

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 626

**SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL
SINCRONIZADA: APLICAÇÕES NA RECOMPOSIÇÃO
DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Andre Fernandes Coelho Rezende dos Santos

DATA DA DEFESA: 29/07/2010

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA:
APLICAÇÕES NA RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO
DE POTÊNCIA**

Andre Fernandes Coelho Rezende dos Santos

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte - MG

Julho de 2010

**"Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações na
Recomposição do Sistema Elétrico de Potência"**

André Fernandes Coelho Rezende dos Santos

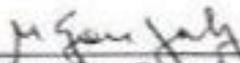
Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Aprovada em 29 de Julho de 2010.

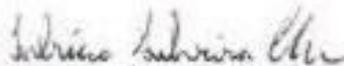
Por:



Maria Helena Murta Vale - Dra.
Profa. DEE/UFMG - Orientadora



Manuel Losada y Gonzalez - Dr.
Prof. DEE/UFMG



Fabrício Silveira Chaves - Dr.
Pesq. LRC/UFMG

Convidada Especial:



Sônia Ribeiro Campos Andrade - Me. Eng.
CEMIG

A Deus, pela grande oportunidade da vida!

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todos que me ajudaram na conclusão dessa etapa:

À minha orientadora, Maria Helena Murta Vale, Professora da UFMG, pela sua valiosa orientação, pelos ensinamentos, incentivo, compreensão e paciência durante todo o meu mestrado.

Aos meus familiares pela constante motivação. Gostaria de dividir com vocês os méritos desta conquista que, sem vocês ao meu lado, não teria o mesmo valor.

Aos eternos amigos do Santo Antônio por compartilharem comigo momentos como este e por entenderem a constante ausência durante o período de realização deste trabalho.

Aos colegas da graduação e da pós que me apoiaram e colaboraram de todas as formas possíveis para a conclusão deste trabalho.

Ao Héctor Andrés Rodríguez Volskis, engenheiro do ONS, pelas informações compartilhadas.

Ao Sílvio José Machado Filho, engenheiro da GASMIG, que possibilitou a conclusão deste trabalho.

E a todos que direta ou indiretamente contribuíram para o êxito deste trabalho

RESUMO

A presente dissertação de mestrado investiga o impacto da Medição Fasorial no processo de Restabelecimento do Sistema Elétrico de Potência. A viabilidade da medição do ângulo de fase da tensão e corrente pode trazer ganhos extremamente significativos para a recomposição. Uma das etapas mais críticas nesse processo é o fechamento dos disjuntores entre ilhas elétricas devido à falta de informações em tempo real necessárias para a tomada de decisão. Os Sistemas de Medição Fasorial podem disponibilizar tais informações. Com a finalidade de contribuir para a aplicação das medições fasoriais na operação do sistema, mais especificamente em seu restabelecimento, este trabalho apresenta texto estruturado de forma a se tornar uma referência para aqueles que se interessam pelo tema. O cenário atual do restabelecimento do sistema de potência e a utilização de fasores nesse processo são discutidos. O trabalho inclui propostas para a viabilização do emprego de Medição Fasorial nos procedimentos de recomposição de uma concessionária de energia, visando trazer melhorias e ganhos aos mesmos.

ABSTRACT

This master thesis investigates the impact of the Synchronized Phasor Measurement Systems on the Power System Restoration process. The viability of current and voltage phase angle measurement brings a significant improvement for electrical system restoration. One of the most complex actions during power system restoration is the closure of breakers between two electrical islands due to the lack of real time information to support operators during the decision making process. Synchronized Phasor Measurement System can disposal those information. With the objective to contribute to the researches related to phasor measurement applications in power system operation, mainly with respect to system restoration, this work presents a basic text about this subject. The actual scenario of power system restoration proceedings and the utilization of phasor measurement in this process are discussed. Finally, this work includes specific proposals related to the practical implementation of these measurements in a real power system.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Conceitos Básicos: Estados Operativos e Controles do Sistema Elétrico	6
2.3	Atividades de Operação do Sistema Elétrico	10
2.3.1	Planejamento Elétrico da Operação	10
2.3.2	Operação do Sistema Elétrico em Tempo Real	11
2.3.3	Etapa de Pós-Operação	14
2.4	Considerações Finais.....	14
3	MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS E DEFINIÇÕES BÁSICOS.....	15
3.1	Considerações Iniciais	15
3.2	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – SMFS	16
3.3	Estágio Atual das Aplicações dos SMFS	20
3.3.1	EUA - Projeto WAMS	20
3.3.2	México	22
3.3.3	China	23
3.3.4	Brasil - MedFasee	24
3.4	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – Projeto Nacional.....	25
3.4.1	Configuração do Projeto Piloto do SMFS Nacional.....	29
3.5	Considerações Finais.....	31
4	RESTAURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – VISÃO GERAL	32
4.1	Considerações Iniciais	32
4.2	Exemplos de Grandes Desligamentos e seus Impactos.....	33
4.3	Estratégias de Recomposição.....	36
4.3.1	Evolução - Comentários	36
4.3.2	Caracterização das Estratégias.....	37
4.4	Implementação das Estratégias de Recomposição	42
4.4.1	Discussões Iniciais	42

4.4.2	Observações sobre a Prática de Restabelecimento de Sistemas de Grande Porte	44
4.5	Questões Típicas do Processo de Restabelecimento.....	45
4.6	A Importância do Treinamento de Operadores no Restabelecimento	49
4.7	Estratégia de Recomposição Adotada pelo Sistema Elétrico Brasileiro	52
4.7.1	Processo de Restabelecimento.....	52
4.7.2	Funcionalidades já Implementadas no SIN	54
4.8	Considerações Finais.....	56
5	RESTAURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E O IMPACTO DA MEDIÇÃO FASORIAL	58
5.1	Considerações Iniciais	58
5.2	Aplicações do SMFS Nacional	58
5.2.1	Comentários sobre o Projeto Nacional	58
5.2.2	Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)	60
5.3	Estimador de Estados no Ambiente dos SMFS	67
5.4	Religamento Automático	70
5.5	Esquemas de Controle de Emergência.....	72
5.6	Exemplo de um Processo de Recomposição com PMU	73
5.7	Considerações Finais.....	75
6	RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA CEMIG	77
6.1	Considerações Iniciais	77
6.2	Restabelecimento do Sistema CEMIG	77
6.2.1	Fase Fluente do Sistema CEMIG	78
6.2.2	Fase Coordenada do Sistema CEMIG	80
6.2.3	Funcionalidades Empregadas no Processo de Restabelecimento do Sistema CEMIG	81
6.3	Proposta de Aplicação da Medição Fasorial no Sistema CEMIG	85
6.4	Considerações Finais.....	88
7	CONCLUSÕES.....	90
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
	APÊNDICE A – Barra de Referência Angular do Estimador de Estados	100
	APÊNDICE B – Fases Fluente e Coordenada do Restabelecimento do Sistema CEMIG – Localização das PMUs e Relés	104

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1 - Curva de Carga Global da CEMIG – Fonte [Camelo, 07]	7
Figura 2.2 - Transições entre os Estados Operativos	9
Figura 2.3 - Supervisão e Controle de SEP – Fonte [Vale, 86]	12
Figura 3.1 - Configuração de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Via GPS – Fonte [Andrade, 08]	17
Figura 3.2 - Diagrama Simplificado de uma PMU – Fonte [Andrade, 08].....	18
Figura 3.3 - Funcionalidades do PDC – Fonte [Ehrensperger, 04].....	19
Figura 3.4 - PMUs no Sistema Elétrico Canadense e Norte Americano – Fonte [NASPI, 09]	21
Figura 3.5 - PMUs e PDCs no Sistema Mexicano – Fonte [Martínez, 08].....	23
Figura 3.6 - Localização das PMUs na China – Fonte [Andrade, 08].....	24
Figura 3.7 - Localização das PMUs do Projeto MEDFASEE – Fonte [MedFasee, 10] ...	25
Figura 3.8 - Localização das PMUs Planejadas para Serem Instaladas no Projeto do SMFS Brasileiro – Fonte [Andrade, 08]	29
Figura 3.9 - Localização dos Concentradores de Dados do SMFS Brasileiro – Fonte [Andrade, 08]	30
Figura 4.1 - Aspectos do Planejamento e Operação Envolvidos na Recomposição do Sistema Elétrico – Fonte [Lindenmeyer, 96].....	33
Figura 4.2 - Situação do SIN antes da Perturbação – Fonte [ONS, 09]	35
Figura 4.3 - Quantidade de Carga Interrompida em Cada Região – Fonte [ONS, 09]....	35
Figura 4.4 - Situação do SIN depois da Perturbação – Fonte [ONS, 09]	36
Figura 4.5 - Os 5 Subsistemas (RB) de 735 kV e as 7 Ilhas de 315 kV do Sistema <i>Hydro-Québec</i> – Fonte [Lévesque, 08].....	39
Figura 4.6 - Sistema Nordel – Suécia, Dinamarca, Finlândia e Noruega – Fonte [Lindgren, 09].....	41
Figura 4.7 - Interface do Programa RECRÉ – Fonte [Chauchon, 08]	50
Figura 4.8 - Interface do Programa ASTRO – Fonte [Navarro, 09]	51

Figura 4.9 - Processo do Estudo de Recomposição em Regime Permanente com o ANAREDE – Fonte [Guarini, 07].....	55
Figura 4.10 - Novo Processo do Estudo de Recomposição em Regime Permanente com o ANAREDE – Fonte [Guarini, 07].....	55
Figura 4.11 - Tela de Comandos do ANAREDE – Fonte [Guarini, 07].....	56
Figura 5.1 - Processo de Tratamento de Dados para os Cenários de Simulação – Fonte [Volskis, 09]	62
Figura 5.2 - Cenário Criado para a Avaliação do <i>SynchAssist</i> – Fonte [KEMA,07]	63
Figura 5.3 - Subestação Selecionada para o <i>SynchAssist</i> – Fonte [KEMA,07]	64
Figura 5.4 - Tabular para <i>SynchAssist</i> – Fonte [KEMA,07]	64
Tabela 5.1 - Matriz Jacobiana	68
Figura 5.5 - Representação da Utilização de Medições Fasoriais em uma Etapa de Pós-processamento – Fonte [Zhou, 06]	68
Figura 5.6 - Sistema Isolado <i>Salt River</i> – Fonte [Koellner, 06].....	71
Figura 5.7 - Momento de Sincronismo entre o Sistema <i>Salt River</i> e o WECC – Fonte [Koellner, 06].....	72
Figura 5.8 - Ilha Gerada e Linhas de Transmissão Desligadas pelo Furacão <i>Gustav</i> – Fonte [Galvan, 09]	73
Figura 5.9 - Frequência nas Subestações <i>Waterford</i> e <i>Mabelvale</i> – Fonte [Galvan, 09].....	74
Figura 5.10 - Oscilações de Frequência Detectadas pela PMU – Fonte [Galvan, 09]	75
Figura 6.1 - Rede Básica CEMIG – Fonte [Andrade, 08]	78
Figura 6.2 - Ilha de Três Marias.....	79
Figura 6.3 - Ilha Luiz Carlos Barreto.....	79
Figura 6.4 - Ilha Emborcação	80
Figura 6.5 - Fase Coordenada Região Leste	80
Figura 6.6 - Fase Coordenada Região Mantiqueira	81
Figura 6.7 - Interface do SARESTA – Fonte [Lopes, 08].....	82
Figura 6.8 - Tela do Aplicativo SAPRE – Fonte [Lopes, 08].....	83

Figura 6.9 - Interface da Ferramenta Monitoração de Blecaute – Fonte [Lopes, 08]	84
Tabela 6.1 - <i>Tags</i> e Modificadores – Fonte [Lopes, 08]	84
Figura 6.10 - Tela do Aplicativo Tabular de Proteção – Fonte [Lopes, 08]	85
Figura 6.11 - SMFS Nacional na Rede Básica da CEMIG	86
Figura A.1 - Método com Barra de Referência de <i>Backup</i> – Fonte [Novosel, 05]	101
Figura A.2 - Método da Referência Virtual – Fonte [Novosel, 05]	101
Figura A.3 - Método do Cálculo da Referência – Fonte [Novosel, 05]	102
Figura B.1 - Fase Fluente	104
Figura B.2 - Fase Coordenada	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D	Analógico/Digital
ANAREDE	Programa para Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTRO	Ambiente Simulado para Treinamento de Operadores
BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
CDC	Concentrador de Dados Central
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CFE	<i>Comisión Federal de Electricidad</i>
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COS	Centro de Operação do Sistema
COSR	Centro Regional de Operação do Sistema
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DampMon	Monitoração de Oscilações Pouco Amortecidas
DOE	<i>Department of Energy</i>
DSI	<i>Dynamic System Identification</i>
ECE	Esquemas de Controle de Emergência
EI	<i>Eastern Interconnection</i>
EIPP	<i>Eastern Interconnection Phasor Project</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EPRI/OTS	Simulador Digital de Treinamento de Operadores
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Cargas
ESTAL	<i>Energy Sector Technical Assistance Project</i>
EVSA	Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (<i>Enhanced Voltage Stability Assessment</i>)
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GPS	<i>Global Positioning System</i>

IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LLLM	Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (<i>Line Loading Limit Monitoring</i>)
LoopAssist	<i>Loop Closing Assistant</i>
LT	Linha de Transmissão
MedFasee	Projeto de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NASPI	<i>North American SynchroPhasor Initiative</i>
NERC	<i>North American Electricity Reliability Council</i>
NIST	<i>National Institute of Standard and Technology</i>
OLCA	Análise de Contingência <i>On-line (On-line Contingency Analysis)</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliação e Reforço
PDC	Concentrador de Dados Fasoriais (<i>Phasor Data Concentrator</i>)
PMU	Unidade de Medição Fasorial (<i>Phase Measurement Unit</i>)
PPS	Pulso por Segundo
PRTT	<i>Performance Requirements Task Team</i>
RB	<i>Réseaux de Base</i>
RECRÉ MFA	<i>Remise En Charge Du Réseau – Module Formation Appliquée</i>
RTTT	<i>Real Time Applications Task Team</i>
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SAPRE	Sistema Automático de Preparação de Estações
SARESTA	Sistema de Apoio ao Restabelecimento
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition System</i>
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIMEFAS	<i>Sistema de Medición Fasorial</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SOE	Sequência de Eventos

SOM	Monitoração de Oscilações do Sistema (<i>System Oscillations Monitoring</i>)
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
STA	Sistema de Tratamento de Alarmes
StressMon	<i>System Stress Monitoring</i>
SynchAssist	<i>Electrical Islands Connection Assistant</i>
TVA	<i>Tennessee Valley Authority</i>
UCTE	<i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i>
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
VPAM	Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (<i>Voltage Phase Angle Monitoring</i>)
WACS	<i>Wide Area Stability and Voltage Control System</i>
WAHM	Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (<i>Wide Area Harmonics Monitoring</i>)
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>
WAPA	<i>Western Area Power Administration</i>
WASC	Controle de Sistemas de Grandes Áreas (<i>Wide Area System Control</i>)
WASP	Proteções de Sistemas de Grandes Áreas (<i>Wide Area System Protection</i>)
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

1

INTRODUÇÃO

A principal função de um **Sistema Elétrico de Potência (SEP)** é atender à carga de acordo com critérios de qualidade, segurança, confiabilidade, economia, dentre outros. Contudo, independente de ser bem planejado, projetado ou operado, qualquer sistema elétrico é passível de desligamentos, sejam eles provocados por distúrbios voluntários (ações de controle) ou involuntários (intempéries).

Os sistemas de energia têm enfrentado profundas transformações ao longo dos anos tanto no âmbito institucional – com privatizações de concessionárias e surgimento de novas categorias de produtores de energia, quanto no âmbito social – com maior conscientização dos consumidores e restrições ambientais mais rígidas, e no âmbito tecnológico – como o aumento do uso de técnicas de digitalização e automação.

Diante dessa situação, o SEP tem sido operado cada vez mais próximo aos seus limites. Esforços vêm sendo feitos, em todas as áreas do setor elétrico, para que esta condição seja alterada.

Nesta direção surgem os **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS)** que constituem uma das mais recentes tecnologias para o aprimoramento da operação dos sistemas elétricos.

O principal componente do SMFS é a **Unidade de Medição Fasorial (PMU - Phase Measurement Unit)**, responsável pela coleta e registro de grandezas elétricas, tais como as tensões trifásicas nas barras e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações. Essas medidas são enviadas aos **Concentradores de Dados Fasoriais (PDC - Phasor Data Concentrator)**, onde são processadas e disponibilizadas para diversas aplicações.

O grande diferencial desta tecnologia é a possibilidade de sincronização das grandezas medidas e a medição do ângulo de fase da tensão em tempo real, possibilitando um melhor acompanhamento da dinâmica própria do comportamento do SEP.

Grande é a expectativa com relação aos ganhos a serem alcançados na operação dos sistemas com o uso dos dados das PMUs. Entretanto, para que estes sejam obtidos,

estudos detalhados devem ser realizados com respeito ao seu impacto nas diversas atividades do sistema de potência.

Investigações sobre o impacto do uso dos dados dos SMFS nas atividades relacionadas aos SEPs têm sido desenvolvidas no LRC¹/UFMG, principalmente naquelas relativas à etapa de **Operação** [Andrade, 08], [Andrade, 09]² e [Freitas, 07]. Dentre estas referências vale citar a dissertação [Andrade, 08] que constitui texto básico bastante abrangente e detalhado sobre aplicações dos SMFS.

A larga experiência da equipe do LRC em atividades acadêmicas e práticas relacionadas à atividade de Operação do SEP permitiu a identificação daquelas onde a implementação dos sistemas fasoriais pudesse trazer maiores benefícios e ganhos para o setor elétrico, incluindo empresas e consumidores. Tal análise apontou o **Controle Restaurativo**, responsável pela recomposição do sistema elétrico após desligamentos, como um dos mais promissores em termos dos avanços esperados.

Os procedimentos envolvidos no Controle Restaurativo são extremamente complexos, conforme já salientado nas dissertações [Mundim, 96] e [Lopes, 08] e nas publicações [Vale, 99] e [Vale, 03]. Tal complexidade decorre de inúmeros fatores, tais como o imenso volume de informações a serem processadas por ocasião dos desligamentos, as diferentes situações do SEP pós-desligamento, o elevado grau de *stress* por parte dos operadores dos centros de operação, dentre outros. A recomposição envolve conhecimento sólido sobre o sistema elétrico e de todas as implicações que as ações de controle podem acarretar.

Com a visão de que a Medição Fasorial apresenta um novo paradigma tecnológico tendo aplicações em diversos processos elétricos, vários países, incluindo o Brasil, estão em processo de implantação ou já implantaram sistemas do tipo SMFS. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema³ (ONS) iniciou em 2005 um projeto para definição da arquitetura de um Sistema de Medição Fasorial para registro de oscilações de longa duração no Sistema Interligado Nacional (SIN). No ano seguinte, outro projeto foi iniciado para propor e avaliar aplicações que utilizam medições fasoriais. Dentro das

¹ LRC - *Lightning Research Center* - Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG / CEMIG.

² O autor desta dissertação participou da elaboração do trabalho.

³ ONS: Órgão criado com o objetivo de coordenar, controlar, comandar e executar ações relativas à operação do sistema interligado brasileiro, obedecendo aos preceitos da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

funcionalidades identificadas estão aquelas que utilizam medições angulares no restabelecimento dos SEPs.

Neste contexto, cresce a necessidade de se pesquisar o desenvolvimento de aplicações que utilizem de forma eficiente os SMFS. Esta é a proposta desta dissertação, cujo **objetivo** é *investigar a aplicação dos dados fasoriais no processo envolvido no Controle Restaurativo dos sistemas de potência. Este trabalho inclui análise detalhada da utilização de dados fasoriais na recomposição do sistema elétrico da CEMIG.*

A **motivação** para o desenvolvimento desta dissertação surgiu do cenário exposto acima. A grande expectativa pelos ganhos advindos com o uso dos SMFS na recomposição do SEP, o aspecto inovador da pesquisa, a realidade do SMFS nacional, a possibilidade de utilização de redes reais nos trabalhos e a facilidade de seu desenvolvimento com base em áreas de conhecimento já sedimentadas no LRC/UFMG compuseram a **justificativa** para a sua realização.

Para cumprir seu objetivo, esta dissertação está estruturada em capítulos assim caracterizados:

- No Segundo Capítulo é realizada uma revisão dos principais conceitos do sistema elétrico de potência, tais como estados operativos e controles.
 - No Terceiro Capítulo é feita uma descrição dos SMFS e de seu atual estágio de desenvolvimento e implantação no mundo, com destaque para o Brasil. Além disso, são apresentadas as funcionalidades que estão sendo melhoradas ou desenvolvidas com a utilização de medidas fasoriais.
 - O Quarto Capítulo se dedica à descrição do processo de Restabelecimento, desde seu planejamento até a etapa de pós-operação onde são avaliadas as decisões adotadas durante a recomposição através do registro dessas ações e do comportamento do SEP.
 - No Quinto Capítulo é discutido o impacto da Medição Fasorial no Restabelecimento do sistema elétrico com ênfase na medição direta do ângulo de fase.
 - No Sexto Capítulo é feita uma análise do sistema elétrico da CEMIG, principalmente no que se refere à melhoria de seu processo de Recomposição com a utilização das medidas fasoriais.
-

- No Sétimo Capítulo são apresentadas as conclusões e propostas de continuidade do trabalho.

O texto inclui ainda as Referências Bibliográficas utilizadas ao longo do desenvolvimento da dissertação e dois Apêndices, sendo que o primeiro aborda os Estimadores no contexto dos SMFS e o segundo apresenta informações sobre o posicionamento de medidores fasoriais e sobre o restabelecimento do sistema elétrico da CEMIG.

2

DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 Considerações Iniciais

Os sistemas elétricos de potência vêm ao longo dos anos passando por profundas transformações nos âmbitos institucional, social e tecnológico, fato que impacta sobremaneira a operação dos mesmos. A referência [Ferreira, 07] lista várias transformações ocorridas no setor elétrico nesses três ambientes, sendo interessante citar aqui algumas.

No ambiente *institucional* nota-se a privatização de grande parte de concessionárias, entradas de novos Agentes tais como autoprodutores, produtores independentes e consumidores livres, criação da parcela variável em função de interrupções dos equipamentos e instalações acarretando deduções da receita das empresas transmissoras, papel regulador da Agência Nacional de Energia Elétrica⁴ (ANEEL) e previsão de aplicação de penalidades pelo ONS no caso de descumprimento de requisitos contidos nos Procedimentos de Rede [ONS, 01]. No ambiente *social*, verifica-se uma maior conscientização da sociedade, exigindo maior qualidade no atendimento e menores custos dos serviços de energia elétrica. Já no âmbito *tecnológico*, destaca-se a elaboração da norma IEC 61850 – *Communication networks and systems in substations* – [IEC, 10] viabilizando interoperabilidade de equipamentos de proteção, medição, supervisão e controle em uma mesma plataforma de *hardware* e *software* e a utilização de equipamentos para Medição Fasorial Sincronizada, permitindo implantação de novas funções, dentre elas as vinculadas à dinâmica do sistema e aprimoramento de funções já existentes.

Para que o SEP cumpra sua principal finalidade de atender à carga de acordo com critérios de qualidade, segurança, confiabilidade e economia, são executadas diversas atividades que tradicionalmente são caracterizadas em dois grandes grupos: atividades

⁴ANEEL: Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

de *Expansão* e atividades de *Operação*. A *Expansão* tem por objetivo manter o funcionamento adequado do sistema, considerando aspectos elétricos e energéticos, na condição atual e futura, apontando a necessidade de aquisição de novos recursos para o SEP. Por outro lado, a *Operação* é responsável pelo gerenciamento dos recursos energéticos e elétricos já disponíveis.

