


Figura 4.11 – Exemplo de atuação do limitador temporizado de corrente de excitação

E, adicionalmente, as oscilações de potência originadas por tais contingências devem ser tais que não causem atuação das Proteções de Perda de Sincronismo (PPS) instaladas no tronco de 765 kV e na interligação Nordeste-Centro-Oeste-Sudeste.

A avaliação da atuação é realizada pela excursão da impedância aparente dos circuitos que possuem instalada essa proteção, exemplificada na Figura 4.12.

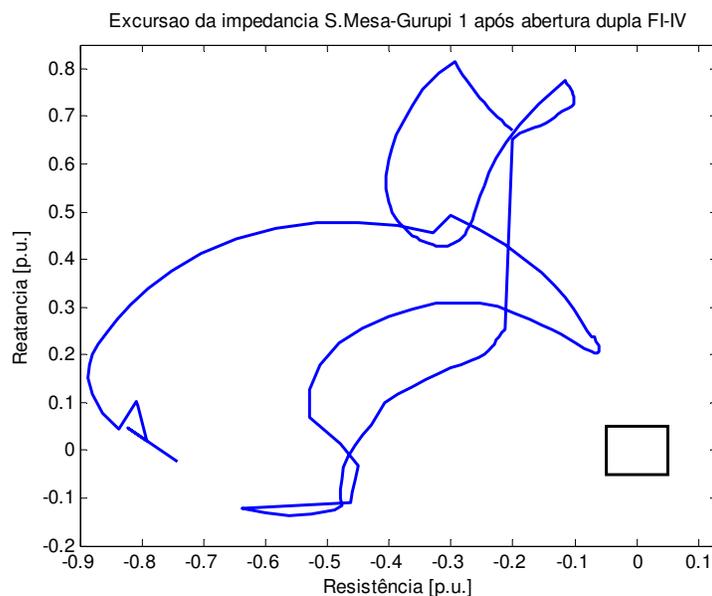


Figura 4.12 – Exemplo de excursão da Impedância da LT Imperatriz-Colinas C1, no caso de perturbação com abertura de linha no tronco de 765 kV

Destes critérios, percebe-se que a proposição de uma alternativa para o ECE do tronco de 765 kV deve considerar fenômenos tais como os afundamentos de tensão neste corredor, assim como as oscilações de potência na interligação Nordeste-Centro-Oeste-Sudeste, apresentados em seguida.

4.3. Requisitos para um ECE no tronco de 765 kV utilizando MFS

Inicialmente, para se propor uma alternativa de Sistema Especial de Proteção para o ECE do tronco de 765 kV, é necessário que se estabeleça quais estratégias de controle serão adotadas.

Estas estratégias de controle dependem, principalmente, do fenômeno sistêmico, ou seja, do tipo de instabilidade que se deseja mitigar.

As lógicas existentes no ECE atual do tronco de 765 kV contra oscilações de potência originadas por abertura de linhas de transmissão do tronco de 765 kV foram apresentadas na Figura 4.7, e os principais fenômenos originados por elas são discutidos no subitem a seguir.

4.3.1 Fenômenos originados por contingência no tronco de 765 kV

Contingências no tronco de 765 kV podem gerar tanto perda de sincronismo, como afundamentos de tensão ou colapsos de frequência no Sistema Interligado Nacional.

Geralmente, esses fenômenos se apresentam simultaneamente, influenciando-se entre si, e por isso a simulação passo-a-passo se torna ainda mais importante para análise dos fenômenos no tronco de 765 kV.

Entretanto, para aplicação de métodos de avaliação que viabilizem a utilização da Medição Fasorial Sincronizada, esses fenômenos devem ser dissociados.

Sendo assim, o risco de colapsos de frequência está principalmente associado à possibilidade de rejeição total de carga entre as subestações de Ivaiporã e Tijuco Preto, caracterizada pela abertura dos três circuitos paralelos que compõe um dos ramos.

Neste caso, o intercâmbio entre o tronco de 765 kV e o subsistema sudeste tende a ser injetado no subsistema sul, causando um superávit de geração e um aumento da frequência, tal como apresentado na Figura 4.13.

Este aumento de frequência pode causar bloqueio nas usinas térmicas do sul por sobrefrequência absoluta, considerando-se ainda, que antes mesmo que ocorra o bloqueio existe um risco elevado de colapsos devido aos possíveis desligamentos em cascata de elementos do SIN, pelas atuações das proteções ou dos ECEs.

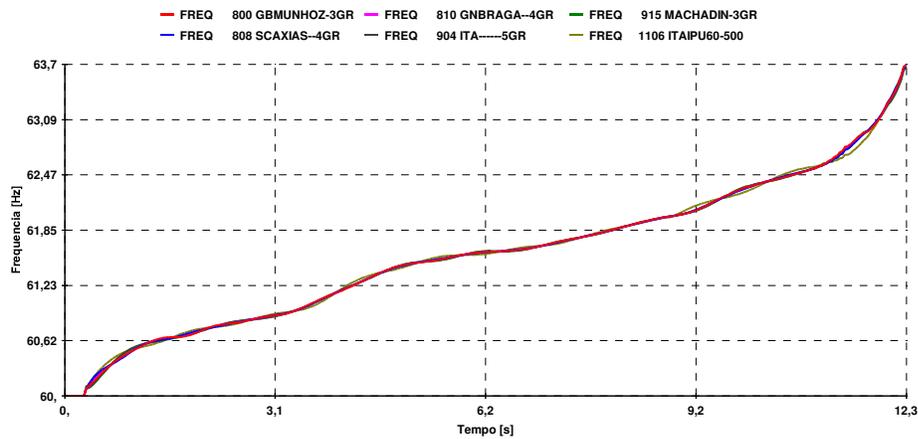


Figura 4.13 – Excursão da frequência quando de rejeição total em Tijuco Preto

Os fenômenos de perda de sincronismo e de afundamento de tensão, por sua vez, originados por abertura de circuitos no tronco de 765 kV, estão diretamente ligados à atuação dos limitadores de corrente máxima de excitação das UGs de Itaipu 60 Hz causada pela exigência de reativos do sistema no regime pós-perturbação, e por isso uma análise da atuação destes equipamentos é relevante para definição das estratégias de controle a serem propostas.

Inicialmente, após a abertura de circuitos no tronco de 765 kV, o elevado montante de potência transmitido por esse corredor tende a se distribuir nos circuitos paralelos remanescentes no trecho onde houve abertura, indicado na Figura 4.14 pela descontinuidade da curva em vermelho aos 480 ms.

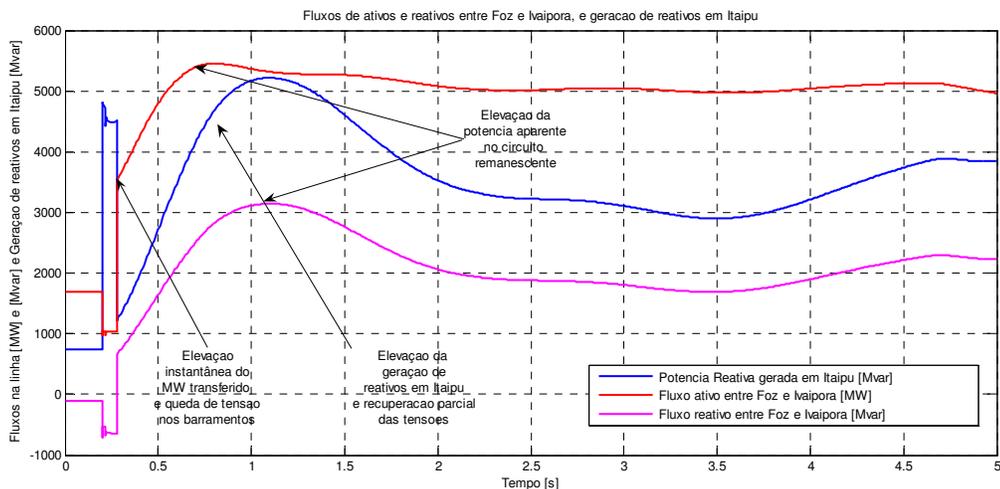


Figura 4.14 – Elevação dos fluxos de potência ativa e reativa no circuito remanescente quando da abertura de circuitos em um trecho do tronco de 765 kV

Esse fluxo excessivo em tais circuitos causa um afundamento de tensão nas subestações do tronco, Figura 4.15, que implica em um aumento da geração de reativos em Itaipu 60 Hz (Figura 4.14, curva em azul).

Esse aumento da geração de reativos eleva a tensão nos barramentos do tronco, e conseqüentemente o fluxo de potência ativa (Figura 4.14, curva em vermelho, a partir dos 480 ms), intensificando a queda de tensão, Figura 4.15.

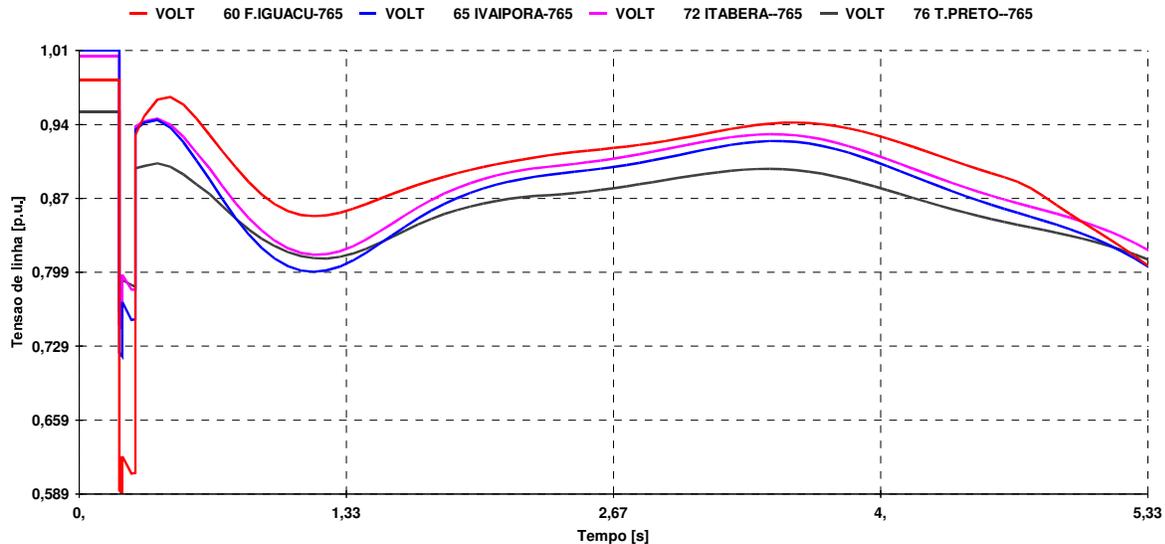


Figura 4.15 – Afundamento das tensões nas subestações do tronco de 765 kV, frente a contingência no mesmo

Esses afundamentos são intensificados pela atuação dos limitadores de corrente de excitação das UGs de Itaipu 60 Hz, pois quando estes ocorrem há uma drástica redução da injeção de reativos no sistema.

As Unidades Geradoras de Itaipu possuem dois limitadores de corrente máxima de excitação, um temporizado, referente ao aquecimento dos enrolamentos do rotor, determinado pela curva de capacidade das unidades, e um instantâneo que se refere à corrente máxima que os tiristores da ponte que compõe o circuito de campo suportam sem ser danificados (de OLIVEIRA, 1999).

Durante as simulações realizadas, não foram identificados casos onde houvesse atuação do limitador instantâneo de corrente de excitação.

Já o limitador temporizado atuou na maioria dos casos onde houve perda de sincronismo ou afundamento de tensão.

O limite de corrente estatórica das UGs de Itaipu é definido a partir de sua curva de capacidade (ou capacidade), construída a partir da tensão terminal da máquina e sua reatância de eixo de quadratura (de OLIVEIRA, 1999), e é apresentada na Figura 4.16.

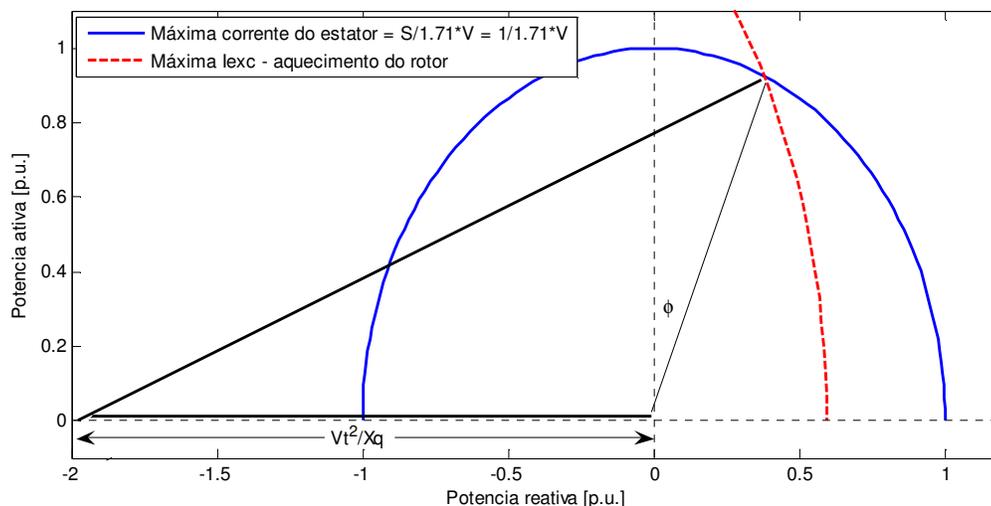


Figura 4.16 – Definição do limite de corrente do estator

A análise da excursão da potência de Itaipu 60 Hz em relação à curva de capacidade de suas UGs, quando há afundamento de tensão, é ilustrada pela Figura 4.17, obtida a partir de uma simulação de curto-circuito seguido de abertura dupla de circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã. Nesta Figura, se evidencia que a temporização e a atuação do limitador de corrente de excitação estão associadas aos limites determinados pela curva de capacidade pelas trajetórias em ciano e magenta, que ocorrem especialmente na região exterior ao limite da corrente de excitação.

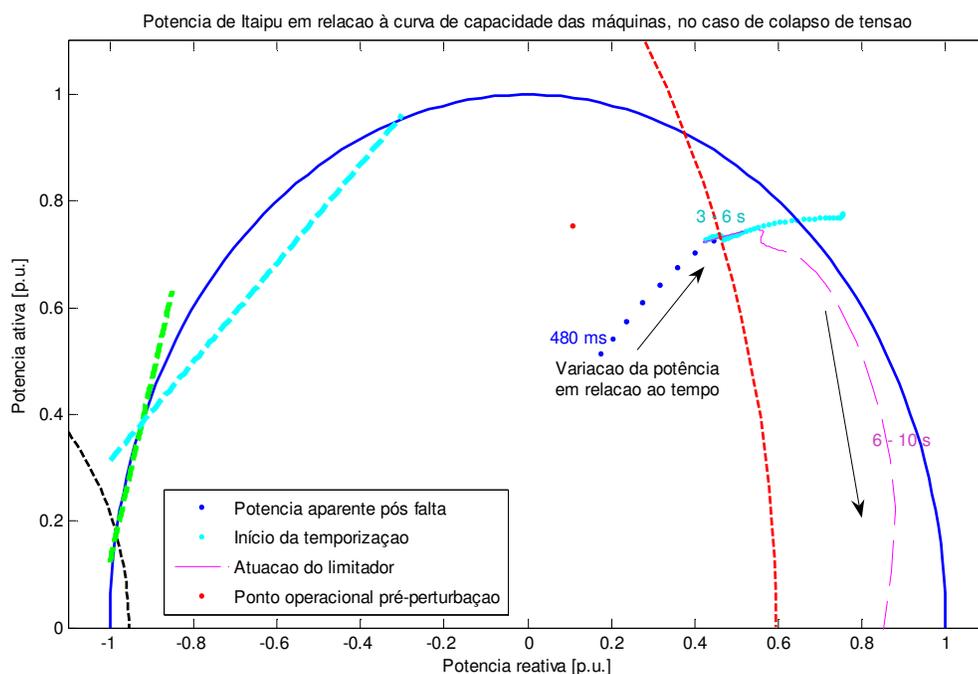


Figura 4.17 – Excursão da potência aparente gerada em Itaipu quando de afundamento de tensão no tronco de 765 kV

Na Figura 4.17 percebe-se que após a perturbação e abertura das linhas, há uma recuperação da potência ativa gerada em Itaipu em relação ao instante imediatamente posterior à ocorrência do curto-circuito, e que ocorre simultaneamente a um aumento de sua potência reativa, solicitada devido ao afundamento da tensão causado pela perturbação.

Essa elevação de potência aparente, entretanto, supera o limite de máxima corrente do rotor e dando início à temporização do limitador de corrente, que quando atua causa o rebaixamento da tensão terminal de Itaipu e intensifica o afundamento de tensão no tronco de 765 kV.

Esta lógica de controle, está implementada no circuito de campo das UGs de Itaipu. Avaliando-se os parâmetros da excitação das máquinas de Itaipu 60 Hz, estes baixos níveis de tensão no tronco de 765 kV fazem com que a corrente de excitação passe a operar acima de seu limite de regime (Figura 4.18, ponto 1).

A elevada corrente de excitação por tempo excessivo causa então, a atuação de tal sistema de controle, que reduz a tensão de excitação para manutenção da corrente dentro de seus limites (Figura 4.18, ponto 2).

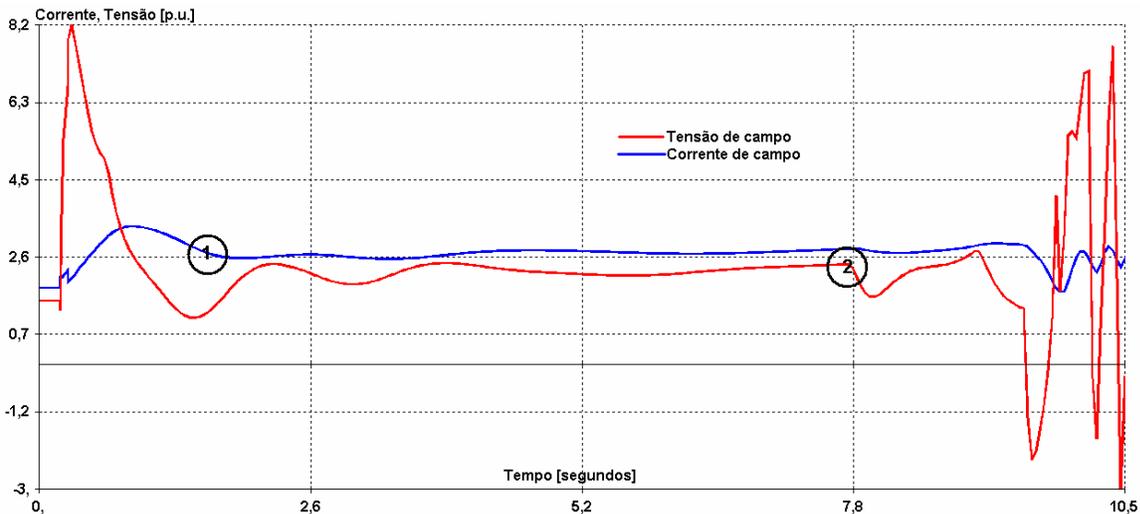


Figura 4.18 – Grandezas do circuito de campo da unidades de Itaipu 60 Hz

Percebeu-se que, quando a instabilidade ocorre após as primeiras oscilações eletromecânicas da UHE de Itaipu (transcorridos 3 segundos), tal como o caso discutido nas Figuras 4.14 a 4.18, este fenômeno é predominantemente de tensão.

Por outro lado, quando a contingência é mais grave, e a instabilidade se apresenta já nas primeiras oscilações, a perda de sincronismo é mais evidente que o afundamento de tensão, o que pode ser percebido pelo ângulo do rotor das máquinas de Itaipu 60 Hz

em relação à evolução da tensão do banco de capacitores em um dos circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, nas Figuras 4.19 e 4.20, respectivamente.

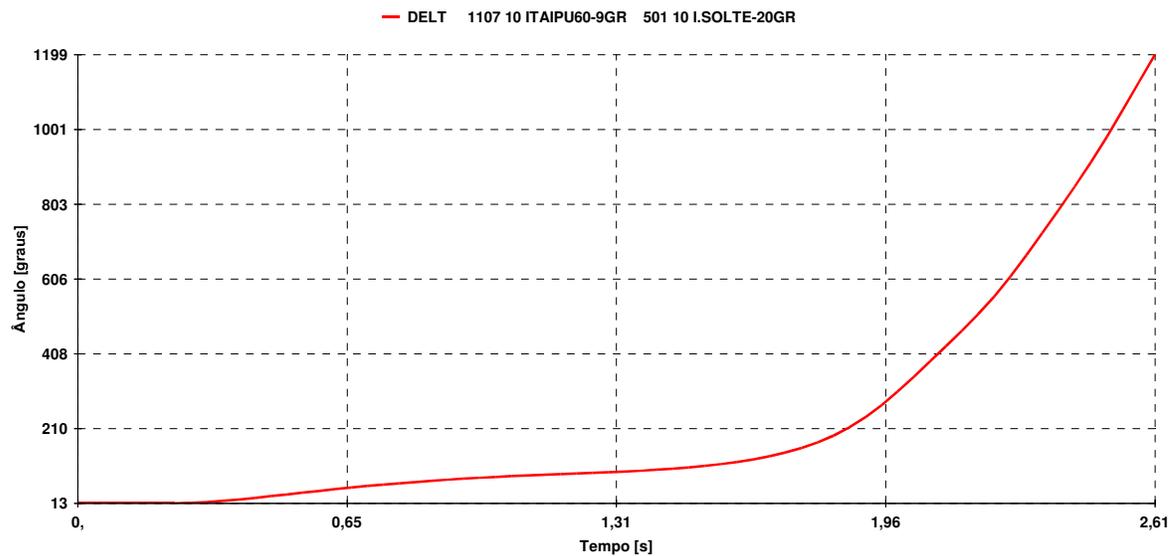


Figura 4.19 – Ângulo do rotor das máquinas de IPU 60 Hz, caso de perda de sincronismo

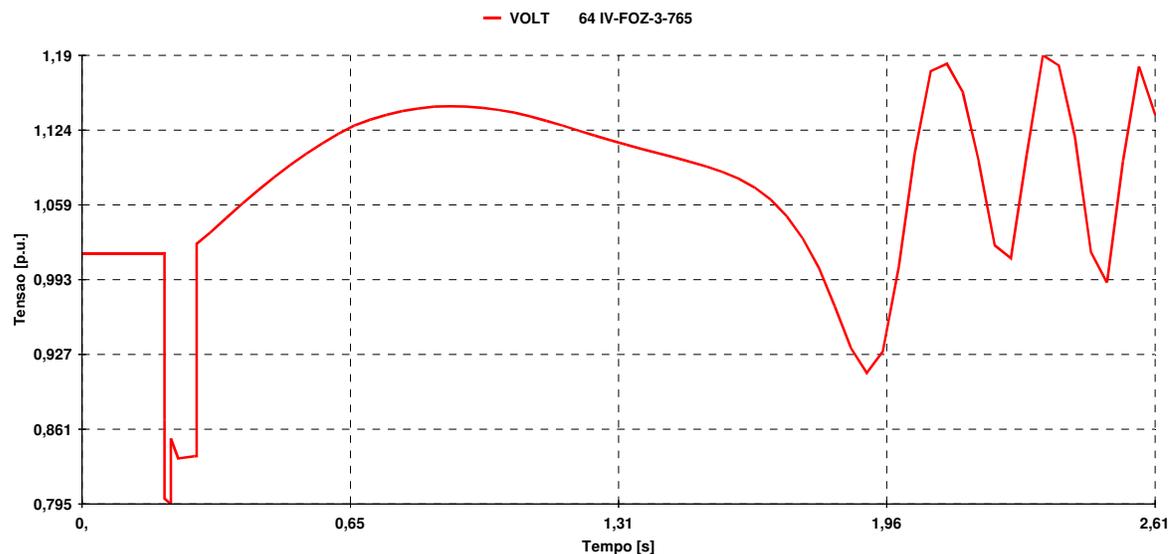


Figura 4.20 – Tensão no tronco de 765 kV, caso de perda de sincronismo

Nestes casos, se torna adequada a aplicação de uma ferramenta para análise da perda de sincronismo, indicando-se o SIME, devido à sua robustez e aplicabilidade em tempo real.

Foi percebido, ainda, no decorrer do desenvolvimento deste trabalho, que em alguns casos esse controle pode não ser suficientemente eficaz, devido ao colapso ocorrer antes mesmo que a ferramenta possa identificar o risco de perda de sincronismo.

Neste caso propõe-se utilizar ações de malha aberta com arquitetura baseada em eventos similares às do ECE atual, que são suficientemente rápidas para evitar instabilidades no primeiro segundo decorrido após a contingência. Estas ações devem possuir como característica um menor alívio de geração em relação às ações atuais e ter a efetividade de suas ações avaliada por algum método de tempo real.

Uma vez que o afundamento de tensão é causado pelo fluxo excessivo de potência ativa no(s) circuito(s) remanescente(s) depois de alguns segundos após a perturbação, se propõe utilizar o controle contra perda de sincronismo anteriormente ao controle contra o afundamento de tensão. Por fim, o cumprimento dos critérios apresentados no subitem 2.2 pode ser obtido pelo monitoramento direto dos mesmos, gerenciando alívios de geração sempre que os mesmos vierem a ser violados.

Dessa maneira, se propõe utilizar ações de controle, baseadas em Medições Fasoriais Sincronizadas, que possam cumprir os seguintes requisitos:

- Alívios rápidos de geração, da ordem de 200 ms, que evitem contingências severas que possam causar perda de sincronismo em tempos inferiores a 1 segundo decorrido desde o instante do distúrbio¹;
- Possibilidade da avaliação da dinâmica sistêmica após a ocorrência de uma contingência, considerando o estado real do sistema;
- Garantia do atendimento dos critérios de desempenho dinâmico apresentados anteriormente.

4.4. Considerações Finais

O Sistema de Transmissão de Itaipu é um corredor que transmite um elevado montante de potência, onde contingências podem levar o Sistema Interligado Nacional à perda de sincronismo, oscilações de potência, instabilidades de frequência e ao colapso de tensão.

Neste capítulo foram analisados a predominância de cada fenômeno de instabilidade frente a contingências no tronco de 765 kV, e os critérios adotados para a determinação do montante de alívio de geração em cada caso. A partir destes dois aspectos, determinaram-se os requisitos mínimos de um SEP que faça o uso de MFS e se apresente como uma alternativa ao ECE atual.

No próximo capítulo, são propostas e desenvolvidas as ações de controle que têm a finalidade de cumprir os requisitos postulados neste capítulo, e que sintetizadas compõe o Sistema Especial de Proteção alternativo ao atual ECE.

¹ As ações de malha aberta necessariamente devem atuar em tempos inferiores a 200 ms para evitar a atuação em cascata de proteções instaladas no tronco de 765 kV (da SILVA et al., 1994).

CAPÍTULO 5

5. SISTEMA ESPECIAL DE PROTEÇÃO PARA O TRONCO DE 765 kV BASEADO EM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

No capítulo anterior, o ECE do tronco de 765 kV foi apresentado e foram comentados os fenômenos sistêmicos que podem decorrer de contingências em tal sistema de transmissão.

Associando estes fenômenos aos critérios utilizados para as ações de controle do ECE atual, foram definidos os requisitos que o Sistema Especial de Proteção a ser proposto deve cumprir.

Para avaliação do risco de instabilidade em tempo real, foi adotado o método SIME, inicialmente proposto por ZHANG (1995), por permitir tanto se determinar o estado de estabilidade dos SEEs quanto calcular o alívio necessário de geração para estabilizá-los. Associada ao método, foi adotada a proposta de utilização de medidas de tempo real apresentada por ERNST et al. (1998), em substituição às obtidas a partir de simulações *off-line*, assim como descrito no Capítulo 3.

Tal método é descrito em detalhes no APÊNDICE A, e as características relevantes à sua aplicação em tempo real a partir de dados de Medição Fasorial Sincronizada são apresentadas no APÊNDICE B.