Devido ao fato desta dissertação abranger a **Recomposição do SEP** no âmbito das atividades de **Operação**, este Capítulo se dedica à descrição destas. Para melhor caracterizar o controle restaurativo no contexto da operação, inicialmente são caracterizados os estados operativos do sistema elétrico, uma vez que as decisões de controle a serem tomadas são dependentes de seu conhecimento.

2.2 Conceitos Básicos: Estados Operativos e Controles do Sistema Elétrico

Este item apresenta, em sua maior parte, uma síntese dos conceitos detalhados em [Vale, 86], ressaltando aqueles considerados relevantes para subsidiar os desenvolvimentos registrados ao longo deste texto.

O estado operativo do sistema elétrico está em constante modificação, resultado da ocorrência de pequenos e grandes distúrbios, voluntários ou involuntários. Como exemplo de pequena perturbação pode ser citada a variação lenta e contínua da carga. Por outro lado, a perda de um bloco de geração seria classificada como grande distúrbio. A saída de uma linha devido à atuação errônea de um relé de proteção seria considerada uma perturbação involuntária, enquanto as ações de controle efetuadas no sistema caracterizariam distúrbios voluntários.

Normalmente, o sistema elétrico fica sujeito à contínua variação da carga sem a presença de grandes perturbações, conforme curvas diárias típicas ilustradas na Figura 2.1, retirada de [Camelo, 07]. As curvas apresentadas na figura em questão referem-se à carga global da concessionária de energia CEMIG em domingos consecutivos dos meses de junho e julho de 2007. Este comportamento permite que a condição operativa do SEP seja analisada como a de um regime permanente que evolui lentamente no tempo.

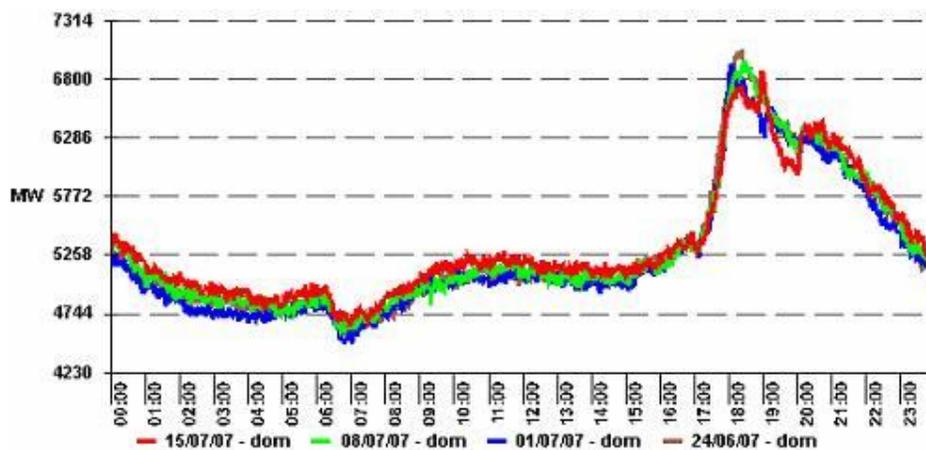


Figura 2.1 - CURVA DE CARGA GLOBAL DA CEMIG – FONTE [CAMELO, 07]

O ponto de operação neste regime quase-permanente tem sido caracterizado pelas tensões complexas (módulo V e ângulo Θ) nas barras do sistema. Essas grandezas são normalmente tomadas como variáveis de estado e constituem as componentes do Vetor de Estados \underline{X} do sistema expresso na equação 2.1.

$$\underline{X} = [\theta : V]^T \quad [2.1]$$

O conhecimento do ponto de operação, ou seja, dos Estados de Operação determinados pelas condições do SEP, permite determinar as ações de controle mais adequadas para serem efetuadas.

A caracterização dos estados do SEP se baseia no atendimento ou violação das restrições relativas à carga e aos limites operativos. Conforme descrito em [Vale, 86]:

- **Restrição de Carga:** relacionada ao balanço entre a potência consumida e gerada no sistema;
- **Restrição de Operação:** relacionada aos limites operativos de equipamentos e de grandezas do sistema;
- **Restrição de Segurança:** relacionada às restrições de carga e de operação para cada uma das contingências (perturbações) consideradas em um conjunto finito e arbitrário.

Dessa forma, as condições operacionais do sistema podem ser classificadas em três estados:

- **Estado Normal:** o sistema está intacto, suprindo totalmente a demanda (restrição de carga atendida) e sem violar nenhuma restrição operacional. Esse estado apresenta ainda duas subdivisões que estão relacionadas com a capacidade do sistema de enfrentar perturbações sem passar para o estado de emergência:
 - **Normal Seguro:** o sistema pode sofrer qualquer perturbação considerada na análise de contingências e se manter no estado normal, ou seja, não há violação das restrições de segurança;
 - **Normal Inseguro:** o sistema, ao sofrer alguma contingência considerada na análise de contingências, passa para o estado de emergência, significando o não atendimento das restrições de segurança;
- **Estado de Emergência:** o sistema supre a demanda, embora apresente violação de alguma restrição de operação. Não atendimento aos limites pré-definidos de carregamento de linhas de transmissão ou de tensão nos barramentos ou perda de estabilidade são algumas das perturbações que podem levar o SEP para esse estado;
- **Estado Restaurativo:** o sistema apresenta violação nas restrições de carga, ou seja, há cargas não atendidas e ilhamentos.

Cada estado operativo exige ações de controle distintas com a finalidade de manter ou conduzir o SEP para um estado normal seguro. Ainda com base na referência [Vale, 86], os tipos de controle podem ser assim caracterizados:

- **Controle no Estado Normal:** com o objetivo de manter o sistema no estado normal, funções tradicionais (controle automático de geração, controle de potência ativa e reativa, dentre outras) e as relacionadas ao controle de segurança ou preventivo (análise de contingências, reprogramação preventiva, dentre outras), são efetuadas por meio do Sistema de Supervisão e Controle dos centros de operação;
 - **Controle de Emergência:** com a finalidade de tirar o sistema do estado de emergência, ações de controle são executadas para remover as violações às restrições operativas. Dependendo da condição na qual se encontra o SEP, a eliminação das violações retorna o sistema ao estado normal (controle de emergência corretivo). Em outras situações, ações extremas, como o
-

desligamento parcial ou total da carga, são necessárias para conter o avanço do distúrbio (controle de emergência crise). Encontram-se, ainda, nesse tipo de controle, os chamados Esquemas de Controle de Emergência (ECE), que são projetados para responderem automaticamente às situações críticas do sistema;

- **Controle Restaurativo:** sua função é determinar e executar ações rápidas e seguras para recompor o sistema após desligamento parcial ou total. **Esse tipo de controle é o foco principal desta dissertação.**

A Figura 2.2 mostra a transição entre os estados operativos descritos anteriormente.

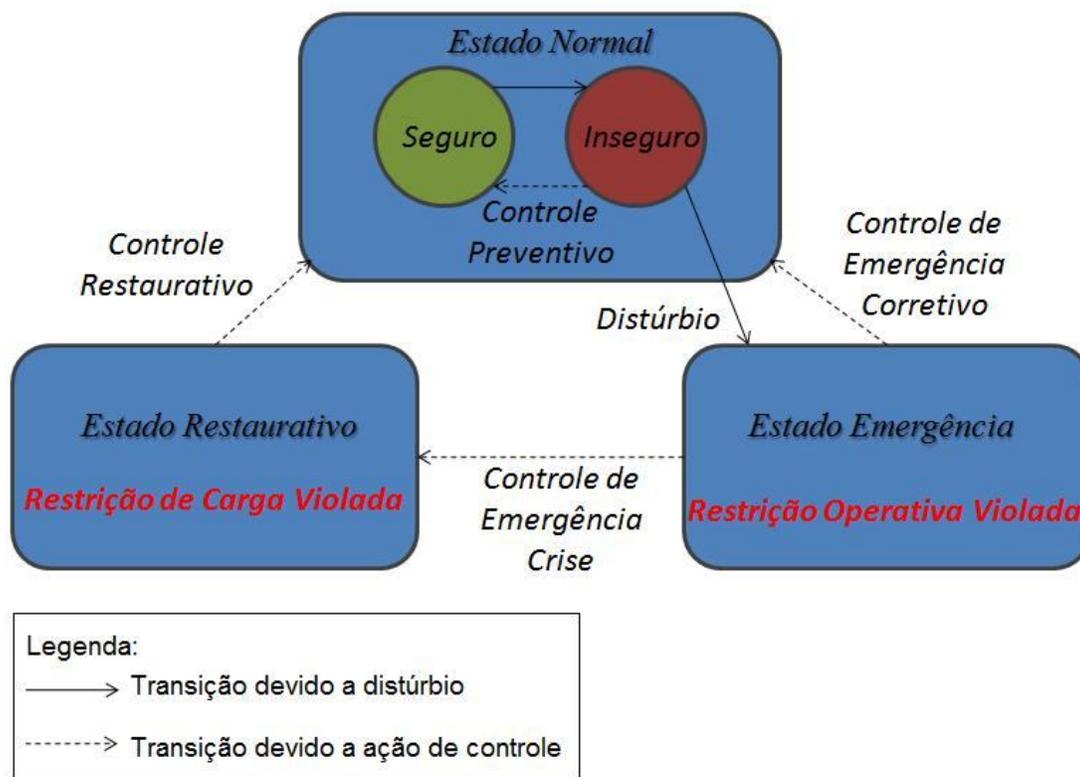


Figura 2.2 - TRANSIÇÕES ENTRE OS ESTADOS OPERATIVOS

Para que o sistema elétrico esteja preparado para operar sob as diferentes condições operativas (estados) discutidas acima, as estratégias de controle precisam ser muito bem elaboradas. Na realidade, estas são preparadas desde os primeiros passos da atividade de Expansão, quando novos recursos para o SEP são definidos. Já o processo de decisão relativo às ações de controle a serem executadas no sistema, este é feito nas etapas de Operação que, por serem de especial interesse para este trabalho, são descritas no próximo item.

2.3 Atividades de Operação do Sistema Elétrico

A visão dos estados operativos do SEP e das possíveis transições entre eles permite perceber que o processo de decisão relacionado à sua operação não é trivial. Sendo assim, este não é realizado em um único passo, requerendo a execução de três etapas bem caracterizadas, assim definidas:

- **Planejamento Elétrico da Operação**
- **Operação em Tempo Real**
- **Pós-operação**

2.3.1 Planejamento Elétrico da Operação

O planejamento elétrico tem como objetivo desenvolver diretrizes a serem empregadas na etapa de operação do sistema de forma a mantê-lo em condições adequadas ao atendimento da carga com a devida segurança. Para tanto, são realizados estudos para analisar o desempenho do SEP sob condições normais e de contingências.

A partir da utilização de dados de previsão de carga, planos de obras e de programação de procedimentos em estudos periódicos, em conjunto com análises de pós-operação, são geradas Instruções Operativas para orientação dos operadores do sistema a atuarem em tempo real.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [ONS, 01], o processo de planejamento da operação agrega etapas como:

- **Planos de Curto Prazo:** apresenta dois tipos de estudo: Mensal e Quadrimestral. O primeiro avalia o desempenho da operação do SIN previsto para um determinado mês do ano, enquanto o segundo define diretrizes para tal operação em um período de quatro meses;
 - **Planos de Médio Prazo:** avalia o comportamento do SEP em um horizonte de estudo de um ano à frente. Este estudo é baseado no mercado previsto e no cronograma de entrada de operação de novos equipamentos;
 - **Planos de Longo Prazo:** define o Plano de Ampliação e Reforço – PAR – com o objetivo de subsidiar a ANEEL na condução de licitações e concessões de transmissão, pela apresentação de uma proposta de ampliação e reforços na
-

Rede Básica⁵ em um horizonte de três anos, além de revisar e/ou identificar a necessidade de Esquemas de Controle de Emergência, os ECE.

Além dos três planos citados anteriormente, análises sobre solicitações de desligamentos, estudos especiais tais como: Estabilidade de Tensão, Controle Carga-Frequência, dentre outros, e estudos de Recomposição do Sistema são também realizados nessa atividade. A referência [Andrade, 08] apresenta uma descrição sucinta de cada um desses estudos. No contexto desta dissertação, é importante destacar os estudos de recomposição do SEP, tema tratado a seguir.

Estudo de Recomposição do Sistema

Conforme [Andrade, 08] os estudos de recomposição estruturam-se de modo a caracterizar o processo de recomposição e as suas diretrizes gerais, seguidos da identificação dos fundamentos para aplicação efetiva do processo, realizando-se, por último, a definição dos procedimentos de recomposição e transcrevendo-os em Instruções Operativas.

Ainda segundo [Andrade, 08], os estudos de recomposição devem ser atualizados constantemente incluindo alterações no sistema tais como: entrada em operação de novos equipamentos, consumidores, unidades geradoras, subestações, dentre outras.

2.3.2 Operação do Sistema Elétrico em Tempo Real

A operação em tempo real corresponde à supervisão de grandezas elétricas e não elétricas que subsidia a análise da necessidade de intervenção no SEP por meio de ações de controle para manter o mesmo atuando em seu estado normal seguro. Nessa fase, são empregadas as diretrizes definidas na etapa de planejamento.

Conforme descrito em [Ferreira, 07], o processo de operação em tempo real pode ser dividido em Operação Sistêmica e Operação Local. A primeira analisa o processo de forma integral, coletando dados de todas as subestações e usinas e correlacionando-os, enquanto a segunda é realizada em complemento às ações definidas nos centros de operação.

⁵ Rede Básica: Rede definida e regulamentada pela ANEEL.

A aquisição de informações, tanto das grandezas elétricas quanto do *status* de equipamentos, é possível através do Sistema de Supervisão e Controle – SSC. Nos primeiros centros de operação, esses sistemas eram denominados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition System*). Contudo, com a integração de diversas funcionalidades, os modernos centros passaram a ser denominados EMS (*Energy Management System*). Através deste sistema, o operador tem um conhecimento mais amplo do sistema elétrico em tempo real, sendo capaz de examinar e buscar prever o estado futuro a que este estará sujeito. Após serem coletadas, as informações são processadas pelas funcionalidades: Configurador da Rede, Estimador de Estados e Monitoração de Segurança, para que enfim sejam determinadas e executadas as ações de controle mais adequadas referentes ao estado presente do sistema.

O Configurador tem a função de fornecer a configuração atual da rede elétrica. Para isso, ele utiliza os dados de topologia que descrevem as conexões do sistema e as informações, em tempo real, do *status* (aberto/fechado) de chaves e disjuntores. Por sua vez, o Estimador de Estados, a partir de um conjunto redundante de medidas do SEP, determina o estado deste (módulo e ângulo de tensão). Por fim, a Monitoração de Segurança verifica se o ponto de operação do sistema atende às restrições de carga e operação determinando, assim, o grau de segurança do SEP. A Figura 2.3, retirada de [Vale 86], mostra de forma esquemática um SSC, para melhor visualização dessas funcionalidades e suas interações.

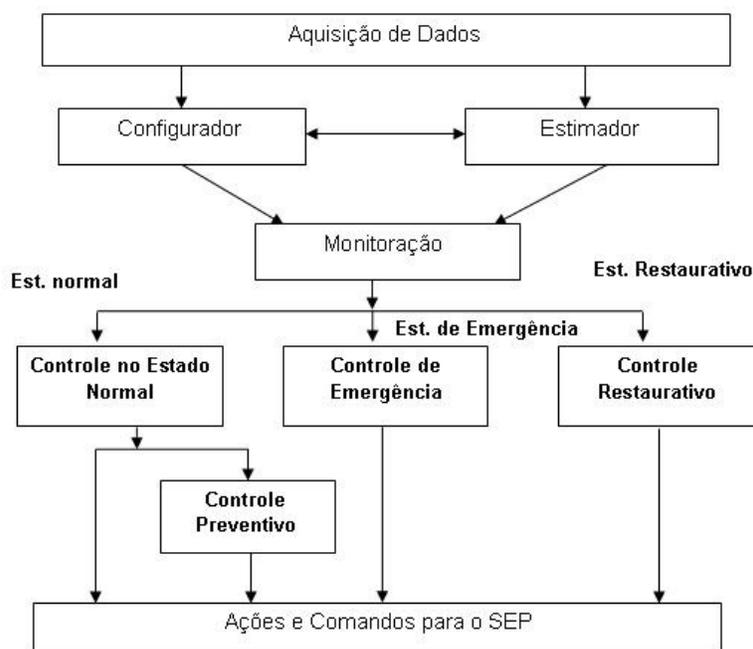


Figura 2.3 - SUPERVISÃO E CONTROLE DE SEP – FONTE [VALE, 86]

Uma vez estimado o estado operativo atual do sistema, devem ser realizados os controles necessários para mantê-lo em seu funcionamento adequado.

No estado normal de operação são executados, além dos *controles tradicionais* (carregamento, tensão/potência reativa, frequência – primário e secundário, dentre outros), ações de *controle preventivo* com o objetivo de agregar maior segurança ao sistema através da análise de contingências.

O *controle de emergência* realiza ações a médio ou a curto espaço de tempo (até mesmo imediatamente) dependendo do grau de severidade das violações das restrições operativas. Conforme já citado, esse controle pode ser do tipo emergência-corretivo, quando as violações não são muito severas, ou emergência-crise, onde as ações levam a desligamentos de carga, entrando em cena os Esquemas de Controle de Emergência. Como exemplo de controles corretivos, tem-se o chaveamento de indutores e capacitores, ajuste de intercâmbio de potência com sistemas vizinhos, dentre outros. Já, para o controle de emergência em crise, pode-se citar o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Cargas), que desliga blocos de carga com base em valores de frequência.

O *controle restaurativo*, tema de interesse desta dissertação, será tratado com mais detalhes no Capítulo 4. Contudo, vale salientar que, dentre os tipos de controle, este é um dos mais complexos e, conforme discutido em [Mundim, 96], várias são as razões para tal complexidade. O estado restaurativo no qual o SEP possa se encontrar é muito variado dependendo da severidade imposta pelos desligamentos (simples, múltiplos, blecautes em determinadas áreas ou ilhas ou até mesmo um blecaute em todo o sistema), do elevado volume de informações apresentadas aos operadores por ocasião dos desligamentos, do baixo nível de automação do controle sistêmico, da falta de experiência das equipes em situações críticas e do alto grau de estresse por parte dos operadores dos centros de operação.

No processo de restabelecimento, é fundamental a aquisição de várias informações e, talvez o mais importante, que estas levem ao conhecimento das equipes de operação diversos fatores tais como: a parte do SEP que foi desligada, a causa e a origem do desligamento, as condições para religamento, dentre outros. A execução desse controle é realizada pelo operador dos centros de controle que, em geral, segue as informações contidas nas Instruções de Operação definidas na etapa de planejamento. As referências [Vale, 86], [Mundim, 96], [Lopes, 08], constituem rica referência sobre o assunto.

2.3.3 Etapa de Pós-Operação

Na atividade de Pós-Operação do sistema, são revisados todos os procedimentos realizados nas etapas anteriores, permitindo assim que erros sejam corrigidos, além de possibilitar a criação de novos ECE e Instruções Operativas por meio da análise *off-line* das perturbações ocorridas no SEP.

2.4 Considerações Finais

A revisão aqui apresentada sobre os conceitos básicos relativos aos diferentes estados operativos e controles já permite perceber o grande impacto do uso dos dados do SMFS na operação dos sistemas elétricos.

Com as medições fasoriais disponibilizadas, o estado pode ser estimado de uma forma mais rápida e exata e, o que é muito relevante, de forma sincronizada. Esta situação, por si só, já caracteriza um grande avanço para todo o processo, com reflexos em todos os tipos de controle.

No âmbito individual dos controles nos estados normal, emergência e restaurativo, a dissertação [Andrade, 08] descreve o potencial dos ganhos a serem obtidos com o uso dos SMFS, citando experiências indicadas pela literatura.

Com relação ao controle restaurativo, as expectativas apontam para maior agilidade e flexibilidade do processo de restabelecimento. Vale citar que, para a conexão das ilhas elétricas, o conhecimento da diferença angular é de fundamental importância. Uma vez que a nova tecnologia dos SMFS permite o monitoramento da diferença angular em tempo real, é natural tal expectativa. Entretanto, para que os resultados esperados sejam alcançados, várias questões requerem investigação detalhada, envolvendo, inclusive, a revisão de todo o processo de restabelecimento.

Sendo assim, a aplicação dos dados fasoriais no religamento dos sistemas elétricos de forma efetiva e não apenas teórica não é direta e trivial, conforme será discutido nos próximos Capítulos, reforçando ainda mais a contribuição deste trabalho. A integração dos temas *restabelecimento* e *medição fasorial* requer uma revisão dos SMFS, assunto este tratado no Capítulo seguinte.

3

MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS E DEFINIÇÕES BÁSICOS

3.1 Considerações Iniciais

No decorrer dos últimos anos, vários estudos [Phadke, 08a], [Ehrensperger, 04], [Krefta, 08], [Nuqui, 01], [Andrade, 08] têm abordado os SMFS como uma realidade para monitoração e operação dos modernos sistemas de potência.

Os sistemas de potência começaram a ser operados remotamente na década de 60 através dos centros de controle. As primeiras aplicações diretas da medição angular foram apresentadas no início da década de 80. Para a sincronização da referência de tempo em locais geograficamente distantes foram utilizados os satélites de transmissão LORAN-C e GOES, além de transmissão via rádio HBG⁶ (na Europa) [Phadke, 08a].

A nova era da tecnologia de medição fasorial teve sua origem nas pesquisas sobre relés digitais e registradores digitais de perturbações. Como o desenvolvimento computacional da época era insuficiente para os cálculos das equações de faltas, pesquisadores desenvolveram o algoritmo de componentes simétricas. Tal desenvolvimento resultou em artigo técnico [Phadke, 83], publicado em 1983, o primeiro a identificar a importância da medição fasorial de tensão e corrente, sendo considerado o ponto inicial da moderna tecnologia de medição fasorial [Phadke, 08a]. Contudo, foi somente após a abertura comercial do uso do sistema GPS (*Global Positioning System*) que as unidades de medição fasorial foram finalmente desenvolvidas.

Esses avanços permitiram que, em 1988, um grupo de estudos da *Virginia Tech* desenvolvesse o primeiro protótipo de Unidade de Medição Fasorial. Inicialmente, as primeiras aplicações desenvolvidas com os dados das PMUs foram experimentais, para testar a nova tecnologia de medição fasorial que estava surgindo. As primeiras unidades comerciais apareceram em 1991, mesma época em que o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) publicou a norma padrão dos formatos de dados criados e

⁶ HBG: Transmissor de sinal em baixa frequência do sistema de referência de tempo da Suíça.

transmitidos pelas mesmas, sendo revisada em 2005. Essa evolução do SMFS é encontrada em [Phadke, 08a].

Desde então, os assuntos relacionados aos sistemas de medição de grandes áreas (*Wide-area Measurement System – WAMS*) utilizando PMUs e outros instrumentos de medição têm recebido considerável atenção por parte de pesquisadores da área.

Paralelamente ao desenvolvimento das unidades de medição fasorial, como ferramenta de medição, pesquisas sobre as aplicações desses equipamentos estão em curso em várias universidades e companhias de energia do mundo. Pode-se dizer que a tecnologia de medição fasorial sincronizada atingiu grau de amadurecimento e que os sistemas elétricos mais modernos ao redor do mundo estão em processo de instalação de WAMS.

Vale comentar que a dissertação [Andrade, 08] aborda as aplicações dos SMFS de forma bastante ampla e completa, fazendo uma rica revisão sobre o tema, constituindo texto de referência. Entretanto, para subsidiar e contextualizar o conteúdo tratado na presente dissertação, torna-se necessário revisar aqui os principais conceitos envolvidos no seu desenvolvimento.

Sendo assim, o propósito deste Capítulo é identificar os conceitos básicos referentes ao SMFS, de forma a descrevê-lo. Além de sua descrição e dos equipamentos que o compõem, apresenta-se, também, uma revisão sobre as aplicações de seus dados. Visando dimensionar a utilização dessa nova tecnologia, são mostrados os sistemas de medição fasorial de três países (Estados Unidos, México e China). O SMFS previsto para o sistema brasileiro é tratado com maior detalhamento.

3.2 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – SMFS

A estrutura básica de um SMFS é ilustrada na Figura 3.1 e corresponde essencialmente a um sistema de medição simultânea de fasores de grandezas elétricas normalmente coletadas em instalações distantes geograficamente entre si.

O principal componente desse sistema é a PMU, sendo responsável pela coleta e registro de grandezas elétricas, tais como: tensões trifásicas nas barras e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações. A partir dos dados amostrados, os fasores de tensão e corrente são calculados empregando-se a Transformada Discreta de Fourier com base no mesmo instante de tempo. O PDC reúne

os dados enviados pelas PMUs, disponibilizando-os para serem utilizados pelas diversas aplicações. Estes componentes básicos são melhor identificados a seguir.

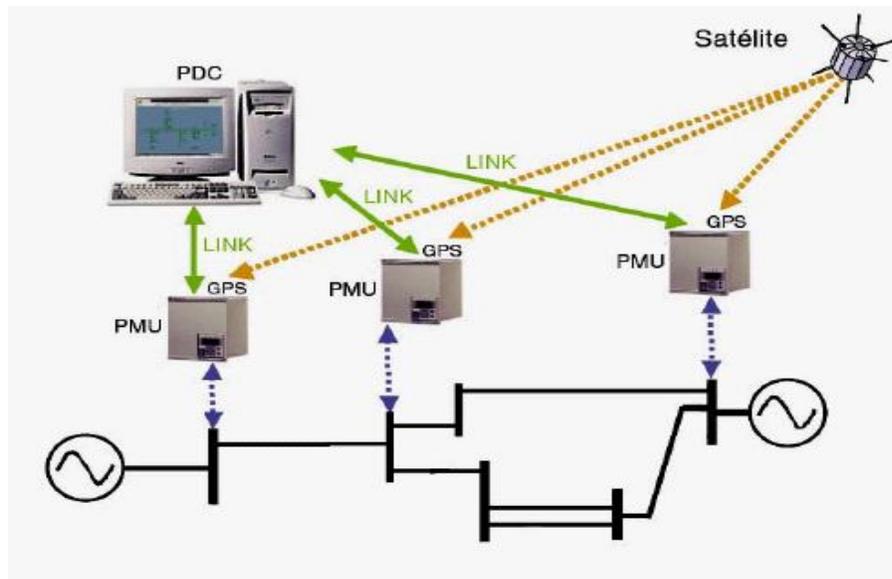


Figura 3.1 - CONFIGURAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA VIA GPS –

FONTES [ANDRADE, 08]

A Unidade de Medição Fasorial - PMU

A estrutura da PMU é representada de modo simplificado na Figura 3.2. Composta basicamente por um sistema de aquisição de dados (filtros *anti-aliasing* e módulo de conversão Analógica/Digital) e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Esse dispositivo possui ainda um módulo que recebe e processa o sinal advindo do sistema GPS fornecendo uma referência de tempo ao conjunto de aquisição. Atualmente, algumas PMUs já possuem um *buffer* de memória local que lhes permitem exercer a função de um gravador digital de perturbações, embora com capacidade de armazenamento limitada [Agostini, 04].

O receptor GPS recebe continuamente um sinal de um pulso por segundo (PPS) com precisão maior do que $1\mu\text{s}$ independente da posição geográfica da PMU, permitindo a aquisição sincronizada de grandezas elétricas ao longo do sistema. Com a finalidade de aumentar a amostragem de dados dentro do período de um segundo, esse sinal é internamente dividido em um número maior de pulsos. Segundo [Phadke, 08a], a taxa de amostragem tem aumentado ao longo dos anos. As primeiras PMUs apresentavam 12 amostras por ciclo da frequência nominal passando para valores como 96 e 128 amostras

por ciclo nos modernos equipamentos. Espera-se que com o desenvolvimento de mais modernos conversores A/D e de microprocessadores as taxas aumentem, uma vez que maiores amostragem resultam em uma melhor precisão na estimação do fasor.

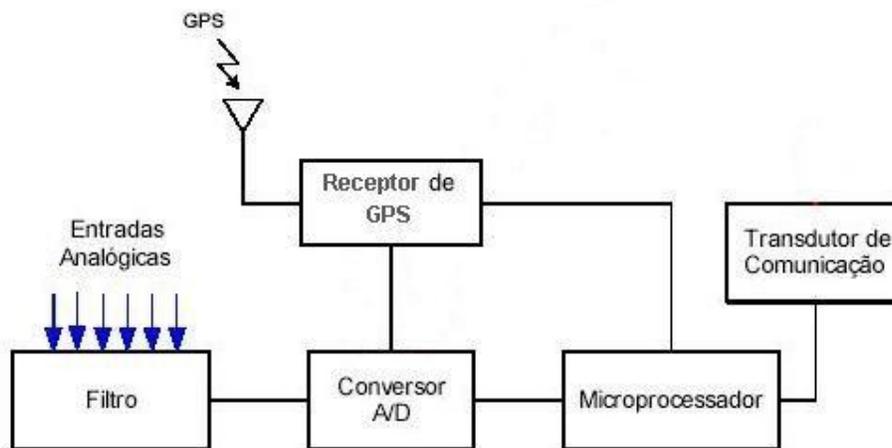


Figura 3.2 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UMA PMU – FONTE [ANDRADE, 08]

Seguindo o formato determinado pelo padrão IEEE (IEEE 1344 [IEEE, 95] e o mais recentemente atualizado IEEE C37.118 [IEEE, 06]), os fasores com etiquetas de tempo (*time-tags*) calculados pelas PMUs são enviados, através de Canais adequados de Comunicação, ao Concentrador de Dados, o PDC.

O volume de dados gerados pelas PMUs é modesto, não necessitando que os canais de comunicação sejam dedicados. Por outro lado, algumas aplicações requerem baixa latência – em particular aplicações de controle em tempo real do sistema elétrico. No outro extremo, aplicações como análise de perturbações não são afetadas pelo atraso na transmissão de dados.

As opções de comunicações disponíveis para transmissão de dados de PMUs é um aspecto que cada empresa deve avaliar individualmente. Circuitos telefônicos foram os primeiros meios de comunicação utilizados para esse objetivo e podem ser empregados quando a latência de transferência não é significativa. Outros meios como as próprias linhas de transmissão (sistema *carrier*) e o sistema *wireless* também são opções viáveis para esse tipo de utilização. Atualmente, a fibra óptica tem sido a escolha comum por apresentar grande capacidade de canal, altas taxas de transmissão e imunidade à interferência eletromagnética [Phadke, 08a].

O Concentrador de Dados Fasoriais - PDC

Reunindo continuamente as medidas enviadas pelas PMUs, o PDC disponibiliza um “retrato” do sistema em tempo real. As funcionalidades básicas desse dispositivo são apresentadas na Figura 3.3 e consistem em receber os sincrofasores coletados pelas PMUs ou enviados por outros PDCs, ordená-los no tempo com base nas etiquetas de tempo e realizar tratamento de erros de transmissão. Diante ao exposto, verifica-se que o PDC é um dispositivo centralizador que armazena os dados de medição fasorial, disponibilizando-os para os aplicativos do SMFS.

Devido à grande quantidade de funções, o concentrador de dados é uma das partes mais complexas do SMFS. Porém, por causa de seu desenvolvimento ainda recente em âmbito mundial, não existe um consenso quanto à estrutura das rotinas computacionais e da configuração de seu *hardware*.

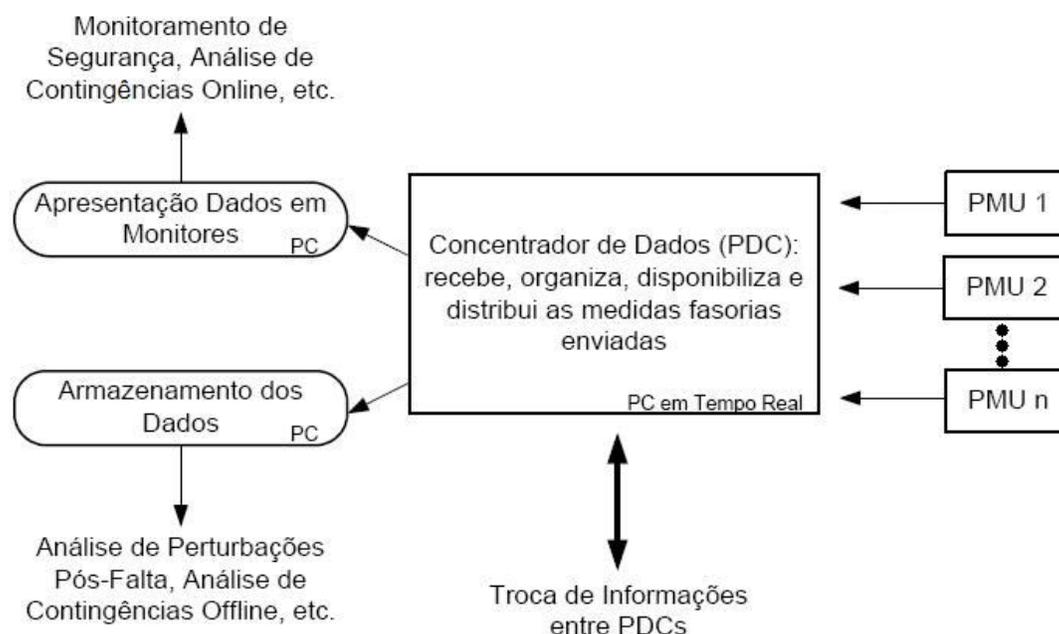


Figura 3.3 - FUNCIONALIDADES DO PDC – FONTE [EHRENSPERGER, 04]

Apresentados os componentes básicos constituintes de um SMFS, as próximas seções discorrem sobre o estágio de desenvolvimento desse sistema e de suas aplicações em diversos países, dentre eles o Brasil.

3.3 Estágio Atual das Aplicações dos SMFS

Com a visão de que a Medição Fasorial apresenta um novo paradigma tecnológico tendo aplicações em diversos processos elétricos, vários países, incluindo o Brasil, estão em processo de implantação ou já implantaram um SMFS. O estágio de desenvolvimento desta tecnologia e de suas aplicações nos principais centros de energia do mundo é, portanto, apresentado nesta seção.

3.3.1 EUA - Projeto WAMS

O desenvolvimento de WAMS (*Wide Area Measurement System*) teve seu início no sistema elétrico da costa oeste dos Estados Unidos (*Western Interconnection of North America Power System*), em consequência da crescente necessidade de informações dinâmicas do SEP. Em 1989, reconhecendo a importância de estudos nesta área, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE – *Department of Energy*) juntou-se a duas companhias federais de energia – BPA (*Bonneville Power Administration*) e WAPA (*Western Area Power Administration*), no primeiro projeto em larga escala de WAMS. Em 1994, o instituto de pesquisa EPRI (*Electric Power Research Institute*) iniciou o primeiro de muitos projetos relacionados a WAMS, acrescentando seus projetos de desenvolvimento de PMUs aos esforços de desenvolvimento de WAMS [Cai, 05].

Até 2005, os resultados alcançados pelo projeto WAMS no WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) foram:

- amadurecimento das tecnologias de PMUs e PDCs;
- melhor modelagem da dinâmica do sistema;
- recursos de alto desempenho para supervisão direta e teste da dinâmica do sistema;
- desenvolvimento de um protótipo de um sistema de proteção sistêmica conhecido como WACS (*Wide Area Stability and Voltage Control System*).

Em 2003, foi iniciada a implantação de um WAMS no sistema interligado da costa leste dos Estados Unidos com a supervisão do DOE através do projeto denominado EIPP (*Eastern Interconnection Phasor Project*).

Uma visão geral das unidades fasoriais no sistema norte americano é apresentada na Figura 3.4 adaptada de [NASPI, 09].

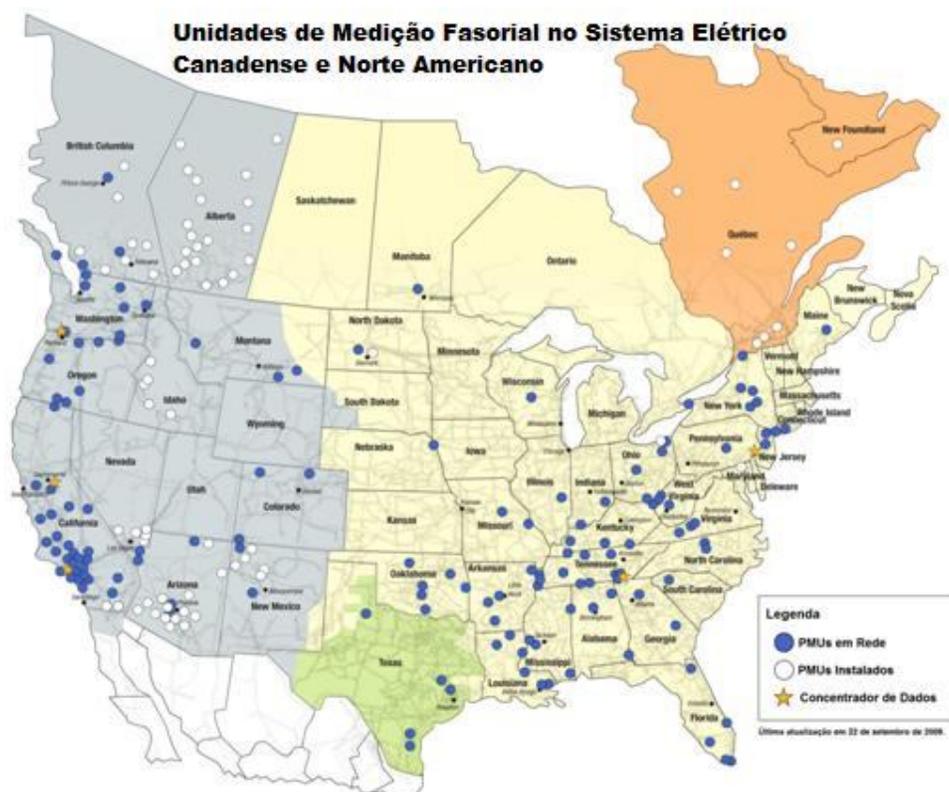


Figura 3.4 - PMUs NO SISTEMA ELÉTRICO CANADENSE E NORTE AMERICANO – FONTE [NASPI, 09]

O projeto de WAMS no sistema oeste dos Estados Unidos (WECC) teve um papel importante na modelagem dinâmica desse sistema, permitindo o desenvolvimento de metodologias de validação tanto do comportamento do sistema quanto de modelos individuais de componentes do sistema elétrico. Tal projeto permitiu, também, o desenvolvimento de uma ferramenta denominada DSI (*Dynamic System Identification*) para executar o monitoramento do comportamento do sistema, bem como sua validação.

O blecaute ocorrido em agosto de 2003 na costa leste dos Estados Unidos confirmou a urgência de informações sistêmicas, impulsionando o projeto EIPP. Anteriormente, era verificada na costa leste que as companhias utilizavam a Medição Fasorial para supervisão e aplicações específicas de suas redes. A tecnologia desenvolvida na costa oeste foi então empregada nesse projeto. A primeira fase do projeto EIPP foi concluída em 2004 com a instalação de 30 PMUs e 5 PDCs sendo que, dentre eles, o PDC da companhia TVA (*Tennessee Valley Authority*) funciona como um super PDC, sendo o servidor central do projeto EIPP. A segunda fase tem como alvo instalar 350 PMUs.

Outras atividades pretendidas são: incorporar as medidas fasoriais na estimação de estados, identificação de aplicações *on-line* e *off-line* e desenvolvimento de políticas de compartilhamento de dados e padrões de aplicações [Cai, 05].

Em 2007, os dois projetos WECC e EIPP foram agregados à iniciativa NASPI (*North American SynchroPhasor Initiative*), que contempla, também, o sistema elétrico mexicano e canadense [Phadke, 08b]. Com o intuito de avançar o desenvolvimento e uso de dispositivos de medição, compartilhamento de fasores e aplicações tais como monitoração de grandes áreas, operações em tempo real, planejamento do SEP e análise pós-distúrbio, essa iniciativa é subdividida em grupos de trabalhos tais como: o RTTT (*Real Time Applications Task Team*), o PRTT (*Performance Requirements Task Team*), o *Business Management Task Team* e o *Off-line Applications Task Team*.

3.3.2 México

Na década de 90, a comissão federal de eletricidade do México (CFE – *Comisión Federal de Electricidad*) desenvolveu um projeto de sistema de medição fasorial com o objetivo de analisar contingências e visualizar os estados de operação do SEP. Em sua primeira etapa, foram instaladas 15 PMUs em dois dos quatro subsistemas que compõem o sistema mexicano. A determinação dos locais de instalação foi baseada em pontos com elevados índices de geração e carga e interligações críticas. Nesse primeiro estágio, também, foram estudadas análises pós-falta e validação de modelos.

Em uma segunda etapa desse projeto, foi proposto o desenvolvimento de um SMFS para segurança e integridade do sistema mexicano, recebendo o nome de SIMEFAS (*Sistema de Medición Fasorial*) e ilustrado na Figura 3.5 adaptada de [Martínez, 08]. Esse projeto inclui aplicações para visualização e tomada de decisão em tempo real, esquemas de proteção especial, controle discreto e participação na iniciativa NASPI (*North American Synchrophasor Initiative*). Este último com o objetivo de integrar os SMFS do Canadá, Estados Unidos e México. Para permitir esta integração, o subsistema *North Baja California* (BCN-WECC) optou por uma taxa de aquisição de medidas de 30 fasores por segundo enquanto que o restante das PMUs instaladas no sistema mexicano apresenta taxa de 20 fasores por segundo.

Em [Martínez, 08] são apresentadas algumas experiências com esse projeto, sendo interessante destacar: análise pós-distúrbio, validação do banco de dados, simulação de contingências, protótipo de aplicações para controle adaptativo e controle discreto

através do cálculo das diferenças angulares. A integração de dados dos equipamentos: PMU, relés digitais e registradores de perturbação com funcionalidade de PMU com os PDCs também é destacada como ponto chave do projeto. Além disso, foram estabelecidas pela CFE quatro aplicações que deveriam operar com o SIMEFAS:

- análise pós-distúrbio;
- supervisão em tempo real;
- proteção de grandes áreas e esquemas de controle;
- estimador de estados baseado em PMU.

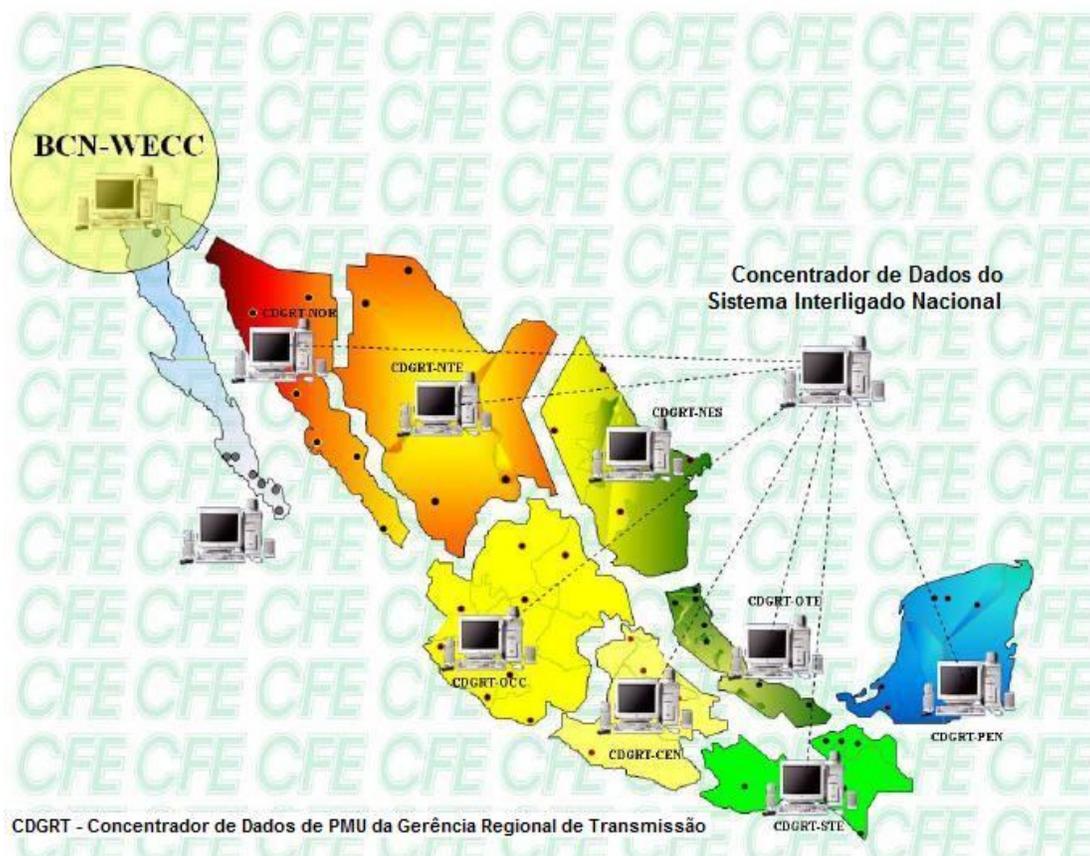


Figura 3.5 - PMUs E PDCs NO SISTEMA MEXICANO – FONTE [MARTÍNEZ, 08]

3.3.3 China

As primeiras unidades de medição foram instaladas na China em 1995. Até 2002, mais de 30 PMUs e 5 PDCs já estavam em funcionamento, permitindo o monitoramento dinâmico de oscilações de baixa frequência. No final de 2002, começaram a ser produzidas as primeiras unidades de medição nacionais, sendo implantadas no sistema

elétrico chinês em 2003. Desde então, um número crescente de PMUs foi comissionado, alcançando em 2007 um total de mais de 400 dispositivos instalados nas subestações de 500 e 330 kV [Phadke, 08b]. A Figura 3.6 ilustra algumas subestações nas quais foram instaladas PMUs.

Além de ferramentas para análise de oscilações de baixa frequência, que já foram testadas em campo, outras como estimação de estados, proteção adaptativa e controle de emergência estão em desenvolvimento.



Figura 3.6 - LOCALIZAÇÃO DAS PMUS NA CHINA – FONTE [ANDRADE, 08]

3.3.4 Brasil - MedFasee

Iniciado em 2001, o Projeto Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica – MedFasee – tem por objetivos principais a pesquisa, o desenvolvimento e a divulgação da tecnologia de medição fasorial sincronizada e de suas aplicações. Desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina e a empresa Reason Tecnologia S.A. e financiado pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), o projeto apresenta três áreas distintas de pesquisa: (1) a PMU em si, (2) o sistema de transmissão, (3) a concentração de dados e as aplicações das medidas disponíveis nos PDCs.