Este capítulo inicia-se com a apresentação da proposta estrutural do Sistema Especial de Proteção baseado em medidas sincronizadas que objetiva atender aos requisitos postulados no capítulo anterior, e segue pela descrição de cada ação de controle que o compõe.

5.1. Estrutura do SEP proposto

No capítulo anterior foram postulados os requisitos para um Sistema Especial de Proteção que realize função análoga ao ECE atual, e que possibilite adicionalmente, levar em consideração o estado sistêmico e a intensidade do distúrbio pela aplicação de dados de Medição Fasorial Sincronizada.

Verificou-se, na avaliação dos distúrbios no tronco de 765 kV, que instabilidades podem figurar antes mesmo de avaliar o estado sistêmico a partir de dados de medição fasorial, de maneira que se fez necessária a manutenção de ações de malha aberta baseadas em simulações *off-line*.

Tais ações de malha aberta, entretanto, têm seus montantes de alívio relaxados em relação às ações atuais, e são complementadas por ações de tempo real que possivelmente permitem adicionar seletividade e reduzir a conservatividade das ações atuais.

Dessa maneira, as ações de controle baseadas em Medições Fasoriais Sincronizadas propostas, têm a seguinte ordem de precedência, por objetivo:

- Ações em malha aberta com arquitetura baseada em eventos, compostas por uma agenda de alívio pré-determinada, que atua frente a contingências muito graves e objetiva a manutenção do sincronismo entre unidades geradoras, mas que garante adicionalmente a não atuação do limitador de corrente de campo das unidades de Itaipu;
- Ações de controle em malha fechada com arquitetura baseada na resposta sistêmica, compostas pela aplicação do SIME em tempo real, e que atuem em complementação às ações de malha aberta, para contingências onde exista o risco de perda de sincronismo mesmo tendo sido gerenciado alívio de geração pelas ações de malha aberta;
- Ações de controle em malha fechada baseadas no monitoramento das grandezas elétricas do tronco de 765 kV, que objetivam garantir que os critérios de desempenho dinâmico apresentados anteriormente sejam atendidos.

Apesar de que estas ações de controle gerenciam o alívio de geração independentemente entre si, a concorrência entre ações de controle é evitada garantindo certo desacoplamento cronológico entre elas.

Basicamente, as ações de malha aberta gerenciam alívios desde o momento da contingência até aproximadamente 300 ms após o distúrbio, enquanto as decisões baseadas na dinâmica sistêmica ocorrem geralmente entre 500 ms e 2 segundos após o

distúrbio, e, finalmente, as ações baseadas no monitoramento das grandezas elétricas gerenciam alívios desde os primeiros 3 segundos após a contingência, até que os mesmos sejam cumpridos por completo, como ilustrado na Figura 5.3.

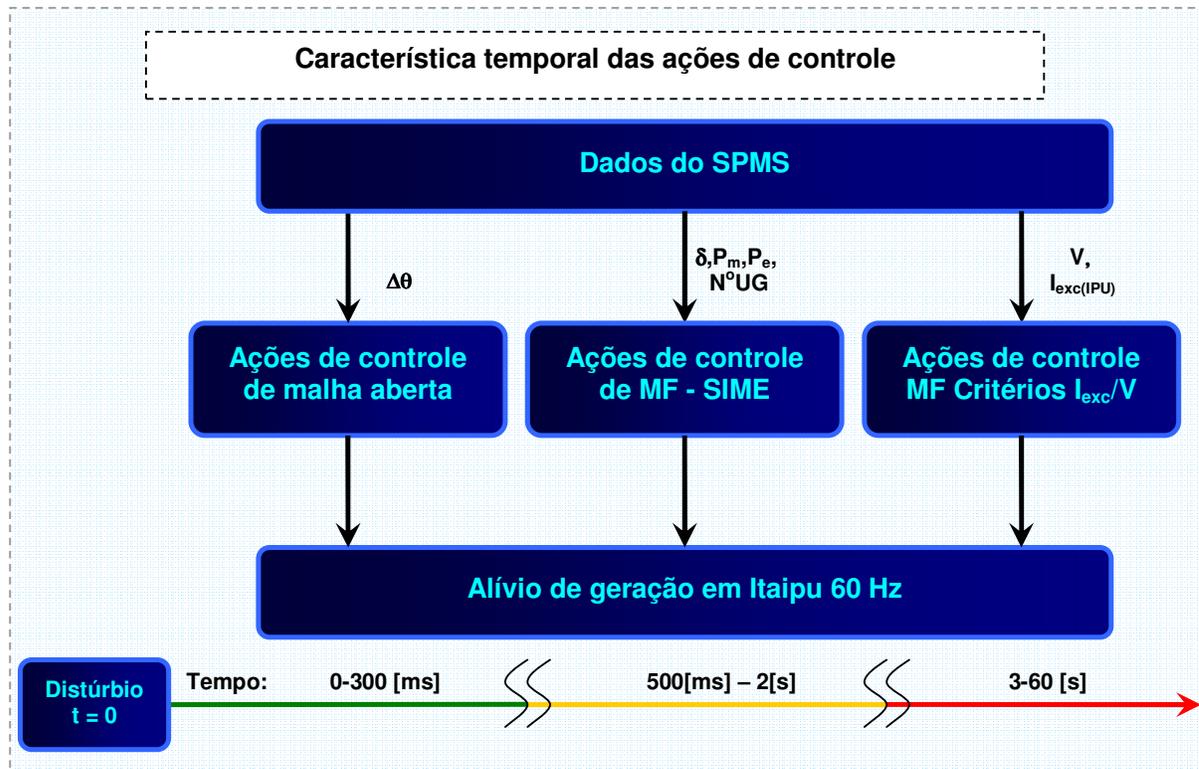


Figura 5.1 – Desacoplamento temporal das ações de controle do SEP proposto

O modo de atuação de cada uma das ações é apresentado no fluxograma da Figura 5.2, mostrando que as mesmas transcorrem em paralelo.

As ações de controle de malha aberta são baseadas no monitoramento da ocorrência de desligamento de linhas, indicadas diretamente por dispositivos que verificam a abertura de seus disjuntores terminais. Quando é identificada a abertura de uma linha de transmissão, a diferença angular entre as subestações em que ocorre o desligamento é comparada a um grupo de referências que associa o estado de regime pré-perturbação ao montante de unidades a ser aliviadas.

Com o objetivo de que essa modalidade de ação de controle não utilize uma referência inválida de abertura angular durante um transitório, quando é verificada uma abertura de linha ou alívio de geração em Itaipu o último valor de abertura angular antes do distúrbio é mantido por 20 segundos (*tempo de acomodação* aproximado dos transitórios eletromecânicos, fundamentado em simulações), indicados pelo temporizador $t1$, de maneira que esta grandeza atinja novamente o regime permanente.

Caso haja a abertura de outra linha de transmissão em uma mesma janela de 20 segundos, é utilizada então na ação de malha aberta, a abertura angular pré-

perturbação do primeiro distúrbio, e são aliviadas as unidades geradoras complementares ao alívio correspondente ao último distúrbio.

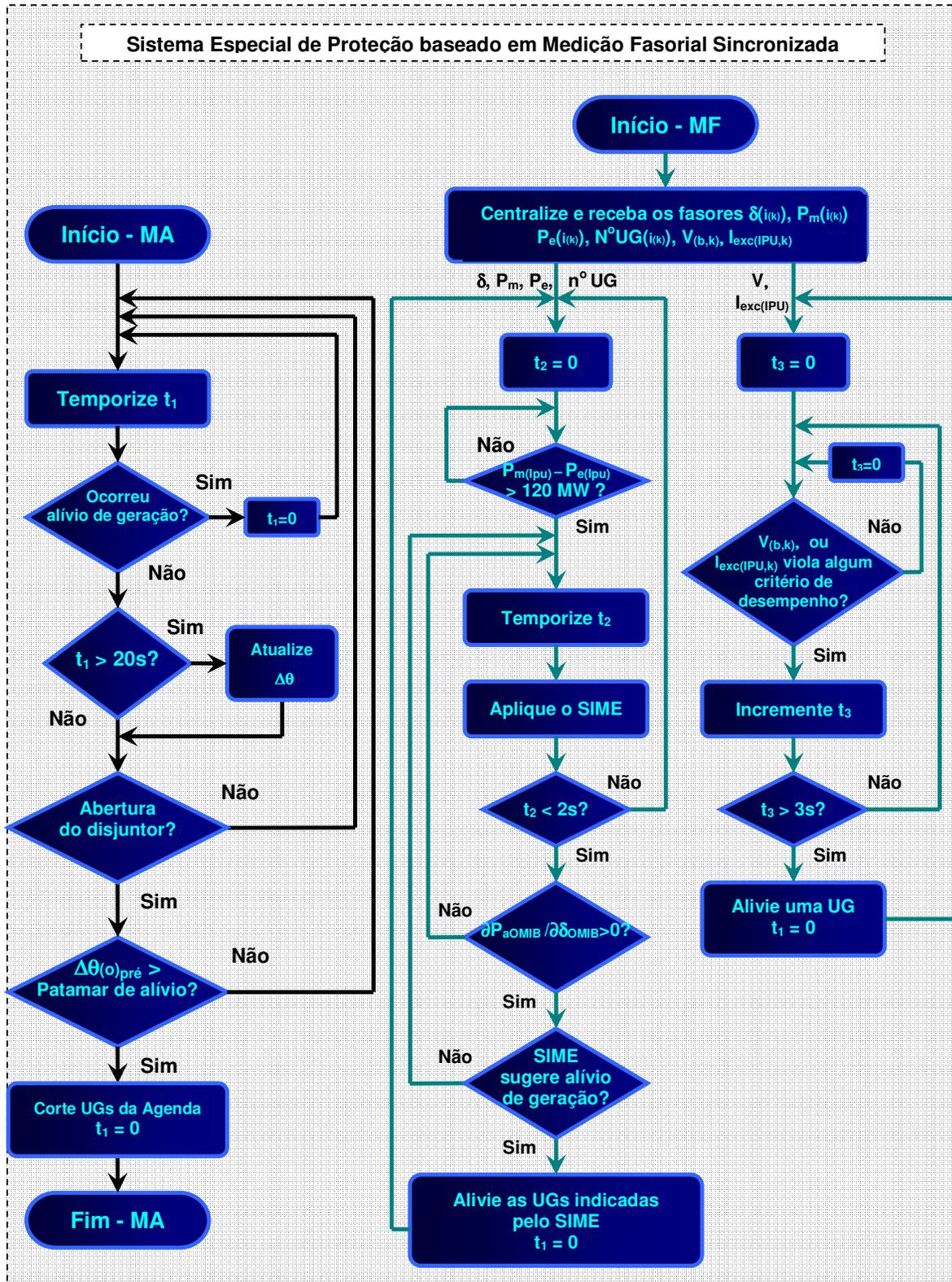


Figura 5.2 – Fluxograma das ações de controle do SEP proposto, onde i é o índice da usina monitorada, b o índice da barra do tronco de 765 kV monitorada, e k o índice da amostra fasorial

As ações em malha fechada operam continuamente, independentes da identificação direta do distúrbio. Essas ações são baseadas no monitoramento de tempo real, a partir de Medições Fasoriais Sincronizadas, das potências mecânicas e elétricas, ângulos rotóricos, número de unidades geradoras em cada planta monitorada; tensões trifásicas nos barramentos do tronco de 765 kV e corrente de excitação das unidades de Itaipu 60 Hz.

Inicialmente, estes dados são centralizados em um concentrador de dados, que utiliza os parâmetros das usinas, exceto a corrente de excitação de Itaipu, para o cômputo do SIME em tempo real.

Os demais parâmetros são empregados na verificação do cumprimento dos critérios de desempenho dinâmico sistêmico exigidos pelo Operador Nacional do Sistema.

O alívio de geração sugerido pelo SIME de tempo real é habilitado por três condições:

- a existência de potência acelerante positiva em Itaipu 60 Hz, igual a um valor superior a 50% do transitório de abertura de linha do tronco de 765 kV que apresenta a menor potência acelerante inicial, e que caracteriza o transitório eletromecânico gerado por redução da capacidade de transmissão no tronco de 765 kV;
- a derivada parcial positiva da potência acelerante com relação ao ângulo do OMIB correspondente, que indica a excursão dos parâmetros do OMIB ao qual o critério de áreas iguais se aplica, e
- t_2 menor que 2 segundos, período após a contingência sobre o qual o SIME realiza a avaliação da estabilidade transitória em tempo real com precisão adequada.

O alívio de geração sugerido com base no monitoramento dos critérios de desempenho dinâmico sistêmico, por sua vez, é habilitado pela violação de qualquer dos critérios por tempo igual ou superior a 3 segundos, não cumulativo caso a grandeza correspondente retorne ao invólucro permitido durante a temporização de t_3 .

Note-se que este Sistema Especial de Proteção trata-se de um esquema híbrido, em relação à estratégia e à arquitetura de controle, e apesar de que as ações em malha aberta apresentarem início e fim bem definidos, as ações em malha fechadas uma vez inicializadas, gerenciam alívios em Itaipu baseadas no monitoramento sistêmico na forma de *loop infinito* (contínuo).

Estas ações de controle são detalhadas nos subitens subsequentes.

5.2. Ações Emergenciais em Malha Aberta, com arquitetura orientada a eventos

As ações de controle em malha aberta são definidas como uma “agenda” de referências de uma grandeza específica, para as quais um estado operativo e uma contingência definida desencadeiam uma sequência de eventos invariável durante todo o distúrbio.

Neste caso, a agenda é definida pelo número de unidades geradoras a serem aliviadas em Itaipu no caso de abertura de linhas do tronco de 765 kV, sendo o montante de alívio determinado pelo estado de regime pré-distúrbio e o número e disposição (série ou paralelo no caso de desligamento múltiplo) dos circuitos desligados.

A utilização dos dados fasoriais se dá pelo uso da diferença angular pré-distúrbio do trecho onde ocorre o desligamento como indicativo do carregamento do sistema, como proposta de inovação das ações de controle atuais. Esta proposição se dá de modo pioneiro neste tipo de estudo. O montante de unidades a ser desligadas é calculado através de simulações pela aplicação do SIME, como o alívio que corresponde a manutenção do sincronismo entre as unidades geradoras do sistema na primeira oscilação, determinada a partir da margem de estabilidade transitória.

No caso específico do tronco de 756 kV, obtém-se a agenda de alívio por variar os fluxos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã (FIPU) e Ivaiporã e Tijuco Preto (FSE) mantendo um perfil de tensão pré determinado e adicionando uma unidade geradora toda vez que a margem de estabilidade indique um caso com risco de perda de sincronismo, considerando uma margem de erro no cálculo da margem de estabilidade de 20% (adição de 20% na área de frenagem necessária para estabilizar o caso).

Esta proposição, de relacionar a diferença angular de um sistema de transmissão ao montante de alívio de geração para manutenção do sincronismo entre unidades é baseada no Critério de Áreas Iguais. Primeiramente, sabe-se que a potência elétrica transmitida ao longo de um sistema de transmissão depende de sua impedância, e dos módulos e ângulos das tensões em suas extremidades.

Em sistemas de alta tensão, a impedância pode ser aproximada pela sua parte imaginária, permitindo a potência elétrica transmitida ser expressa de acordo com a Equação 5.1 (MARTINEZ, JUAREZ, GUZMÁN, 2006).

$$P_e = \frac{|E_A| |E_B|}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (5.1)$$

onde $|E_A|$ e $|E_B|$ são os módulos das tensões nas extremidades do circuito, X_L a reatância da linha, δ a diferença angular entre as subestações e P_e a potência transmitida.

Considerando ainda o sistema operando em regime permanente e com uma topologia determinada, o módulo das tensões das extremidades se aproxima de 1 p.u., e a transmissão de potência elétrica em um corredor é função principalmente do seno da diferença angular entre as tensões das duas extremidades, como na Figura 5.3.

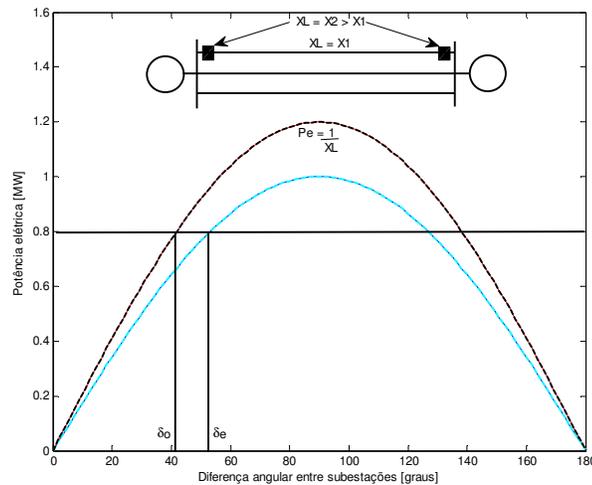


Figura 5.3 – Aproximação do critério de áreas iguais pela abertura angular de corredores

Esta análise sugere que a diferença angular entre as subestações terminais do corredor onde ocorre o desligamento é um parâmetro pré-distúrbio em potencial para indicação do estresse sistêmico em relação à estabilidade transitória.

A despeito que este tipo de ação de controle corresponda à mesma filosofia das ações atuais, uma vantagem teórica é a de que, pela própria formulação da Equação 5.1, a diferença angular entre subestações seja um parâmetro sensível simultaneamente à potência transmitida, à reatância do circuito e ao perfil de tensão em suas extremidades.

A análise desta afirmação é realizada através do Critério de Áreas Iguais para um sistema máquina-barramento infinito hipotético, utilizando as grandezas elétricas aproximadas dos circuitos entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã (apresentado na Figura 5.4).

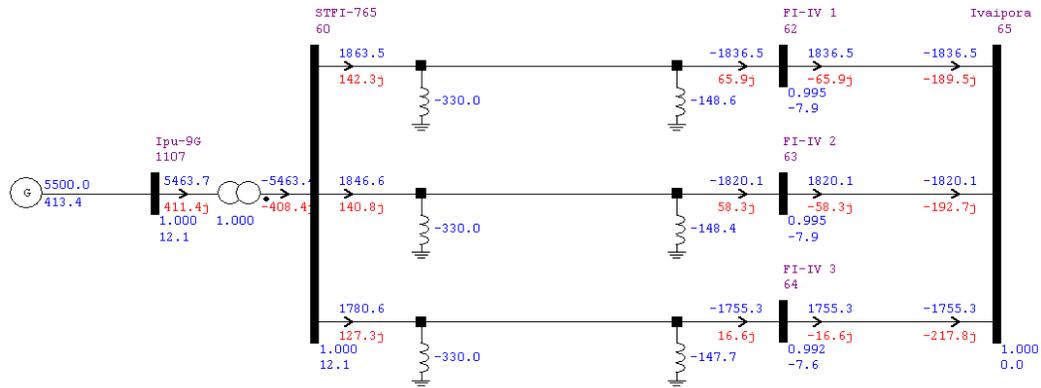


Figura 5.4 – Sistema máquina-barramento infinito

Neste sistema o perfil de tensão é definido como a diferença entre os módulos das tensões do barramento que representa a subestação de Foz do Iguaçu e do barramento que representa a subestação de Ivaiporã.

A variação do fluxo de potência, perfil de tensão ou reatância do circuito, mantendo os demais parâmetros constantes, resulta nas relações margem – abertura angular da Figura 5.5.

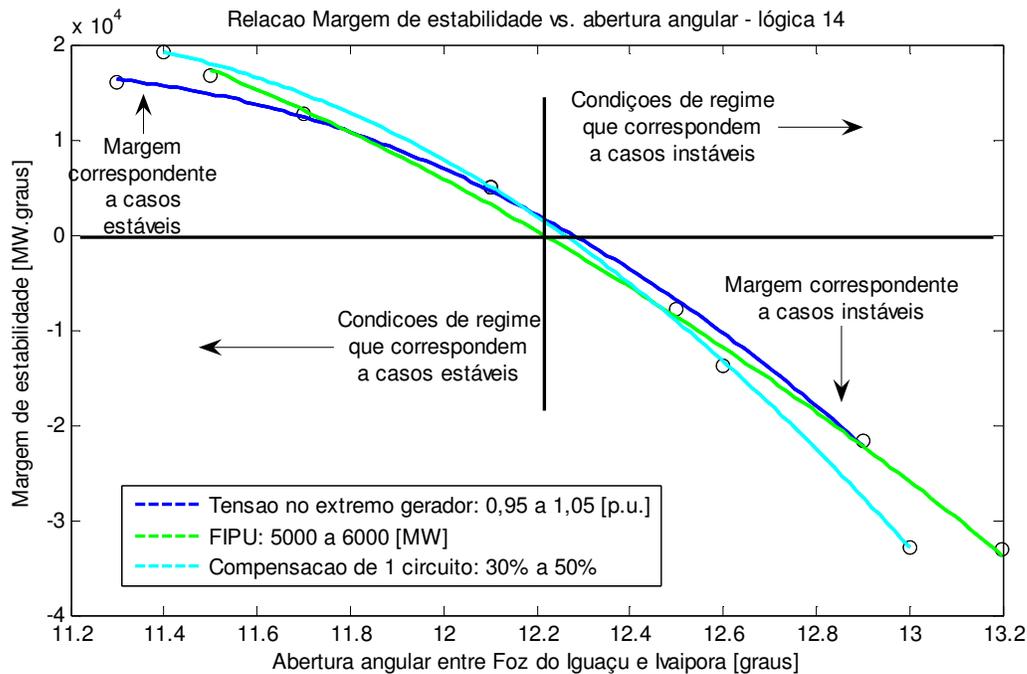


Figura 5.5 – Variação da margem de estabilidade em relação a abertura angular para o sistema máquina-barramento infinito

Esta figura foi obtida pela simulação de um curto-circuito monofásico e abertura simultânea de duas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, considerando cinco estados de regime para cada parâmetro variado. A origem dos eixos (margem nula e abertura de aproximadamente 12,2 graus) corresponde ao estado de regime a partir do qual tal

contingência implica em instabilidade transitória, e inicia-se a adição de unidades geradoras na agenda de alívio.

A principal verificação realizada da Figura 5.5 é que variações no perfil de tensão, no fluxo de potência ou na reatância do circuito correspondem a relações entre a margem de estabilidade do sistema e a diferença entre os ângulos de suas extremidades aproximadamente iguais, permitindo o alívio de geração adaptar-se a variações de qualquer destas grandezas.

Em seguida, são definidas as ações de controle em malha fechada, baseadas no monitoramento da dinâmica sistêmica.

5.3. Ações Emergenciais em Malha Fechada, com arquitetura orientada a resposta sistêmica

As ações de controle emergencial em malha fechada utilizando informações de SPMSs propostas neste trabalho, consistem da construção da trajetória potência-ângulo do OMIB em tempo real, a partir das amostras de ângulo e potências fornecidas pela MFS durante uma contingência, tal como descrito no Capítulo 3.

Neste trabalho propõe-se estimar uma possível perda de estabilidade através da extrapolação da trajetória potência-ângulo, e quantificar o alívio de geração necessário a partir da margem de estabilidade calculada desta estimativa. Tal estimativa é realizada por supor que a distância entre o ângulo estável (δ_e) e o ponto de inflexão ($D1$ – linha vermelha) é aproximadamente igual a distância do ângulo instável (δ_i) ao ponto de inflexão ($D2$ – linha verde), como mostrado na Figura 5.6. Essa hipótese é razoável pois a aplicação eficiente do SIME aproxima a trajetória potência ângulo de uma curva de seno, onde essa afirmação se torna verdadeira.

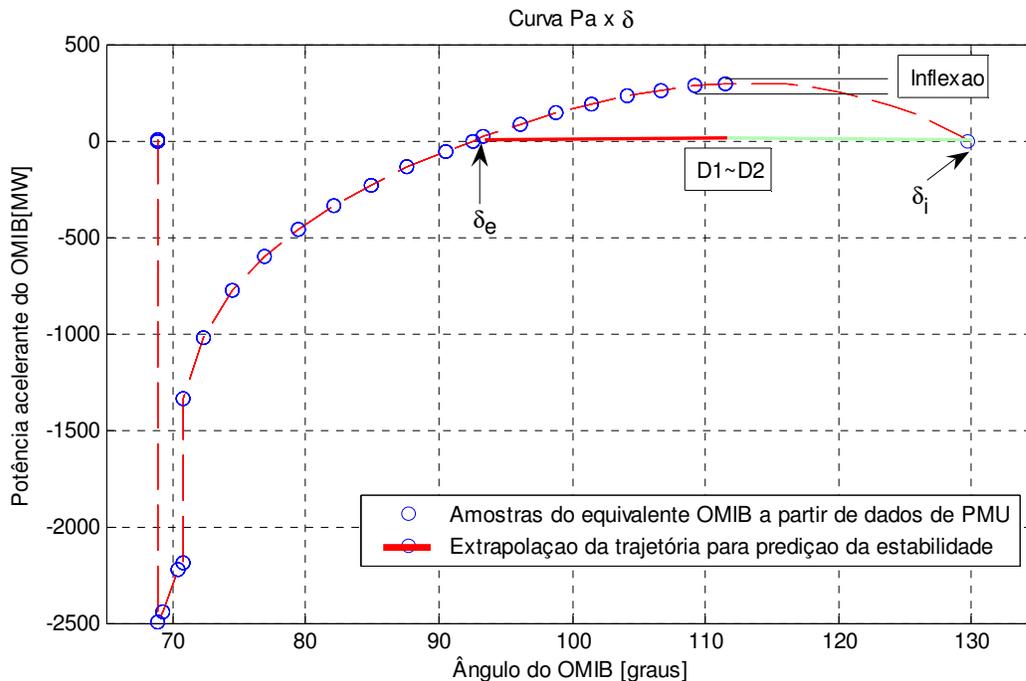


Figura 5.6 – Predição da área desacelerante em tempo real

Neste trabalho, os erros da área predita desta maneira, em relação à área calculada, para os casos instáveis, foram inferiores a 6%. Esta afirmação é ilustrada na Tabela 5.1, onde estão apresentados três casos distintos da aplicação desta técnica de previsão da área desacelerante, em simulações sobre o modelo do Sistema Interligado Nacional e distúrbios no tronco de 765 kV.

Tabela 5.1 – Erros nas previsão das áreas desacelerantes por extrapolação da curva P-δ.

Distúrbio	Área desacelerante 1ª oscilação	Área prevista 1ª oscilação	Diferença Percentual
Abertura 2 circuitos Itaberá-T. Preto	1638 [MW.graus]	1553 [MW.graus]	5,47 %
Abertura 2 circuitos Ivaiporã - Itaberá	6522 [MW.graus]	6282 [MW.graus]	3,82 %
Abertura 2 circuitos Foz - Ivaiporã	12059 [MW.graus]	11422 [MW.graus]	5,58 %

O erro apresentado na Tabela 5.1 é definido como a diferença entre a área desacelerante prevista usando o ponto de inflexão da trajetória potência-ângulo e a área desacelerante calculada pela trajetória completa, dividida pela área desacelerante calculada a partir da trajetória completa.

Percebe-se nesta tabela que esta forma de previsão é geralmente conservadora (área desacelerante predita menor que a real), auxiliando as lógicas contra perda de sincronismo baseadas em SPMSs a não omitir ações de controle quando necessário.

Uma vez predita, a margem de estabilidade é utilizada para estimar a quantidade necessária de unidades a ser desconectadas, a partir dos parâmetros do OMIB.

Inicialmente, a trajetória do ângulo do OMIB em relação ao tempo (apresentada na Figura 5.7 pelos círculos de cor azul clara), calculada a partir das amostras de MFS até o ponto de inflexão da trajetória potência-ângulo (círculo de cor preta), é utilizada para estimar o ângulo do OMIB sob o qual é efetivada a desconexão dos geradores (círculo de cor vermelha).