Dentre os trabalhos já desenvolvidos e publicados destacam-se um protótipo instalado no sistema de 500 kV da ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e um protótipo de baixa tensão para monitoramento do SIN que conta com nove PMUs instaladas, conforme indicado na Figura 3.7. Recentemente, foram iniciados estudos para instalação de um protótipo no sistema de transmissão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) [MedFasee, 10].

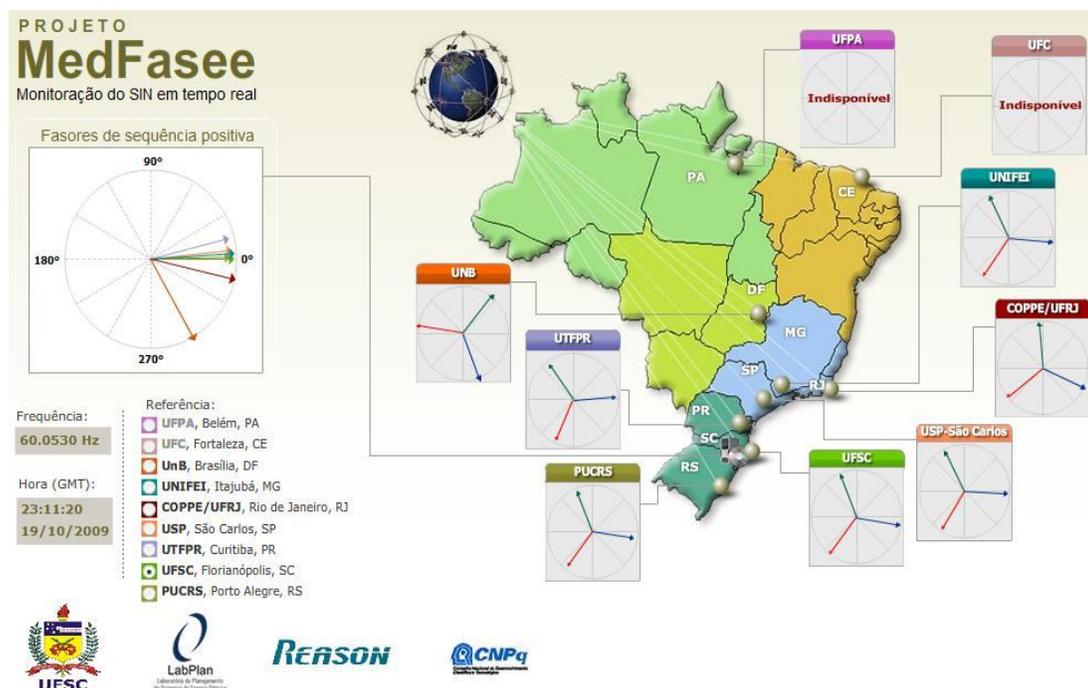


Figura 3.7 - LOCALIZAÇÃO DAS PMUs DO PROJETO MEDFASEE – FONTE [MEDFASEE, 10]

Na próxima seção é apresentado, de forma detalhada, o projeto nacional brasileiro de medição fasorial sincronizada.

As experiências apresentadas mostram que o interesse na tecnologia de medição fasorial vem crescendo, havendo várias pesquisas concluídas e em andamento em vários sistemas elétricos.

3.4 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – Projeto Nacional

O cenário atual do sistema elétrico brasileiro, já descrito em capítulo anterior, e o crescimento da complexidade de sua operação evidenciam que os processos atuais de supervisão, controle e proteção não são mais suficientes para fornecer à operação do sistema base para responder, em tempo real, às consequências de distúrbios em geral. Neste contexto, a tecnologia de Medição Fasorial surge como uma alternativa de

aprimoramento desses processos. Com essa visão, o ONS, objetivando implantar essa tecnologia no SIN, iniciou em 2005 um projeto para instalar um sistema de registro de desempenho dinâmico do sistema durante perturbações sistêmicas [Volskis, 07].

Na realidade, o interesse na instalação de um SMFS nacional surgiu em 1999 com o objetivo de se detectar oscilações existentes entre áreas e regiões do sistema elétrico. A instalação de PMUs serviria para aumentar a confiabilidade do SIN através de registro de distúrbios dinâmicos. Contudo, esse projeto somente se concretizou em 2005, sendo conhecido no Plano de Ação do ONS como Projeto 6.2 – *Implantação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração*.

No final de 2005, a empresa de consultoria Kema foi contratada para a realização dos seguintes trabalhos: definição da arquitetura de Medição Fasorial, especificação técnica do CDC (Concentrador de Dados Central) do ONS, documentação para consulta e aquisição do CDC, especificação técnica das PMUs, especificação técnica dos canais de telecomunicação entre as PMUs e o CDC, bem como desenvolvimento de metodologia para ensaios funcionais para homologação das unidades fasoriais [Volskis, 07].

Este projeto já se encontra concluído e colheu diversas contribuições de Agentes e fabricantes. Os ensaios funcionais para homologação das PMUs foram realizados pelo *National Institute of Standard and Technology – NIST*⁷, entre fevereiro e junho de 2009, com a consultoria técnica da *Quanta Technology* e da Universidade *Virginia Tech*. Os resultados dos ensaios para certificação das unidades de medição fasorial de oito fabricantes (ABB, Arbiter, Areva, GE, Qualitrol, Reason, SEL e Siemens) foram apresentados em setembro de 2009 e considerados bons pelo diretor geral do ONS [Informativo ONS – Ano I – nº 04 setembro/2009]. Contudo, nenhum dos equipamentos foi aprovado em todos os testes. Os fabricantes foram, então, notificados e realizaram ajustes em suas PMUs com o intuito de submeter novamente o equipamento para novos testes coordenados pelo ONS. Este segundo processo de avaliação estava previsto para ocorrer em julho de 2010. Assim que esses equipamentos forem certificados, as concessionárias poderão comprá-los e instalá-los em suas respectivas redes de energia e, principalmente, nos locais identificados pelo ONS para implantação do projeto de SMFS brasileiro.

⁷ NIST – *National Institute of Standard and Technology* – Agência não reguladora do Departamento de Comércio dos Estados Unidos com o objetivo de promover a inovação e a competitividade industrial através de avanço na metrologia, nos padrões e na tecnologia, visando ampliar a segurança econômica e a qualidade de vida.

Com respeito às aplicações dos dados fasoriais, em 2006, outro projeto foi acrescentado ao Plano de Ação do ONS ficando conhecido como Projeto 11.11 – *Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial a Sistemas de Apoio à Tomada de Decisão em Tempo Real*. A empresa Kema foi novamente contratada no final de 2006 para a realização dos seguintes trabalhos: avaliação dos ganhos econômicos para o SIN com o uso da medição fasorial, estudo para localização de PMUs sob a ótica do uso da medição pelo Estimador de Estado, complementação dos requisitos técnicos desenvolvidos no projeto 6.2 considerando as aplicações de Tempo Real, avaliação da evolução do SMFS para uso em Tempo Real, identificação das PMUs já instaladas que atendam aos requisitos técnicos do ONS, identificação das alterações nos atuais Estimadores de Estado do ONS para uso da medição fasorial, identificação de novas aplicações para Tempo Real que façam uso da medição fasorial, assim como implantar aplicações no Tempo Real [Volskis, 07].

Em 2008, ambos os projetos foram unificados recebendo o nome de Projeto 6.2 – *Implantação de Sistema de Medição de Fasores para o SIN* [Volskis, 09].

Esse segundo trabalho desenvolvido pelo ONS, no âmbito do projeto ESTAL (*Energy Sector Technical Assistance Project*), já se encontra concluído, tendo sido realizada a avaliação das possíveis aplicações da tecnologia de medição fasorial em termos de viabilidade, esforço de implantação, benefícios para a operação, controle e proteção e retorno financeiro.

No âmbito das aplicações em tempo real, foram identificadas as seguintes funcionalidades:

- Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM);
 - Monitoração de Oscilações do Sistema (SOM);
 - Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (LLLM);
 - Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (WAHM);
 - Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (EVSA);
 - Análise de Contingência *On-line* (OLCA);
 - Proteções de Sistema para Grandes Áreas (WASP);
 - Controle de Sistema para Grandes Áreas (WASC).
-

Dentre essas aplicações, foram escolhidas as seguintes para serem implementadas no sentido de realizar uma espécie de “prova de conceitos” do uso dos sincrofasores em tempo real:

- Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)
 - Monitoração do Nível de Estresse do Sistema (*System Stress Monitoring - StressMon*);
 - Assistente para Conexão de Ilhas Elétricas (*Electrical Islands Connection Assistant - SynchAssist*): A principal finalidade desta aplicação é auxiliar o operador na reconexão de ilhas elétricas através da monitoração da diferença angular entre barras do sistema e da divergência de frequência dos subsistemas selecionados. Com representações gráficas, esta ferramenta apresenta, além da diferença de módulo e ângulo entre as barras selecionadas, a tendência de valores calculados destas grandezas e o tempo de duração da diferença angular. Um estudo de caso desta funcionalidade é descrito em [Volskis, 09];
 - Assistente para Fechamento de Loop (*Loop Closing Assistant - LoopAssist*).
- Monitoração de Oscilações do Sistema (SOM)
 - Monitoração de Oscilações Pouco Amortecidas (*DampMon*).

Dentre os aplicativos listados, vale ressaltar que todos apresentam vantagens para o restabelecimento do sistema, principalmente a funcionalidade SynchAssist que trará aos centros de operação informações acerca do fechamento das interligações entre ilhas, eliminando a atual filosofia que consiste no fechamento através da “tentativa e erro”. Esta aplicação trará maior segurança e redução de tempo para o processo de recomposição, além de permitir ao operador explorar todos os recursos do sistema para direcioná-lo a uma condição que possibilite a interligação de ilhas, a fim de evitar novos distúrbios que colocariam em risco a retomada do sistema. Este assunto será novamente tratado, neste texto, quando o uso de dados fasoriais no restabelecimento do SEP for abordado.

3.4.1 Configuração do Projeto Piloto do SMFS Nacional

A Figura 3.8 apresenta as subestações escolhidas para a instalação das unidades de medição fasorial do projeto nacional. A estratégia de localização considerou pontos onde o desempenho dinâmico dos perfis de tensão são críticos, pontos que são cruciais para o suprimento dos principais centros de carga e pontos vizinhos à rede de corrente contínua do sistema de transmissão de Itaipu. Os locais foram determinados com base em estudo de estabilidade eletromecânica, estabilidade para pequenos sinais e de tensão, além do conhecimento adquirido após décadas de estudos de desempenho dinâmico e análise de distúrbios.

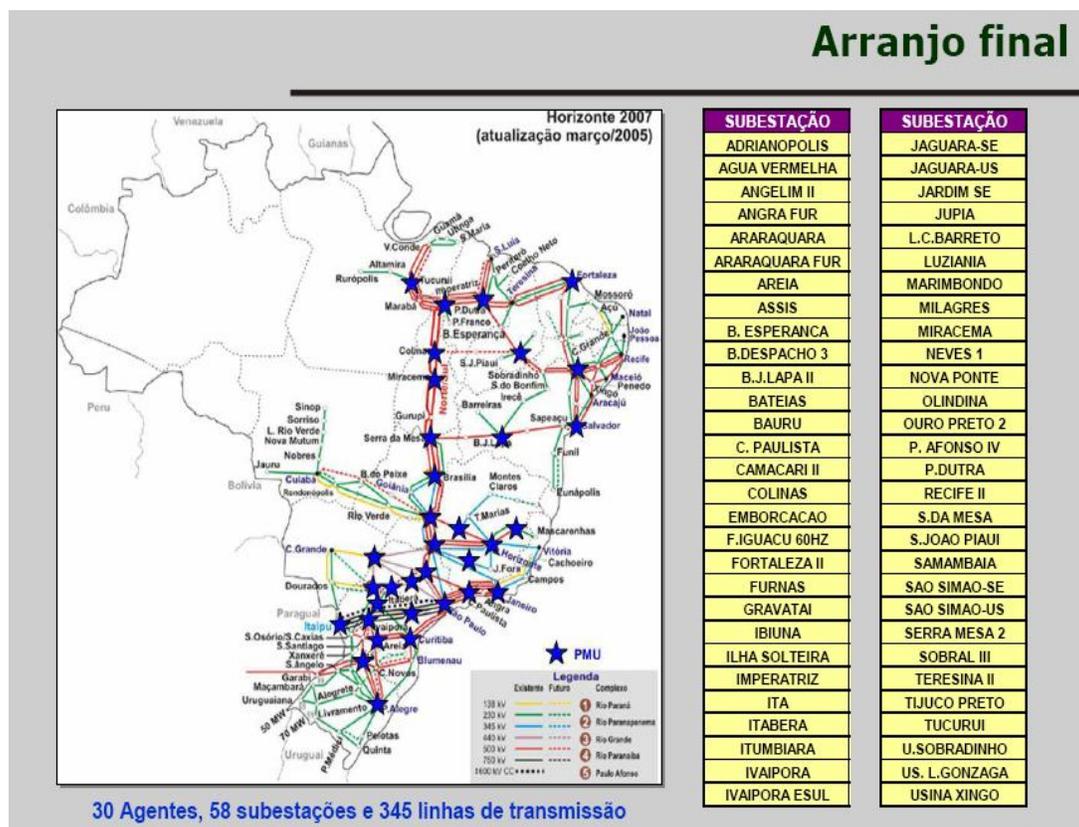


Figura 3.8 - LOCALIZAÇÃO DAS PMUS PLANEJADAS PARA SEREM INSTALADAS NO PROJETO DO SMFS BRASILEIRO – FONTE [ANDRADE, 08]

Vale ressaltar que são contempladas nove subestações do sistema CEMIG (Bom Despacho 3, Emborcação, Jaguará – SE, Jaguará – US, Neves 1, Nova Ponte, Ouro Preto 2, São Simão – SE, São Simão – US) para a instalação de PMU do projeto nacional.

No projeto nacional estão previstos seis concentradores de dados, conforme ilustrado na figura 3.9, sendo:

- um CDC primário atuando a nível nacional e localizado no CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) em Brasília;
- um CDC secundário que atuaria como *back-up* do primeiro mas localizado no Rio de Janeiro;
- quatro CDC regionais localizados nos quatro COSR (Centros de Operação Regionais) brasileiros:
 - Regional Sul situado em Florianópolis: COSR-S;
 - Regional Sudeste situado no Rio de Janeiro: COSR-SE;
 - Regional Norte/Centro-Oeste situado em Brasília (COSR-NCO);
 - Regional Nordeste situado em Recife (COSR-NE).

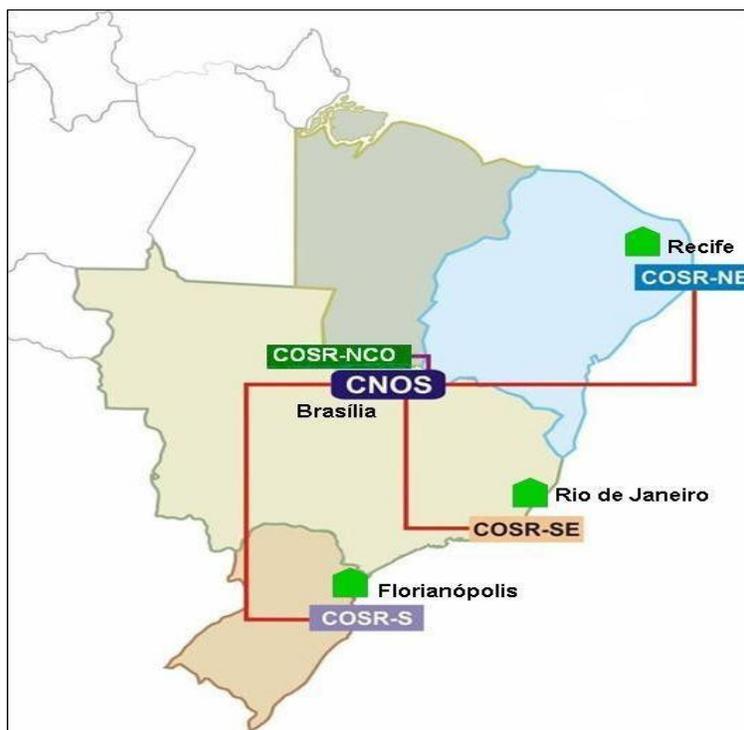


Figura 3.9 - LOCALIZAÇÃO DOS CONCENTRADORES DE DADOS DO SMFS BRASILEIRO – FONTE [ANDRADE, 08]

3.5 Considerações Finais

A tecnologia de Medição Fasorial traz uma mudança de paradigma tecnológico para o Sistema Elétrico de Potência. A precisão obtida atualmente, resultado da tecnologia GPS, permite a sincronização de medições tomadas em uma extensa região geográfica possibilitando medir o próprio estado do sistema elétrico (módulo e ângulo das tensões dos barramentos), correntes de linha (módulo e ângulo), assim como frequências, potência ativa e reativa, harmônicos, e diversas outras grandezas de interesse, sincronizadas no tempo.

De acordo com o que já foi exposto nesta dissertação, percebe-se o impacto positivo que o uso de SMFS pode trazer, ou já está trazendo, para as diversas atividades relacionadas ao SEP. O Brasil se insere dentre os países que apostam nesta nova tecnologia, projetando um SMFS de grande porte.

De especial interesse para este trabalho, tem-se a medição direta do ângulo de fase que apresenta uma nova vertente no processo de recomposição do sistema elétrico, permitindo um conhecimento mais preciso da diferença angular entre subestações que serão interligadas, possibilitando a eliminação do processo atual de reconexão de ilhas (“tentativa e erro”) e agregando maior segurança e rapidez ao restabelecimento.

4

RESTAURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – VISÃO GERAL

4.1 Considerações Iniciais

O comportamento do SEP sob condições de emergência e durante o processo de recomposição pode variar dependendo do impacto das contingências que geraram a condição crítica. Relevantes são as características da rede elétrica (suporte de potência ativa/reactiva, por exemplo), dos sistemas de supervisão e controle e dos sistemas de proteção.

O processo de restabelecimento é função da condição do SEP antes, durante e após o distúrbio. Por isso, entender os fatores envolvidos no colapso do sistema e em seu processo de restauração é crucial para a correta operação dos sistemas elétricos.

O desligamento dos sistemas de potência traz grande impacto social e econômico, agravado pela duração e velocidade de recomposição. Esforços sempre têm sido realizados para tornar o controle restaurativo mais eficiente.

Entretanto, conforme já enfatizado, a atividade de recomposição é uma das mais complexas envolvendo quase todos os aspectos de planejamento e operação do sistema. A Figura 4.1, adaptada de [Lindenmeyer, 96], mostra de forma ilustrativa tal complexidade (envolvimento de Estimador de Estados, controle corretivo e de emergência, estudo de curto-circuito, localização de faltas, tratamento de alarmes etc.).

Para que se possa avaliar o impacto da Medição Fasorial no restabelecimento do sistema elétrico, este Capítulo tem a finalidade de apresentar, de forma detalhada, o processo de Recomposição, abrangendo os principais problemas associados ao restabelecimento, as estratégias conceituais existentes, as estratégias adotadas por empresas de energia e o histórico de alguns blecautes.

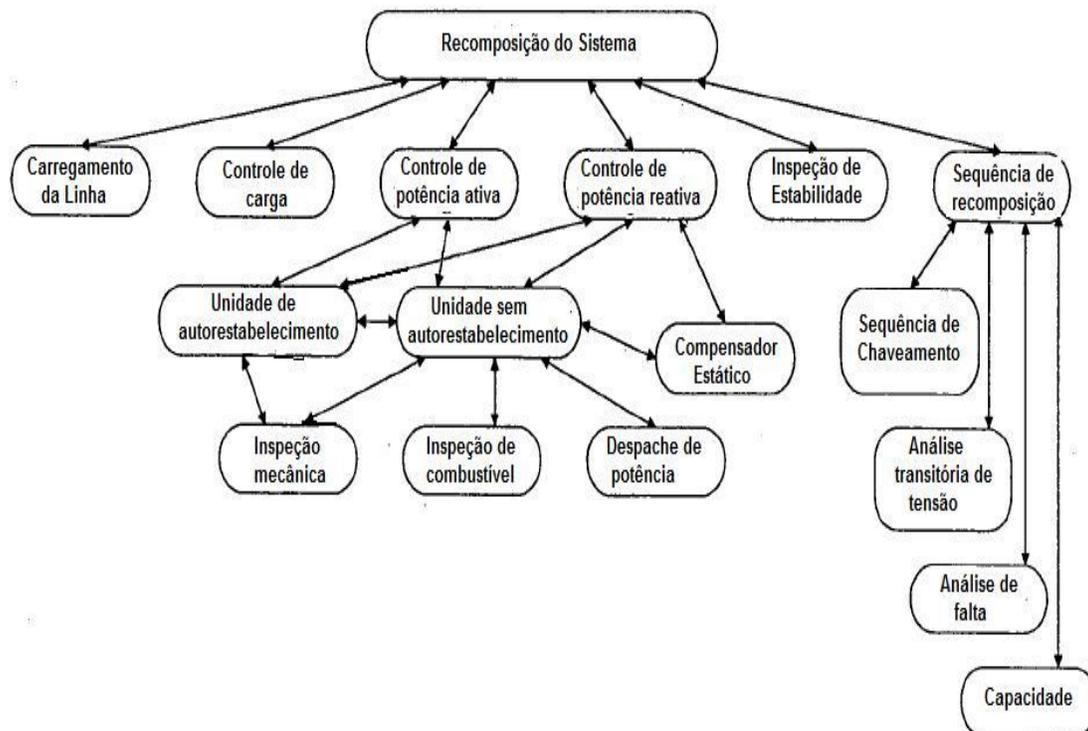


Figura 4.1 - ASPECTOS DO PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO ENVOLVIDOS NA RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO – FONTE [LINDENMEYER, 96]

4.2 Exemplos de Grandes Desligamentos e seus Impactos

Para enfatizar a necessidade de planos de recomposição bem definidos, vale citar alguns casos de grandes desligamentos, mostrando suas causas e impactos para a sociedade.

Em abril de **1988**, o sistema elétrico da concessionária *Hydro-Québec* sofreu um blecaute completo que resultou em um custo de US\$ 14 milhões. Para a sociedade, os custos foram estimados em cerca de US\$ 5 a US\$ 10 milhões por hora [Huang, 92].

Em agosto de **2003**, grande parte do sistema elétrico que atende ao nordeste dos Estados Unidos e Canadá sofreu vários desligamentos em cascata, deixando de atender a aproximadamente 61.800 MW de carga e impactando 50 milhões de consumidores. Considerado o maior blecaute da história norte americana, inúmeras investigações foram realizadas tanto pelas concessionárias de energia quanto pelos governos de ambos os países para determinar a causa, minimizar futuras ocorrências e revisar os procedimentos anteriores de recomposição. A concessionária de energia Ontario sofreu a perda de 23.000 MW de carga [IMO, 04].

Em **2006**, o sistema elétrico da UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), na Europa, sofreu um distúrbio originado na rede de transmissão do norte da Alemanha que resultou no desligamento de 15 milhões de consumidores e na separação do sistema UCTE em três ilhas. Diversas foram as tentativas e falhas, seguidas de sucesso, falha e tentativa, antes que a situação de novo sincronismo entre as ilhas fosse obtida. Somente esse processo durou cerca de 38 minutos. Devido à severidade do blecaute, um comitê de investigação foi criado e apresentou suas conclusões sobre o incidente em [UCTE, 06].

No **Brasil** merecem destaque três grandes blecautes que aconteceram nos anos de **1999**, **2002** e o mais recente em **2009**. O primeiro ocorreu no sistema de 440 kV, tendo início na subestação de Bauru no estado de São Paulo e resultou no ilhamento de duas usinas geradoras: Jupia e Ilha Solteira. Toda a rede de 440 kV de São Paulo foi afetada juntamente com o sistema de 750 kV e o sistema de corrente contínua de 600 kV, ocasionando um colapso do sistema sul, sudeste e centro-oeste. O segundo blecaute também começou na rede de 440 kV, na subestação Araraquara, e resultou na perda deste sistema e na perda parcial do sistema de 500 kV da região sudeste. Com duração superior a quatro horas, ambos os distúrbios tiveram interrupção de aproximadamente 24.000 MW e mostraram que a operação do sistema elétrico do sudeste é um desafio em termos de chaveamentos involuntários que podem levar ao colapso de tensão [Gomes, 04].

O blecaute mais recente no sistema elétrico brasileiro ocorreu no dia 10 de outubro de 2009, deixando 18 estados no escuro em média 222 minutos. Conforme apresentação realizada pelo ONS aos órgãos governamentais [ONS, 09], a perturbação começou a partir do desligamento da linha de transmissão de 765 kV entre as subestações de Ivaiporã e Itaberá, resultado de 3 curtos-circuitos praticamente simultâneos nessa linha. Na Figura 4.2 é apresentado o intercâmbio de energia entre as regiões do país no momento anterior ao evento.

Após a perda da linha, houve desligamento dos bipolos de corrente contínua e das interligações em 500 e 230 kV entre as regiões sul e sudeste devido à acentuada queda de tensão. Foram interrompidas 24.436 MW de carga sendo os principais estados atingidos pelo blecaute: São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santos, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais. Na Figura 4.3 é apresentada a quantidade de carga interrompida em cada região.

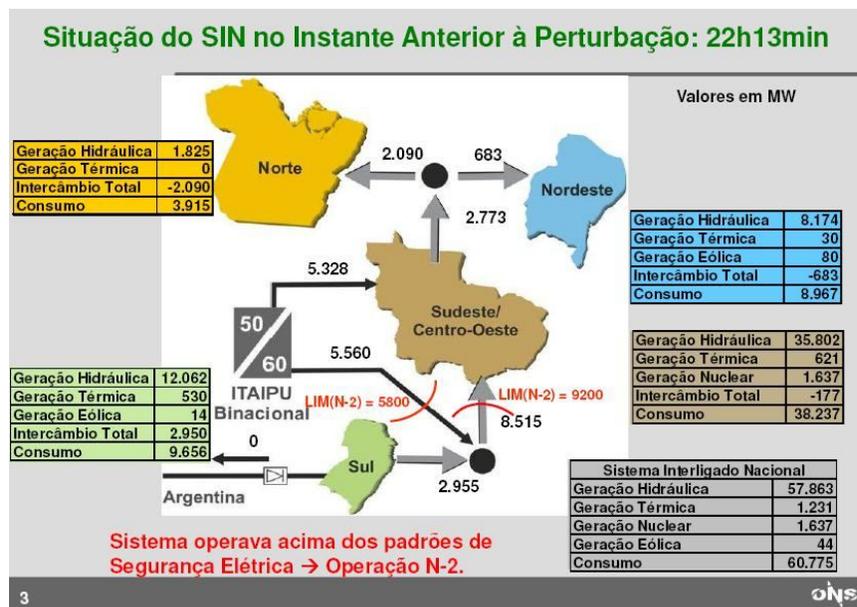


Figura 4.2 - SITUAÇÃO DO SIN ANTES DA PERTURBAÇÃO – FONTE [ONS, 09]

Estado/Região	Carga Interrompida (MW)	Tempo Médio (min)	Energia Interrompida (MWh)	
SP	14378 (87)	256	61399,0	Áreas mais atingidas
RJ	6231 (100)	232	24126,8	
ES	1342 (100)	129	2881,7	
MG	517 (10)	61	524,5	
SUDESTE	22468 (65)	237	89932,0	
PR	53 (1)	3	2,7	
SC	35 (1)	18	10,5	
RS	16 (0,5)	6	1,6	
SUL	104 (1)	9	14,8	
GO	89 (7)	9	13,4	
MT	190 (29)	32	101,3	
MS	588 (100)	94	921,2	
CENTRO-OESTE	867 (27)	72	1035,9	Cargas interrompidas pelo Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC
AC	59	30	29,5	
RO	136	30	68,0	
NORTE	195 (7)	30	97,5	
AL	54 (4)	31	27,9	
BA	150 (6)	30	75,0	
PB	94 (13)	5	7,8	
PE	414 (21)	22	151,8	
RN	38 (5)	5	3,2	
SE	52 (12)	5	4,3	
NORDESTE	802 (8)	20	270,0	
BRASIL	24436 (40)	222	90350,2	

Recomposição das Cargas

Relação entre a carga interrompida e a carga no instante da ocorrência(%)

Figura 4.3 - QUANTIDADE DE CARGA INTERROMPIDA EM CADA REGIÃO – FONTE [ONS, 09]

Após a perturbação, o esquema de controle de emergência atuou cortando geração da usina de Itaipu e desligou as LTs de 765 kV entre as subestações Tijuco Preto e Ivaiporã e Foz do Iguaçu e Ivaiporã. Esse esquema de ilhamento permitiu que a região sul não fosse afetada pelo distúrbio. Em seguida houve a separação do sistema Acre-Rondônia para evitar que o colapso se espalhasse para a região norte. O intercâmbio de energia do sistema ficou conforme ilustrado na Figura 4.4.

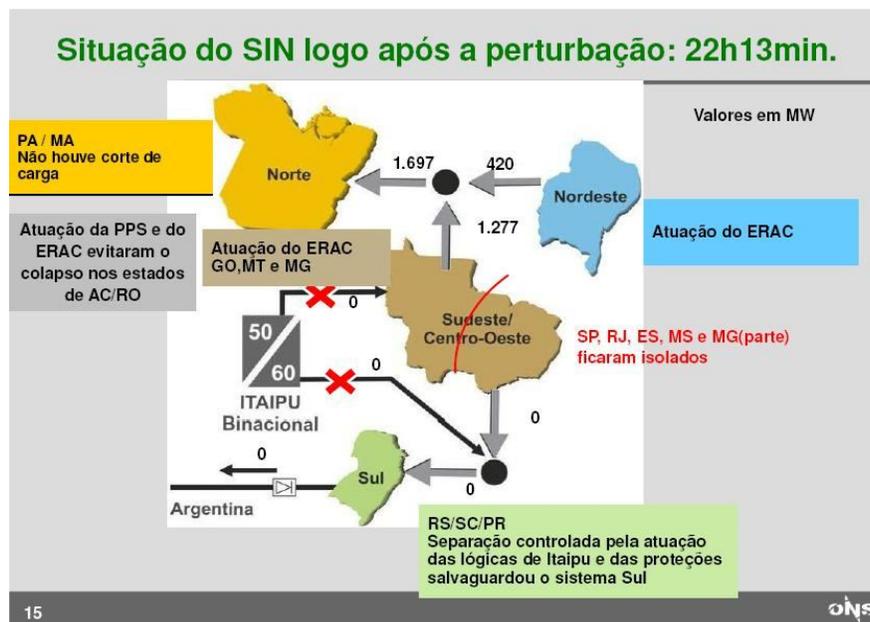


Figura 4.4 - SITUAÇÃO DO SIN DEPOIS DA PERTURBAÇÃO – FONTE [ONS, 09]

No relatório [ONS, 09], são apresentadas como causa dos curtos-circuitos que originaram o colapso: descargas atmosféricas e redução da efetividade dos isoladores submetidos às condições meteorológicas adversas. Por fim, foram apresentadas as propostas de providências para redução do risco de novo distúrbio.

Diante dos impactos negativos dos grandes desligamentos, diversas ações devem ser direcionadas para minimizá-los. Estratégias devem ser tomadas para diminuir os fatores de pré-disposição para situações emergências, tais como investir em reforços elétricos e energéticos para o SEP, otimizar as gestões de operação e manutenção, dentre outras. Contudo, desligamentos não são completamente evitáveis e, no que diz respeito ao controle restaurativo, esforços devem ser direcionados para a melhoria dos procedimentos, tornando-os mais exatos e rápidos. O uso de dados dos SMFS vem nesta direção, conforme tratado nesta dissertação.

4.3 Estratégias de Recomposição

4.3.1 Evolução - Comentários

Historicamente, as primeiras publicações sobre a recomposição do sistema elétrico datam do início da década de 40, quando este apresentava extensões reduzidas e baixas tensões. Os blecautes na época eram geralmente causados por calamidades como

tempestades e inundações. A partir da década de 70, o interesse sobre o assunto foi renovado devido ao aumento da taxa de blecautes, maior complexidade nos casos de colapso, grandes sistemas interligados em altas tensões e o surgimento de novas tecnologias [Huang, 92].

A forma de se operar o SEP também mudou ao longo dos anos. Inicialmente, as ações de controle eram realizadas manualmente em componentes primários do sistema. Com o desenvolvimento do sistema SCADA, os controles manuais passaram a ser feitos remotamente de uma sala de controle. A operação, portanto, se tornou centralizada e o número de pessoas necessárias para exercê-la decresceu. O operador, que antes tinha uma visão mais local sobre a operação, passou a contemplar o SEP de forma sistêmica. Contudo, apesar do automatismo das ações de controle ao longo dos anos, este tem se dado, na maioria das vezes, em caráter local. Em termos sistêmicos, é ainda significativo o volume de comandos manuais por parte do operador. Desta forma, as equipes dos centros de operação têm trabalhado sob grande pressão, pois passaram a ter a responsabilidade pelo controle centralizado, recebendo grande volume de informações que nem sempre são processadas da forma mais adequada para subsidiar suas decisões.

Enquanto grande parte das ações de controle de emergência são automatizadas, o controle restaurativo conta com ações automáticas quase sempre ao nível local (subestações), ficando a maior parte do procedimento realizada por meio da atuação do operador.

4.3.2 Caracterização das Estratégias

Diferentes abordagens podem ser utilizadas dependendo do tamanho da área afetada, da possibilidade de receber assistência de sistemas vizinhos, da quantidade de usinas de autorrestabelecimento e do tipo de usinas no sistema [Agneholm, 96], [Lindgren, 09]. Entretanto, a literatura apresenta, basicamente, dois tipos de estratégias como sendo as mais comumente utilizadas no restabelecimento após blecaute.

A estratégia paralela (*build up/ bottom up*), mundialmente mais utilizada, consiste em, após o blecaute, dividir o sistema em áreas eletricamente isoladas e reerguê-las simultaneamente. Para tanto, o estado do sistema (*status* dos disjuntores, condições das usinas etc.) é verificado logo após a ocorrência, e este é então subdividido em sistemas menores contendo pelo menos uma usina de autorrestabelecimento. Posteriormente ao

restabelecimento dessa usina, energia emergencial é enviada aos outros grupos geradores do subsistema que não conseguem religar sozinhos. Após a sincronização destes, as cargas e outras unidades de geração são conectadas. As interligações entre os subsistemas são refeitas, restabelecendo o sistema que, após adquirir capacidade de absorção de potência reativa, é conectado aos sistemas vizinhos. Essa estratégia é, portanto, utilizada quando há um blecaute total ou quando se pode obter assistência de sistemas vizinhos para o religamento das unidades geradoras.

A segunda estratégia, denominada sequencial (*build down/top down*), é utilizada em pequenos sistemas com curtas linhas de transmissão ou em sistemas altamente hidrelétricos com boa absorção de potência reativa, e em sistemas com carga concentrada em um determinado local geográfico. Esta estratégia pode também ser utilizada quando há a possibilidade do sistema receber assistência de sistemas vizinhos ou quando sofreu um blecaute parcial. As etapas do restabelecimento consistem em: (1) verificar o estado do sistema, sendo necessária a existência de pelo menos uma usina de autorrestabelecimento na área afetada; (2) enviar energia aos demais geradores; e (3) religar mais linhas de alta e extra-alta tensão. Durante estes primeiros passos, poucas cargas são conectadas, somente aquelas essenciais ao controle da potência reativa. O restante é restaurado quando grandes partes do sistema de transmissão já estiverem recompostas.

Vários são os trabalhos que descrevem as estratégias de recomposição e a experiência adquirida após um blecaute [Lévesque, 08], [Agneholm, 96], [Cheng, 06], [Gomes, 04], em diferentes países. A estratégia adotada pelo sistema brasileiro será tratada de forma detalhada em item posterior. Aqui, para exemplificar outras propostas, é mostrada a estratégia de restauração dos sistemas elétricos canadense e sueco.

Estratégia de Recomposição do Sistema Canadense

A Figura 4.5 ilustra o sistema elétrico da concessionária canadense *Hydro-Québec* que apresenta um parque de geração de 40.000 MW, sendo 95% de origem hidrelétrica. Sua rede de transmissão é constituída de 506 subestações de 44kV a 765 kV com um total de 32.500 km de linhas de transmissão sendo 11.442 km de 735 kV. Até 1997, o sistema canadense era restabelecido pelas linhas de baixa tensão (120 kV e 315 kV) mas, devido à grande distância entre os centros de geração e carga, a recomposição desse sistema passou a ser realizada pela rede de 735 kV. Após um desligamento, o SEP é dividido em 5 sistemas básicos

(*réseaux de base* – RB). O quinto subsistema (RB5) é um ponto estratégico do processo de recomposição, pois além das redes dos outros subsistemas convergirem para ele, esta região contém a maioria dos centros de carga. Teoricamente, não há preferência de qual subsistema será sincronizado primeiramente com o RB5 – o primeiro é aquele que já estiver pronto para tal. Contudo, na prática, os sistemas básicos da região de Manicouagan (RB1 e RB2) têm preferência, permitindo que um maior número de cargas seja restabelecido em menos tempo. Em paralelo à recomposição destes subsistemas, sete ilhas (315 kV ou menor) são recompostas, a fim de atender ao maior número de cargas prioritárias possível em um curto espaço de tempo. Após atingirem estabilidade, estas ilhas são, então, sincronizadas [Lévesque, 08].

Em resumo, o processo de recomposição do sistema *Hydro-Québec* consiste em restabelecer a rede de transmissão em um primeiro momento para depois reconectar as cargas.

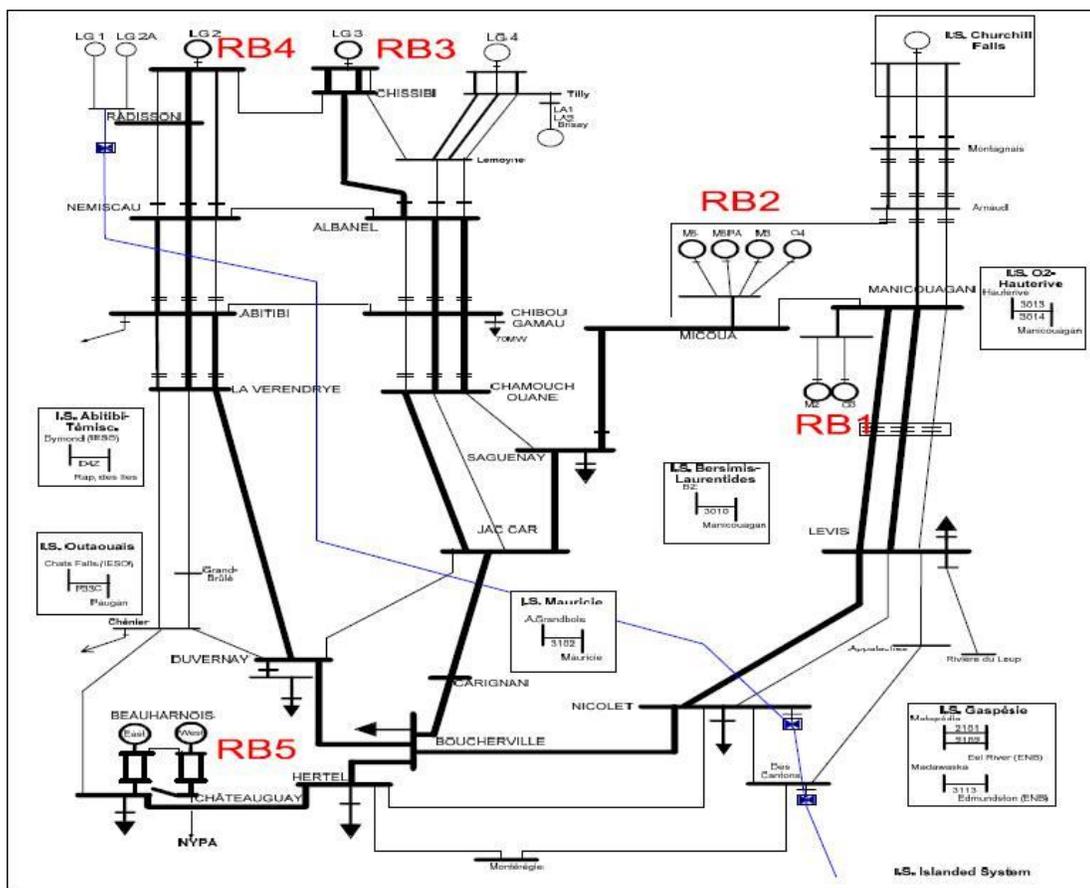


Figura 4.5 - Os 5 SUBSISTEMAS (RB) DE 735 kV E AS 7 ILHAS DE 315 kV DO SISTEMA *HYDRO-QUÉBEC* – FONTE [LÉVESQUE, 08]

Estratégia de Recomposição do Sistema Sueco

O sistema elétrico sueco, por sua vez, é constituído em sua maior parte por usinas hidrelétricas concentradas na região norte do país enquanto a carga está predominantemente na região central e sul, sendo a energia gerada transferida por longas linhas de transmissão. Devido a essa característica geográfica, a estratégia de recomposição adotada é a de restabelecer todo o sistema de transmissão para subsequente atender às cargas (estratégia sequencial). Em cada centro de controle existem instruções de operação que foram formuladas de forma que, se houver parte do sistema que conseguiu se manter estável durante o blecaute, as instruções são iniciadas deste ponto. Em resumo, após o distúrbio, a recomposição inicia-se pelas usinas hidrelétricas com capacidade de autorrestabelecimento que são posteriormente sincronizadas e enviam energia para outras usinas que não podem se autorrestabelecer. Tendo alcançado geração suficiente, as longas linhas de transmissão são energizadas, sendo que a principal estratégia é religar as linhas para as usinas nucleares. Caso não se consiga um rápido restabelecimento destas usinas, as outras usinas térmicas (óleo e carvão) são religadas para que possam limitar a deficiência em potência em consequência da perda da usina nuclear. As linhas de transmissão de corrente contínua que ligam a Suécia com a Alemanha, Finlândia e Dinamarca também assessoram o processo de restabelecimento. Por fim, para não gerarem sobrecarga, os centros de operação locais só podem recompor 50% da carga existente anterior ao blecaute. O centro nacional de operação não atua nessa primeira fase do restabelecimento, a menos que haja alguma complicação ou algum centro regional peça ajuda. A regulação de frequência é feita preferivelmente por um centro local que contenha pelo menos uma usina de autorrestabelecimento [Lindgren, 09].

O sistema sueco faz parte do sistema Nordel, representado na Figura 4.6, que integra outros sistemas de energia (Dinamarca, Finlândia, Islândia e Noruega). Do ponto de vista do sistema Nordel, a estratégia de recomposição adotada é a paralela, uma vez que cada país recompõe seu SEP de forma independente e somente depois são interligados. A título de curiosidade, vale ressaltar que atualmente o sistema Nordel se juntou a outros sistemas (ATSOI – Irlanda; BALTSO – Estônia, Lituânia e Letônia; UKTSOA – Reino Unido e UCTE – Europa Continental) formando o ENTSO-E (*European Network of Transmission System*

Operators for Electricity) englobando 42 centros de operação do sistema em um total de 34 países.



Figura 4.6 - SISTEMA NORDEL – SUÉCIA, DINAMARCA, FINLÂNDIA E NORUEGA – FONTE [LINDGREN, 09]

Com o surgimento do conceito de geração distribuída, em [Pham, 06] é acrescentada às duas estratégias anteriormente descritas uma nova estratégia denominada *deep build-together*. A metodologia dessa estratégia consiste em, durante o restabelecimento do sistema de transmissão através de ilhas, áreas do sistema de distribuição são formadas e expandidas baseadas em centrais distribuídas com capacidade de autorrestabelecimento sem o suporte do sistema principal. Conforme os autores, essa estratégia permite a recomposição de cargas durante todo o processo, além de reduzir o tempo do mesmo.

Pelo exposto neste item e diante dos exemplos apresentados, conclui-se que as estratégias de recomposição devem ser preparadas de acordo com as características de cada sistema elétrico, exigindo procedimentos particulares para cada rede. Para aqueles que se interessam em maiores detalhes de diferentes situações, em [Huang, 92] é apresentada uma coletânea de procedimentos para recomposição.

4.4 Implementação das Estratégias de Recomposição

4.4.1 Discussões Iniciais

Uma vez estabelecida a estratégia de restabelecimento, esta deve ser implementada por meio da execução de ações de controle adequadas. Há diferentes maneiras de se implementá-la. Os passos do processo de restabelecimento poderiam ser determinados nas etapas de planejamento e repassados para execução em tempo real via Instruções Operativas, as quais seriam executadas manualmente pelo operador ou de forma automática ou, ainda, o processo poderia ser todo ele determinado em tempo real.

Visando caracterizar as diversas possibilidades de implementação, em [Bretas, 01] e [Giri, 92] são apresentados três “princípios de organização”:

- Restabelecimento Automático (*Automated Restoration*): Durante um blecaute, os dados do sistema serão coletados pelo sistema EMS/SCADA para que programas computacionais possam desenvolver um plano de recomposição que, após concluído, enviará a sequência de chaveamento pelo SCADA para os componentes do sistema. Neste princípio, o operador somente supervisiona o processo.
 - Restabelecimento Auxiliado por Computador (*Computer Aided Restoration*): Diferentemente do caso anterior, o operador utiliza procedimentos de recomposição e programas de análise do sistema para ajudá-lo a desenvolver um plano de restabelecimento. O operador também é responsável por implementar o plano desenvolvido, utilizando o EMS/SCADA para envio da sequência de chaveamento.
 - Restabelecimento Cooperativo (*Cooperative Restoration*): Nesse último princípio, um programa computacional desenvolve o plano de restabelecimento com os dados obtidos pelo EMS/SCADA e o operador é o responsável por implementá-lo.
-

Vale observar que em todas as abordagens acima, o plano é desenvolvido por programas computacionais em tempo real ou pelo operador em tempo real. Não está inclusa a situação onde os planos são elaborados na etapa de estudos e implementados em tempo real via ação do operador.