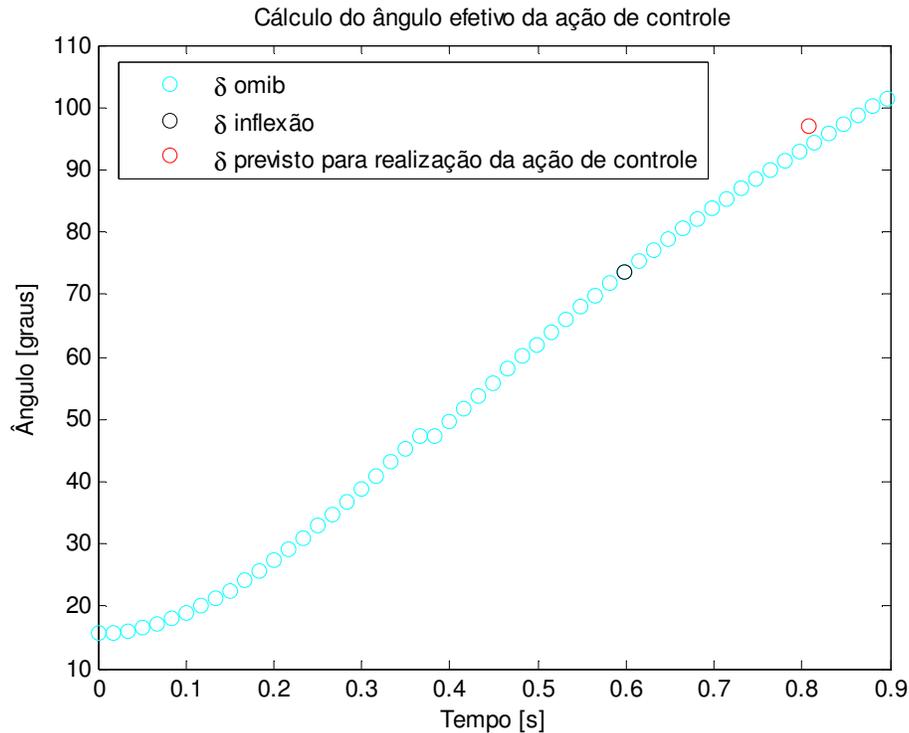


Figura 5.7 – Estimativa do ângulo equivalente do OMIB que ocorre o alívio de geração

Tal estimativa é obtida por extrapolação linear, utilizando todas as amostras do ângulo equivalente do OMIB obtidas e considerando um atraso igual a 217 ms desde o momento da identificação da necessidade de controle até a desconexão propriamente dita (tempo proposto por TAYLOR, 2005). A determinação deste ângulo é de extrema importância porque a área de frenagem obtida pelo alívio de geração depende de quão avançado está esse ângulo. A boa precisão da estimativa é ilustrada na Figura 5.7 pela diferença no eixo das coordenadas entre o círculo de cor vermelha e a trajetória completa obtida a partir do SIME, de cor azul clara.

Em seguida se determina o montante necessário de alívio de geração do OMIB equivalente que garante que a área de frenagem seja maior ou igual à área acelerante para o distúrbio em questão.

Esse cálculo é realizado utilizando reduções sucessivas da potência mecânica do OMIB sob o ângulo estimado da ação de controle (foram considerados passos de 50 MW), para as quais calcula-se a margem de estabilidade como ilustrado na Figura 5.8.

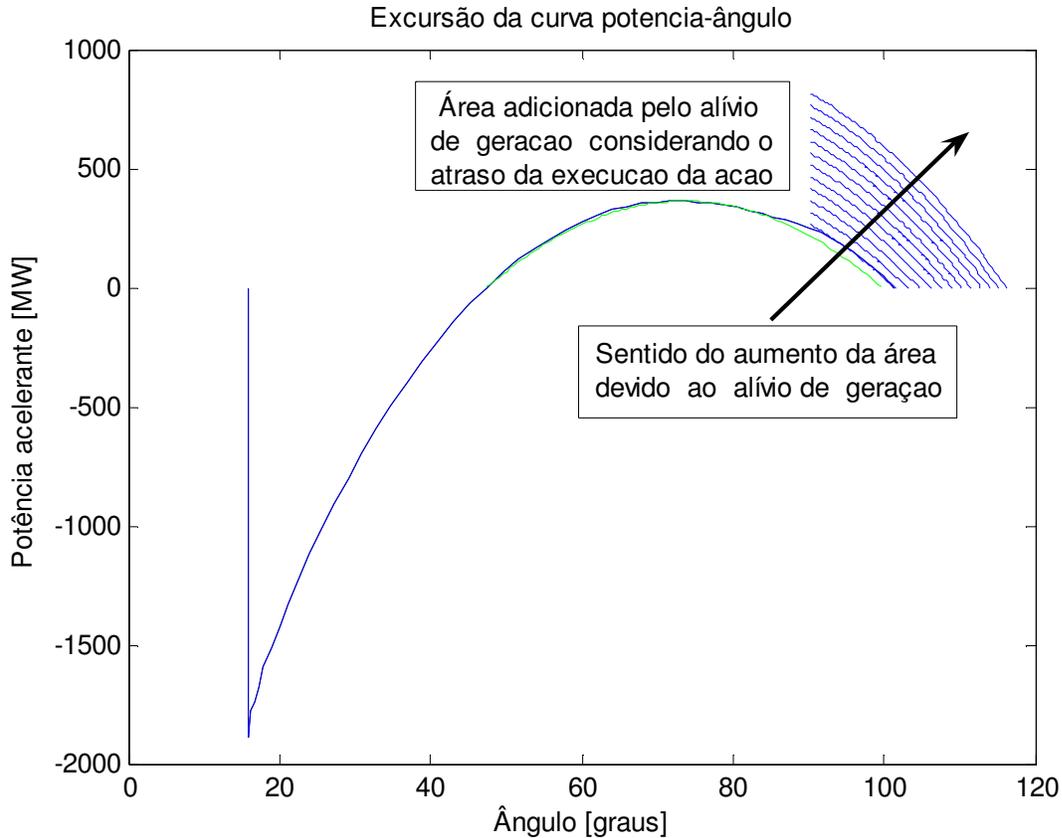


Figura 5.8 – Cálculo do alívio de P_m do OMIB necessário para estabilizar o sistema

Este processo é interrompido quando a área adicionada pela redução de potência mecânica é suficiente para estabilizar o caso, considerando que o tempo para o cálculo da ação de controle pode ser desprezado (menor que 4 ms nos casos simulados).

Considerando finalmente, que a variação de potência acelerante do OMIB é obtida somente pelo alívio de potência mecânica nas máquinas do grupo crítico, este montante de alívio pode ser determinado diretamente da formulação do SIME, isolando-se a potência mecânica do grupo crítico e utilizando os valores de potência acelerante que consideram a ação de controle estabilizante, resultando na Equação 5.2.

$$P_{mc} = M_C * \left(\frac{P_{a_{OMIB}}}{M_{OMIB}} + \frac{P_{a_{NC}}}{M_{NC}} \right) \quad (5.2)$$

onde M_c e P_{mc} correspondem à inércia e à potência mecânica do grupo crítico, $P_{a_{NC}}$ e M_{NC} à potência acelerante e inércia do grupo não crítico e $P_{a_{OMIB}}$ e M_{OMIB} a potência acelerante e inércia total do OMIB. O detalhamento de cada um destes parâmetros é apresentado no APÊNDICE A.

5.4. Ações de Malha Fechada, baseadas no monitoramento dos critérios de desempenho dinâmico

As ações propostas para garantir que os critérios de desempenho dinâmico sejam atendidos constam no monitoramento da evolução dos módulos das tensões trifásicas nas subestações do tronco de 765 kV e da corrente de campo das unidades de Itaipu 60Hz, e gerencia alívio de geração caso sejam verificadas subtensões nas subestações do tronco de 765 kV ou sobrecorrentes no circuito de excitação das UGs de Itaipu, por tempo igual ao superior a 3 segundos tal como ilustrado na Figura 5.9.

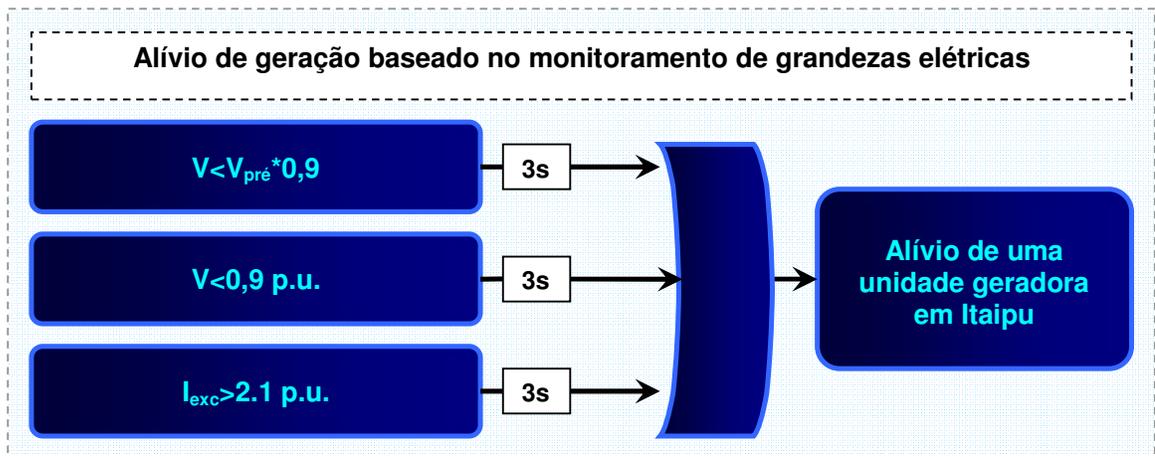


Figura 5.9 – Ação de controle em MF baseada no monitoramento de grandezas do tronco

O retorno da grandeza monitorada para a região interna ao envoltório permitido faz com que o temporizador que gerencia a ação de controle seja novamente zerado. Na prática, deve-se considerar uma banda morta de tensão para evitar efeitos indesejados de transitórios rápidos. Neste caso, o sincronismo das grandezas é importante para garantir que estas façam referência aos efeitos de um distúrbio que decorre no mesmo instante.

O valor de 3 segundos apresentado na Figura 5.9 foi validado a partir de simulações, que demonstraram que este é um valor de compromisso entre o conservadorismo e a garantia do cumprimento dos critérios de desempenho estabelecidos.

A Figura 5.10 mostra a comparação entre ações de controle gerenciadas quando da violação do invólucro de corrente de excitação por 3 e por 4 segundos. Neste caso a postergação da decisão do alívio de geração por 4 segundos fez com que a corrente de excitação estabilizasse com valor maior que 2,1 p.u., não atendendo o critério associado a essa grandeza. Por outro lado, o alívio de geração gerenciado após 3 segundos de violação permitiu atender este mesmo critério.

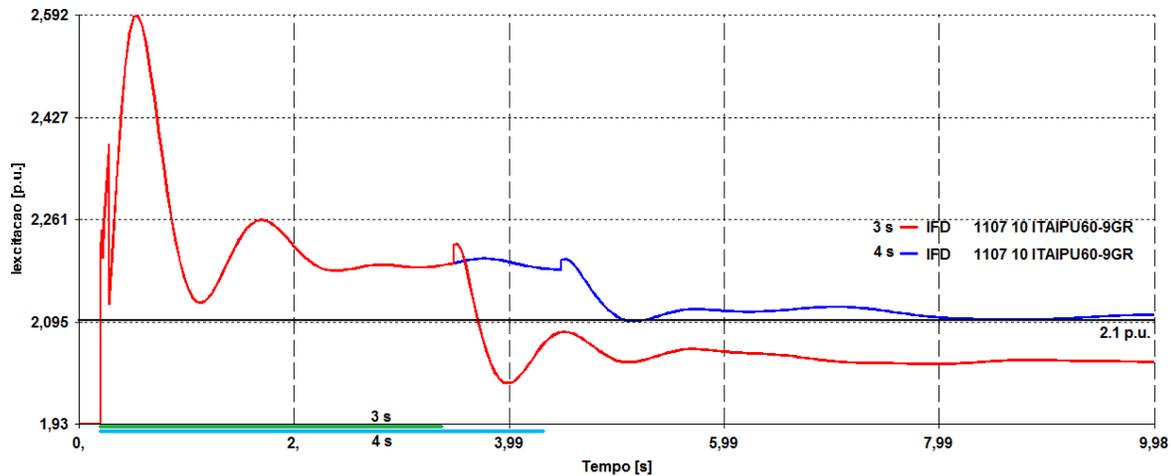


Figura 5.10 – Comparação de ações a partir do monitoramento de 3 e 4 segundos

Esta simulação ilustra que em alguns casos a postergação da decisão de ação de controle pode acarretar situações que este alívio se torne insuficiente para cumprir os critérios de desempenho desejados.

De maneira análoga, a Figura 5.11 ilustra a comparação do gerenciamento de alívio de geração tendo sido violados o invólucro da corrente de excitação por 2 e 3 segundos.

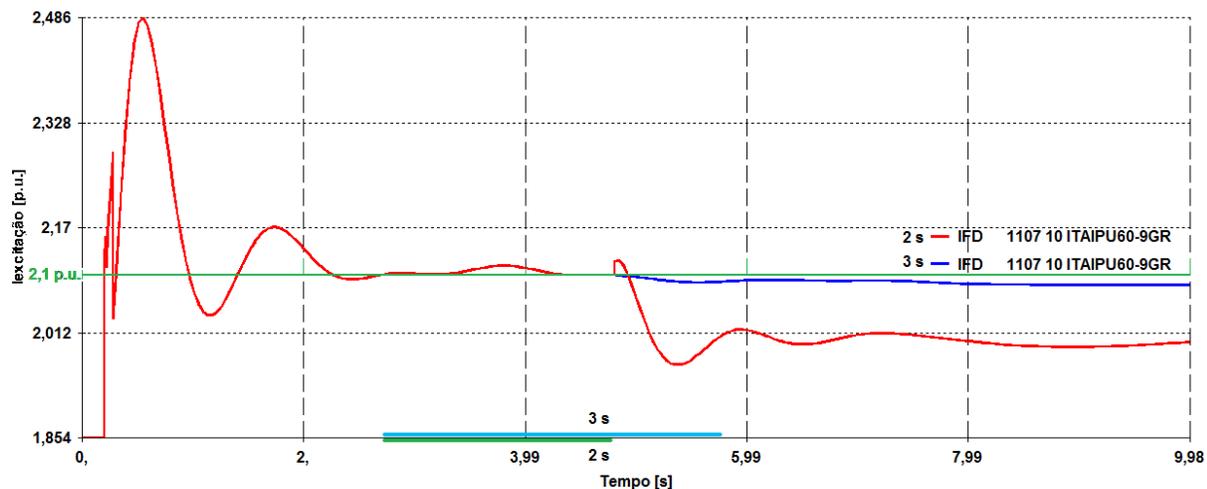


Figura 5.11 – Comparação de ações a partir do monitoramento de 2 e 3 segundos

Na Figura 5.11 verifica-se que a tomada de decisão prematura pode originar alívios de geração desnecessários, em situações em que o próprio ponto de equilíbrio da grandeza esteja dentro do invólucro definido.

Nas Figuras 5.10 e 5.11 as barras horizontais junto ao eixo das abscissas indicam o tempo decorrido de monitoramento, enquanto este critério de desempenho está sendo violado.

Por fim, salienta-se que às ações de controle baseadas no SIME (em malha aberta baseada em eventos e em malha fechada baseada na resposta sistêmica), é considerada a adição de uma margem de segurança igual a 20% no montante de geração necessário

para estabilizar o caso. Essa margem de segurança tem como objetivo reduzir eventuais erros durante o cômputo numérico.

5.5. Considerações Finais

Neste capítulo, foram descritas as ações de controle que compõe a estrutura do Sistema Especial de Proteção proposto, e que fazem uso de dados emulados de Medição Fasorial Sincronizada.

Uma vez que as ações em malha aberta e em malha fechada (baseada na resposta sistêmica) são fundamentadas na avaliação da estabilidade transitória do Sistema Interligado Nacional pelo método máquina-barramento infinito, inicialmente este método foi apresentado e a incorporação dos fasores ao mesmo descrita.

Em seguida, descreveram-se separadamente a proposta para cada tipo de ação de controle, sendo elas de malha aberta com arquitetura baseada em eventos, em malha fechada com arquitetura baseada na resposta dinâmica sistêmica e em malha fechada baseada no monitoramento de grandezas elétricas.

Estes três tipos de ação de controle foram necessários para que em condições de alto carregamento o sistema não esteja sujeito a instabilidades frente à abertura de linhas do tronco de 765 kV e que o SEP proposto apresentasse vantagens reais em relação às ações de controle atuais, e que os critérios de desempenho exigidos pelo Operador Nacional do Sistema (apresentados no capítulo anterior) pudessem ser atendidos.

Uma vez descritas, obteve-se o esquema geral do sistema especial de proteção, que tem viabilidade e características principais discutidas a partir de simulações no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 6

6. EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

A avaliação correta da real intensidade de uma perturbação, e de suas consequências durante uma simulação eletromecânica, depende de se considerar todos os elementos dos SEEs e as interações eletromecânicas entre eles, pois tais fenômenos, que regem a dinâmica dos Sistemas de Energia Elétrica são interdependentes entre si.

Até o surgimento da Medição Fasorial Sincronizada, a avaliação do estado sistêmico em tempo real, para aplicações em controle, se apresentava como uma tarefa impraticável.

Além disso, esse esforço não lograria em resultados, uma vez que grandezas elétricas não sincronizadas implicariam em conclusões incorretas em relação ao estado real do sistema com respeito à estabilidade.

Por esse motivo, os Sistemas Especiais de Proteção atuais utilizam grandezas elétricas regionais e não sincronizadas, em geral que permitem avaliar somente parcialmente o estado do sistema elétrico, como é o caso do ECE do tronco de 765 kV.

A tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada trouxe a possibilidade de monitorar a dinâmica dos Sistemas de Energia Elétrica durante o transcorrer de um distúrbio, e, juntamente com essa possibilidade, o interesse em investigar a potencialidade da utilização dessas informações em Sistemas de controle e de proteção descentralizados, baseados em informações sistêmicas.

Adicionalmente a concepção desta tecnologia, ao longo dos anos foram desenvolvidos métodos híbridos de avaliação da estabilidade, que permitem determinar a intensidade de um distúrbio e quais as ações de controle necessárias para redução dos seus efeitos, baseadas no estado real do sistema.

Neste trabalho foi proposta a utilização do método SIME para avaliação da estabilidade do Sistema Interligado Nacional, quando de contingências no tronco de 765

kV; proposta esta que neste capítulo é examinada a partir da simulação de medidas sincronizadas de fasores, em 36 gerações equivalentes do Sistema Interligado Nacional (modelos eletromecânicos de grupos de unidades geradoras), selecionadas por questões de simplicidade, de forma decrescente e de acordo com a proporção de sua inércia em relação à inércia total do sistema.

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas utilizando a proposta de Sistema Especial de Proteção apresentada no Capítulo 5, onde também estão apresentadas as ações de controle que o compõem.

Inicialmente, os casos propostos para teste da metodologia são apresentados, e discutidos os fenômenos que foram observados durante as simulações destes casos pelo método clássico. Essa etapa serviu de orientação para aplicação das ações de controle.

Em seguida, são apresentados a infraestrutura hipotética de SMPS sugerida para implantação do Sistema Especial de Proteção proposto e os grupos de separação de unidades geradoras que podem ser originados por contingências no tronco de 765 kV, que são informações que definem a acuidade e a precisão dos resultados obtidos.

Posteriormente são discutidas, separadamente, as ações de controle em malha aberta com arquitetura baseada em eventos, em malha fechada com arquitetura baseada na resposta sistêmica, e em malha fechada baseada no monitoramento das grandezas elétricas regionais do tronco de 765 kV, nos casos que as mesmas se apresentaram mais relevantes de acordo com a análise apresentada no subitem que descreve as simulações.

Em complementação às simulações, é apresentado um estudo de caso que avalia a atuação hipotética do SEP proposto sobre um evento real ocorrido no SIN.

Por fim, é demonstrado como este SPMS hipotético proposto poderia ser utilizado para um Sistema Especial de Proteção integrado para o Sistema Interligado Nacional, com ações de controle coordenadas em todas as usinas monitoradas pelo SPMS.

6.1. Descrição das simulações

Durante as simulações realizadas, foram adotados os dados do modelo eletromecânico do Sistema Interligado Nacional, disponível no sítio eletrônico do Operador Nacional do Sistema.

Neste modelo, controladores tais como reguladores de tensão e de velocidade, estabilizadores de sistemas de potência, cargas não-lineares, Compensadores Estáticos de Reativos (CER), Capacitores Série Controlados a Tiristores (TCSC) e Elo CCs, tais como o existente entre Foz do Iguaçu e Ibiúna, estão representados detalhadamente.

Os estudos de fluxo de potência e a integração das equações diferenciais que representam a dinâmica do SIN foram realizados utilizando os softwares de Análise de Redes (ANAREDE) e Análise de Estabilidade Eletromecânica (ANATEM), respectivamente, ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Os resultados destas simulações foram exportados para o MATLAB™, onde se realizaram a emulação dos sincrofasores de sequência positiva, a construção dos equivalentes máquina barramento infinito e a quantificação do alívio de geração.

Considerou-se que, assim como as potências das unidades geradoras e as tensões nos barramentos do tronco de 765 kV, também os ângulos dos rotores sejam informações disponíveis para o SEP proposto.

As contingências simuladas respeitam a seguinte cadeia de eventos:

- curto-circuito através de uma impedância de falta, simulada por um elemento consumidor de reativos, equivalente aos da Tabela 6.1;
- curto-circuito mantido por 80 ms; e
- curto-circuito eliminado pela atuação da proteção e a abertura das linhas de transmissão que compõe o trecho sob falta. Neste caso, também é considerada a perda simultânea de dois circuitos (critério N-2).

Tabela 6.1 – Níveis de curto circuito monofásico aplicados às subestações do tronco.
Fonte: Relatório bienal ONS (2008)

Localização	Z_1 p.u.	Z_0 p.u.	Mvar (equivalente)
Foz do Iguaçu 765 kV	0,0039	0,0034	13749,1
Ivaiporã – 765 kV	0,0035	0,0057	10912,1
Itaberá – 765 kV	0,0040	0,0124	6100
Tijuco Preto – 765 kV	0,0037	0,0042	12601,8

Estes elementos consumidores de reativos são obtidos através das impedâncias de sequência do período sub-transitório, determinadas por simulações utilizando o software ANAFAS, e considerando a tensão pré-falta no barramento onde ocorre o distúrbio (aproximadamente 1 p.u.). A impedância de falta é então calculada pelas relações da Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Obtenção dos elementos consumidores de potência das redes de sequência.
Fonte: SILVA, DECKER, 2006

Tipo de falta	Impedância de falta (Z_f)
Curto-Circuito trifásico	0
Curto-circuito fase-terra	$Z_1 + Z_0$
Curto-circuito bifásico	Z_1
Curto-circuito bifásico-terra	$Z_1.Z_0/(Z_1 + Z_0)$

A atuação do esquema proposto é simulada por ações de controle que realizam o alívio de geração na UHE de Itaipu 60 Hz após 217 ms do envio de sinal para desconectar Unidades Geradoras, tal como sugerido por TAYLOR, et al. (2005).

Para simulação das ações de controle do SEP proposto, foram considerados os seguintes casos operativos pré-perturbação:

Tabela 6.3 – Casos de Regime Permanente pré-perturbação considerados ($|V_{\text{piloto}}|=1,02$).

Caso	FIPU [MW]	FSE [MW]	FSU [MW] (recebimento pelo sul)
1	4400	4600	-200
2	4800	4800	0
3	5200	5100	100
4	5400	5200	200
5	5400	5745	-345
6	5400	6100	-700
7	5800	4900	900
8	5850	6050	-200
9	6000	6900	-900
10	6200	4677	1523
11	6300	7000	-700
12	6600	4860	1740
13	6600	7200	-600

Estes estados operativos são definidos pelos fluxos de potência entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã e Ivaiporã e Tijuco Preto, pela tensão no barramento piloto deste corredor, pelo número de máquinas sincronizadas em Itaipu 60 Hz e pela configuração do tronco.

Os 13 casos selecionados procuram combinar a maioria das condições operativas possíveis de FIPU e FSE, representando assim grande parte dos estados de risco da ocorrência de fenômenos de extrema gravidade, permitindo inclusive associar a ação de controle necessária com o estado de regime anterior ao distúrbio. No contexto geral do ECE de Itaipu, estes casos representam quase que na totalidade o universo de referências de fluxo para alívio de geração em Itaipu, ou seja, suas ações de controle. Os fluxos são utilizados como referência das ações de controle porque se sabe que estão diretamente associados à ocorrência de fenômenos indesejáveis.

A associação dos fluxos aos fenômenos possibilita analisar também quais fenômenos são predominantes, onde são originados e em que escalas de tempo, servindo também com o um indicativo do estresse do sistema devido à intensidade de cada distúrbio sob cada condição operativa de regime permanente.

A avaliação de quais critérios de desempenho dinâmico (definidos no capítulo anterior) são violados, é ilustrada na Tabela 6.4, considerando os casos de regime da Tabela 6.3. A legenda da Tabela 6.4 é apresentada em seguida aos dados da Tabela.

Tabela 6.4 – Critérios de desempenho dinâmico violados em relação à atuação de cada lógica para os casos de regime da Tabela 6.3.

Caso	Lógica (enumeradas de acordo com a Tabela 4.2)								
	2.1	2.2	5	12	15 IA-TP	15 IV-IA	14	13	
1	●	●	●	●	●	●	●	●	
2	●	●	●	●	●	●	●	●	
3	●	●	●	●	●	●	●	●	
4	●	●	●	●	●	●	●	●	
5	●	●	●	●	●	●	●	●	
6	●	●	●	●	●	●	●	●	
7	●	●	●	●	●	●	●	●	
8	●	●	●	●	●	●	●	●	
9	●	●	●	●	●	●	●	●	
10	●	●	●	●	●	●	●	●	
11	●	●	●	●	●	●	●	●	
12	●	●	●	●	●	●	●	●	
13	●	●	●	●	●	●	●	●	

Legenda	
●	Critério de desempenho violado
●	Nenhum
●	Tensão de regime permanente
●	Corrente de excitação de regime permanente
●	Atuação do limitador de corrente de excitação
●	Perda de Sincronismo
Lógica	
2.1	Abertura de 1 circuito entre Ivaiporã e Itaberá
2.2	1 circuito entre Itaberá e Tijuco Preto
5	1 circuito entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã
12	1 circuito entre Ivaiporã e Tijuco Preto
13	1 circuito entre Foz do Iguaçu e Itaberá
14	2 circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaporã
15	2 circuitos entre Ivaiporã e Itaberá ou Itaberá e Tijuco Preto

Nestas simulações nenhuma ação de controle foi realizada, de modo a permitir a comparação direta de quais fenômenos estão associados quais contingências e estados pré-perturbação.

Percebe-se, da Tabela 6.4, que a grande maioria dos casos (53,85 % - 56 de 104) corresponde a situações onde não é necessária nenhuma ação de controle. Isso se deve a diferença de intensidade entre as contingências que causam a abertura de um circuito apenas e das que causam a abertura de dois circuitos, e que implica na necessidade de representação de uma grande abrangência de estados operacionais de regime para que todas as situações de risco das diferentes contingências possam ser avaliadas.

Analisando somente os casos onde foi necessário o alívio de geração, percebe-se que 22,11% (23 de 104) têm sua origem apenas na violação de critérios de regime permanente enquanto em 24,04% (25 de 104) figura também alguma forma de instabilidade no Sistema Interligado Nacional.

Em 92% dos casos instáveis (23 de 25), houve predominância da instabilidade transitória, intensificada pela atuação do limitador de corrente de excitação, sendo que nos dois casos restantes a instabilidade ocorre por afundamento de tensão, passadas as primeiras oscilações eletromecânicas.

Além disso, a abertura de dois circuitos entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã é a contingência que apresenta maior intensidade nos distúrbios, correspondendo a 43,48% (10 de 23) dos casos onde houve perda de sincronismo, sendo, por esse motivo, o distúrbio mais utilizado para estudar a viabilidade das ações de controle propostas.

Baseados nos casos apresentados na Tabela 6.4 foram então simuladas as ações de controle de acordo com a proposta apresentada no Capítulo 5.

6.2. Características da avaliação da estabilidade do SIN pelo SIME utilizando dados emulados de Medição Fasorial Sincronizada

Dos aspectos para utilização dos sincrofasores pelo SIME apresentados no APÊNDICE B, salientam-se dois relativos ao caso específico de avaliação da estabilidade do SIN pelo SIME frente a distúrbios no tronco de 765 kV: aquele referente a infraestrutura básica para avaliar a dinâmica sistêmica a partir do SIME, e aquele relativo aos grupos de separação característicos quando de distúrbios neste sistema de transmissão.

6.2.1 Grupos de separação frente a distúrbios no tronco de 765 kV

Uma vez determinadas as grandezas elétricas nas quais serão baseadas as simulações é fundamental determinar os grupos crítico e não-crítico de usinas formados por distúrbios específicos, uma vez que geralmente estes grupos permanecem os mesmos para todo o horizonte operativo do sistema elétrico e auxiliam a caracterização dos efeitos das contingências no tronco de 765 kV.

Sendo assim, a ocorrência de uma contingência entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã, causa um decréscimo acentuado da capacidade de transmissão de potência ativa das unidades de Itaipu para o restante do sistema, causando separação da UHE IPU 60 Hz como ilustrado na Figura 6.1.

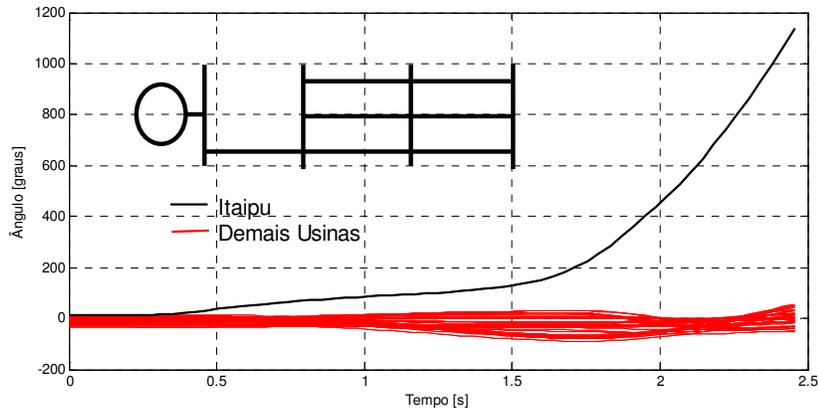


Figura 6.1 – Excursões angulares para contingências entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã

Uma análise similar para contingências entre as subestações de Ivaiporã e Tijuco Preto indica a existência de um decréscimo da transmissão de potência das unidades de Itaipu e do subsistema sul ao restante do sistema.

Este gargalo, em casos muito críticos pode causar a perda de sincronismo de Itaipu 60 Hz e das usinas do subsistema sul com geração elevada, separando o sistema interligado nacional em dois subsistemas multi-máquinas, como ilustrado na Figura 6.2.

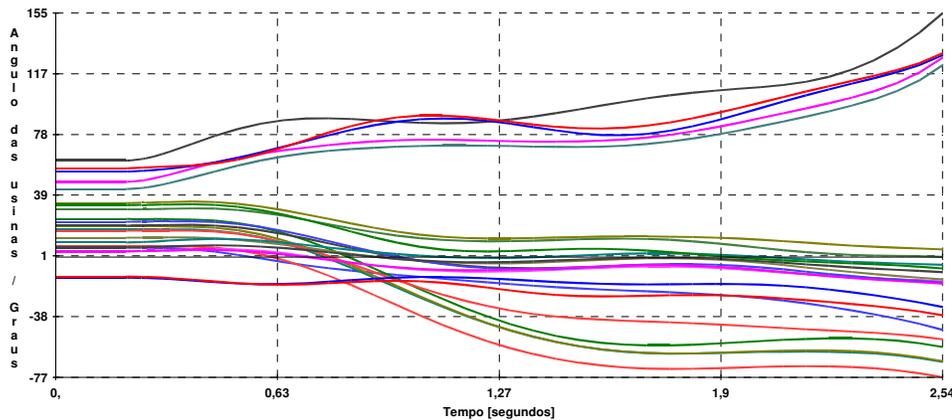


Figura 6.2 – Excursões angulares para contingências entre Ivaiporã e Tijuco Preto

Em qualquer um dos casos, o critério composto de separação angular e potência acelerante apresentado no APÊNDICE A identificou corretamente os grupos de separação.

6.2.2 Usinas monitoradas para avaliação da estabilidade transitória

Dado que a viabilização de um SPMS com monitoramento em todas as usinas do SIN (ideal para avaliação da estabilidade transitória pelo SIME), pode se apresentar impraticável por questões de custo, propôs-se utilizar um número restrito de PMUs.

Visando-se obter um conjunto de usinas com relativa simplicidade de representação adotaram-se as 36 maiores gerações equivalentes do modelo eletromecânico, ordenadas

peço valor de suas inércias em proporção à inércia total do modelo considerado. Esta quantidade de sítios de monitoramento corresponde a avaliações da estabilidade transitória pelo SIME com exatidão superior a 1%, tal como apresentado na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Erros da avaliação da estabilidade pelo SIME para cada grupo de usinas

Gerações equivalentes com PMU	Porcentagem da quantidade de gerações equivalentes do modelo eletromecânico	Inércia percentual do grupo em relação à inércia total do sistema	Erro da avaliação da estabilidade pelo SIME
36	21,69%	75,21%	0,78 %
70	40,96%	88,77%	0,54 %
75	45,18%	90,43%	0,43 %
116	69,88%	96,47%	-0,3 %
166	100%	100%	-0,3 %

Este SPMS hipotético é ilustrado na Figura 6.3, incluindo-se também as PMUs instaladas ao longo do sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz, necessárias para as ações de controle em malha aberta.

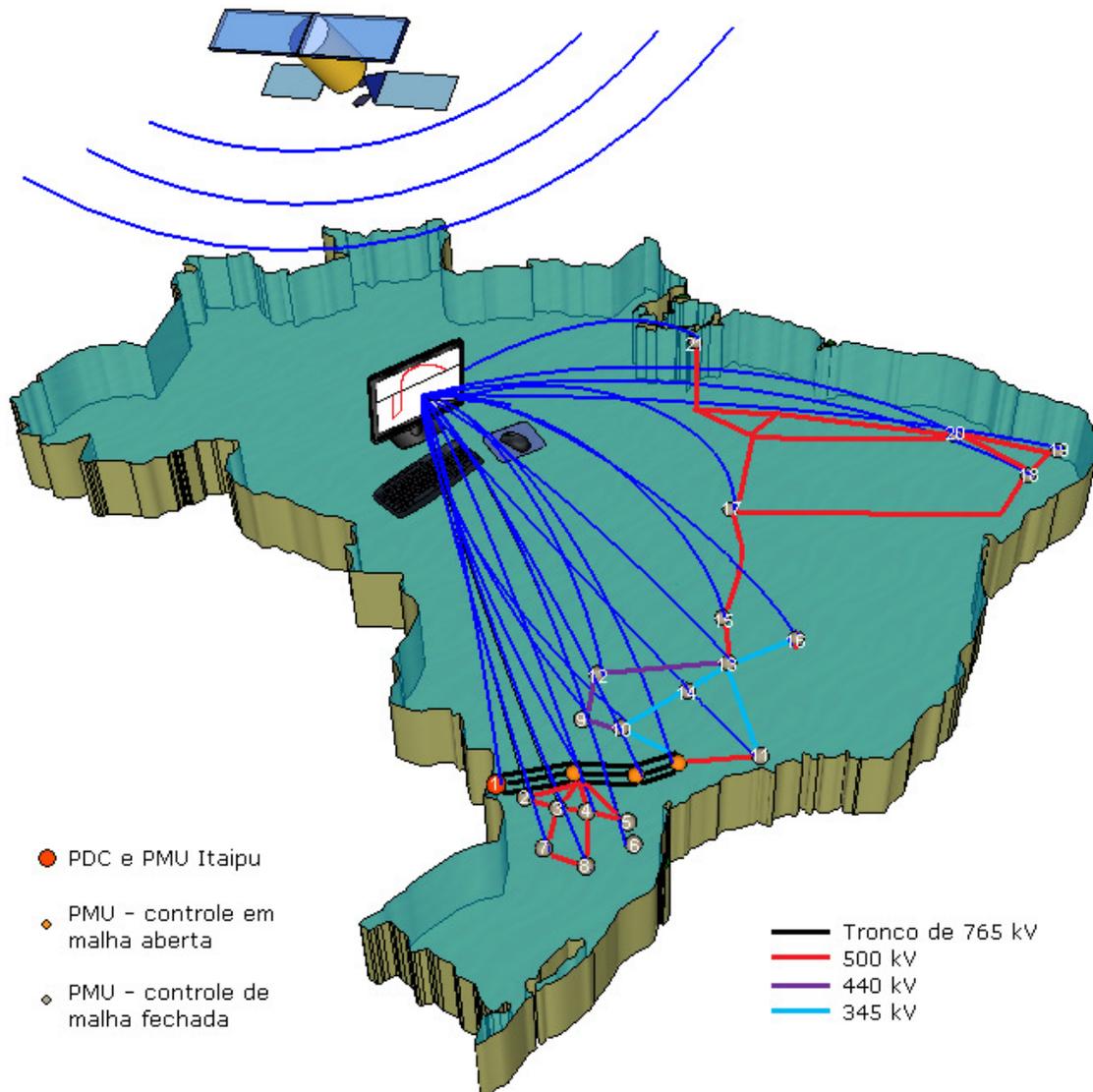


Figura 6.3 – Ilustração do SPMS hipotético proposto para a avaliação da estabilidade transitória pelo SIME utilizando dados de Medição Fasorial Sincronizada.

Uma vez que a proximidade de certas usinas dificulta a visualização das PMUs na Figura 6.3, estas foram agrupadas de acordo com a Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Grupo de gerações equivalentes que constituem cada índice na Figura 6.3.

nº	Gerações equivalentes	nº	Gerações equivalentes	nº	Gerações equivalentes
1:	Itaipu 60 Hz	8:	Machadinho	15:	Nova Ponte
2:	G. José Richa	9:	Porto Primavera, Taquaruçu	16:	Irapé
3:	Salto Osório	10:	Ilha Solteira, Três irmãos, Jupia, Capivara	17:	Serra da Mesa
4:	Salto Santiago	11:	Angra 1, Angra 2, Norte Fluminense	18:	Luiz Gonzaga 1 e 2 e Paulo Afonso IV
5:	Ney Braga	12:	São Simão, Água Vermelha, Marimbondo	19:	Xingó
6:	GBM	13:	Itumbiara, Emborcação	20:	Sobradinho
7:	Itá	14:	Furnas, Luiz Carlos Barreto, Volta Grande, Jaguará	21:	Tucuruí G1, Tucuruí G2, Tucuruí G3

Uma vez definidas as características do SPMS hipotético para execução das ações de controle propostas no capítulo anterior, discutem-se as características e benefícios de cada ação de controle nos subitens a seguir.

6.3 Ações de controle emergencial em malha aberta, com arquitetura orientada a eventos

Como descrito no capítulo anterior, as ações emergenciais em malha aberta basicamente constam no disparo de uma sequência invariável de eventos durante todo o distúrbio, e utilizam uma agenda de ações de controle baseada no monitoramento de uma grandeza elétrica específica.

Nos esquemas de alívio de geração atuais, os fluxos de potência nos ramos onde ocorrem os distúrbios são tradicionalmente utilizados como referências destas ações.

Neste trabalho, para esta função, se propôs utilizar a diferença angular entre as subestações terminais do tronco de 765 kV, como parâmetro para atualizar o montante de alívio de geração de acordo com a contingência ocorrida, e adicionalmente, o SIME para determinar a agenda correspondente de alívio de geração, considerando adequado o montante de alívio que garante área líquida (área de frenagem subtraída da área acelerante) nula, ou seja, garante a manutenção do sincronismo entre as unidades.

Este relacionamento é determinado pela avaliação da estabilidade de diversos estados operacionais através de simulações *off-line*, procurando cobrir o maior horizonte de operação possível.

Os principais aspectos da aplicação desta proposta de ações de controle ao SIN para contingências no tronco de 765 kV são descritos em três casos, apresentados a seguir.

6.3.1 Caso 1

Este caso representa a concepção da agenda de alívio para a contingência que causa a abertura de dois circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã.

Os estados de regime abordados neste caso correspondem a uma representação que abrange desde estados operacionais estáveis até aqueles com a necessidade de alívio de várias unidades geradoras para manutenção do sincronismo, e também representa grande parte dos estados operacionais usuais em Itaipu e no tronco de 765 kV.

Tal agenda de alívio, baseada na relação margem de estabilidade – abertura angular, é apresentada na Tabela 6.7 (considerando nove UGs sincronizadas em Itaipu 60Hz).

Tabela 6.7 – Relação abertura angular – margem de estabilidade para lógica 14.

Caso	Abertura angular Foz do Iguaçú - Ivaiporã [graus]	Margem [MW*graus]	Alívio em Itaipu das ações de MA [UG]	Alívio ECE atual [UG]
2	11,1	1291	0	2
3	11,6	-2483	1	3
4	11,9	-5999	1	4
5	12,1	-8147	2	4
8	13,1	-30264	3	4

Na Tabela 6.7 a coluna “Caso” se refere ao caso de regime correspondente da Tabela 6.3. Mais especificamente, o caso 2 representa um caso estável, o caso 3 um caso que apresenta afundamento de tensão, e os casos 4, 5 e 8 como aqueles onde figuram perdas de sincronismo.

A coluna “Abertura angular Foz do Iguaçú-Ivaiporã” representa a diferença entre os ângulos das referidas subestações no instante anterior à perturbação, obtidos a partir da emulação da Medição Fasorial Sincronizada, e a coluna “Margem” à margem de estabilidade determinada a partir do SIME após a perturbação citada considerando uma margem de incerteza de área acelerante igual a 20%.

Por sua vez, a coluna “Alívio em Itaipu das ações de MA” se refere ao montante de UGs que, se desconectadas 217 ms após a abertura das respectivas linhas garante uma margem de estabilidade positiva na aplicação do SIME.

Por fim, a coluna e “Alívio ECE atual” representa o alívio que seria realizado pelo ECE atual instalado no tronco de 765 kV, caso ocorresse tal distúrbio e o tronco de 765 kV operasse com o estado de regime indicado.

Na Figura 6.4 os resultados apresentados na Tabela 6.7 são ilustrados, de onde se pode perceber a característica da relação abertura angular - margem de estabilidade deste distúrbio, sem considerar a existência do alívio de geração (linha pontilhada em verde).

Na Figura 6.4 os patamares de alívio de geração da agenda são evidenciados pelos barramentos verticais, que identificam a diferença angular pré-perturbação do corredor onde há transição de unidades a ser desconectadas.

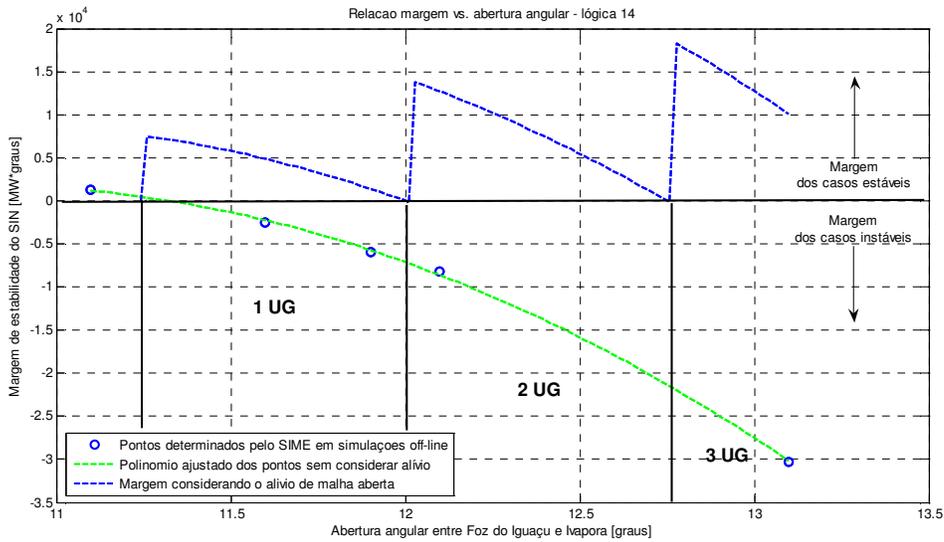


Figura 6.4 – Agenda de alívio necessário para estabilizar o sistema no caso de distúrbio causando abertura de duas linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaporã

A validade desta agenda é ilustrada na Figura 6.5, onde para o Caso 5 da Tabela 6.3 o alívio da agenda da Tabela 6.7 é negligenciado (acima, evidenciando sua condição instável) e realizado (abaixo, evidenciando a manutenção da estabilidade angular pelo alívio de duas Unidades Geradoras).

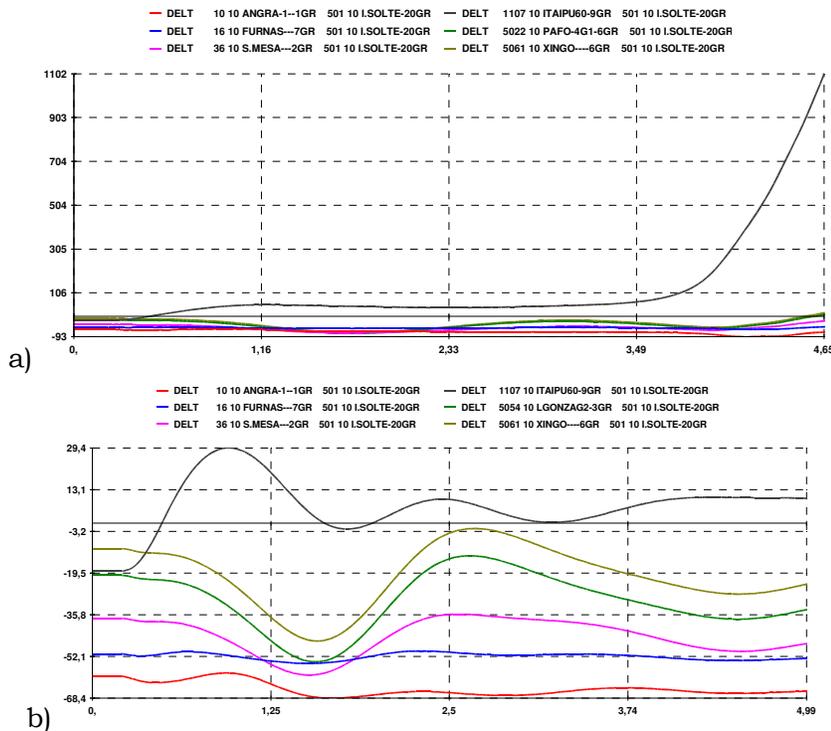


Figura 6.5 – Ângulos rotóricos de seis usinas do SIN omitido a) e realizado o alívio b)

Avaliando-se o montante de alívio realizado pelo ECE baseado na diferença de ângulo entre barras, percebe-se que o ECE atual é consideravelmente mais conservativo, porém o ECE baseado em Medição Fasorial Sincronizada não leva em consideração o atendimento dos critérios de desempenho apresentados no Capítulo 5 nesta análise (para ações de Malha Aberta).

Uma vantagem da utilização deste ECE baseado na Medição Fasorial Sincronizada é que o montante de geração aliviada frente ao mesmo distúrbio pode ser reduzido, desde que haja uma função adicional que garanta os critérios de desempenho citados no capítulo anterior sejam atendidos.

6.3.2 Caso 2

Este caso explora a capacidade que a abertura angular de regime possui em adaptar a agenda de alívio de geração no caso de variações no perfil de tensão do sistema de transmissão associado.

Utilizando a relação abertura angular – margem de estabilidade determinada no subitem anterior, aborda-se esta questão para o caso 3 da Tabela 6.3, que corresponde à um estado próximo da instabilidade angular, e que se torna instável pela degradação do perfil de tensão no extremo gerador (Itaipu 60 Hz), de acordo com a Figura 6.6.

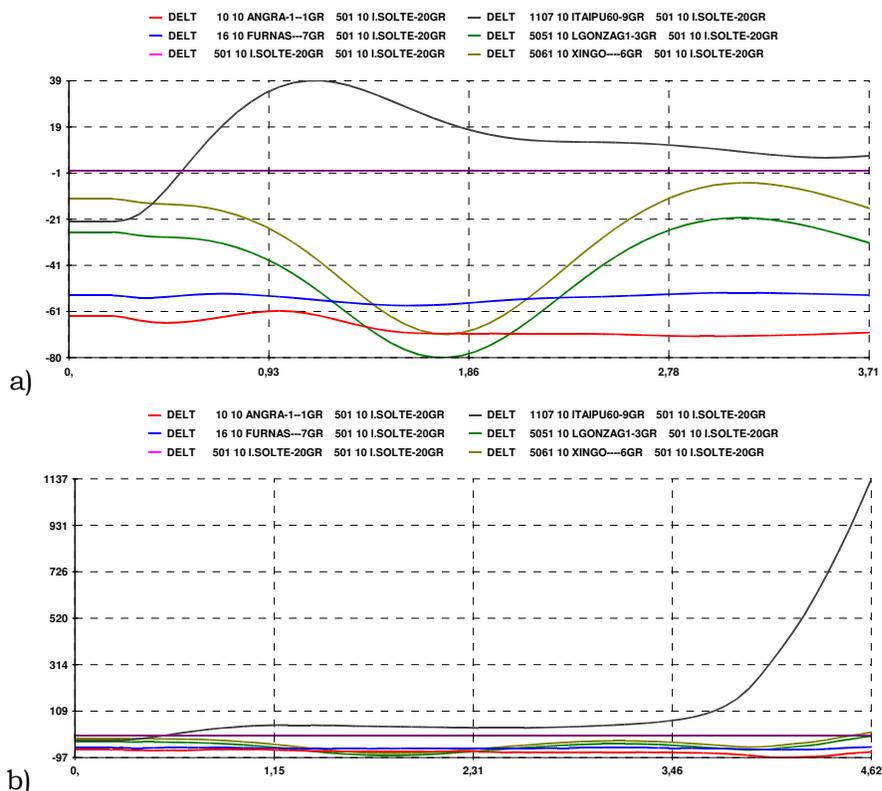


Figura 6.6 – Ângulo dos rotores das usinas para diferentes perfis de tensão

Na Figura 6.6 os subitens a) e b) ilustram os ângulos dos rotores das usinas de Angra 1, Furnas, Ilha Solteira, Itaipu 60 Hz, Luiz Gonzaga 1 e Xingó, de onde verifica-se o efeito da degradação do perfil de tensão sobre a estabilidade transitória do SIN.

Os efeitos das modificações do perfil de tensão sobre a abertura angular entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã são ilustrados na Tabela 6.8, nas colunas “módulo de tensão” e “abertura angular correspondente FI-IV”.

Tabela 6.8 – Abertura angular–margem de estabilidade para diferentes perfis de tensão.

Caso	Módulo da tensão em FI / IV	Módulo da tensão na barra piloto	Abertura angular correspondente FI-IV [graus]	Alívio em IPU [UG]	Margem verificada por simulação[MW*graus]
3(1)	1,000 / 1,025	1,03	11,2	0	530
3	0,982 / 1,010	1,02	11,6	1	-2483
3(2)	0,954 / 0,986	1,00	12,3	2	-12822

Na Tabela 6.8 a coluna “Alívio em Itaipu” corresponde ao montante de UGs que são desconectadas a partir da agenda da Tabela 6.7 caso se verifique a abertura angular correspondente a cada perfil de tensão.

Finalmente, a coluna “Margem verificada” da Tabela 6.8 representa a margem de estabilidade, determinada a partir do SIME sobre simulações *off-line* para os casos 3(1) e 3(2), e retifica que as modificações no perfil de tensão correspondem a variações na margem de estabilidade similares às obtidas no caso anterior, basicamente causadas a partir de variações nos fluxos do tronco de 765 kV.

6.3.3 Caso 3

De maneira análoga ao caso anterior, este caso explora a capacidade que a abertura angular de regime possui em adaptar a agenda de alívio de geração no caso de variações na reatância do respectivo sistema de transmissão.

A Tabela 6.9 apresenta a influência do desligamento de 50% da compensação de um Banco de Capacitores Série (BCS) de um dos circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã sobre a diferença angular entre subestações.

Tabela 6.9 – Abertura angular–margem de estabilidade para diferentes impedâncias.

Caso	Abertura angular Foz do Iguaçu - Ivaiporã [graus]	Alívio em IPU ação de MA	Condição do trecho FI-IV	Margem verificada pr simulação [MW*graus]
3 (Antigo)	11,6	1[UG]	Completo	-2483
3(3) (Novo)	12,8	3[UG]	1/2 BCS desligado	-26380

Em comparação ao estado operacional referente ao caso 3 da Tabela 6.3, a nova diferença angular do caso 3(3), atualizada após o desligamento de ½BCS adiciona 2 unidades geradoras à agenda referente à ação de controle de malha aberta da Tabela 6.7, garantindo uma nova ação eficiente na manutenção de sincronismo frente ao distúrbio em questão.

Adicionalmente, a coluna “Margem Verificada” da Tabela 6.9 reitera a correspondência entre a diferença angular pré-distúrbio entre subestações e a margem de estabilidade, de onde a partir de uma simulação *off-line* verifica-se uma margem proporcional àquela obtida para uma abertura angular causada exclusivamente por variações no fluxo do tronco de 765 kV, apresentada na Figura 6.4.

A exemplo dos casos anteriores, as simulações passo-a-passo que ilustram os resultados são apresentadas na Figura 6.7 a) para o caso considerando o alívio de malha aberta de 1 UG (instável para distúrbio com abertura de 2 LTs FI-IV e condição pré-perturbação de ½ BCS desligado), e b) para o caso considerando o alívio de malha aberta da agenda adaptada pela diferença angular pré-perturbação.

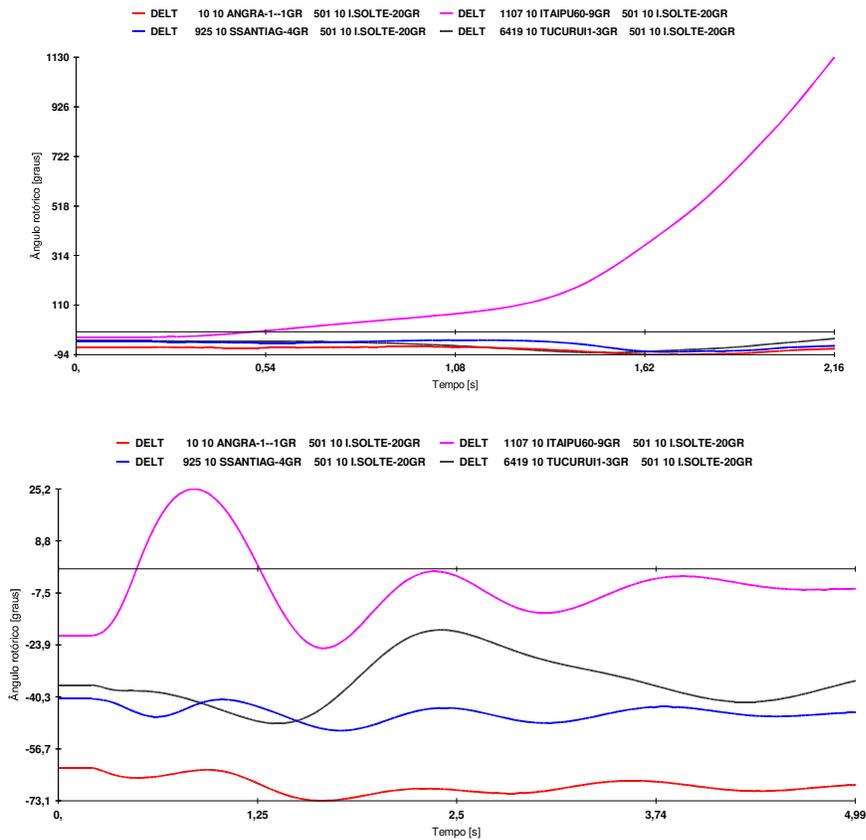


Figura 6.7 – Ângulos do rotor de 4 usinas para o caso considerando o alívio inicial e o alívio adaptado.