Dando continuidade às discussões, em [Bretas, 01] são apresentadas três metodologias como substitutas das instruções predefinidas utilizadas pelas concessionárias. Estas são classificadas como: Matemática Computacional (*Mathematical programming techniques*), Sistemas Baseados em Conhecimento (*Knowledge based systems techniques*) e *Petri-nets*. A primeira consiste em representar o *status* dos disjuntores em um vetor, onde algoritmos de busca podem ser implementados para se encontrar a configuração final do sistema. Após determinar esta configuração, é utilizado um programa de fluxo de potência para validá-la. A segunda compreende uma série de regras vistas em uma árvore de decisão que geram uma ação dependendo se uma determinada condição for atendida ou não. Estas regras são desenvolvidas a partir da experiência do operador e, após definida uma configuração de recomposição, esta é também avaliada pelo programa de fluxo de potência. A última técnica modela os estados dos componentes do sistema elétrico como nós e as tarefas de recomposição a serem realizadas como transições entre os nós. Após desenvolvido o modelo, é utilizado um algoritmo de busca para obter uma sequência de ações que permitirão ao operador recompor o SEP. Nesta técnica também é utilizado o programa de fluxo de potência para validar a sequência escolhida. Segundo o próprio autor, estas três técnicas apresentam como limitação o tempo de simulação que pode ser agravado quanto maior for o sistema a ser recomposto. A fim de contorná-la, é proposto o uso de redes neurais artificiais para o restabelecimento do sistema.

Segundo [Huang, 92], do ponto de vista matemático, a recomposição do SEP é um problema de otimização não linear multiobjetiva com inúmeras restrições (por exemplo fluxo de potência, disponibilidade de equipamentos, estabilidade dinâmica, taxa de acréscimo de carga etc.). Nesta referência é proposta uma metodologia integrada para o planejamento da recomposição do sistema que incorpora heurística (instruções de operação), algoritmos (fluxo de potência, otimização), interface gráfica amigável e banco de dados (dados do SEP, planos anteriores de recomposição). Após extensas simulações numéricas, o autor concluiu que o algoritmo não somente proporciona um caminho sistemático para determinar a solução possível para a recomposição, que é difícil de ser encontrado na metodologia de “tentativa e erro”, mas também reduz a

duração do tempo de restauração do SEP, oferecendo ao operador os parâmetros ótimos para as variáveis de controle.

As visões sobre o processo de restabelecimento apresentadas nos trabalhos citados acima são interessantes, pois denotam a complexidade envolvida no controle restaurativo e mostram os esforços das pesquisas no sentido de tornarem o processo o mais otimizado e automatizado possível.

Em [Lopes, 08] são apresentadas as funcionalidades utilizadas pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG): SARESTA⁸ (Sistema de Apoio ao Restabelecimento), SAPRE (Sistema Automático de Preparação de Estações), Monitoramento de Blecaute, Tags e Modificadores e Tabular de Proteção. Como tais ferramentas estão relacionadas com a proposta apresentada nesta dissertação, optou-se por detalhá-las no Capítulo a ela relacionado.

Várias outras propostas podem ser encontradas na literatura [Lindgren, 09], [Giri, 92], [Huang, 92], [Nouri-Zadeh, 08], [Mendel, 06] sobre o desenvolvimento de funcionalidades para auxiliar o processo de restabelecimento tanto na etapa de planejamento quanto na operação em tempo real.

Entretanto, no contexto desta dissertação, que propõe a inclusão do uso dos SMFS neste processo, é importante identificar como é realizada, na prática, a implementação das estratégias de restabelecimento.

4.4.2 Observações sobre a Prática de Restabelecimento de Sistemas de Grande Porte

Apesar de a literatura apresentar trabalhos que indicam a possibilidade de todo o processo de restabelecimento ser efetuado em tempo real (desde a determinação dos passos a serem seguidos até a execução dos mesmos), na prática isto ainda não tem sido verificado em sistemas de grande porte.

A determinação dos passos do processo requer a avaliação da reação do SEP às ações de restabelecimento (relogamento de linhas, conexão de áreas, sincronismo das máquinas etc.). Isto demanda a simulação do comportamento dinâmico do sistema,

⁸ SARESTA – Aplicativo desenvolvido em projeto conjunto LRC/UFMG – CEMIG, a partir da dissertação [Mundim 06], registrado em [Vale, 99].

envolvendo o uso de diversas ferramentas computacionais, não apenas o cálculo de fluxo de potência. Ressalta-se que o processo precisa ser analisado por completo, do início ao fim, antes de ser implementado. Esta complexidade tem inviabilizado a determinação, em tempo real, de todos dos passos de restabelecimento.

O uso de aplicativos de apoio ao operador não é novidade, inclusive utilizando técnicas e inteligência computacional. Já em [Vale, 99], CEMIG e UFMG desenvolveram o SARESTA, ferramenta auxiliar às equipes no processo de restabelecimento. Vale observar que as ferramentas adotadas na prática do tempo real, normalmente trazem consigo diretrizes anteriormente especificadas. Neste caso, o operador participa, passo a passo, do processo, executando as ações de controle manualmente no sistema elétrico, quando as condições assim permitirem. Dificilmente é deixado para o operador em tempo real decidir sobre o que fazer. Isto pode até acontecer, caso a situação de desligamento tenha sido totalmente imprevista e as condições de religamento deterioradas (catástrofe natural, por exemplo, destruindo fisicamente as instalações). Nestes casos, alternativas são definidas pelas equipes de apoio, a partir de simulações realizadas com os dados de tempo real.

Resumindo, na prática, em sistemas de grande porte, o que se verifica é: as instruções são geradas nos estudos de planejamento, etapa onde são avaliados inúmeros e diferentes cenários de desligamentos e geradas alternativas de religamento para cada um deles; a execução automática de ações tem se dado apenas em nível local (religamento de subestações, por exemplo); ao nível sistêmico, principalmente no religamento de grandes áreas, as ações têm sido manuais e efetuadas remotamente nos centros de operação.

4.5 Questões Típicas do Processo de Restabelecimento

No item anterior foi dito que a elaboração do procedimento de recomposição envolve o estudo detalhado do comportamento do SEP em todo o processo. Algumas questões são inerentes ao controle restaurativo e, dentre elas, as de maior relevância são: Balanço de Potência Reativa, Balanço entre Carga e Geração, Localização de Falhas, Estratégias de Chaveamento, Diferença Angular entre Barras e Ilhamento. Uma breve descrição sobre cada uma delas é aqui apresentada.

Balanco de Potência Reativa

O balanço de potência reativa é de suma importância para o restabelecimento do sistema elétrico, principalmente em seus estágios iniciais quando linhas de transmissão são energizadas sem carga. Em sistemas onde o centro de geração é afastado dos centros consumidores, podem ocorrer sobretensões elevadas que resultariam na queima de equipamentos e distorções harmônicas devido à sobre-excitação de transformadores. Em [Adibi, 99] é apresentada uma avaliação do fechamento de linhas de alta e extra alta tensão durante a recomposição do SEP.

Para controlar a tensão durante o restabelecimento dentro de padrões aceitáveis, ações como conexão de reatores ou carga indutiva ao final da linha são realizadas. Em [Mundim, 96] é ressaltada que a conexão do reator antes da energização da linha é preferível à energização da mesma. O autor enfatiza também que se deve ter cuidado ao conectar uma carga, pois caso esta seja capacitiva, haverá conseqüentemente aumento de tensão no final da linha de transmissão.

A inicialização do religamento por circuitos de baixa tensão em detrimento ao de extra-alta tensão e o controle através de reguladores de tensão nos terminais dos geradores, também, são propostas como ações para se evitar a ocorrência de sobretensão.

Em [Lindenmeyer, 01], as sobretensões que podem vir a acontecer durante o processo de recomposição do sistema são classificadas em: sobretensão, transitórios de chaveamento e sobretensão de ressonância harmônica. Várias são as referências listadas em [Lindenmeyer, 01] que apresentam metodologias para mitigação desse tipo de distúrbio de forma mais específica.

Balanco entre Carga e Geração

Da mesma forma que o balanço de potência reativa tem o objetivo de impedir que a tensão, durante as etapas de restabelecimento, ultrapasse limites aceitáveis, o balanço entre carga e geração tem como finalidade impedir excessivos desvios de frequência.

Conforme [Mundim, 96], apesar de prolongar a duração do restabelecimento, é preferido o incremento de carga em pequenos passos – um incremento de 5% da capacidade de geração resulta num desvio inferior a 0,5 Hz.

Localização de Falhas

A maioria dos distúrbios no SEP é originada por faltas, falha de equipamentos e erros do operador. Muitas vezes, as faltas podem levar a blecautes, principalmente quando resultam em desligamentos em cascata. Em muitos casos, as faltas são temporárias não sendo relevante a sua localização. Contudo, faltas permanentes podem retardar o processo de restabelecimento uma vez que o operador, seguindo as instruções operativas, poderá tentar conectar o equipamento ou linha em falta. Para obter o conhecimento de caminhos disponíveis para a recomposição, técnicas já foram desenvolvidas e outras estão sendo propostas para a localização das faltas.

Ilhamento

Apesar da tarefa de dividir o SEP em ilhas ser caracterizada como uma ação de controle de emergência, impedindo que o distúrbio se espalhe pelo sistema atingindo proporções maiores do que a esperada, ela marca a passagem entre os estados de emergência e restaurativo. A importância desta atividade consiste no fato do restabelecimento depender do *status* do sistema após o blecaute.

Há duas estratégias para seccionar o sistema. A primeira, denominada “todos abertos”, consiste em ilhar o sistema abrindo todos os disjuntores, sendo vantajosa por gerar um estado bem definido para o operador que precisa só se preocupar com qual disjuntor irá fechar. A segunda, denominada “disjuntores controlados”, consiste em selecionar determinados disjuntores para abrir, ilhando a região desejada.

Ângulo de Fase/Ângulo de Fechamento de Disjuntores

Uma das maiores, senão a principal, preocupação durante o processo de restabelecimento está relacionada com o fechamento de linhas de transmissão entre barras adjacentes. Este fechamento, quando ocorre na existência de um valor elevado de diferença angular, pode gerar danos em equipamentos, oscilações de potência e até mesmo a ocorrência de um novo blecaute.

Para evitar esse problema, atualmente os disjuntores apresentam relés de sincronismo que impedem o fechamento destes, caso a diferença angular não esteja dentro de um limite determinado. Esse limite depende dos níveis de tensão do SEP e pode ser determinado por simulações dinâmicas e em regime permanente. Conforme [Bretas, 01]

estes limites seriam: 60° para 500 kV, 40° para 230 kV e 20° para 115 kV. No sistema elétrico brasileiro este limite é definido nas Instruções de Operação, para cada situação.

Na literatura sobre o assunto, várias são as técnicas propostas para reduzir essa diferença angular, incluindo a reprogramação da geração, partida e desligamento de geradores, bloqueio de comutadores na área das cargas, ou, em casos extremos, corte de carga. A ação mais comumente apresentada é a alteração da geração em ambos os lados do disjuntor.

Em [Hazarika, 99] é proposto um algoritmo para redução da diferença angular sobre um disjuntor durante o restabelecimento do sistema. Este algoritmo permite uma base direta para redução desta diferença através da regulagem da potência ativa injetada na barra que participa do fechamento do disjuntor. Para tanto, a seleção da barra para a regulação de geração ou redução de carga é realizada por fatores de sensibilidade. Após simulações, verificou-se que este método permite a redução do número de barras a serem utilizadas para a redução da diferença angular sobre o disjuntor.

Atualmente, o restabelecimento é realizado com o auxílio de *sincronoscópios*, equipamentos que possuem um voltímetro e um *frequencímetro* de dupla escala e um *sincronoscópio*. Desta forma, é possível comparar a amplitude da tensão, a frequência e a diferença angular de ambos os lados de um disjuntor. Por verificar essas grandezas somente em duas barras de cada vez, a utilização do sincronoscópio resulta em uma demanda de tempo maior no restabelecimento.

Além do sincronoscópio, são utilizados relés de teste de sincronismo que basicamente verificam as condições para o fechamento do disjuntor antes de permitir tal ação. Para tanto, são supervisionadas a divergência de frequência entre as ilhas, a diferença angular sobre o disjuntor e a diferença do módulo das tensões no lado do barramento e no lado da linha do disjuntor. Até que os limites dessas três grandezas sejam atendidos, o relé bloqueia as ações de controle provenientes do sistema EMS/SCADA.

Informações adicionais sobre sincronoscópio e relé de teste de sincronismo podem ser obtidas em [Datakom, 07] e [Hartmann, 91].

Durante o restabelecimento, a ação comumente adotada pelos operadores em geral é enviar comandos para os disjuntores e esperar que um se adéque aos limites definidos ao relé de teste de sincronismo que permitirá o fechamento deste equipamento. Em suma, a interligação das ilhas é realizada através de “tentativa e erro”.

Conforme será discutido no próximo Capítulo, a Medição Fasorial é vista com grande valia para preencher essa lacuna, disponibilizando à operação informações sobre os ângulos de fase, diferença de frequência e angular entre ilhas e frequência de oscilação da diferença angular. De posse destas informações, pode-se verificar com maior certeza, se o fechamento do disjuntor será bem sucedido ou não, ou se medidas adicionais de controle devem ser tomadas antes da tentativa de seu fechamento.

4.6 A Importância do Treinamento de Operadores no Restabelecimento

No momento do blecaute até a completa recomposição do sistema, o operador enfrenta um ambiente de extrema pressão. O primeiro problema por ele enfrentado é conseguir uma visão geral sobre o estado do sistema após o colapso. Não são raros os casos em que a causa do desligamento é desconhecida e sua análise pode demandar um tempo precioso antes do início do restabelecimento, sendo determinada somente nos estudos pós-distúrbio. Outro fator que aumenta a pressão nas salas de operação é a quantidade de alarmes que chega à mesa do operador. Muitas vezes esses sinais não são sincronizados, dificultando a análise de qual evento resultou no adjacente. O sistema SCADA também pode apresentar problemas tanto na obtenção de medidas quanto nas ações de controle remoto.

Para ter uma visão estendida do problema, o operador precisa também entrar em contato com as salas de controle de outros Agentes, além de ter que lidar com a mídia que busca informações sobre o problema e a previsão de restabelecimento.

Diante desse cenário, o treinamento dos operadores é essencial para que os mesmos sejam providos de experiência e confiança para lidar com a recomposição do sistema em tempo crítico.

Um simulador de treinamento “ideal” seria capaz de reproduzir fielmente o comportamento real do sistema elétrico, considerando sua variação no tempo, os eventos que podem ocorrer e as respostas às ações dos operadores. Deveriam agregar também as características dos sistemas de proteção (relés de sincronismo, sobrecorrente, subfrequência etc.), de modo que as violações aos limites estabelecidos resultem em reações esperadas no sistema real (intertravamentos, desarmes de equipamentos, acionamentos de esquemas de emergências etc.). A impossibilidade de se desenvolver um simulador ideal decorre da dificuldade de se considerarem todos os pontos listados,

tendo em vista, dentre inúmeros outros fatores, a inexatidão inerente às modelagens (dos componentes da rede, dos equipamentos, das ações de controle) e às diferentes dinâmicas próprias da carga, dos equipamentos (comportamentos contínuos e discretos) e dos fenômenos (instabilidade eletromecânica e de tensão, por exemplo).

Em [Navarro, 09], [Chauchon, 08], [Moreale, 07] são apresentados *softwares* de treinamentos e resultados dos treinamentos realizados. O operador deve ter em mente que ele deve estar em constante treinamento e que muitas vezes problemas no sistema podem levá-lo a tomar decisões que anteriormente não estavam definidas nas Instruções de Operação.

A *Hydro-Québec* desenvolveu um sistema de treinamento denominado RECRÉ MFA (*Remise En Charge du Réseau – Module Formation Appliquée*), cujo objetivo é treinar, ensinar e ambientar os operadores que até então nunca haviam presenciado um fenômeno tão complexo e incomum como um blecaute generalizado [Chauchon, 08]. A ferramenta oferece suporte à tomada de decisão e é composta por quatro funcionalidades: Conhecimento do Sistema, Planejamento, Ambiente de Coordenação e Monitoramento e o Módulo Aplicado de Treinamento. As duas primeiras constituem o caso base e resultam em dados e planos de recomposição. Estes são utilizados para configurar o Ambiente de Coordenação e Monitoramento e o Módulo de Treinamento que consiste em reproduzir todo o processo. A interface gráfica dessa ferramenta é apresentada na Figura 4.7.

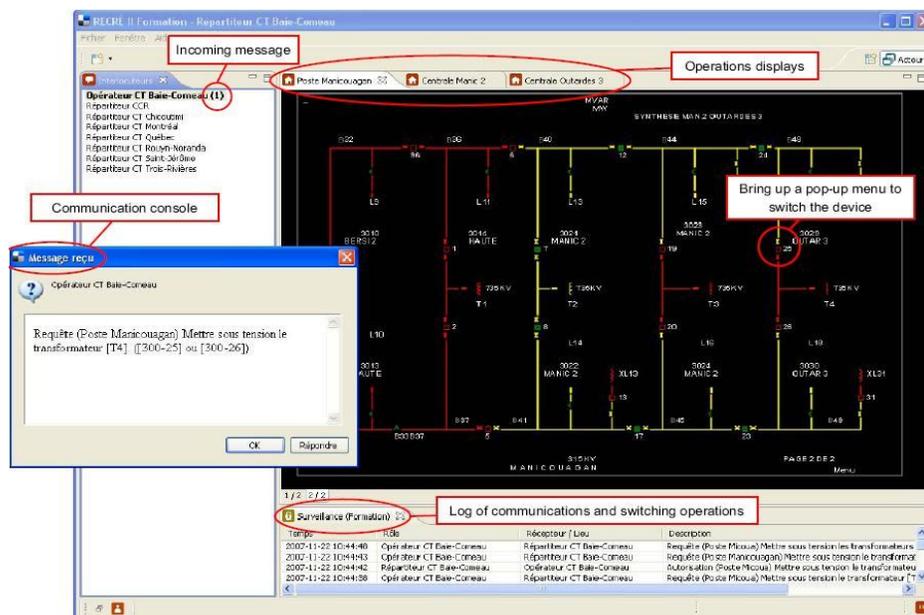


Figura 4.7 - INTERFACE DO PROGRAMA RECRÉ – FONTE [CHAUCHON, 08]

No contexto nacional, o CEPEL (Centro de Pesquisa em Energia Elétrica), em conjunto com a concessionária ELETROSUL, desenvolveu um sistema computacional de treinamento denominado ASTRO (Ambiente Simulado para Treinamento de Operadores) com o objetivo de familiarizar o operador com situações críticas, fazendo com que este trabalhe de forma mais eficaz durante o processo de restabelecimento do SEP. Para que a simulação pareça real, essa funcionalidade deve ser executada em paralelo ao SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), desenvolvido pelo CEPEL em 1991, utilizado para as funções de supervisão e controle dos sistemas de diversas concessionárias de energia do Brasil [Filho, 03].

Conforme retirado de [Navarro, 09], o ASTRO é composto de três módulos:

- um editor de cenários, para criação de novos casos adequados à realidade da empresa;
- um programa de simulação da operação representado na Figura 4.8, que trabalha em paralelo ao SAGE, agregando realismo ao treinamento;
- um analisador de desempenho.



Figura 4.8 - INTERFACE DO PROGRAMA ASTRO – FONTE [NAVARRO, 09]

4.7 Estratégia de Recomposição Adotada pelo Sistema Elétrico Brasileiro

4.7.1 Processo de Restabelecimento

Até o final da década de 70, o processo de restabelecimento mais adotado pelas concessionárias de energia era centralizado, baseado nos Centros de Operação. Em 1984 e 1985, três grandes distúrbios na região sudeste do Brasil (região esta que concentra a maioria das indústrias do país) tiveram grande impacto econômico e social resultado da perda de mais de 10.000 MW de carga. Após estes blecautes, problemas como congestionamento dos meios de comunicação entre subestações e centros de operação, falta de informação sobre a configuração do sistema pós-distúrbio, elevado fluxo de alarmes, dentre outros, eram comumente verificados. Tal fato evidenciava a falta de um plano estratégico de recomposição, incluindo instruções operativas eficientes que pudessem acelerar todo o processo.

Devido ao elevado tempo de restabelecimento do SEP, os Agentes começaram a abandonar a ideia de utilizar esse tipo de estratégia, buscando formas mais seguras e rápidas de recomposição. Após extensos estudos no sentido de descentralizar os procedimentos de restauração, a base da atual estratégia de restabelecimento do sistema interligado nacional foi elaborada. Esta evolução do controle restaurativo do SIN é encontrada em [Alves, 08].

A estratégia nacional de restabelecimento respeita a hierarquia entre os centros de operação, instituída após a criação do ONS, em agosto de 1998. O CNOS ocupa o maior grau hierárquico, coordenando e controlando a geração do SIN e os equipamentos com maior relevância para a operação sistêmica. Abaixo do CNOS⁹ estão os quatro centros regionais (COSR-SE, COSR-S, COSR-NE, COSR-NCO) com a função de coordenar e controlar a operação do sistema em suas respectivas áreas. Subordinados aos COSRs estão os centros dos Agentes, denominados por COS (Centro de Operação do Sistema), responsáveis pelo comando e execução das ações de controle.

A estratégia de restabelecimento atual do SIN é dividida em dois estágios:

- **Fase Fluente:** consiste na recomposição de áreas geoeletricas, balanceando carga e geração numa configuração mínima do sistema. Nesta etapa, os Agentes

⁹ A localização desses centros está indicada na figura 3.9 do Capítulo 3.

são responsáveis pelo restabelecimento, necessitando somente informar ao CNOS quando estiver preparado para a próxima fase;

- **Fase Coordenada:** requer a intervenção dos COSRs e do CNOS para autorizar a adição de mais carga e conexão com outras ilhas de recomposição. No caso de um blecaute total, a fase coordenada é iniciada após o restabelecimento das ilhas elétricas, enquanto que em um blecaute parcial, não há a fase fluente, somente a coordenada.

O ONS elaborou os Procedimentos de Rede, documento composto de 23 módulos e homologado pela agência reguladora (ANEEL), abrangendo diversos aspectos relacionados aos procedimentos e requisitos técnicos para o planejamento, implantação, uso e operação do SIN, além das responsabilidades do próprio ONS e dos Agentes. O Restabelecimento do SEP é tratado nos módulos 10 (submódulos 11 e 21), 18 (submódulo 2), 21 (submódulo 6) e 23 (submódulo 3).

No módulo 10, submódulo 11, são definidos os limites de frequência e tensão aceitáveis durante a fase de recomposição fluente e coordenada. A título de curiosidade, estão transcritos a seguir os dois itens dos Procedimentos de Rede que definem tais limites.

“ 8.7 A frequência deve ser regulada em torno de 60,0 Hz, admitindo-se variação dentro dos seguintes limites:

(a) na fase fluente, entre 58 e 62Hz;

(b) na fase coordenada, entre 59 a 61Hz.

8.8 A tensão deve ser regulada em torno do valor nominal, admitindo-se uma variação dentro dos seguintes limites:

(a) na fase fluente e na fase coordenada: entre + ou - 10 % da tensão nominal, exceto para o 765 kV da interligação Sul/Sudeste, cujo limite superior é 4,5%, para o 525 kV da região Sul, cujo limite superior é 5% e para tensões nominais menores ou iguais a 138 kV cujo limite superior é 5% para a fase coordenada e 10% para a fase fluente. Esses valores percentuais são valores de referência e estão condicionados às características dos equipamentos informadas pelos agentes proprietários.”

Portanto, em linhas gerais, **o restabelecimento do SIN segue as seguintes etapas:**

Subdivisão do sistema em ilhas, cada qual com pelo menos uma unidade de autorrestabelecimento; Interligação destas unidades com outras usinas, energização de equipamentos e conexão de cargas. Ao fim destes estágios, o ONS é informado do resultado da recomposição de cada ilha e passa a coordenar as ações seguintes que consistem em: Fechamento do paralelo entre as ilhas; Interligação de outras unidades geradoras e Recomposição do restante da carga.