Nos três casos simulados se verifica que as diferenças angulares associadas a diversas condições operacionais do tronco de 765 kV correspondem a variações angulares da ordem de alguns graus. Entretanto diante da precisão convencionada em 0,1 grau para aplicações de MFS em SEEs permita utilizar as diferenças angulares dessa magnitude como referências em SEPs. Além disso, somente foram apresentadas neste item aspectos da agenda para abertura de linhas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, porém em teoria, essa análise pode ser facilmente estendida para abertura de outros trechos.

6.4 Ações de controle emergencial em malha fechada, com arquitetura orientada à resposta sistêmica

A partir das curvas potência-ângulo obtidas pela aplicação do SIME, foram simuladas ações corretivas de um Esquema de Controle de Emergência que prevê a instabilidade angular após a ocorrência de uma contingência, como descrito no subitem 5.3.

Caso a margem de estabilidade indique a perda de sincronismo, é calculado o montante de alívio necessário e simulado o envio de sinal para desconexão de UGs da UHE IPU (que se encontra no grupo crítico para distúrbios no tronco de 765 kV), de modo a reduzir sua potência acelerante.

Foram simulados três cenários para ilustrar as ações de controle estabilizantes em situações de perda de sincronismo: considerando a inexistência de controle de malha aberta, como retaguarda de ações de controle de malha aberta quando estas podem se mostrar insuficientes para garantir a estabilidade, e um caso de aumento de seletividade em relação a uma ação de controle do atual esquema de emergência.

6.4.1 Caso 1

Este caso tem como objetivo mostrar a viabilidade da utilização conjunta da Medição Fasorial Sincronizada e do SIME em ações de controle que realizem alívio de geração em Itaipu para contingências no tronco de 765 kV, baseada na avaliação da dinâmica sistêmica após a ocorrência do distúrbio.

A viabilidade da utilização do SIME é caracterizada pela existência de tempo suficiente para efetivação da ação de controle, pela correta identificação do estado de estabilidade em relação à perda de sincronismo e pelo cálculo do montante adequado de alívio para estabilizar o caso, considerando os atrasos de comunicação e o tempo de abertura dos disjuntores das Unidades Geradoras.

A configuração pré-distúrbio deste caso considera a UHE IPU 60 Hz com geração igual a 5400 MW, exportação do sudeste ao sul igual a 200 MW (FSE = 5200 MW) e tensão no barramento piloto igual a 1,02 p.u., correspondente ao caso 4 da Tabela 6.3, ilustrado na Figura 6.8.

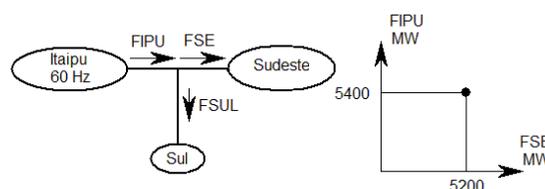


Figura 6.8 – Representação do caso de fluxo no tronco de 765 kV

Este caso foi selecionado porque apresenta uma condição favorável à avaliação da aplicação do SIME, uma vez que representa um caso intermediário entre os de menor carregamento da Tabela 6.3, que não apresentam perdas de sincronismo, e dos demais, onde começam a figurar benefícios em se fazer uso das ações de controle em malha aberta.

A aplicação de um curto-circuito na subestação de Foz do Iguaçu, com magnitude igual àquela apresentada na Tabela 6.1, e abertura de dois circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, sem que haja alívio de geração em Itaipu 60 Hz, corresponde a perda de sincronismo da usina de Itaipu 60 Hz, como ilustrado na Figura 6.9 pelos ângulos das usinas de Angra 1, Furnas, Serra da Mesa, Salto Santiago, Itaipu e Tucuruí 1.

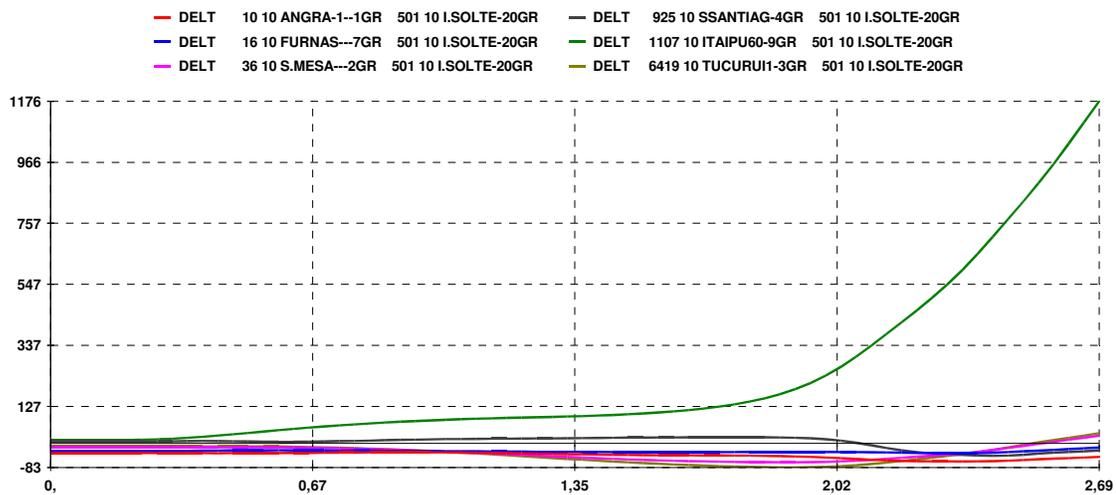


Figura 6.9 – Ângulo das usinas, referente ao caso 5, sem ação de controle

A potência acelerante do OMIB para este caso é apresentada na Figura 6.10, onde estão destacados os instantes da identificação sua condição instável, do alívio das UGs de Itaipu (não realizado nesta simulação) e de perda de sincronismo entre as UGs do sistema, aos 598, 815 e 1013 ms após a ocorrência do curto-circuito, respectivamente.

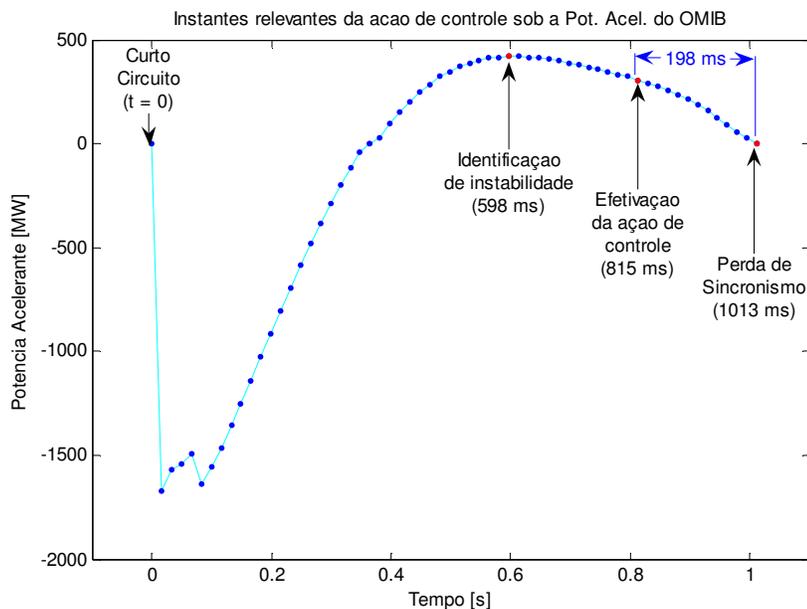


Figura 6.10 – Viabilidade da ação de controle, caso 1

O tempo decorrido desde a efetivação da ação de controle e do momento da perda de sincronismo, igual a 198 ms, confirma a existência de tempo hábil para gerenciamento da ação de controle pelo SIME.

O montante de alívio de geração necessário para estabilizar este caso, calculado com base na estimativa do ângulo do OMIB em que a ação de controle é efetivada, foi de 928,9 MW (1114,7 MW com 20% adicionais), que equivale a duas unidades geradoras em Itaipu para o estado de regime do caso ($P_{m/\text{unidade}} = 600 \text{ MW} / \text{alívio de } 1200 \text{ MW}$).

Tal ação de controle, no tempo previsto, estabiliza o caso, como ilustrado pela excursão dos ângulos das usinas apresentados na Figura 6.11.

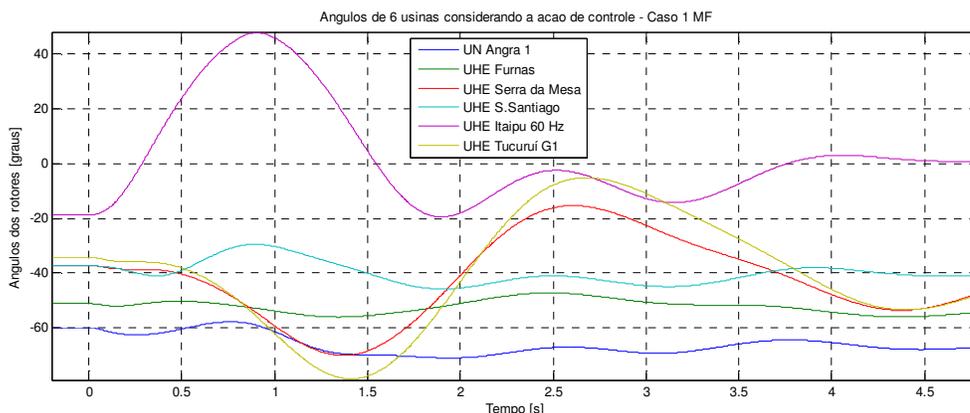


Figura 6.11 – Ângulos de 6 usinas do sistema após ação de controle gerenciada pela MFS

O momento de alívio de geração, 815 ms após a ocorrência do curto-circuito, é ilustrado pela descontinuidade da potência acelerante de Itaipu 60 Hz, como mostrado na Figura 6.12.

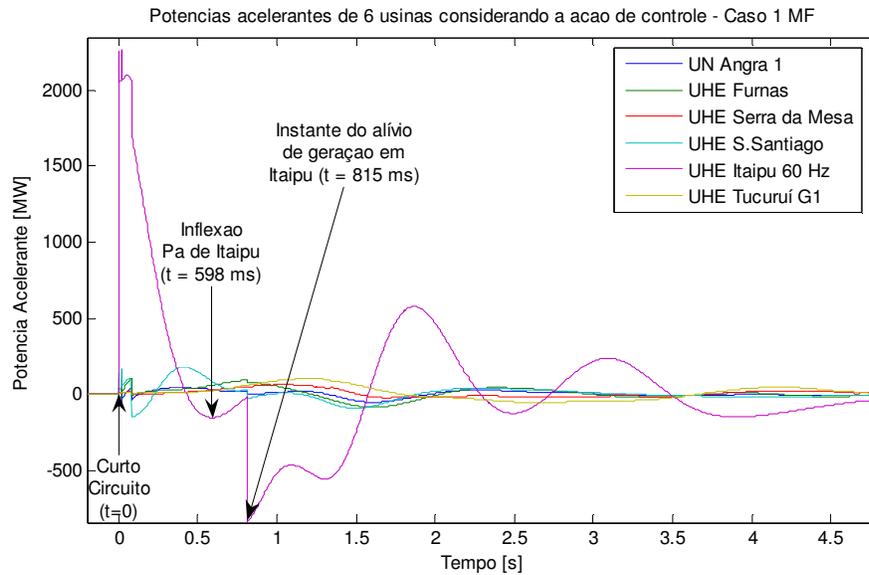


Figura 6.12 – Potência acelerante de 6 usinas do SIN, caso 1

Por fim, na Figura 6.13 está apresentada a trajetória potência ângulo do OMIB equivalente do caso controlado, salientando a área acelerante adicionada pelo alívio de geração e a oscilação angular estável do OMIB equivalente.

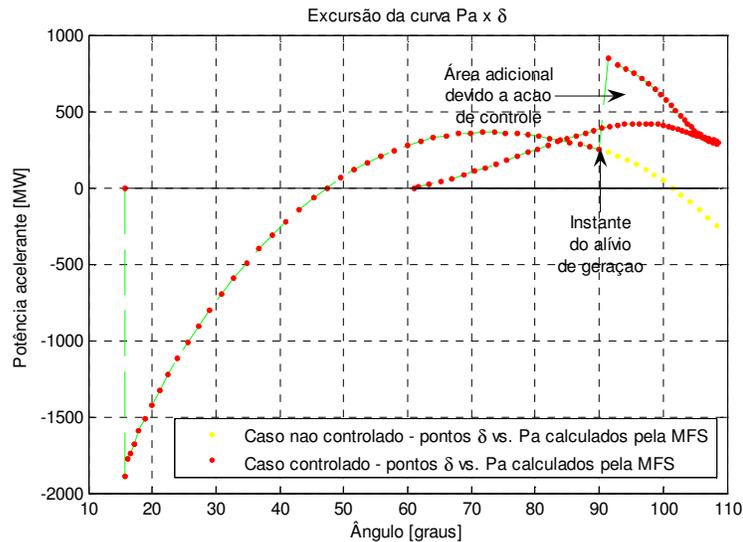


Figura 6.13 – Excursão potência acelerante-ângulo, caso 1 controlado

Salienta-se, sobretudo, que desde o momento da contingência até o corte de geração em Itaipu foram decorridos 815 ms, de maneira que em contingências mais severas (quando o sistema estiver sob um estado de maior estresse), ações de controle que necessitem deste tempo possam resultar em perda de sincronismo.

Nestes casos, as ações de malha aberta tais como as discutidas no subitem anterior, são imprescindíveis, porém as ações de controle em malha fechada com

arquitetura baseada na resposta sistêmica podem ser convenientemente utilizadas para retaguarda das ações em malha aberta, como apresentado no subitem a seguir.

6.4.2 Caso 2

Este caso discute a aptidão das ações de malha fechada com arquitetura baseada na resposta sistêmica para identificar perdas de sincronismo e gerenciar alívios de geração quando ações de controle de malha aberta forem insuficientes para fazê-lo.

Tais ações de malha fechada, neste caso, monitoram a eficiência de outras ações de controle e servem como retaguarda para tais ações.

Neste caso é considerado um cenário com geração na UHE IPU 60 Hz igual a 5800 MW e importação do sul pelo sudeste igual a 250 MW (FSE = 6050 MW), e tensão no barramento piloto igual a 1,02 p.u., correspondente ao caso 8 da Tabela 6.3. Os demais parâmetros são idênticos ao caso anterior. Este caso é mais severo que o anterior, e mesmo existindo uma ação de controle em malha aberta, se esta estiver mal condicionada ao estado operativo, se torna insuficiente para estabilizá-lo.

Considera-se então, a existência de um controle em malha aberta, que executa a desconexão de uma Unidade Geradora na UHE IPU 60 Hz (aproximadamente 644 MW), sendo, porém, insuficiente para estabilizar o caso.

A potência acelerante de seis das usinas deste caso (Angra 1, Furnas, Serra da Mesa, Salto Segredo, Itaipu e Tucuruí), amostradas por PMUs hipotéticas, são apresentadas na Figura 6.14, onde destaca-se o instante da ação de controle de malha aberta.

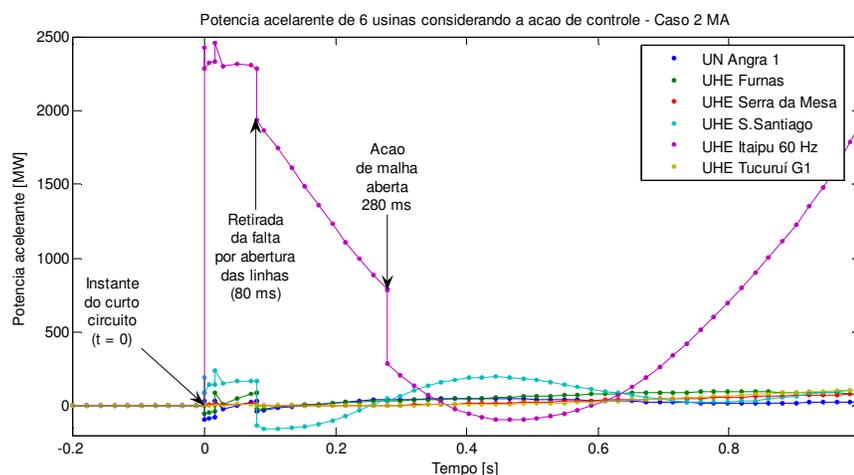


Figura 6.14 – Potências acelerantes de 6 usinas, amostrada pela MFS, caso 2

A identificação da instabilidade deste caso ocorre 493 ms após a ocorrência do distúrbio, e o cálculo do montante de alívio necessário pelo SIME, realizado de forma análoga ao caso 1, indica o alívio de 773 MW além do alívio da ação de malha aberta

(927,6 MW, considerando os 20 % de margem de erro), equivalente a duas Unidades Geradoras (aproximadamente 1288 MW).

Considerando o atraso desde o envio de sinal até a desconexão dos geradores, essa ação ocorre efetivamente 710 ms após a ocorrência do distúrbio.

O alívio das duas Unidades Geradoras adicionais estabiliza o caso, como pode ser observado nas excursões angulares e nas potências acelerantes de 6 usinas, incluindo Itaipu 60 Hz, após o controle, Figura 6.15, a) e b), respectivamente.

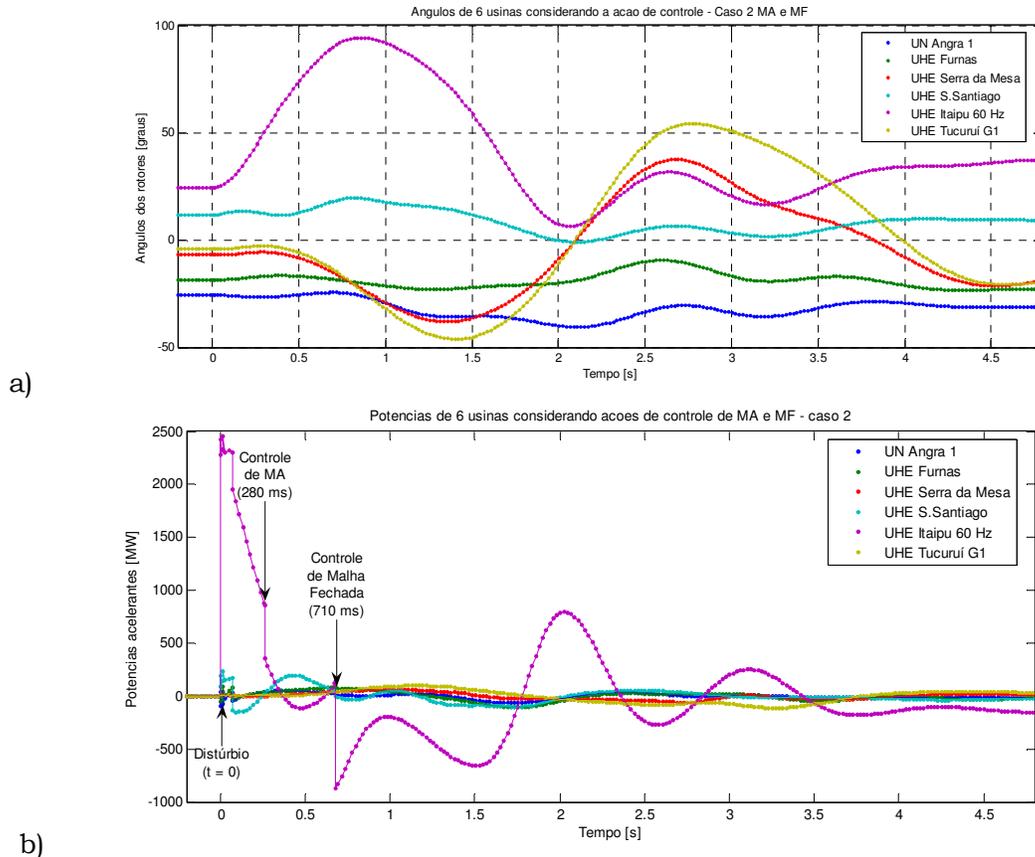


Figura 6.15 – a) Ângulos dos rotores e b) Potências acelerantes do caso 2, controlado

Este caso evidencia que a utilização do SIME associado aos dados de Medição Fasorial Sincronizada em tempo real é eficaz para ações em malha fechada que funcionem como retaguarda de ações em malha aberta; podendo assim flexibilizar as elevadas restrições destas ações de controle por conceber um SEP que utiliza ambas técnicas.

6.4.3 Caso 3

Este caso procura exemplificar como a Medição Fasorial Sincronizada pode ser utilizada de maneira a conceber ações mais seletivas para o ECE do tronco de 765 kV.

Em casos onde haja contingências simultâneas no SIN, que prejudiquem a exportação de potência gerada em Itaipu, existem condições que mesmo com a atuação do ECE atual, certos distúrbios no tronco de 765 kV podem ocasionar instabilidades no SIN.

Um curto-circuito seguido de abertura dupla paralela de dois circuitos entre Itaberá-Tijuco Preto (Figura 6.16), com alta transferência de potência para o sudeste através do tronco de 765 kV, quando da indisponibilidade simultânea das LTs Tijuco-Preto – Cachoeira Paulista em 500 kV, caracteriza uma destas situações.

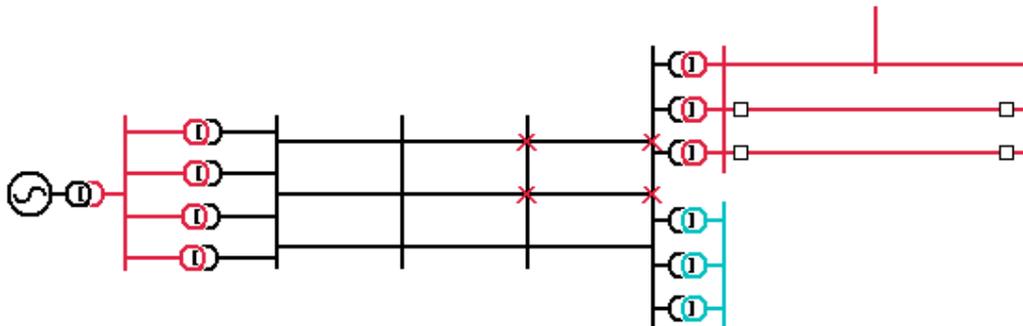


Figura 6.16 – Configuração do sistema de 500 kV no momento do distúrbio

Neste caso, estando Itaipu 60 Hz gerando 5300 MW, com importação do sul de um montante de 600 MW (FSE = 5900 MW), o ECE atual não gerencia o alívio de geração para a abertura de dois circuitos entre Itaberá e Tijuco Preto, o que faz com que Itaipu 60 Hz e as usinas do subsistema sul percam o sincronismo com o restante do SIN.

A excursão dos ângulos rotóricos de 36 usinas do SIN, para a contingência citada, está ilustrada na Figura 6.17. Percebe-se, desta Figura, que para esta contingência, o grupo crítico é formado por Itaipu e seis usinas do sul (Ita, Machadinho, Salto Santiago, Governador Bento Munhoz, Salto Caxias e Governador Nei Braga).

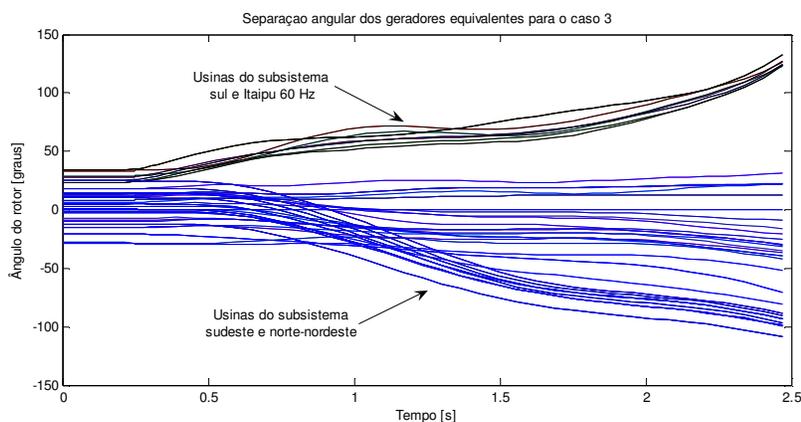


Figura 6.17 – Abertura de 2 circuitos entre Itaberá e Tijuco Preto, caso 3.

O controle emergencial utilizando medidas de tempo real, entretanto, identifica a instabilidade do caso e indica a necessidade de alívio de 1048 MW (1257,6 MW, considerando a margem de erro de 20 %).

Esse montante de alívio corresponde à desconexão de 3 unidades geradoras (aproximadamente 1767 MW), estabilizando o caso, tal como ilustrado pela excursão dos ângulos das usinas do SIN, Figura 6.18.

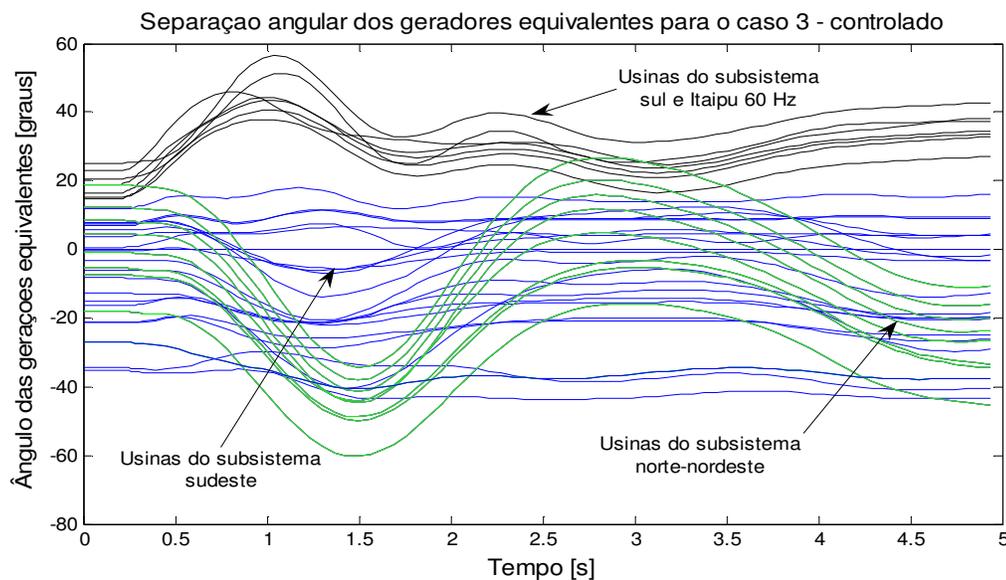


Figura 6.18 – Ângulo das usinas do SIN, caso 3 controlado

Esta simulação demonstra que a utilização do SIME permite identificar o estado real do sistema em relação à estabilidade transitória mesmo em condições adversas não previstas nas simulações *off-line* que definem as ações de controle dos ECEs atuais do SIN, adicionando seletividade a tais ações de controle.

6.5 Ações de controle em malha fechada, baseadas no monitoramento das grandezas elétricas do tronco de 765 kV

Como apresentado no subitem 4.3, distúrbios no tronco de 765 kV originam uma série de fenômenos indesejáveis, dentre os quais a perda de sincronismo entre geradores do SIN, e, por esse motivo, critérios de desempenho dinâmico do SIN são utilizados para definição das ações de controle do ECE atual, como discutido no Capítulo 4.

De modo a atender tais critérios por um Sistema Especial de Proteção baseado em Medições Sincronizada de Fasores, foi proposta a monitoração em tempo real das grandezas de onde são definidos tais critérios, adotando alívios de geração quando da violação das condições apresentadas também no Capítulo 4.

A ilustração da atuação das ações de controle propostas no Capítulo 4 é realizada avaliando-se seu desempenho sobre o distúrbio que causa abertura de dois circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã. Considerou-se, de antemão, a atuação das ações de malha aberta determinadas pela agenda apresentada na Tabela 6.7, quando necessário.

A Figura 6.19 ilustra o alívio gerado para os casos 2 e 4 da Tabela 6.7, indicando a necessidade de alívio de uma e duas Unidades Geradoras adicionais, respectivamente, devido a violação do critério de tensão mínima em barramento do tronco de 765 kV.

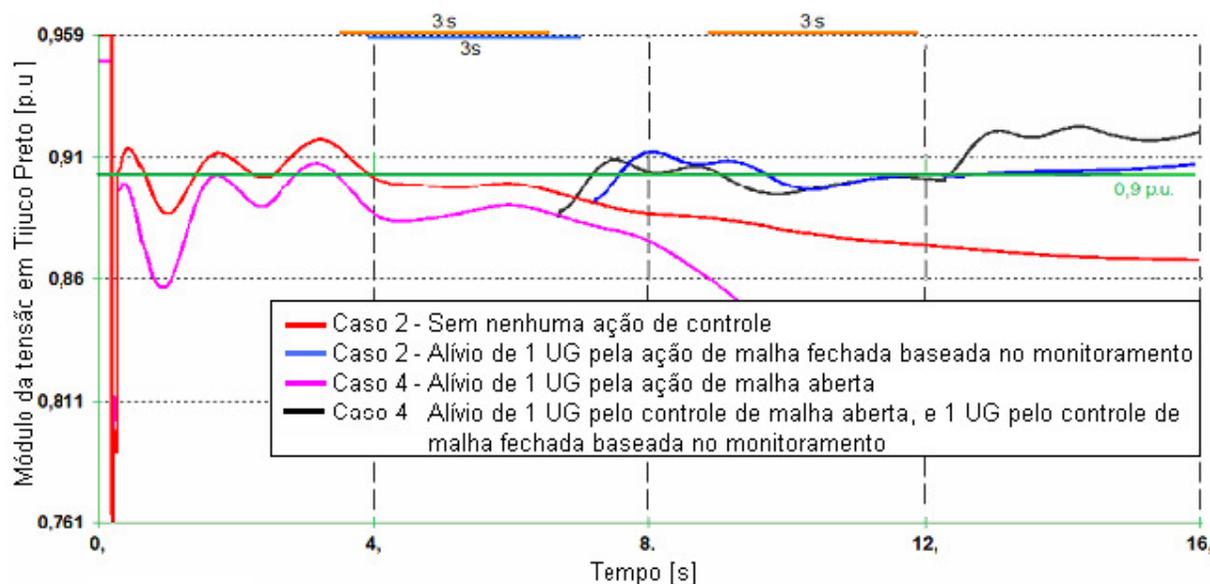


Figura 6.19 – Ilustração da atuação das ações de controle baseadas no monitoramento de grandezas elétricas do tronco de 765 kV

Percebe-se que em ambos os casos, o alívio realizado permite a recuperação da tensão no tronco de 765 kV, e o atendimento dos critérios de desempenho exigidos pelo Operador Nacional do Sistema.

Finalmente, a quantidade de Unidades Geradoras aliviadas após a atuação dos controles de malha aberta e fechada é apresentada na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Comparação da quantidade de alívio do SEP proposto e do ECE atual.

Caso	Alívio da ação de MA	Alívio da ação de MF SIME	Alívio das ações MF por monitoramento.	Alívio do ECE atual	Total do ECE MFS	Diferença
2	0 [UG]	-	1 [UG]	2 [UG]	1 [UG]	1 [UG]
3	1 [UG]	-	1 [UG]	3 [UG]	2 [UG]	1 [UG]
4	1 [UG]	-	2 [UG]	4 [UG]	3 [UG]	1 [UG]
5	2 [UG]	-	2 [UG]	4 [UG]	4 [UG]	0 [UG]
8	3 [UG]	-	1 [UG]	4 [UG]	4 [UG]	0 [UG]

Da Tabela 6.10 percebe-se que o SEP proposto realiza um alívio de geração menor que o ECE atual, considerando os casos simulados.

Destas simulações percebe-se que mesmo quando as ações baseadas no SIME correspondam a alívios insuficientes para atender os critérios dinâmicos exigidos pelo

ONS, o monitoramento dos parâmetros elétricos do tronco de 765 kV, associado a ações de controle em malha fechada, baseadas em MFS, possibilita atendê-los.

6.6 Estudo da ocorrência de 04/07/2009

Durante o desenvolvimento deste trabalho houve diversas atuações do ECE do tronco de 765 kV, que proporcionaram a avaliação da proposta realizada. Destas ocorrências, destaca-se a datada do dia 04/07/2009, descrita no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) do Operador Nacional do Sistema.

Neste dia, às 18h36min ocorreu o desligamento automático das LTs-FI-IV 01 e 02, frente a um mesmo distúrbio.

Como consequência, houve a atuação da lógica 14 do ECE do tronco de 765 kV, ocasionando o desligamento de quatro UGs em Itaipu 60 Hz (geradores 10, 11, 15 e 17), e do Esquema de Controle de Emergência da UH Tucuruí (ELETRONORTE), desligando as UGs 5 e 17 (ONS, 2009). O sinal de alívio de duas UGs na UH Tucuruí está relacionado a um esquema baseado na identificação do corte de três ou mais UGs na UHE IPU, e refere-se às condições operativas especiais do sistema, que figuravam naquela ocasião.

Em decorrência deste distúrbio, as rejeições totais de geração em Itaipu 60 Hz e na UH Tucuruí foram aproximadamente iguais a 2300 e 567 MW, respectivamente, havendo ainda, reversão automática das UGs que operavam como conversores síncronos, entre elas nas UHs Ita, Salto Osório e Machadinho (TRACTEBEL), Salto Caxias e Governador Bento Munhoz (COPEL GERAÇÃO) e Serra da Mesa (FURNAS), (ONS, 2009).

O sistema de transmissão de 765 kV foi restabelecido a partir do religamento bem-sucedido da LT FI-IV C2, aproximadamente 1 segundo após o início do evento, e concluído às 18h44min pelo fechamento da LT FI-IV C1.

De modo a avaliar uma operação hipotética do SEP proposto neste trabalho, este evento foi reproduzido a partir de simulações, onde se buscou aproximar os perfis de tensão e fluxos de potência dos principais sistemas de transmissão e o despacho de geração das maiores usinas do Sistema Interligado Nacional.

No momento de ocorrência do distúrbio, o SIN se encontrava em carga pesada (segundo o submódulo 23.3 dos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema), com intercâmbios aproximados de 3600 MW pela interligação Nordeste-Sudeste-Centro-Oeste, sentido Norte-Sul, 1600 MW pela interligação Sul-Sudeste, sentido Sudeste-Sul, tal como representado na Figura 6.20.

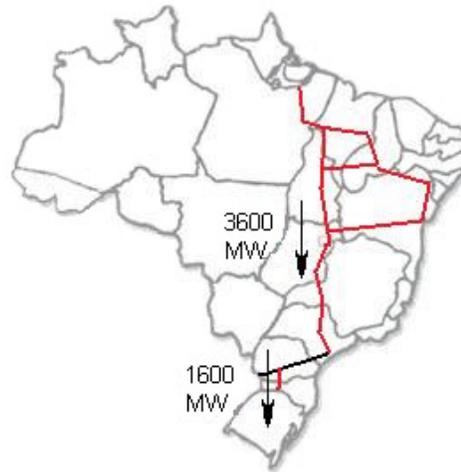


Figura 6.20 - Aproximação do estado operativo do SIN pré-contingência (estudo de caso)

A reprodução do evento, a partir de simulações, foi realizada pela sequência de eventos descrita na Tabela 6.11, onde evidencia-se a temporização teórica da efetivação do controle de malha aberta pelo SEP proposto.

Tabela 6.11 – Sequência de eventos da simulados no estudo da ocorrência de 04/07

Instante	Descrição do evento simulado
t_0	Aplicação do curto circuito
$t_0 + 80$ ms	Abertura simultânea das LTs FI-IV C1 e C2
$t_0 + 297$ ms	Desconexão das Unidades Geradoras de Itaipu 60 Hz por atuação do controle de MALHA ABERTA
$t_0 + 697$ ms	Desconexão das Unidades Geradoras de Tucuruí, caso necessário
$t_0 + 1080$ ms	Reconexão automática da linha LT FI-IV C2

Neste caso, a UHE de Itaipu, interligada ao SIN, gerava aproximadamente 5581 MW no setor de 60 Hz, e exportava 5526 MW pelo setor de 50 Hz através do elo de corrente contínua.

Este montante de transporte no tronco de 765 kV corresponde a uma diferença angular entre as subestações de Foz do Iguaçu e Ivaiporã de aproximadamente 12,7 graus, que, de acordo com a agenda de alívio de geração apresentada na Tabela 6.7 indica o alívio de duas Unidades Geradoras em Itaipu 60 Hz.

Tal ação de controle em malha aberta garante a manutenção do sincronismo, como ilustrado pelo ângulo dos rotores das usinas da Figura 6.21.

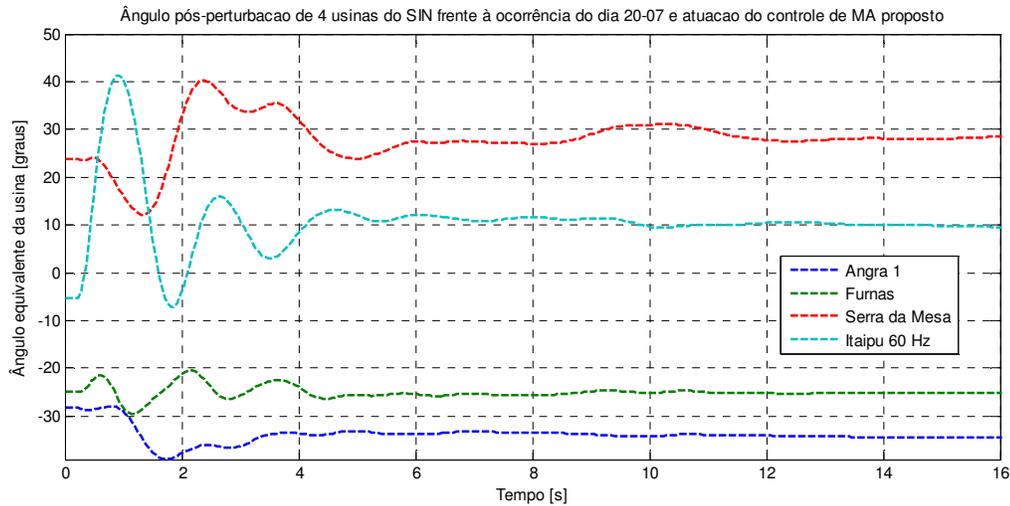


Figura 6.21 - Manutenção do sincronismo no SIN após o alívio de 2 UGs em Itaipu 60 Hz

Além disso, o religamento bem sucedido do circuito LT FI-IV C2 auxilia a recuperação das tensões do tronco de 765 kV, possibilitando ao desempenho dinâmico sistêmico atender os critérios estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (descritos no subitem 4.2), tal como pode ser visualizado na Figura 6.22.

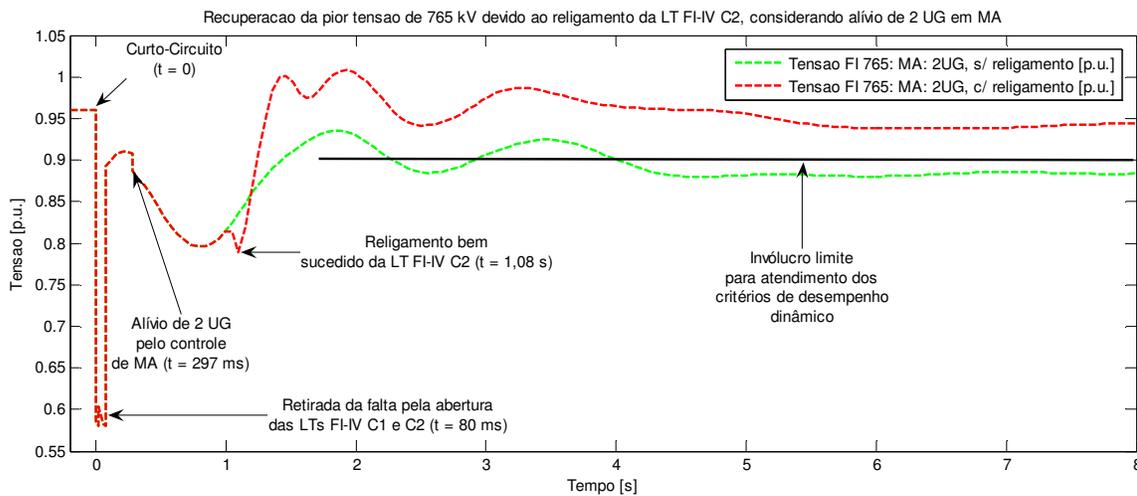


Figura 6.22 - Comparação das tensões da SE-FI em decorrência do religamento do circuito 2

Na Figura 6.22 evidenciam-se os instantes referentes à ocorrência do distúrbio, retirada da falta, efetivação da ação de controle em malha aberta e do religamento bem sucedido da LT FI-IV C2.

Percebe-se, ainda, que o religamento bem sucedido da LT FI-IV C2 permite a recuperação da tensão mais afetada pelo distúrbio (em vermelho), enquanto que caso o mesmo não ocorresse, esta tensão violaria o critério de tensão mínima de regime nos barramentos do tronco de 765 kV (em verde), indicado por uma linha sobre o valor de 0,9 p.u.

Desta simulação, percebe-se que, teoricamente, frente a este mesmo distúrbio o SEP proposto poderia evitar uma rejeição de aproximadamente 1150 MW em Itaipu 60 Hz e 567 MW em Tucuruí, beneficiando o restabelecimento do SIN e sua respectiva confiabilidade operacional pós-distúrbio, além de reduzir o desgaste dos geradores, intrínseco à rejeição de carga.

Caso o religamento não fosse bem sucedido nos dois circuitos, uma unidade geradora adicional seria aliviada em Itaipu, devido à violação do critério de tensão de regime na subestação de Foz do Iguaçu.

Neste caso, o alívio da terceira unidade geradora enviaria o sinal de disparo ao ECE de Tucuruí, causando também a rejeição dos 567 MW do caso real.

Contudo, ainda assim, o montante final de alívio de geração em Itaipu seria de três unidades geradoras, menos conservativo que o alívio real ocorrido.

Esta afirmação é apresentada na Figura 6.23, que ilustra a recuperação dos níveis adequados de tensão em Foz do Iguaçu pela rejeição adicional de uma unidade geradora, em comparação ao caso onde somente é acionada a ação de controle de malha aberta.

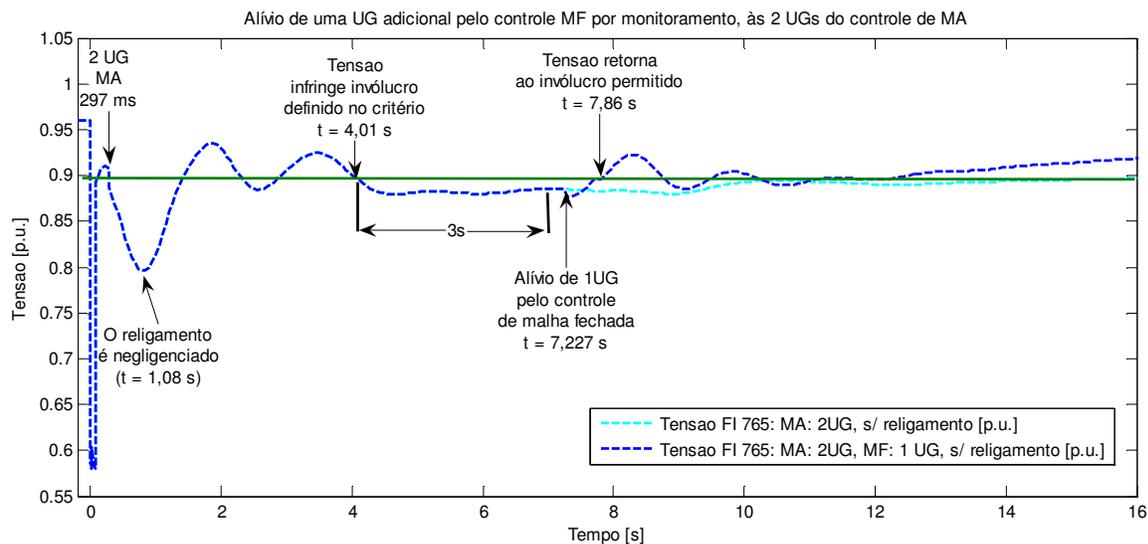


Figura 6.23 - Alívio adicional gerenciado pela ação de MF baseada no monitoramento

Neste caso, o alívio de geração adicional em Itaipu é realizado aos 7,227 segundos após a ocorrência do curto-circuito, reduzindo o carregamento da linha remanescente e elevando a tensão nos barramentos (curva em azul escuro). O alívio de geração em Tucuruí também foi considerado, porém não é visível na comparação da Figura 6.23.

6.7 Utilização das ações de controle em um sistema de proteção coordenado para o SIN

O sistema especial de proteção estudado neste trabalho se propõe a monitorar contingências no tronco de 765 kV, entretanto devido a necessidade de instalar PMUs em diversos barramentos de geração, é possível o monitoramento da dinâmica sistêmica para distúrbios próximo à maioria das usinas monitoradas com PMUs deste SPMS hipotético.

Ao passo de que as ações de malha aberta necessitam a instalação das PMUs nos corredores de potência a serem monitorados, as ações em malha fechada com arquitetura baseada na resposta sistêmica podem beneficiar uma série de usinas simultaneamente, sem adição de PMUs em novos barramentos em relação ao SPMS proposto no subitem 6.2.2.

De modo a pesquisar a capacidade do método baseado no SIME a partir do SPMS proposto, foram realizadas simulações de distúrbios próximos a diversas usinas do SIN, e analisados os erros da avaliação da estabilidade pelo SIME em cada caso.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 – Distúrbios aplicados ao longo do SIN para teste do SEP integrado.

Distúrbio	Circuito Aberto	Usina predisposta a perda de sincronismo	Diferença percentual entre áreas acelerante e desacelerante
Curto-circuito	Gov. Bento	Governador Bento	2,94 %
Curto-circuito	Munhoz - Areia	Munhoz	
Curto-circuito	Salto Caxias - Cascavel	Salto Caxias	2,35 %
Curto-circuito	Salto Segredo - Areia	Salto Segredo	2,97 %
Curto-circuito	Porto Primavera - Taquaruçu	Porto Primavera	1,14 %
Curto-circuito	Xingó - Messias	Xingó	5,69 %

A Tabela 6.12 mostra que a máxima diferença entre as áreas acelerante e desacelerante das simulações realizadas foi 5,69 %, resultados que encorajam a utilização do SPMS proposto para monitoramento ou mesmo ações de controle em diferentes usinas do SIN.

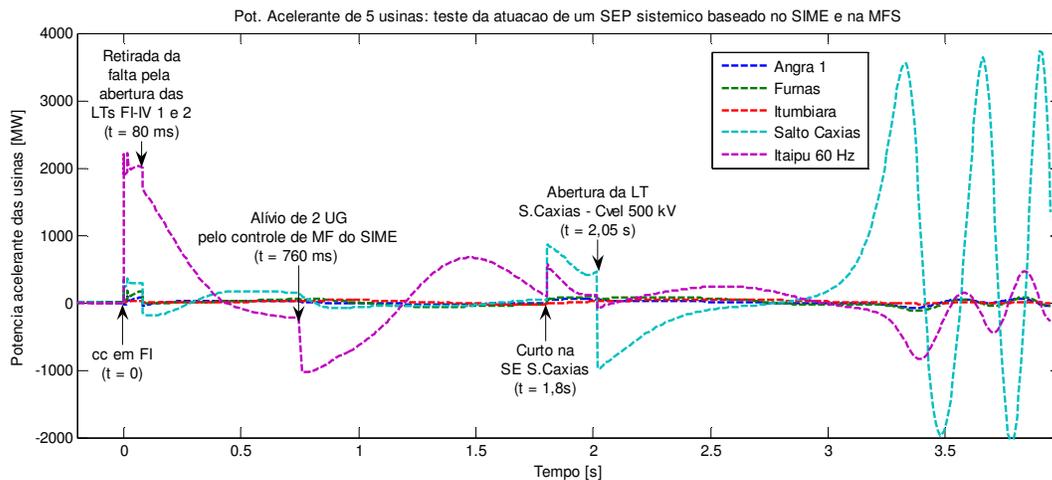
Por outro lado, um sistema de controle de emergência integrado para o SIN, baseado na utilização do SIME e de dados de Medição Fasorial Sincronizada pode ser avaliado pela sua atuação frente a múltiplas contingências.

De maneira a ilustrar esta situação, foi simulado um caso onde em uma janela de 2 segundos ocorrem duas perturbações que, independente uma da outra, sem a ação de controle correspondente, levam o SIN à perda de sincronismo.

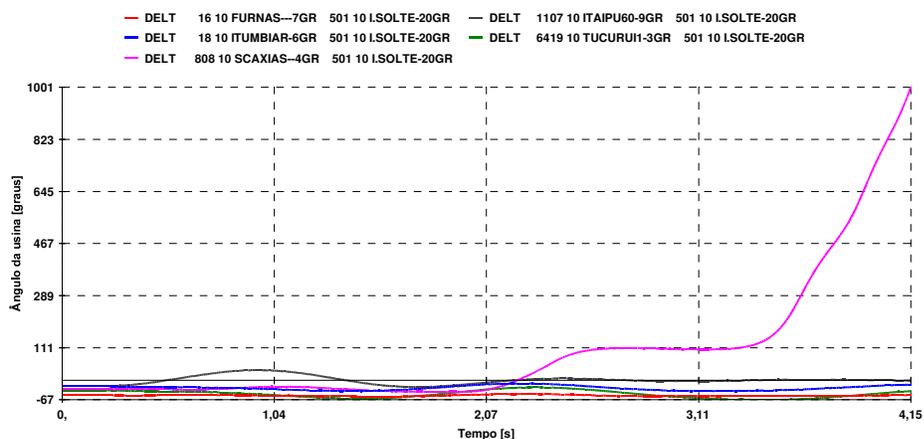
A primeira perturbação corresponde ao curto circuito e abertura simultânea de duas linhas de transmissão entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, estando Itaipu gerando 5200 MW e o intercâmbio com o sul igual a 100 MW (FSE = 5100), correspondendo ao caso 3 da Tabela 6.3.

A segunda perturbação considerada ocorre 1,8 segundos após o curto circuito no barramento de Foz do Iguaçu, constando de um curto-circuito na subestação de Salto Caxias, e abertura do circuito Salto Caxias – Cascavel. Considera-se ainda, que o disjuntor de abertura da linha falha e abre após 250 ms do momento que ocorre o distúrbio. Neste caso, a usina de Salto Caxias gera 900 MW e tem 4 UGs sincronizadas.

A Figura 6.24 apresenta as potências acelerantes e os ângulos dos rotores que correspondem somente à ação de controle para evitar a perda de sincronismo devido ao distúrbio que ocorre no tronco de 765 kV. Percebe-se que sem ação de controle frente ao segundo distúrbio, a usina de Salto Caxias perde o sincronismo com relação ao SIN.



a)



b)

Figura 6.24–a)Potências acelerantes e b)ângulos dos rotores para contingência com abertura da linha Salto Caxias - Cascavel

O SEP proposto identifica a perda de sincronismo pela execução contínua do SIME no transcórpor dos distúrbios, Figura 6.25.

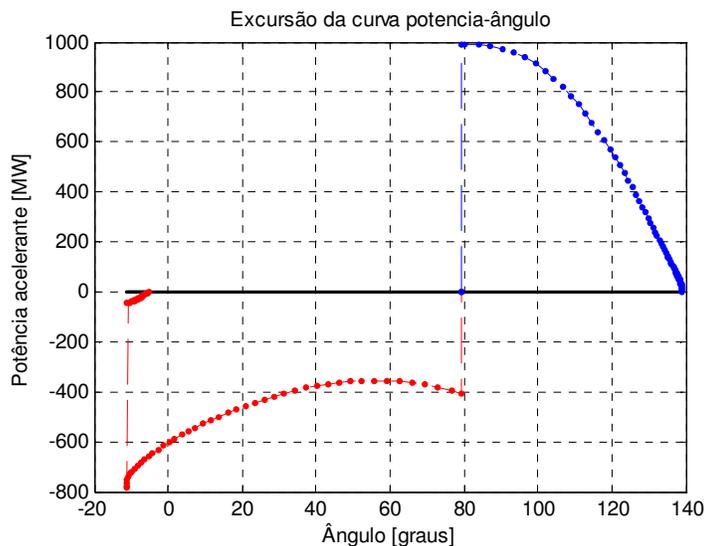


Figura 6.25 – Trajetória potência-ângulo do SIN frente ao distúrbio na linha de transmissão Salto Caxias - Cascavel

Além disso, este mesmo SEP classifica corretamente o grupo crítico do segundo distúrbio como sendo formado unicamente pela usina de Salto Caxias, e indica a necessidade de alívio de 84,45 MW nesta usina (101,34 MW, considerando a margem de erro de 20 %), que corresponde ao alívio de uma Unidade Geradora (aproximadamente 225 MW).

Caso tal ação de controle seja realizada, o sistema é estabilizado, tal como ilustrado nas evoluções dos parâmetros das usinas (Figura 6.26) e na trajetória potência-ângulo do caso controlado (Figura 6.27).

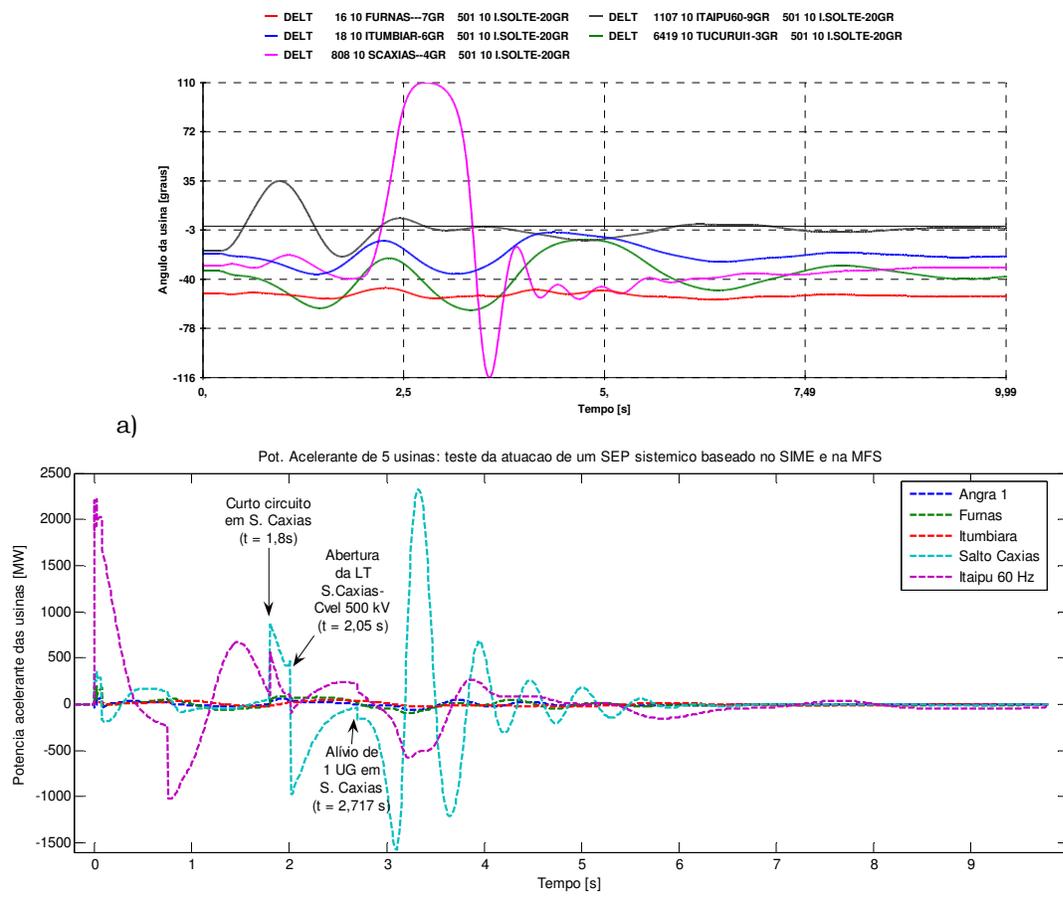


Figura 6.26 – a) Ângulos do rotor e b) Potências acelerantes das usinas/caso controlado

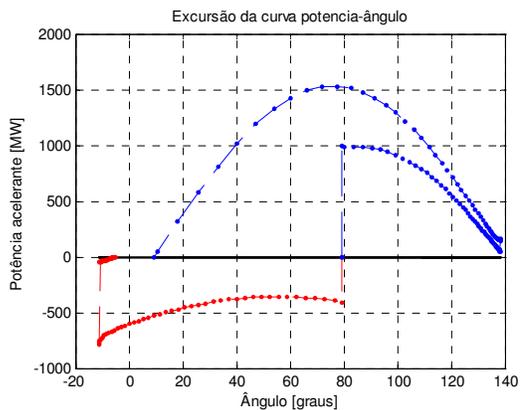


Figura 6.27 – Estabilização do caso a partir da utilização da MFS e do SIME

Esta simulação mostra que o SPMS proposto pode ser eficientemente utilizado para um sistema de proteção coordenado para o SIN, que gerencia o alívio de geração nas usinas com desequilíbrio de potência mecânica e elétrica, frente a contingências múltiplas no SIN.