4.7.2 Funcionalidades já Implementadas no SIN

No sistema elétrico brasileiro, o programa computacional ANAREDE é empregado para estudo de recomposição do sistema em regime permanente. Para simulação, são criados vários casos, cada qual representando um conjunto de manobras (energização de linhas, de transformadores ou reatores, alteração da tensão das unidades geradoras, restabelecimento de cargas e fechamento de paralelos ou anéis) relativo a um trecho do corredor de recomposição. O primeiro caso consiste apenas dos dados de partida da usina de autorrestabelecimento e os subsequentes, dos dados dos equipamentos do corredor à medida que são energizados, sendo que a cada nova manobra, os limites de tensão e capacidade de geração são reavaliados. Vai-se, portanto, montando o sistema elétrico como um “quebra-cabeça” até sua completa recomposição. Este processo é ilustrado na Figura 4.9, onde UG significa Unidade Geradora.

Durante o estudo de restabelecimento do sistema, são gerados diversos arquivos, um para cada nova manobra realizada. Tal fato faz com que o gerenciamento, modificação e a visão do processo como um todo fiquem mais complexos. Para qualquer alteração em uma determinada manobra, todos os casos anteriormente avaliados devem ser novamente simulados [Guarini, 07].

Dentro do Plano de Ação 2006 – 2008, o ONS em parceria com o CEPEL desenvolveu o projeto: *Aperfeiçoamentos nas Ferramentas Computacionais para Agilizar os Estudos de Recomposição*. Este projeto possibilitou incorporar ao programa ANAREDE funcionalidades que permitissem que todos os casos fossem agrupados em um único arquivo e que automatizassem a análise de corredores de recomposição. Isso permitiu a avaliação simultânea de mais de um corredor e a definição de procedimentos alternativos em caso de indisponibilidade de se realizar determinada manobra. O novo processo de

simulação através do ANAREDE é representado na Figura 4.10 [Guarini, 07] e a tela de comandos é ilustrada na Figura 4.11.

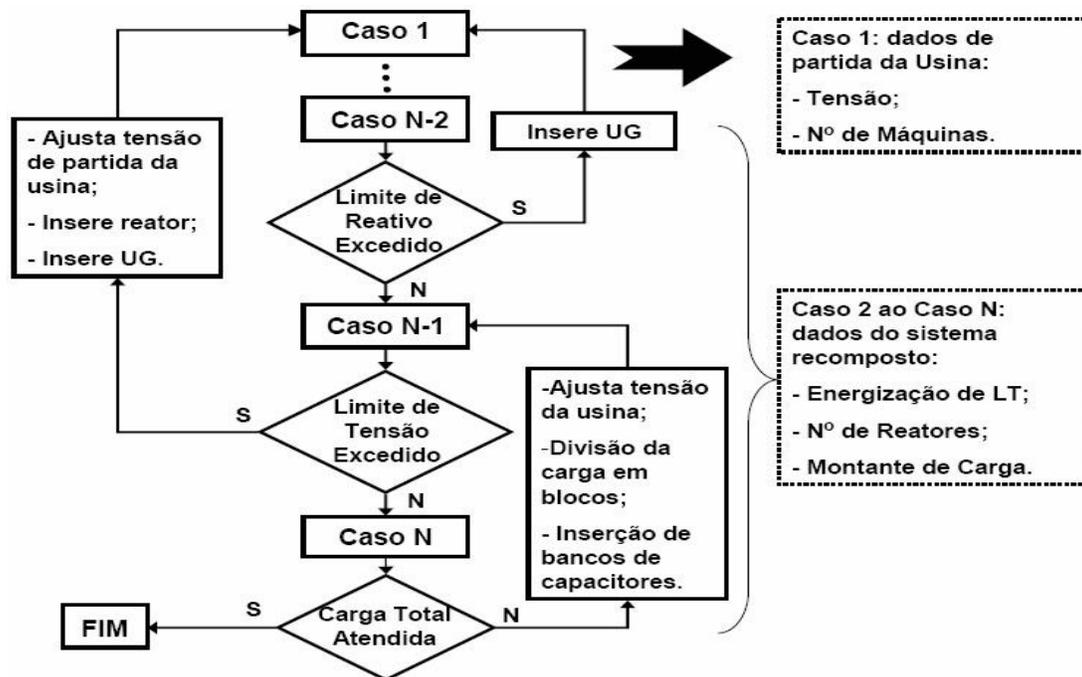


Figura 4.9 - PROCESSO DO ESTUDO DE RECOMPOSIÇÃO EM REGIME PERMANENTE COM O ANAREDE – FONTE [GUARINI, 07]

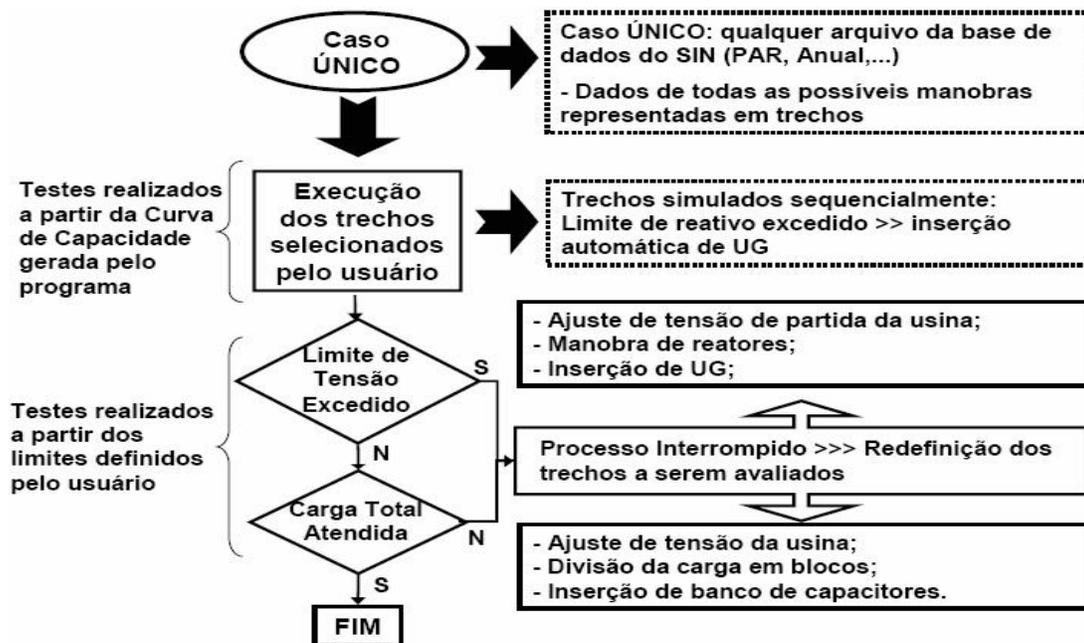


Figura 4.10 - NOVO PROCESSO DO ESTUDO DE RECOMPOSIÇÃO EM REGIME PERMANENTE COM O ANAREDE – FONTE [GUARINI, 07]

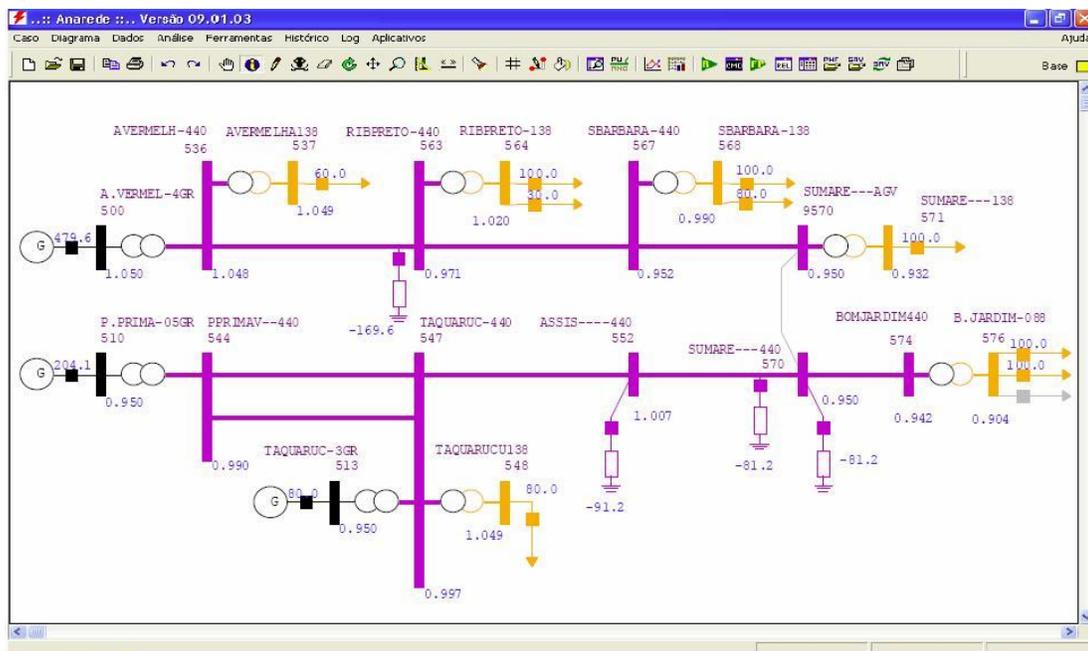


Figura 4.11 - TELA DE COMANDOS DO ANAREDE – FONTE [GUARINI, 07]

O sistema EMS/SCADA apresenta papel fundamental na recomposição elétrica do sistema, pois permite, através da aquisição de medidas, conhecer o SEP logo após o distúrbio, além do comportamento deste durante todo o processo e do controle dos componentes para a recomposição. Como exemplo, no caso brasileiro, tem-se o SAGE.

No contexto desta dissertação, vale observar que, em atendimento à solicitação do ONS/KEMA, foi agregada ao SAGE uma ferramenta de apoio ao restabelecimento que utiliza os dados de medição fasorial, principalmente o ângulo de tensão. Esta funcionalidade, denominada *SynchAssist*, será assunto para discussão no Capítulo posterior.

4.8 Considerações Finais

O restabelecimento do sistema elétrico é uma atividade complexa e agrega várias atividades relacionadas ao sistema de energia. Apesar de existirem, basicamente, duas estratégias de recomposição, paralela (*bottom-up*) e sequencial (*top-down*) a filosofia empregada é completamente dependente das características do sistema e variam de Agente para Agente.

Devido à complexidade da atividade de recomposição, o desenvolvimento de novas funcionalidades e aperfeiçoamento das já existentes é uma área de grande interesse

para todos os que atuam no setor elétrico. Com a visão de que os problemas de restabelecimento são de natureza combinatória e suas soluções são baseadas no conhecimento e experiência do operador, a maioria dos trabalhos se direciona ao uso de técnicas de inteligência computacional para a determinação dos caminhos de recomposição.

Independente dos avanços obtidos com a inclusão de novas funcionalidades nos centros de operação, as concessionárias de energia devem realizar continuamente o treinamento de seus operadores, pois é essencial para que estes ganhem confiança e se preparem para melhor lidar com a recomposição do sistema.

Durante a operação em tempo real, o restabelecimento deve ser realizado com bastante cautela para que o procedimento não leve o SEP a um estado pior do que aquele anterior ao religamento. Vale ressaltar que a experiência de restauração da UCTE em 2006 é um exemplo internacional real de diversas tentativas e falhas no fechamento dos disjuntores para a interligação das ilhas originadas durante o blecaute. Até que o sincronismo entre as áreas fosse conseguido, perdeu-se um tempo precioso.

Para o funcionamento adequado do SEP, não apenas no que concerne ao controle restaurativo, todas as etapas da operação devem ser realizadas de forma integrada. Sem sistemas de supervisão e controle eficientes, disponibilizando informações em número e exatidão suficientes, não é possível realizar ações de controle otimizadas, mesmo tendo sido realizados estudos detalhados sobre a rede. Por outro lado, de nada adiantam sistemas EMS sofisticados se os procedimentos não forem bem calculados. Esforços devem ser direcionados às diversas questões envolvidas na operação (processamentos otimizados, novas funcionalidades, supervisão mais precisa, treinamentos etc.) e, também, na expansão do sistema.

Diante do exposto neste Capítulo já podem ser percebidos os impactos da Medição Fasorial no processo de restabelecimento, uma vez que disponibiliza à operação informações sobre os ângulos de fase, diferença de frequência e angular entre ilhas e frequência de oscilação da diferença angular. No próximo capítulo, este tema será tratado em detalhes.

5

RESTAURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E O IMPACTO DA MEDIÇÃO FASORIAL

5.1 Considerações Iniciais

Conforme relatado em Capítulos anteriores, os sistemas elétricos têm buscado inovações tecnológicas vinculadas à necessidade de uma operação mais confiável e econômica. Dentre estas estão o desenvolvimento e a implantação de equipamentos para Medição Fasorial Sincronizada.

O grande diferencial dessa nova tecnologia, além da sincronização das medidas, é a possibilidade da medição direta do ângulo de fase, grandeza esta utilizada para análise de estabilidade do sistema e fundamental no processo de restabelecimento. Outro fator importante agregado às Medições Fasoriais é a utilização de uma única referência de tempo para todas as PMUs, independente de sua posição geográfica.

Este Capítulo tem por objetivo apresentar o impacto da utilização de Medições Fasoriais no processo de recomposição do sistema elétrico. Para tal, identifica as aplicações do projeto nacional e discute as alterações necessárias no Estimador de Estados tradicional para incorporação dos dados das PMUs. Aborda também o religamento automático e ressalta a importância da elaboração de esquemas de emergência que favoreçam o restabelecimento.

5.2 Aplicações do SMFS Nacional

5.2.1 Comentários sobre o Projeto Nacional

Conforme introduzido no Capítulo 3, o desenvolvimento do SMFS em âmbito nacional envolveu a elaboração de dois projetos. O primeiro, denominado Projeto 6.2 – *Implantação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração* teve início em 2005, com a finalidade de registrar a dinâmica de longo prazo do sistema para análise pós-evento. Incluiu, também, a definição da arquitetura (PMUs e PDCs) do SMFS nacional. O

segundo, Projeto 11.11 – *Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial a Sistemas de Apoio à Tomada de Decisão em Tempo Real*, visou avaliar ganhos econômicos da utilização da medição fasorial na operação do SIN, além de identificar e desenvolver novas aplicações para a operação em tempo real que utilizariam dados advindos das PMUs. Esse projeto foi dividido em oito fases, a saber [Meeteren, 07a]:

- Fase 1: Avaliar impactos econômicos do uso de medições fasoriais;
- Fase 2: Rever o Projeto 6.2 do ONS;
- Fase 3: Identificar e avaliar as PMUs já instaladas no SIN;
- Fase 4: Identificar número mínimo de PMUs para manter a observabilidade requerida (perda de até três unidades de medição) e definir pontos de instalação;
- Fase 5: Avaliar opções à implantação do SMFS;
- Fase 6: Analisar tipos de adaptações ao sistema EMS/SCADA e ao Estimador de Estados utilizado pelo ONS;
- Fase 7: Avaliar as aplicações para apoio da tomada de decisão em tempo real que utilizam medições fasoriais;
- Fase 8: Implementar pelo menos duas das aplicações identificadas na fase anterior.

Na fase 2 do Projeto 11.11, além da avaliação dos requisitos preliminares do sistema definido no Projeto 6.2, foram identificadas as aplicações potenciais de Medição Fasorial para apoio à operação em tempo real. Os resultados obtidos nessa fase e descritos no Relatório 03 – *Aplicações das PMU e seus Requisitos* [Hu, 07] serviram de base para os estudos realizados nas fases sete e oito.

Nesse relatório, foram identificadas três áreas da operação do sistema em tempo real que se beneficiariam com a implantação do SMFS no SIN. Essas áreas seriam: Congestionamento de Rede, Suporte à Operação Pós-Contingência e Suporte à Operação Normal e à Restauração. Esta última é diretamente impactada pela disponibilidade das medidas dos ângulos de fase das barras do sistema, pois representam informações adicionais necessárias para o suporte dos processos de operação e principalmente para o suporte do restabelecimento do SEP.

Vale ressaltar que no Relatório 03 é salientado pelo ONS que a falta de informações relativas ao ângulo de fase do SEP em tempo real já resultou em falhas de operação de fechamento de disjuntores durante a tentativa de se conectar sistemas isolados.

Além das áreas de operação apontadas, oito aplicações foram identificadas para suporte de tomadas de decisão em tempo real, conforme relação já apresentada no Capítulo 3: monitoração do ângulo de fase de tensão (VPAM); monitoração de oscilações do sistema (SOM); monitoração do limite de carregamento de linha (LLLM); monitoração de harmônicos para grandes áreas (WAHM); avaliação avançada de estabilidade de tensão (EVSA); análise de contingência *on-line* (OLCA); proteções de sistema para grandes áreas (WASP); controle de sistema para grandes áreas (WASC).

Dentre essas funcionalidades, foram selecionadas para implantação: a monitoração do ângulo de fase de tensão (VPAM) e a monitoração de oscilações do sistema (SOM). Estas foram escolhidas pelos benefícios que apresentam para a operação em tempo real, pela facilidade de uso e pelo baixo esforço, custo e tempo, de implantação. A **VPAM** é de especial interesse para esta dissertação, sendo descrita a seguir.

5.2.2 Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)

As aplicações associadas à Medição Fasorial podem ser classificadas em aplicações *off-line* e *on-line*, sendo que esta última categoria apresenta ainda três grupos: Monitoração, Controle de Grande Áreas (WACS) e Proteção de Grande Áreas (WAPS). A ferramenta VPAM é uma aplicação de monitoramento em tempo real.

Conforme identificado pelo ONS, a falta de informações relativas ao ângulo de fase do sistema em tempo real já resultou em falhas em operações de fechamento de disjuntor durante tentativas de se conectar um sistema isolado (ilha) ao sistema principal. Informações adicionais, tais como a diferença de frequência entre os dois subsistemas, a diferença de ângulo de fase e a taxa de variação da diferença de ângulo de fase entre as ilhas, poderiam ajudar a evitar tais problemas [Hu, 07].

Resumidamente, existe uma necessidade de se fornecer ao operador do sistema informações de tempo real adicionais àquelas já fornecidas pelo sistema EMS/SCADA atual, de modo a suportar sua tomada de decisão durante operações normais e durante processos de restauração do sistema.

A funcionalidade VPAM é proposta, também, para a monitoração do *stress* do sistema durante a operação normal deste, utilizando a diferença angular entre barras de diferentes áreas do SEP para indicar a margem de estabilidade do sistema, permitindo avaliar se alguma ação é necessária para manter a rede no estado normal.

No contexto desta dissertação, o principal interesse por esta funcionalidade é quanto à sua utilização na restauração do sistema, conforme descrito a seguir.

Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão para a Recomposição do SEP

A monitoração da diferença angular através de disjuntores abertos é de grande valia para os operadores do sistema durante o restabelecimento do SEP.

Um dos momentos críticos durante todo o processo de recomposição é a reconexão de ilhas. É necessário que o operador receba informações suficientes para tomar a decisão de fechamento no momento exato para que ambos os sistemas, já recompostos, não sofram distúrbios que poderiam novamente levá-los para um estado não seguro.

Para tanto, a aplicação VPAM apresenta duas funções: *LoopAssist* e *SynchAssist*. A primeira tem a finalidade de monitorar o módulo de tensão e a diferença angular sobre disjuntores envolvidos no fechamento de anéis de transmissão no sistema. Desta forma, esta ferramenta auxilia o operador a direcionar o sistema para situações de reconexão válidas, evitando, assim, sobrecarga no sistema e permitindo que sejam avaliados possíveis impactos resultantes do fechamento do anel.

A função *SynchAssist*, por sua vez, além de apresentar ao operador as informações de módulo de tensão e diferença angular entre as barras selecionadas, monitora a diferença de frequência entre as ilhas elétricas. Da mesma maneira que a função *LoopAssist*, essa função permite ao operador ter consciência para direcionar o sistema para situações válidas para a reconexão das ilhas e, assim, evitar instabilidade do SEP, eventos em cascata ou sobrecargas severas.

A prova de conceitos dessas funções foi realizada dentro do Simulador Digital de Treinamento de Operadores (EPRI/OTS), uma vez que ainda não se tem as PMUs instaladas no SIN. Para tanto, cenários foram criados a partir de casos históricos armazenados no sistema EMS/SCADA do ONS e implantados no EPRI/OTS integrado ao SAGE e alterado para adequar a exportação de dados fasoriais para a base de tempo

real [Volskis, 09]. A Figura 5.1, retirada de [Volskis, 09], ilustra o processo realizado para tratamento das informações para criação dos cenários.

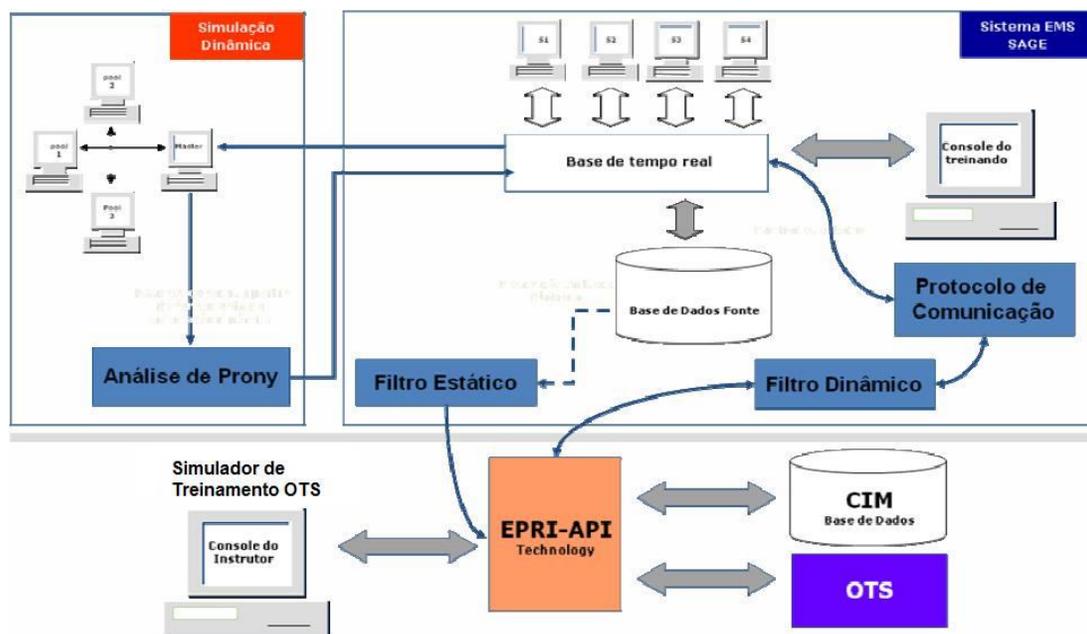


Figura 5.1 - PROCESSO DE TRATAMENTO DE DADOS PARA OS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO – FONTE [VOLSKIS, 09]

É válido salientar que as medições provenientes das barras selecionadas para monitoramento são diretamente utilizadas neste aplicativo (VPAM), sem necessidade de passar por um processamento. Em outras palavras, as medidas são obtidas diretamente das PMUs instaladas e não da saída do Estimador de Estados. Desta forma, apesar da aplicação SynchAssist precisar idealmente de uma taxa de varredura elevada (muito menor do que 1 segundo), durante a simulação foi empregada uma taxa de 1 ou 2 segundos, taxa de varredura típica do SCADA, em razão das limitações deste ambiente [CEPEL, 07]. Este valor de aquisição de medidas é considerado lento para permitir um cálculo mais confiável da frequência de oscilação da diferença angular, oscilação esta limitada entre $+180^\circ$ e -180° . Além disso, no simulador OTS, a diferença angular entre barras só depende do fluxo de potência e da seleção da barra de referência do fluxo em cada ilha. Desta forma, não haverá variação de frequência entre os sistemas isolados e também da diferença angular entre eles. Do exposto, pode-se concluir que durante a prova de conceito não foi verificada toda a capacidade da aplicação, principalmente no que envolve a diferença de frequência e a taxa da diferença angular entre ilhas elétricas, informações importantes durante o restabelecimento.