6.8 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas em relação às ações de controle apresentadas no capítulo que lhe antecede.

Foi demonstrado que as ações de malha aberta baseadas na abertura angular como parâmetro para tradução do estresse sistêmico apresentam a característica de expressar com relativa fidelidade o estresse sistêmico em relação à estabilidade transitória e as ações em malha fechada se mostraram como uma alternativa de aumento da seletividade e redução da conservatividade das ações de controle do atual Esquema de Controle de Emergência do tronco de 765 kV em alguns casos.

Neste capítulo também foi demonstrado que, alívios de geração baseados no monitoramento dos critérios de desempenho dinâmico pós-perturbação, são uma alternativa factível da utilização da Medição Fasorial Sincronizada no que concerne ao atendimento dos critérios solicitados pelo Operador Nacional do Sistema.

Adicionalmente, simulações mostraram que, em um caso real a atuação hipotética do SEP proposto pode adicionar seletividade ao ECE atual, garantindo objetivos similares aos atuais a partir de um alívio de geração menor que o ocorrido na ocasião.

Por fim, foi discutido ainda, a utilização da infraestrutura do SPMS proposto para gerenciar alívios de geração ao longo de diferentes usinas do SIN, na concepção de um SEP que abrange as principais usinas do SIN. Os resultados obtidos apresentaram também a boa performance da utilização da medição fasorial com este objetivo.

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSÕES

A tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada traz aos Sistemas de Energia Elétrica um novo paradigma operacional, devido a sua capacidade de monitorar a dinâmica do sistema através de medições sincronizadas, geograficamente distantes, de elevada precisão e alta taxa de amostragem. Por esse motivo, empresas do setor elétrico e universidades têm demonstrado grande interesse nos estudos que envolvem as aplicações de dados fasoriais.

Uma das aplicações de interesse, além daquelas relacionadas ao monitoramento e ao controle de sistemas de energia elétrica, é a utilização destes dados para a concepção de sistemas especiais de proteção que façam uso de informações sistêmicas, de maneira sincronizada, e que possam apresentar vantagens em relação aos sistemas de proteção que sejam baseados em informações locais e com ações de controle não coordenadas.

Nesse âmbito, diversos estudos foram realizados por vários países, especialmente com objetivo de reduzir os efeitos não desejáveis de fenômenos inerentemente sistêmicos, tais como perda de sincronismo e colapsos de tensão ou frequência.

No Brasil, existem dois SPMSs em funcionamento, sendo eles os projetos MedFasee e Eletrosul; já tendo sido realizados estudos referentes ao monitoramento de oscilações de baixa frequência e à melhoria da estabilidade de pequenos sinais, estando em andamento um estudo do monitoramento do estado de geradores utilizando esta tecnologia.

Neste contexto, esta pesquisa visou contribuir com o processo de ciência e aprendizado das potencialidades das aplicações dos dados de medição fasorial sincronizada, em particular em relação às ações de proteção do Esquema de Controle de Emergência do sistema de transmissão de Itaipu em 60 Hz (tronco de 765 kV), que realizam alívio de geração na usina de Itaipu 60 Hz visando reduzir oscilações de potência e evitar perda de sincronismo.

Tal assunto foi escolhido por ser este um dos principais corredores de potência brasileiros (o único em 765 kV), de longa extensão (aproximadamente 900 km), capacidade de transmissão de até 6450 MW (aproximadamente 10% do máximo de carga brasileiro), e onde já se encontra instalado um Sistema Especial de Proteção (SEP).

Neste trabalho pesquisou-se que benefícios a Medição Fasorial Sincronizada pode adicionar às lógicas que atuam quando ocorre abertura de linhas de transmissão do tronco de 765 kV.

Inicialmente, foram abordados os conceitos que regem a estabilidade e o controle dos Sistemas de Energia Elétrica e que estão mais diretamente relacionados a este trabalho, apresentando-se uma classificação das ações de controle contra grandes perturbações e quais técnicas figuram como alternativas para garantir que um sistema elétrico retorne a um ponto de operação estável após um distúrbio.

Em seguida, foi realizada uma revisão bibliográfica visando identificar quais métodos para aplicação de dados fasoriais se apresentam como oportunos para cada fenômeno.

Verificou-se, de uma maneira geral, que tais estudos estão em estágio inicial e dependem fortemente das características de cada sistema elétrico e da intensidade dos distúrbios a que estão sujeitos; em relação às ações de controle, no entanto, pode-se concluir que estão diretamente associadas a natureza do fenômeno sistêmico: perdas de sincronismo, afundamentos de tensão ou colapsos de frequência.

Em continuidade foram: apresentados os aspectos relevantes do funcionamento das ações de controle do Esquema de Controle de Emergência (ECE) do tronco de 765 kV; interpretados quais fenômenos decorrem da abertura de linhas de transmissão deste sistema; e descritos os critérios de desempenho dinâmicos que figuram como objetivo das ações de controle do ECE atual.

Levando em consideração estes três aspectos (funcionamento das ações de controle, fenômenos decorrentes de perturbações no tronco de 765 kV e critérios de desempenho que devem ser cumpridos), propôs-se a utilização de três ações de controle que façam o uso da Medição Fasorial Sincronizada na composição do Sistema Especial de Proteção proposto: ações em malha aberta com arquitetura baseada em eventos, ações de malha fechada com arquitetura baseada na resposta dinâmica do sistema pós-perturbação, e ações de malha fechada baseadas no monitoramento da provável violação dos critérios de desempenho dinâmico determinados pelo Operador Nacional do Sistema.

As ações de controle em malha aberta e em malha fechada com arquitetura baseada na resposta dinâmica do sistema são fundamentadas em um método híbrido de avaliação da estabilidade transitória (que predomina quando ocorrem contingências com abertura

de linhas de transmissão do tronco de 765 kV), conhecido como máquina-barramento infinito (SIME).

O SIME foi adotado devido à simplicidade e precisão demonstradas em estudos anteriores. Este método combina vantagens do método clássico (flexibilidade em relação aos modelos dos elementos de SEEs) e dos métodos diretos (rapidez na determinação da condição de estabilidade), podendo inclusive utilizar dados de tempo real para realizar avaliações da estabilidade transitória.

O SIME permite, adicionalmente, o cálculo das margens de estabilidade sistêmicas, baseadas nas definições do Critério de Áreas Iguais, utilizando informações da potência acelerante, inércias e ângulos rotóricos das unidades geradoras do sistema durante a perturbação.

As margens de estabilidade associadas às informações de inércias permitem por sua vez quantificar a intensidade do distúrbio e o montante de alívio de geração necessários para estabilizar o sistema.

Cinco aspectos da utilização de dados da Medição Fasorial Sincronizada pelo SIME foram evidenciados: quantidade e localização da alocação das PMUs, tempo decorrido para que um SPMS gere ações de controle, efeito da latência de informações sobre a avaliação da estabilidade pelo SIME, aspectos da obtenção dos ângulos rotóricos a partir de quantidades estatísticas e fontes de erro durante o cômputo numérico pelo SIME.

A alocação das unidades de medição fasorial (PMUs) foi realizada em 36 gerações equivalentes do modelo utilizado, uma vez verificado que aferições das grandezas destas gerações equivalentes é suficiente para realizar uma avaliação de estabilidade com precisão adequada para gerenciar ações de controle contra perda de sincronismo causados por distúrbios no tronco de 765 kV.

As ações de controle em malha aberta com arquitetura orientada a eventos, propostas neste trabalho, constaram na determinação de uma agenda de alívio de geração em Itaipu, com relação ao estresse sistêmico traduzido pela diferença angular entre as subestações onde ocorre a contingência, e que garante a manutenção do sincronismo das unidades do SIN quando ocorre um distúrbio no tronco de 765 kV.

Verificou-se que a utilização da diferença angular como definido apresenta uma vantagem estratégica em relação à tradicional utilização dos fluxos de potência ativa, pois é sensível simultaneamente a variações no fluxo de potência, no perfil de tensão e na impedância do ramo, parâmetros que influenciam a intensidade de um mesmo distúrbio.

Simulações demonstraram que a variação destes parâmetros no tronco de 765 kV pode ser determinante para a manutenção da estabilidade do SIN, e que a determinação

de uma agenda de controle baseada na diferença angular permite adaptar o montante de alívio à nova condição.

As ações de malha fechada com arquitetura baseada na resposta dinâmica constam na identificação do risco de perda de sincronismo e gerenciamento de alívios de geração com base na evolução da resposta sistêmica com relação à estabilidade, baseada na emulação da utilização do SIME em tempo real (determinado).

Simulações destas ações de controle demonstraram que é possível adicionar seletividade às ações do ECE atual, especialmente em casos críticos onde ocorram contingências múltiplas ou um súbito enfraquecimento da rede do SIN, em que o alívio do ECE atual não seja suficiente para garantir o sincronismo entre unidades geradoras do SIN.

Por fim, as ações em malha fechada baseadas no monitoramento das grandezas elétricas do tronco de 765 kV constaram no gerenciamento de alívio de geração em Itaipu 60 Hz, no caso de violação de qualquer dos critérios de desempenho dinâmico requeridos por um tempo determinado.

As simulações realizadas mostraram principalmente que é possível atender tais critérios baseado no monitoramento em tempo real das respectivas grandezas elétricas.

Além disso, verificou-se que em certos estados sistêmicos, o montante final de geração aliviado pela atuação simultânea das três ações de controle descritas pode ser menor que o do ECE atual.

Esta verificação foi realizada também sobre um estudo de caso de uma ocorrência real de distúrbio no tronco de 765 kV, onde teoricamente o SEP proposto realizaria um alívio de geração menor que o efetivamente ocorrido.

Ao final, discutiu-se como a infra-estrutura proposta para as ações em malha fechada contra perda de sincronismo frente a distúrbios no tronco de 765 kV pode ser empregada para gerenciar alívio de geração em diversas usinas do Sistema Interligado Nacional, uma vez que o SIME identifica as usinas pré-dispostas à perda de sincronismo e permite gerenciar alívios de geração em qualquer das usinas monitoradas por PMUs.

A utilização de dados fasoriais no Sistema Especial de Proteção instalado no tronco de 765 kV apresenta então, possíveis melhoras de desempenho ao ECE atual.

Os principais desafios de tal proposição são a concepção da infraestrutura necessária para o SEP proposto e a obtenção confiável da posição do rotor das unidades geradoras, informação que não é diretamente obtida por medições.

7.1 Principais Contribuições do Trabalho

Contribui-se nesta pesquisa com:

- Breve revisão acerca dos estudos sobre a aplicação da Medição Fasorial Sincronizada nos Sistemas Especiais de Proteção;
- Cálculo das margens de estabilidade sistêmicas utilizando o método SIME de dados emulados de medição fasorial sincronizada.
- Proposta de um SPMS hipotético com capacidade de monitorar a dinâmica do SIN para gerenciar alívios de geração na Usina de Itaipu 60 Hz frente a distúrbios em seu sistema de transmissão associado;
- Proposta de gerenciamento de alívio de geração a partir da relação entre a diferença angular entre subestações e o estresse sistêmico, expresso pela margem de estabilidade, assim como a quantificação da conservatividade das ações dos esquemas de controle atuais; e
- Quantificação do alívio de geração das ações e malha fechada, baseadas na área de frenagem adicional necessária para estabilizar o sistema.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

À continuidade das pesquisas referentes à utilização da Medição Fasorial Sincronizada no sistema especial de proteção do tronco de 765 kV, sugere-se:

- Estudo de ferramentas para avaliação da estabilidade de tensão, e de condições de risco de fenômenos como auto-excitação das Unidades Geradoras de Itaipu a partir da Medição Fasorial Sincronizada, de maneira a contemplar as lógicas restantes do SEP do tronco de 765 kV;
- Pesquisa para verificação da sensibilidade do Esquema proposto à perda de suas PMUs;
- Estudo da possibilidade da utilização do esquema para viabilização de alívios rápidos de carga;
- Pesquisa para concepção de um Esquema de Controle de Emergência sistêmico baseado no SIME e no SPMS proposto; e
- Estudo relacionado à determinação da posição do rotor das unidades geradoras a partir de grandezas elétricas do barramento terminal das mesmas.
- Estudo para inclusão de ações de controle levando em consideração os fluxos na interligação N-S e tratando de alívios também na UHE de Tucuruí.

APÊNDICE A – MÉTODO SIME

Em 1989 foi apresentado o Critério de Áreas Iguais Estendido, um método que possibilita se obter equivalentes máquina-barramento infinito de sistemas multi-máquinas, de onde se pode calcular a equação de oscilação sistêmica e aplicar o critério de áreas iguais para avaliar a estabilidade transitória (XUE; PAVELLA, 1989).

O EEAC é baseado na separação do ângulo dos rotores das UGs em dois grupos, quando da ocorrência de uma contingência, tal como na Figura A.1 (SOUZA, 1995).

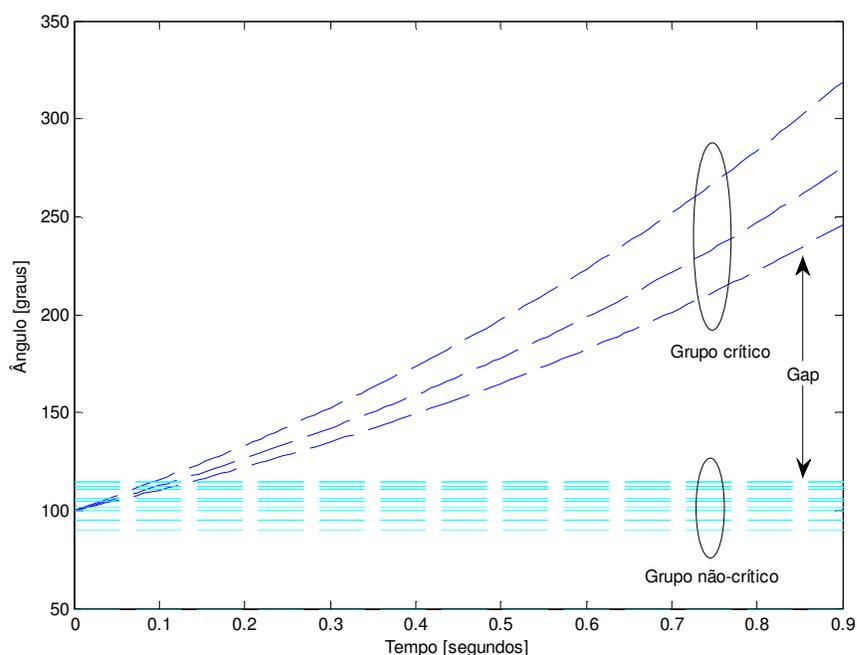


Figura A.1 - Separação angular dos geradores após a ocorrência de um distúrbio

Caso as oscilações angulares das máquinas de cada um destes grupos forem coerentes entre si, é possível unir as equações de oscilação de todas as máquinas de um grupo em uma equação diferencial que representa a oscilação do grupo como um todo.

Este método limitou-se, entretanto, à modelagem clássica dos geradores, devido às imprecisões no cálculo da trajetória potência-ângulo, quando considerado o modelo completo do gerador síncrono.

Visando transpor este obstáculo, foi proposto um método que utiliza a mesma formulação do EEAC, porém os parâmetros de interesse são obtidos a partir da integração das equações da dinâmica do sistema, chamado SIME (ZHANG, 1995), descrito a seguir.

Sabe-se que, as equações de oscilação das unidades geradoras de um SEE podem ser representadas como na Equação A.1.

$$\frac{2H}{\omega_0} \ddot{\delta}_i = P_{m_i} - P_{e_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (\text{A.1})$$

onde H é a constante de inércia do i -ésimo gerador em segundos, δ_i o ângulo do rotor do i -ésimo gerador em graus, P_{m_i} e P_{e_i} as potências mecânica e elétricas do i -ésimo gerador em MW, e ω_0 a velocidade angular síncrona do sistema em rad/s.

A solução desta equação diferencial para todas as máquinas do sistema, frente a um distúrbio específico, permite classificar tais máquinas em grupos.

Existem diferentes propostas para identificação dos grupos de separação, entre elas a predição dos ângulos dos rotores através de séries de Taylor (ERNST; PAVELLA, 2000) e a utilização de índices que representam a separação angular de uma UG em relação ao centro de inércia (CASTRO, 1995).

O índice utilizado para determinação dos grupos neste trabalho é baseado nas excursões da potência elétrica e do ângulo do rotor de cada unidade para uma contingência específica.

Inicialmente se determinam as diferenças entre a máxima e a mínima potência acelerante e entre o máximo e o mínimo ângulo do rotor de cada unidade geradora, tal como na Equação A.2.

$$\begin{aligned} I_{\delta_i} &= \max(\delta_i) - \min(\delta_i) \\ I_{P_{a_i}} &= \max(P_{a_i}) - \min(P_{a_i}) \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

onde i é o índice da usina e δ e P_a representam as trajetórias do ângulo do rotor e da potência acelerante da i -ésima usina.

Esses valores são então normalizados pelo índice da usina que apresenta os maiores valores de I_{δ_i} e $I_{P_{a_i}}$ em cada caso, compondo o índice da usina como na Equação A.3.

$$I_i = \frac{\max(\delta_i) - \min(\delta_i)}{\max(I_{\delta_i})} + \frac{\max(P_{a_i}) - \min(P_{a_i})}{\max(I_{P_{a_i}})} \quad (\text{A.3})$$

A utilização deste índice para determinações de grupos críticos em tempo real pode ser realizada a cada nova medida aferida pelas PMUs.

Uma vez determinados os grupos de separação, as equações de oscilação de cada máquina em cada grupo são sintetizadas em duas equações de oscilação, com parâmetros calculados pelas relações da Equação A.4.

$$\begin{aligned}
P_{m,grupo} &= \sum_{k=1}^{ng_{grupo}} P_{mk} \\
P_{e,grupo} &= \sum_{k=1}^{ng_{grupo}} P_{ek} \\
M_{grupo} &= \sum_{k=1}^{ng_{grupo}} M_k \\
\delta_{grupo} &= M_{grupo}^{-1} \sum_{k=1}^{ng_{grupo}} M_k \delta_k
\end{aligned} \tag{A.4}$$

onde grupo é substituído por C e NC, que representam conjunto crítico não-crítico.

Aplicar estas relações sobre as trajetórias dos parâmetros de todas as usinas do sistema (Figura A.2 à esquerda) resulta em uma equação de oscilação para cada grupo (Figura A.2 à direita).

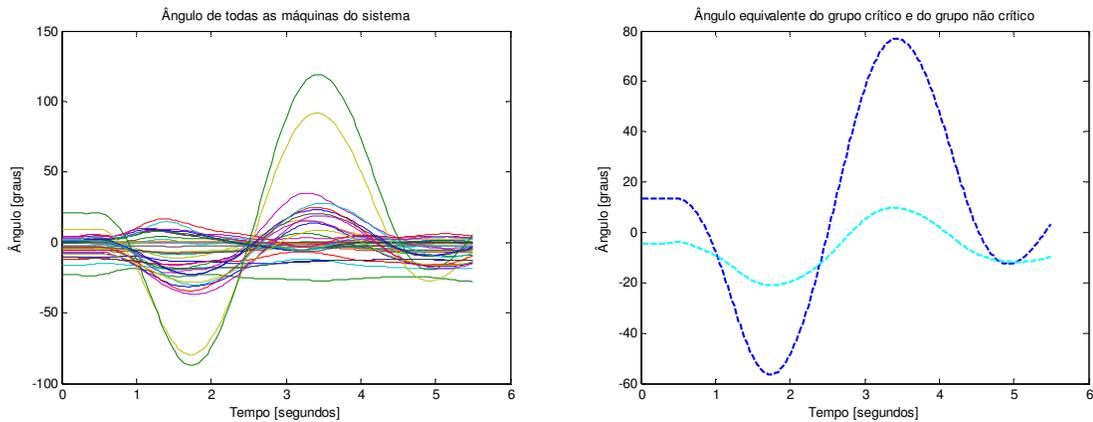


Figura A.2 - Aplicação das relações algébricas do EEAC

Finalmente, as excursões que representam as equações de oscilação dos dois grupos são condensadas pelas relações de transformação das equações de oscilação entre duas máquinas na equação de oscilação de uma máquina contra um barramento infinito, tal como apresentado na Equação A.5.

$$\begin{aligned}
M_{omib} &= \frac{M_C M_{NC}}{M_C + M_{NC}} \\
\delta_{omib} &= \delta_C - \delta_{NC} \\
P_{m,omib} &= M_{omib} \left(\frac{P_{mC}}{M_C} - \frac{P_{mNC}}{M_{NC}} \right), & P_{mC} &= \sum_{k=1}^{ng_C} P_{mk}, & P_{mNC} &= \sum_{k=1}^{ng_{NC}} P_{mk} \\
P_{e,omib} &= M_{omib} \left(\frac{P_{eC}}{M_C} - \frac{P_{eNC}}{M_{NC}} \right), & P_{eC} &= \sum_{k=1}^{ng_C} P_{ek}, & P_{eNC} &= \sum_{k=1}^{ng_{NC}} P_{ek}
\end{aligned} \tag{A.5}$$

A aplicação das relações das Equações A.2 a A.5 resulta na trajetória potência-ângulo do sistema, exemplificada pela Figura A.3, à qual pode ser aplicado o critério de áreas iguais.

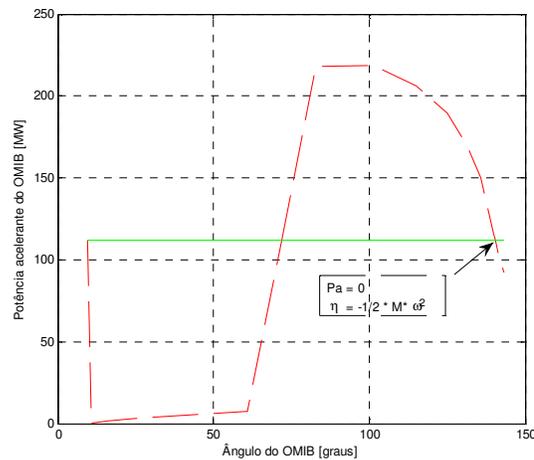


Figura A.3 – Trajetória potência-ângulo resultante da aplicação das relações do OMIB

Uma vez determinada a trajetória potência-ângulo do sistema, a margem de estabilidade (η) é então definida como a diferença entre a área acelerante (A1) e a máxima área desacelerante, ilustrada pela área hachurada na Figura A.4 (considera-se $A1 = A2$).

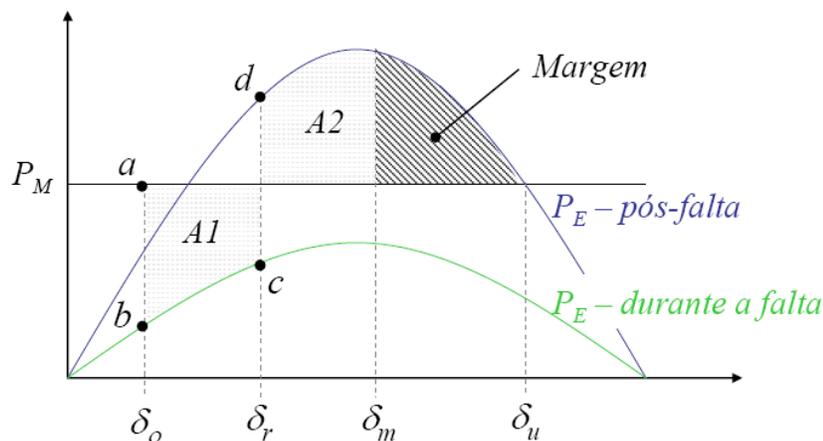


Figura A.4 – Definição da margem de estabilidade pelo critério de áreas iguais

Fonte: LOPES, C. M., 2006.

Nesta Figura, δ_o representa o ângulo da FEM de equilíbrio pré-falta, δ_r o ângulo de eliminação da falta por abertura da linha de transmissão e δ_m o ângulo máximo de oscilação para o caso estável representado.

Nos casos estáveis, o OMIB oscila em torno do ponto de igualdade entre as potências elétrica e mecânica da trajetória pós-falta (δ_e), chamado *ponto de equilíbrio estável* pós-

falta, enquanto que nos casos instáveis a trajetória ultrapassa o ponto de equilíbrio indicado pelo ângulo δ_i na Figura A.4, chamado de *ponto de equilíbrio instável pós-falta*.

Neste trabalho, a igualdade entre as áreas acelerante e desacelerante em casos estáveis foi utilizada como parâmetro de verificação da avaliação de estabilidade transitória realizada pelo SIME, pelo qual se pode avaliar a qualidade da determinação dos grupos e os erros no cômputo numérico da trajetória potência-ângulo.

Existem ainda, casos tão severos que o ponto de inflexão da potência acelerante ocorre sem que a curva potência-ângulo obtida pelo SIME tenha cruzado a linha de potência acelerante nula, como ilustrado na Figura A.5.

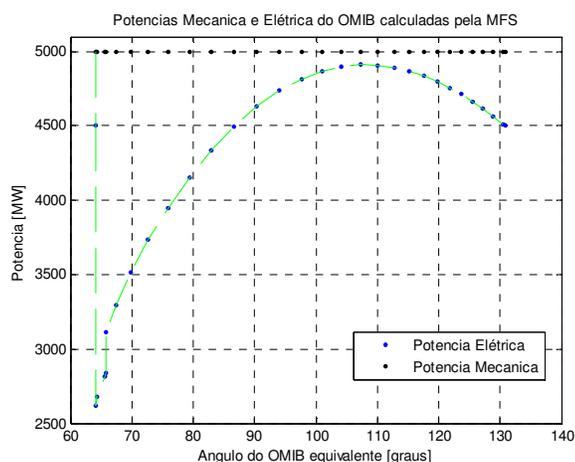


Figura A.5 – Margem de estabilidade nos casos onde a potência acelerante não se anula

Isso significa que a curva prevista não fornece área desacelerante e a margem de estabilidade não pode ser definida como a diferença entre áreas.

Nestes casos, se torna conveniente estimar a quantidade de ação de controle necessária definindo uma nova margem de estabilidade como o valor da potência acelerante no momento da inflexão da trajetória potência ângulo (η_0 na Figura A.5).

APÊNDICE B – UTILIZAÇÃO DOS DADOS DE MFS PELO SIME

Os dados da Medição Fasorial Sincronizada utilizados neste trabalho foram representados pelas grandezas elétricas de interesse amostradas com um período igual ao dos SPMSs.

Nos casos onde a simulação eletromecânica não fornece amostras periódicas como desejado (nos casos simulados com passo de integração variável, por exemplo), estas podem ser obtidas por interpolar as amostras existentes.

Em relação à utilização dos dados de Medição Fasorial Sincronizada pelo SIME, com a finalidade de fornecer informação sistêmica e a partir dela gerenciar ações de controle de um SEP, destacam-se cinco aspectos principais discutidos em seguida:

- quantidade de PMUs necessárias e seu posicionamento no sistema elétrico, uma vez que se torna inviável o monitoramento de todos os barramentos de geração;
- atrasos de informação associados a comunicação inerente aos SMPSs;
- efeitos da latência de informações sobre a avaliação da estabilidade;
- incertezas na estimativa dos ângulos rotóricos, e
- fontes de erro durante o cômputo numérico da trajetória potência-ângulo.

B.1. Definição dos pontos de medição

A correta aplicação do SIME utilizando dados de MFS depende diretamente dos dados mínimos para construção da trajetória potência-ângulo.

A quantidade adequada de pontos de medição é aquela que apresenta uma solução de compromisso entre número de PMUs (diretamente associado ao custo da infraestrutura necessária) e a qualidade dos resultados obtidos.

Neste sentido, a alocação das PMUs pode ser feita de acordo com a relevância dos dados aferidos. Em relação à formulação do SIME, é relevante avaliar o produto entre os ângulos dos rotores das gerações equivalentes e de suas inércias, tal como citado por ERNST, et al., 2000.

Além disso, as usinas que compõe o grupo crítico devem ser monitoradas, ao contrário a aplicação do SIME implicará em avaliações incorretas da resposta do sistema à contingência que se deseja estudar.

Oportunamente, os grupos de separação frente a uma determinada contingência podem ser definidos por simulações *off-line*, uma vez que uma mesma contingência tende a apresentar um enfraquecimento da transmissão em pontos bem definidos, caracterizando as regiões que apresentarão déficit ou superávit energético, associadas à perda ou manutenção de sincronismo das mesmas unidades geradoras.

Assim, através da inércia e do conhecimento prévio de unidades do grupo crítico, é conveniente selecionar um número mínimo necessário de sítios de medição, formado pela alocação nos pontos de gerações pré-dispostas à perda de sincronismo e naquelas que apresentam grandezas que influenciam de forma relevante à avaliação da estabilidade através do SIME.

Este número mínimo de pontos de medição é definido então, pela quantidade que garante uma tolerância de erro que permita a avaliação da estabilidade apropriada, podendo ser determinado por avaliações sucessivas da estabilidade pelo SIME em casos estáveis, adicionando sítios de medição às usinas de maior inércia até obter-se a avaliação com qualidade desejada (sugere-se utilizar precisão superior a 1%).

B.2. Atrasos de comunicação associados à MFS

Os atrasos de tempos relacionados à transmissão e ao processamento dos dados pelos SPMSs pode definir se uma estratégia de controle é ou não factível, e por isso se torna muito importante discutir a viabilidade das estratégias levando em consideração os atrasos reais da Medição Fasorial Sincronizada.

Em 2005, TAYLOR et al. realizaram uma série de testes de campo para estimar os atrasos relacionados à utilização da MFS nos Sistemas de Proteção que gerenciem ações de controle.

Os resultados obtidos estão sintetizados na Tabela B.1.

Tabela B.1 – Atrasos relacionados à utilização da MFS nos SEPs

Fonte: TAYLOR et al. (2005)

Processo	Ciclos
Processamento da PMU	3
Transmissão de dados	2
Processamento do PDC	2
Transmissão de dados	1
Ação de controle	5
Tempo total	13 (217 ms)

Neste trabalho os atrasos de processamento e efetivação da ação das ações de controle (como e.g. o tempo de dos disjuntores) foram representados pelos resultados apresentados por TAYLOR, et al. (2005), considerando-se o atraso desde o momento de possibilidade de identificação de risco de instabilidade até o alívio de geração igual a 217 ms.

B.3. Efeito do sincronismo de dados sobre a avaliação da estabilidade pelo SIME

A proposta de um SEP que utiliza informações sistêmicas, de modo a contemplar o estado real frente à estabilidade de um SEE só é possível devido à existência de dados sincronizados.

A utilização de dados onde os momentos de aferição de cada informação diferem-se entre si causa avaliações imprecisas e muitas vezes impróprias para utilização em Sistemas Especiais de Proteção.

Essa afirmação é ilustrada pela avaliação da estabilidade transitória do SIN pelo SIME, frente a um distúrbio no tronco de 765 kV, e com as grandezas elétricas de Itaipu 60 Hz com uma referência de tempo distinta das demais, indicada na Tabela B.2 pelo número de ciclos transcorridos desde que a informação de Itaipu seja utilizada junto com as demais do SIN.

Tabela B.2 – Erros causados pela assincronia de dados ou latência dos mesmos

Número de ciclos atrasados	Margem de estabilidade calculada pelo SIME [MW*graus]	Erro [%]
0	-9846 (margem de estabilidade real do caso)	-
4	-17096	73,63
8	-20863	111,89
12	-21390	117,25

As diferentes margens de estabilidade apresentadas na Tabela B.2 são originadas pela influência da referência de tempo desta informação na construção da trajetória potência ângulo sistêmica, apresentadas na Figura B.1.

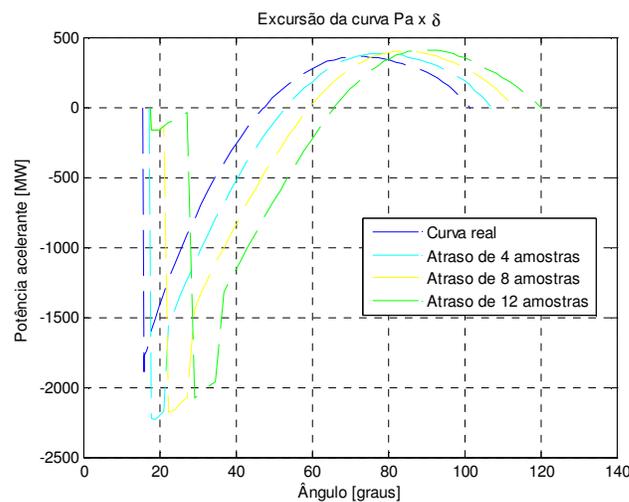


Figura B.1 – Trajetórias P- δ obtidas a partir da hipótese de assincronia entre as grandezas

Desta Figura, demonstra-se que, para a concepção de um SEP que gerencia ações baseadas no SIME, devem ser utilizadas grandezas sincronizadas com baixo grau de latência, essencialmente nas medidas associadas ao grupo crítico. No caso em que um número conhecido de usinas compõe preferencialmente o grupo crítico, essa deficiência pode ser

reduzida pela instalação de PMUs redundantes, alternando a medição sempre que uma apresentar atraso.

B.4. Erros associados à estimativa do ângulo do rotor das UGs

Uma vez que o ângulo dos rotores das unidades geradoras não é uma grandeza diretamente mensurável, se torna interessante estimá-lo a partir de ferramentas matemáticas.

Neste sentido, foi apresentado por DEL ANGEL et al. (2006) uma metodologia para predição dos ângulos dos rotores a partir dos parâmetros elétricos do barramento terminal dos geradores, baseada em redes neurais artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*).

A relação entre os parâmetros elétricos dos geradores e seu ângulo rotórico é uma função não-linear, e idéia principal da aplicação de ANN é empregar um esquema de reconhecimento de padrões entre os parâmetros elétricos e o ângulo do rotor requerido.

O mapeamento proposto utiliza uma série de simulações *off-line* e faz a relação dos parâmetros apresentada na Equação B.1.

$$f(\{u_k\} \in R^N \rightarrow \{\delta_k\} \in R^1) \quad (3.1)$$

onde k é a amostra, δ o ângulo do rotor da amostra k e N o número de variáveis que compõe o espaço dos parâmetros estatóricos.

Nesta tarefa foi utilizada uma ANN multicamada com re-alimentação dos valores reais, que apresenta maior robustez aos ruídos e capacidade de aprendizagem através de um novo conjunto de simulações.

O conjunto de parâmetros terminais utilizados é representado pela Equação B.2.

$$\{u_k\} = [V(t), V(t-1), V(t-2), I(t), I(t-1), I(t-1), \theta_v(t), \theta_v(t-1), \theta_v(t-2), \theta_i(t), \theta_i(t-1), \theta_i(t-2)] \quad (B.2)$$

onde V , I θ_v e θ_i são os módulos e ângulos da tensão e da corrente, respectivamente.

As camadas de tal ANN estão representadas na Figura B.2.

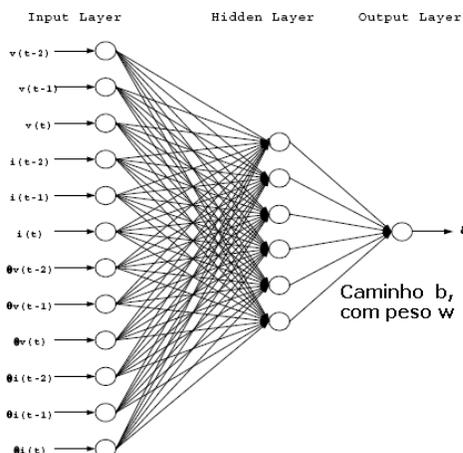


Figura B.2 – Camadas da ANN utilizada para estimar δ . (DEL ANGEL, et al., 2006)

A relação entre os parâmetros elétricos do estator e o ângulo do rotor é determinada pela saída “y” que melhor representa o ângulo simulado para diversas simulações, de acordo com as Equações B.3 e B.4, que apresentam os resultados da camada oculta (*hidden layer*) e da camada de saída, respectivamente.

$$h_j = g\left(\sum_{i=1}^n w_{ji} \cdot x_i + b_j\right) \quad (\text{B.3})$$

$$y = \sum_{i=1}^n w_o_i \cdot h_i \quad (\text{B.4})$$

onde w e wo são os pesos dos caminhos, b o índice do caminho entre as camadas de entrada e oculta, x o valor do parâmetro de entrada, e i e j os nós da ANN.

Tal proposta foi testada no caso de predição dos ângulos rotóricos para o caso de Itaipu 60 Hz, considerando disponíveis três amostras de tensão e corrente terminal de Itaipu, e defasagem entre elas.

Adotou-se ainda, a estrutura *feed-foward* proposta por DEL ANGEL et al. (2006), com uma camada oculta composta por 20 neurônios tendo a tangente hiperbólica como função de ativação, e uma camada de saída com função de ativação linear. Esta rede foi treinada a partir do algoritmo de *Levenberg-Marquard* por 150 épocas.

Para uma mesma contingência foram testados três pontos operativos distintos, obtendo-se erros máximos da ordem de 8%.

Um exemplo de aplicação é ilustrado nas Figuras B2 e B3. Na primeira apresentam-se as grandezas elétricas mensuráveis (tensão e corrente terminais e defasagem, respectivamente), e na segunda a comparação entre o ângulo rotórico real e a estimativa calculada.

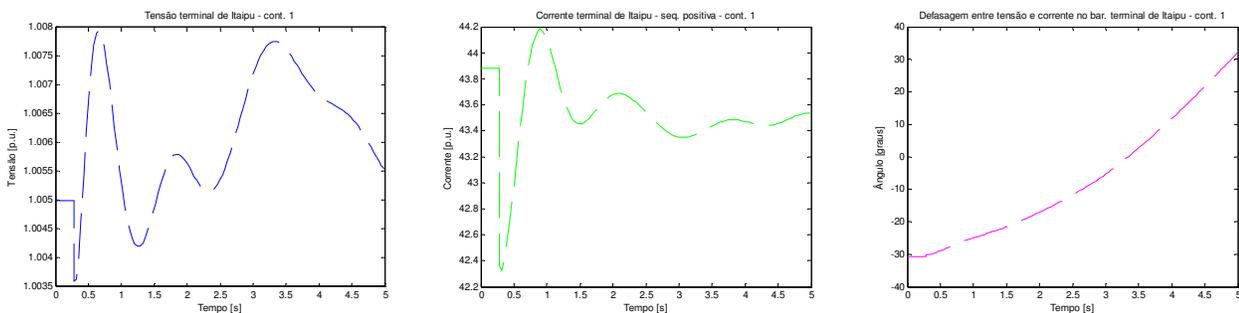


Figura B.3 – V e I de sequência positiva, e θ_{V-I} no barramento terminal de Itaipu – cont. 1

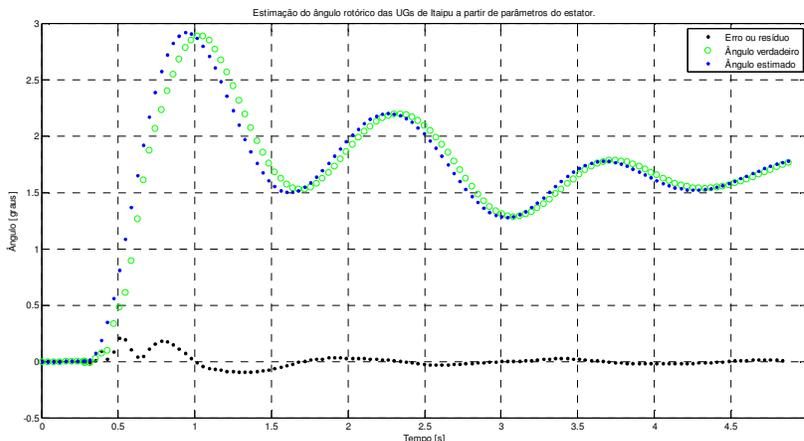


Figura B.4 – Predição do ângulo rotórico a partir de redes neurais artificiais

B.5. Fontes de erro da avaliação da estabilidade pelo SIME utilizando dados de MFS

Os erros gerados durante a avaliação da estabilidade transitória pelo SIME são originados principalmente devido à adequada classificação das máquinas que formam os grupos de separação e durante o cômputo numérico.

Os erros oriundos do agrupamento de geradores representam a inaptidão do método em representar o sistema em sua complexidade, e são interferidos, entre outras coisas, pela localização e intensidade do curto circuito e o enredamento da malha, incluindo-se a distribuição de massas ao longo do sistema elétrico, além da coerência entre as oscilações de unidades de um mesmo grupo.

Uma forma de analisar tais erros é através de diversas avaliações considerando diferentes ajustes dos casos de fluxo de potência. Dessa maneira é possível se verificar a robustez da classificação dos grupos a um mesmo distúrbio.

Os erros numéricos, por sua vez, são originados principalmente devido ao aspecto de que amostras periódicas dos parâmetros do SIME (P_m , P_e e δ), tais como aquelas geradas pelos SPMSs, podem não fornecer o ponto exato de potência líquida nula pós-distúrbio, causando erro no cálculo das áreas acelerante, assim como o apresentado pela Figura B.5.

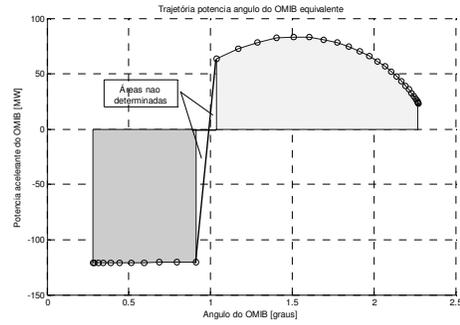


Figura B.5 – Áreas omitidas devido à inexistência do ponto de potência líquida nula

Estes erros podem ser substancialmente reduzidos por rotinas que forneçam uma estimativa do ponto de igualdade entre as potências mecânica e elétrica, como exemplificado na Figura B.6 (as setas indicam os pontos calculados).

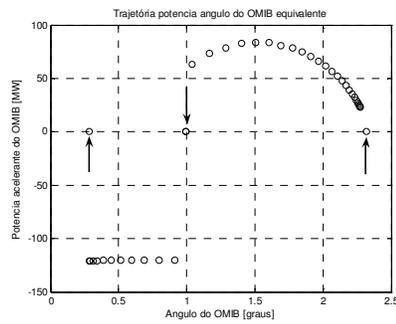


Figura B.6 – Inserção artificial dos pontos de cruzamento

BIBLIOGRAFIA

- ADAMIAC, M.; PHADKE, A.; KASZTENNY, B.; MADANI, V.; SYKES, J. Wide Area Protection and Control – Today and Tomorrow. IEEE Transactions on Power Transmission and Distribution, p. 1-7, 2006.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. Power system control and stability. The IOWA State University Press, 1977.
- ARAÚJO, C. S.; MANO, R. F.; CRUZ, D. P. M.; LEDO, T. G.; ORDACI, J. M.; MORAES, R. M.; GIOVANINI, R.; VOLSKIS, H. A. R.; ESTEVES, A. C. Utilização de fasores no sistema interligado nacional. VII SIMPASE, Rio de Janeiro, 2009.
- AYRES, H. M. 2005. Aplicação do controlador UPFC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência. Campinas. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas.
- ATHAY, T.; PODMORE, R.; VIRMANI, S. A practical Method for Direct Analysis of Transient Stability. Proceeding of IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, New York, v. PAS-98, n. 2, pgs. 573-584, 1979.
- BERZIN, I. A desnacionalização do setor elétrico brasileiro nos anos 1990. IX Encontro Nacional de Economia Política. Uberlândia, MG, 2004.
- BETTIOL, A., L.; 1999. Maximum power transfer in transient stability constrained power systems: application to a Brazilian power network. Liège. Tese (Doutorado) - Université de Liège.
- BETTIOL, A. L.; LIRA, R.; DECKER, I. C.; ZIMATH, S. L. Accurate fault location in EHV transmission lines using synchronized phasor measurements. XII Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ – ERIAC, 2007.
- BRETAS, N. G.; PHADKE, A. G. Real time instability prediction through adaptive time series coefficients. IEEE Power Engineering Winter Meeting, v. 1, p. 731-736, 1999.
- BIJU, N. 2002. Telecommunications for a deregulated power industry. Morgantown. Dissertação (Mestrado). West Virginia University.
- CASAS, V. L. P.; 1998. Métodos computacionais baseados na função de energia para análise direta da estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica. Campinas. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas.
- CASTRO, J. E. G.; 1995. Metodologia para o estudo da segurança dinâmica de sistemas de energia elétrica usando os métodos SLEP iterativo e das áreas iguais estendido. Florianópolis. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina.
- CHOW, J.; CHAKRABORTTY, A.; ARCAK, M.; BHARGAVA, B.; SALAZAR, A. synchronized phasor data based energy function analysis of dominant power transfer paths in large power systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, n. 2, 2007.
- CENTENO, V.; PHADKE, A. G.; EDRIS, A.; BENTON, J.; MICHEL, G. An adaptive out-of-step relay. IEEE Power Engineering Review. v. 40, p. 39-40, 1997.
- CIGRÉ. Wide area monitoring and control for transmission capability enhancement, [S.I.], 2007.

- COMISSÃO MISTA DE OPERAÇÃO Itaipu-Ande-Eletróbrás, Estudos de alternativas para maximização da geração de Itaipu 60 Hz, Foz do Iguaçu, 2005.
- COUTIÑO, J., O.; VÁZQUEZ, E., M.; ÓSCAR, C. M.; HÉCTOR, J. A. Identificación de oscilaciones utilizando reconocimiento de patrones. *Ingenierías*, v. 5, n. 14, pgs 42-50, 2002.
- da SILVA, R., J., G., C.; TORINO, C., V.; ALMEIDA, M., P.; SANCHEZ, J., M.; DUARTE, A., C. Esquema de Controle de Emergência do Setor de 60 Hz “Otimização do Corte de Máquinas Utilizando Controladores Lógicos Programáveis”, I SETAO, Foz do Iguaçu, 1994.
- DECKER, I., C. 1984. Análise de Estabilidade Transitória de Sistemas de Potência usando o conceito de Superfície Limite de Energia Potencial. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina.
- DECKER, I., C. Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica. Apostila. Curso de Comercialização de Energia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.
- DECKER, I. C.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M. N.; ZIMATH, S. L.; SILVA, A. S. e Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system. *IEEE – Power Engineering Society General Meeting*, p. 18-22, 2006.
- DECKER, I. C.; SILVA, A. S. e; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D. Curso sobre Medição Fasorial – Teoria e Prática. CIGRÉ Brasil – Comitê de estudos B5 – Proteção e Automação, Florianópolis, 2007.
- DEL ANGEL, A.; GEURTS, P.; ERNST, D.; GLAVIC, M.; WEHENKEL, L. Estimation of rotor angles of synchronous machines using artificial neural networks and local PMU-based quantities. *Neurocomputing*, v. 70, p. 2668-2678, 2007.
- DE MELLO, F., P.; LASKOWSKI, T., F. Concepts of power system dynamic stability. *Proceedings of IEEE Power Apparatus and Systems*, v. 94, pgs 827-833, 1975.
- DOTTA, D. 2008. Controle hierárquico usando dados de medição fasorial sincronizada. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina.
- EHRENSPERGER, J. G. 2002. Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina.
- ENCINA, A. S. A. 2006. Despacho ótimo de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação Lagrangeana e programação dinâmica. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas.
- ERNST, D.; PAVELLA, M. Closed-loop transient stability emergency control. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 1, p. 58-62, 2000.
- ERNST, D.; BETTIOL, A.; ZHANG, Y.; WEHENKEL, L.; PAVELLA, M. Real-time transient stability emergency control of the south-southeast Brazilian system. *Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, 1998.
- FARIAS, A. L.; SILVA, R. J. G. C. da Esquema de controle de emergências na configuração final do sistema de transmissão de 750 kV. XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNTPEE, 2001.

- FARIAS, A. L.; SILVA, R. J. G. C. da Limitações operativas causadas por auto-excitação em máquinas síncronas, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2001.
- FELTRIN, A. P. 1986. Cálculo da estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica utilizando esquema simultâneo implícito. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas.
- GLAVIC, M., ERNST, D.; VEGA, D. R.; WEHENKEL, L.; PAVELLA, M. E-SIME – A method for transient stability closed-loop emergency control: Achievements and Prospects, 2007.
- IEEE Power System Stability Controls Subcommittee. A Description of Discrete Supplementary Controls for Stability. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 97, pgs. 149-165, 1978.
- IEEE/CIGRÉ Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and classification of power system stability. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, 2004.
- ITAIPU BINACIONAL, Superintendência de Operação. Instrução de Operação de Interligação, nº 69, revisão 25. Operação do Esquema Suplementar de Proteção Através de Controladores Lógicos Programáveis (CLP). Foz do Iguaçu, 2007.
- ITAIPU BINACIONAL, sítio institucional, www.itaipu.gov.br . Acessado em 12/12/2008.
- KARLSSON, D; HEMMINGSSON, M.; LINDAHL, S. Wide area system monitoring and control: Terminology, phenomena, and solution implementation strategies. IEEE – Power and Energy Magazine, v. 2, p. 68-76, September-October 2004.
- KHEDKAR; M. K.; DHOLE; G. M.; NEVE, V., G. Transient Stability Analysis by Transient Energy Function Method: Closest and Controlling Unstable Equilibrium Point Approach. Institute of Engineers of India Journal, v. 85, 2004.
- KUNDUR, P. Power System Stability and Control. 1ª ed. [S.I.]: McGraw-Hill Inc, New York, 1994.
- LARSSON, M.; GARDNER, R.; REHTANZ, C. Interactive simulation and visualization of wide-area monitoring and control applications. ABB Technical Report, 2004.
- LOPES, C., E., V., de M. 2006. Desempenho transitório de sistemas de potência com informações de margem de estabilidade. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- MANZONI, A. 1997. Desenvolvimento de um módulo dinâmico para simuladores de ensino e treinamento em sistemas de energia elétrica usando programação orientada a objetos. Florianópolis. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina.
- MARTINEZ, E.; JUÁREZ, N.; GUZMÁN, A.; ZWEIGLE, G.; LEÓN, J. Using synchronized phasor angle difference for wide-area protection and control. Schweitzer Engineering Laboratories Technical Papers, 2006.
- MARINI, R. 2005. Melhoria da estabilidade angular de sistemas elétricos usando Medição Fasorial Sincronizada. Florianópolis. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina.
- de OLIVEIRA, A. Curva de Capabilidade das Unidades Geradoras de Itaipu. Documento técnico de Itaipu Binacional, Foz do Iguaçu, 1987.

- OLIVEIRA, I., M.; FARIAS, A., L.; TREISTMAN, R.; OLIVEIRA, J., C.; da SILVA, R., J., G., C.; TORINO, C., V. Emergency Control Scheme of the 750 kV Transmission System using Programmable Logic Controllers, V SEPOPE, Recife-PE, 1996.
- OLIVEIRA, R., A. Esquemas de controle de emergência implementados na UHE Itaipu. Documento técnico de Itaipu Binacional, Foz do Iguaçu, 2006.
- OLIVEIRA, S. A. 2004. Metaheurísticas aplicadas ao planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica em ambiente de processamento distribuído. Campinas. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas.
- ONS. Relatório ONS RE 3/041/2004 – Banco de dados de sistemas especiais de proteção. Disponível em www.ons.com.br, acessado em 12/01/2008.
- ONS. Procedimentos de Rede - submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. Disponível em www.ons.com.br, acessado em 20/08/2009.
- ONS. Aplicações de Unidades de Medição de fasores no Brasil. Conferência. Abinee TEC, São Paulo, 2007.
- PALMER, E., W. 1998. Multi-mode damping of power systems oscillations. Tese (Doutorado) - The University of Newcastle.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. History and applications of phasor measurements. IEEE Power Systems Conference and Exposition, v. 6, p. 331-335, 2006.
- PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurement in power systems. IEEE Computer Applications in Power, v. 6, n. 2, p. 10-15, 1993.
- REHTANZ, C.; BERTSCH, J. Wide Area Measurement and Protection System for Emergency Voltage Stability Control. IEEE Power Society Winter Meeting, v. 2, pgs. 842-847, 2002.
- SANTOS, M. M. 2008. Análise da dinâmica de sistemas elétricos de potência usando dados de Medição Fasorial Sincronizada. Florianópolis. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina.
- SANTOS, L. F.; OLIVEIRA, W. Esquemas de proteção sistêmica baseados em novos princípios. VII STPC. Rio de Janeiro, 2003.
- SCALA, M. La; BENEDICTS, M., De; BRUNO, S.; GROBOVOY, A.; BONDAREVA, N.; BORODINA, N.; DENISOVA, D. Development of applications in WAMS and WACS: an international cooperation experience. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- SILVA, R. J. G. C. da. Curso preparatório para entrada em operação do SCADA em Itaipu - Introdução aos Sistemas de Potência. Foz do Iguaçu, 2002.
- SHI, B.; XIE, X.; HAN, Y. Wams-based load shedding for systems suffering power deficit. IEEE/PES – Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, p. 1-6, 2005.
- SOUZA, A. 1999. Avaliação da segurança dinâmica usando modelos detalhados e processamento distribuído. Florianópolis. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina.
- TAYLOR, C. W.; VENKATASUBRAMANIAN, V.; CHEN, Y. Wide-Area Voltage Stability and Control. Proceedings of VII Symposium of Specialistis in Electric Expansion Planning SEPOPE, Curitiba, 2000.

- TAYLOR, C. W.; ERICKSON, D. C.; MARTIN, K. E.; WILSON, R. E.; VENKATASUBRAMANIAN, V. WACS – Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and On-line demonstration, Proceedings of the IEEE special issue on Energy Infrastructure Defense Systems, Vol. 93, N 5, pp. 892-906, maio de 2005.
- COUTIÑO, J.; VAZQUEZ, E.; CHACÓN, Ó.; ALTUVE, H., J. Identificación de oscilaciones de potencia utilizando reconocimiento de patrones. Ingenierías, v. 5, p. 42-50, 2002.
- VEGA, D. R.; GLAVIC, M.; ERNST, D. Transient stability emergency control combining open-loop and closed-loop techniques. IEEE Power Engineering Society General Meeting, v. 4, p. 2053-2059, 2003.
- XIE, X; XIN, Y.; XIAO, J.; WU, J.; HAN, Y. Wams applications in Chinese power system. IEEE Power & Energy Magazine, v. 1, p. 54-63, June 2006.
- XUE, Y.; PAVELLA, M. Extended Equal-Area Criterion : An Analytical Ultra-fast Method For Transient Stability Assessment And Preventive Control Of Power Systems, Electrical Power & Energy Systems Vol 11 No. 2, pp. 131 - 149 April 1989.
- YI, K.; CHOO, J.; YOON, S.; LEE, T.; PARK, B.; NAM, H.; SONG, S.; SHIM, K. Development of wide area measurement and dynamic security assessment systems in Korea. IEEE – Power Engineering Society Summer Meeting, v. 3, p. 1495-1499, 2001.
- YINGTAO, W.; YONGHUA, Y.; JUNXIAN, H. Coordinated out-of-step protection system based on WAMS. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, 2005.
- ZHANG, Y.; 1995. Hybrid extended equal-area criterion: a general method for transient stability assessment of multimachine power systems, Tese (Doutorado), University of Liège, 1995.
- ZIMA, M. Special protection schemes in electric power systems. Literature Survey. Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2002.