A seguir são apresentadas três telas desenvolvidas para a avaliação de conceitos da função *SynchAssist* e retiradas de [KEMA, 07]. A primeira, representada na Figura 5.2, corresponde à construção do cenário para que seja realizada a recomposição da ilha. Os barramentos que serão utilizados para a reconexão do sistema isolado ao principal e que apresentam Unidades de Medição Fasorial estão realçados.

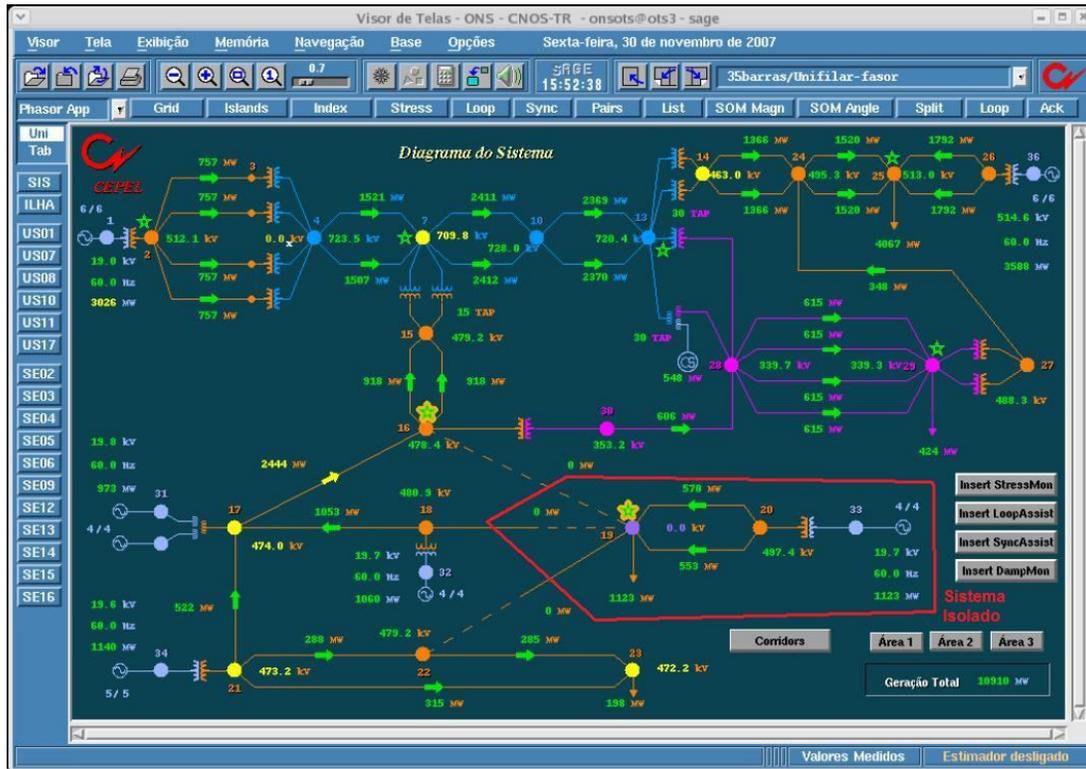


Figura 5.2 - CENÁRIO CRIADO PARA A AVALIAÇÃO DO SYNCHASSIST – FONTE [KEMA,07]

A Figura 5.3 apresenta o diagrama unifilar da subestação à qual pertence o disjuntor que fará o fechamento em questão. Por fim, a Figura 5.4 apresenta o tabular que indica a diferença do módulo de tensão entre as barras, a diferença angular e a taxa de variação desta última.

Conforme comentado anteriormente, pode-se verificar pela Figura 5.4 que a diferença de frequência é tida como zero e conseqüentemente não há como calcular a taxa de variação da diferença angular sobre o disjuntor.

CAPÍTULO 5 – RESTAURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E O IMPACTO DA MEDIÇÃO FASORIAL

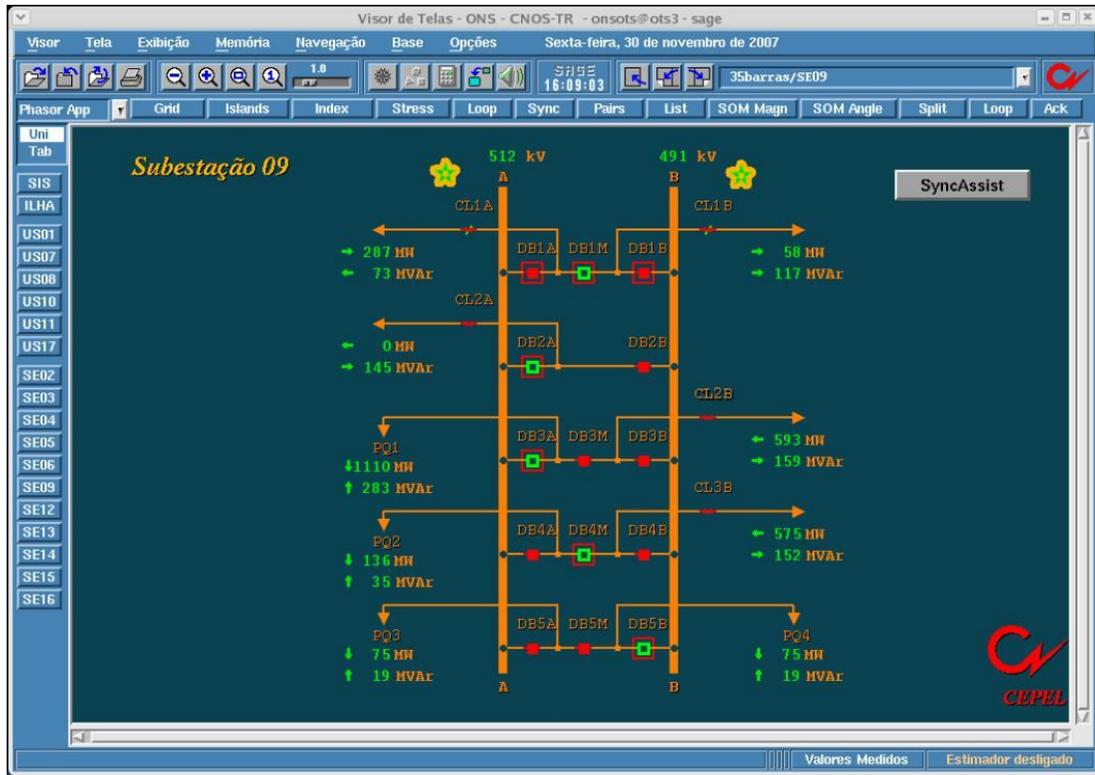


Figura 5.3 - SUBESTAÇÃO SELECIONADA PARA O SYNCHASSIST – FONTE [KEMA,07]

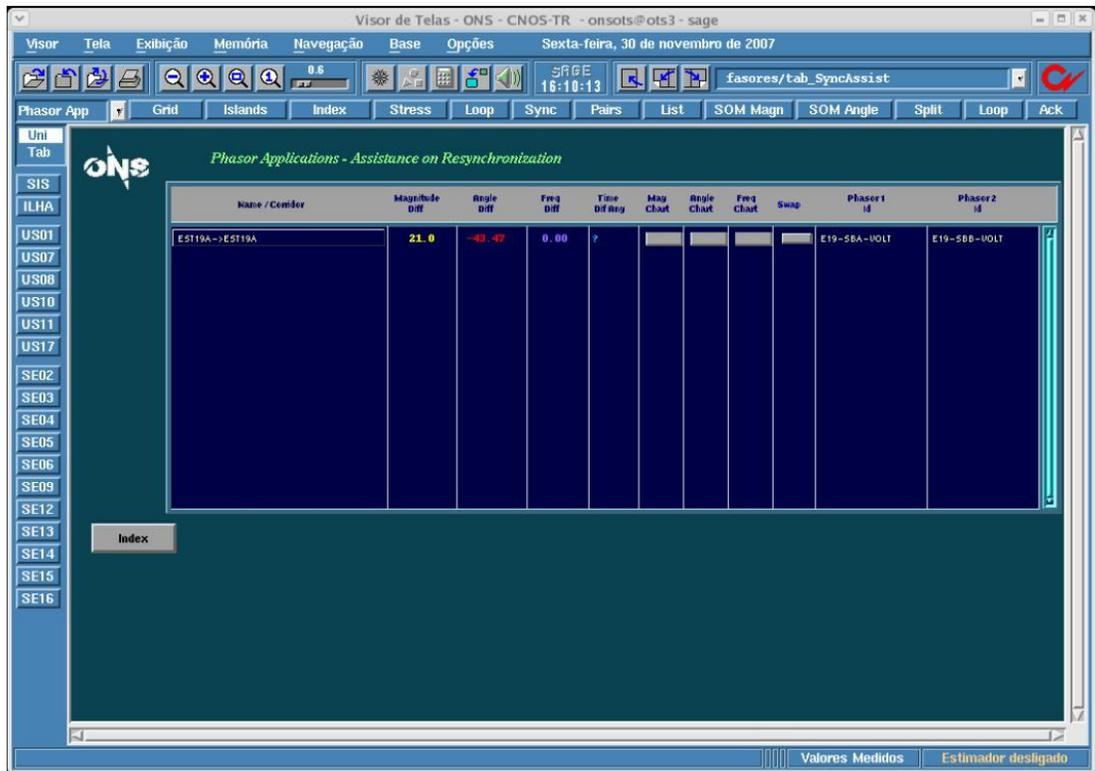


Figura 5.4 - TABULAR PARA SYNCHASSIST – FONTE [KEMA,07]

Conforme já citado, a reconexão de ilhas elétricas atualmente é feita através dos dados obtidos pelo sistema ESM/SCADA (sincronoscópio). Contudo, este sistema nem sempre proporciona ao operador uma indicação confiável e oportuna para o fechamento do disjuntor. A ação comumente adotada pelos operadores em geral é enviar comandos para os disjuntores e esperar que um comando coincida com os limites definidos ao relé de teste de sincronismo que permitirá o fechamento desse equipamento. Em suma, a interligação das ilhas é realizada através de “tentativa e erro”. Sem um relé de teste de sincronismo, o conhecimento da diferença entre as frequências nas duas ilhas não é suficiente para sincronizá-las, a menos que a diferença angular momentânea pelo disjuntor seja suficientemente pequena. A tensão no disjuntor também deverá ser estimada para levar em conta o efeito da energização da linha e assim assegurar o possível fechamento do disjuntor.

Com a implantação de unidades de medição fasorial em pontos onde tradicionalmente os procedimentos de recomposição convergem para a interconexão de ilhamentos e com o desenvolvimento da ferramenta *SynchAssist*, o operador receberá informações úteis para tomar uma decisão embasada para a emissão do comando de controle do disjuntor. Isso permite uma redução no tempo gasto para o restabelecimento do sistema. Contudo, vale ressaltar que não é necessária a observabilidade completa do sistema para o emprego dessa funcionalidade. Além disso, caso não seja possível a instalação de uma PMU na barra que participa diretamente da reconexão das ilhas, ou caso as medições não estejam disponíveis, o operador poderá escolher outra barra adjacente (com proximidade elétrica) para realizar o Cálculo do Estado da barra em questão. Neste cálculo, o Estado do barramento é definido por cálculo direto utilizando a impedância de linha e os fasores de corrente e tensão medidos sem aplicar quaisquer métodos de estimação adicionais.

Uma dúvida que surge ao se aplicar diretamente os fasores na interligação de sistemas isolados é a preocupação sobre a detecção de erros nessas medidas. Os resultados da pesquisa na literatura técnica apresentados em [Meeteren, 07b] mostraram não haver um método específico para detecção de erros de medição fasorial. Acredita-se que com o desenvolvimento dos SMFS cresça a necessidade de novos métodos para fornecer uma melhor maneira de detectar erros de forma mais eficaz e precisa. Vale ressaltar que o atendimento às normas e padrões [IEEE, 06] leva a uma minimização de tais erros.

Para a aplicação das medidas fasoriais na ferramenta *SynchAssist* e nas demais aplicações que utilizam diretamente as medições fasoriais, o ONS optou por fazer a avaliação da qualidade da medição fornecida pelas PMUs periodicamente a cada

execução do Estimador de Estado. Um marcador de boa qualidade será colocado em todas as medições provenientes de PMUs que forem consideradas adequadas pelo Estimador de Estados, de tal forma que as funções que façam uso só de medições fasoriais utilizem só as medidas identificadas como adequadas na última estimação. A identificação de erros grosseiros nas medições fasoriais seria feita considerando todo o conjunto de medidas analógicas/digitais disponíveis, numa abordagem tradicional do processo de estimação onde a medição fasorial seria adaptada para a mesma frequência da varredura da amostra considerada no processo de estimação. Esta adaptação seria basicamente realizar a média das amostras de fasores recebidos dentro do período de varredura do sistema EMS/SCADA e permitiria a utilização de toda a capacidade do Estimador de Estados para identificar medidas portadoras de erros grosseiros, inclusive em medições fasoriais.

Desta seção, pode-se concluir que o maior impacto do desenvolvimento e implantação da tecnologia de medição fasorial, no processo de recomposição, está relacionado com a possibilidade de se monitorar a diferença angular entre as ilhas de restabelecimento, bem como a variação da frequência desta diferença, permitindo que o operador envie o comando para o fechamento do disjuntor no momento exato para que esta ação não seja bloqueada pelo relé de sincronismo. A aplicação, portanto, da medição angular apesar de simples, provê grandes benefícios para a operação em tempo real e por isso foi escolhida pelo ONS/KEMA para ser implantada e testada através do desenvolvimento da ferramenta SynchAssist.

Uma vez que o Estimador de Estados é utilizado para a detecção de erros para todas as funções que empregam diretamente as medidas fasoriais, na próxima seção será discutido o impacto da Medição Fasorial em seu funcionamento. Por fim, vale ressaltar que o estimador é a principal ferramenta dos centros de operação atuais para supervisão e controle do sistema e que outras funções que fazem uso de seus valores de saída, como o controle de tensão, também indispensável para o restabelecimento do SEP, são beneficiadas indiretamente pela aplicação de fasores no estimador.

5.3 Estimador de Estados no Ambiente dos SMFS

O Estimador de Estados é uma das aplicações mais importantes nos centros de operação do sistema. Através do processamento de medidas tais como fluxo de potência, injeção de potência, tensão nos barramentos, dentre outras, esta funcionalidade estima o estado do SEP em tempo real. Os resultados do Estimador, conforme visto no Capítulo 2 e ilustrado na Figura 2.3, alimentam as demais funcionalidades dos centros de operação.

Com a possibilidade de se conhecer de forma mais confiável e rápida o estado do sistema elétrico através das medidas provenientes de PMUs, alguns estudos técnicos sugerem a substituição completa do sistema de supervisão atualmente empregado pelas concessionárias de energia que consiste basicamente das medidas coletadas pelo sistema EMS/SCADA. Para o processo de recomposição esta possibilidade impacta diretamente na etapa de sincronizar as ilhas de restabelecimento uma vez que as medidas fasoriais são sincronizadas em uma mesma base de tempo. Entretanto, conforme pode ser constatado pelas experiências descritas no Capítulo 3, a implantação de PMUs, além de apresentar ainda um custo elevado, se encontra em fase inicial em vários países. Esta proposta, portanto, não tem sido atrativa para as concessionárias, que se mostram mais interessadas em incrementar a confiabilidade do seu sistema de supervisão do que reprojeta-lo.

Além da opção anterior, três outras foram consideradas no projeto do ONS [Meeteren, 07c] e listadas a seguir:

- **Implantação Completa dos Dados no Estimador de Estado Atual** – Neste caso, as medidas fasoriais de tensão (módulo e ângulo) são tratadas como qualquer outra medida vinda do sistema ESM/SCADA, e sua utilização resultaria na modificação da matriz Jacobiana, acrescentando linhas compostas de zero em todas as posições exceto uma. Por outro lado, as medidas de corrente (módulo e ângulo) demandariam um esforço maior, por causa do cálculo das derivadas parciais desta grandeza em função das variáveis de estado (módulo e ângulo de tensão). A Tabela 5.1 ilustra como ficaria a matriz Jacobiana para esse caso. Uma maneira de reduzir este esforço é converter, dentro do próprio Estimador de Estados, os valores de módulo e ângulo de corrente em valores reais e imaginários;
-

Tabela 5.1 - MATRIZ JACOBIANA

	V	θ
P_i	$\frac{\partial P_i}{\partial V}$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta}$
Q_i	$\frac{\partial Q_i}{\partial V}$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta}$
P_f	$\frac{\partial P_f}{\partial V}$	$\frac{\partial P_f}{\partial \theta}$
Q_f	$\frac{\partial Q_f}{\partial V}$	$\frac{\partial Q_f}{\partial \theta}$
V	1	---
θ	---	1
I	$\frac{\partial I}{\partial V}$	$\frac{\partial I}{\partial \theta}$
δ	$\frac{\partial \delta}{\partial V}$	$\frac{\partial \delta}{\partial \theta}$

- Implantação Sequencial do Estimador de Estado Linear** – Uma vez que a implantação de unidades de medição fasorial se encontra em estágio inicial, não há medições suficientes para fornecer observabilidade necessária para a solução do Estimador Linear. Com a finalidade de contornar este obstáculo, a estimação é dividida em duas etapas. Na primeira, não há alteração alguma no Estimador de Estados atual e tampouco no processo de estimação, pois as medidas fasoriais são empregadas somente na etapa posterior. Conforme ilustrado na Figura 5.5, o resultado do Estimador não Linear é empregado como pseudomedida, fornecendo a observabilidade requerida pelo Estimador Linear. As medições fasoriais utilizadas neste segundo momento são expressas em coordenadas retangulares e apresentam seus ângulos referenciados à barra de referência definida na primeira etapa. Para tanto, os ângulos dos fasores são ajustados para que não haja discrepância entre as medidas. Pelos estudos apresentados em [Zhou, 06], ambas as metodologias, o emprego direto das medidas fasoriais no Estimador de Estados atual ou em uma etapa de pós-processamento, convergem para um mesmo resultado de qualidade de estimação do estado do sistema elétrico;



Figura 5.5 - REPRESENTAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DE MEDIÇÕES FASORIAIS EM UMA ETAPA DE PÓS-PROCESSAMENTO – FONTE [ZHOU, 06]

- **Implantação de Conversão de Medições Fasoriais** – Essa última opção é uma derivação da primeira. Neste caso, ao invés de trabalhar com a medição fasorial de corrente, estas são convertidas em medições de fluxo de potência ativa e reativa e tratadas pelo Estimador como qualquer outra medição de potência advinda do sistema EMS/SCADA. Esta conversão pode ser realizada no concentrador de dados, no sistema EMS/SCADA ou no próprio Estimador.

Conforme concluído em [Zhou, 06], qualquer que seja a solução adotada para implementar as medidas fasoriais de tensão e corrente no Estimador de Estados, a qualidade dos resultados obtidos é similar. Portanto, o fator determinante para escolha da estratégia de implementação é a avaliação de esforços, vantagens e desvantagens. Em [Zhao, 06], durante a segunda etapa da Implantação Sequencial do Estimador de Estados Linear, além das pseudomedidas (resultado do Estimador não Linear) e das medidas fasoriais, é proposta a utilização de fasores de tensão de barras adjacentes àquelas onde estão instaladas as PMUs. Estes valores seriam obtidos pelo cálculo direto através do uso da impedância de linha e dos fasores de tensão e corrente do barramento com PMU. Contudo, não é verificada melhoria na qualidade da estimação obtida pelo mesmo processo sem utilização das medidas calculadas diretamente.

Um dos pontos relevantes para o processo de estimação é a Barra de Referência Angular, pois todos os ângulos das demais barras do SEP serão estimados com relação àquele desta barra. Durante a elaboração desta dissertação, este tema foi investigado para se conhecer os procedimentos propostos. Seus principais aspectos se encontram registrados no Apêndice A.

Ainda no contexto da aquisição de dados dos SMFS, vale comparar as **taxas de varredura** das PMUs e do sistema EMS/SCADA.

Na prática, é verificado que as informações advindas de PMU são enviadas aos centros de operação em uma taxa maior do que as informações do sistema EMS/SCADA. Uma solução seria adequar a taxa de amostragem das medidas fasoriais à taxa do sistema EMS/SCADA. Para tanto, é realizada a média das medidas fasoriais disponíveis em um intervalo de medidas do sistema EMS/SCADA.

Outra solução proposta em [Xue, 07] é justamente o inverso da primeira. Com a justificativa de que realizar a média seria uma grande perda de medidas, o autor sugere realizar a previsão das medidas coletadas pelo SCADA e, assim, adequar a taxa de amostragem deste com a da PMU. O método proposto consiste em determinar uma

função [5.1] a partir da curva de potência (S – potência complexa) das medidas do SCADA nos 15 dias anteriores ao momento da previsão.

$$S = f(t) \quad [5.1]$$

Assim, as variações de potência ativa ($\overline{\Delta P}_i$) e reativa ($\overline{\Delta Q}_i$) no instante i são dadas pela média das variações ΔP_i e ΔQ_i de cada uma das 15 curvas de potência complexa anteriores ao momento da previsão, conforme [5.2].

$$\begin{cases} \overline{\Delta P}_i = \frac{1}{15} \sum_{N=1}^{15} \Delta P_i \\ \overline{\Delta Q}_i = \frac{1}{15} \sum_{N=1}^{15} \Delta Q_i \end{cases} \quad [5.2]$$

Por fim, a previsão é feita incrementando as medições recebidas conforme [5.3].

$$\begin{cases} \tilde{P}_{i+1} = \hat{P}_i + \overline{\Delta P}_i \\ \tilde{Q}_{i+1} = \hat{Q}_i + \overline{\Delta Q}_i \end{cases} \quad [5.3]$$

Apesar da validade desse método ser comprovado em [Xue, 07], sua implementação demanda um esforço computacional maior do que simplesmente realizar a média dos fasores e parece não agregar uma precisão maior ao Estimador de Estados do que a primeira metodologia. Pode-se perceber que esta é uma questão ainda aberta a discussões e investigações.

5.4 Religamento Automático

Durante a etapa de pré-operação, são realizados vários estudos de religamento automático para verificar o comportamento do ângulo de fechamento de disjuntores com o tempo. Para tanto, esse ângulo é avaliado em função da variação da potência acelerante das máquinas para determinação do momento adequado para o fechamento em questão.

Com a possibilidade de uma melhor monitoração do comportamento do sistema através do SMFS, esses estudos podem ser validados na prática, conforme apresentado no exemplo a seguir.

Em [Koellner, 06] é apresentado um exercício realizado pelo Projeto *Salt River*, para validação do autorrestabelecimento da área desse projeto. O exercício consistia em

autorreslabelecer um grupo de geradores hidrelétricos, interligá-los a uma usina térmica e finalmente conectar esse subsistema ao sistema WECC principal. Esse procedimento nunca tinha sido realizado anteriormente com sucesso devido a distúrbios que ocorriam durante o exercício.

A Figura 5.6, retirada de [Koellner, 06], ilustra o sistema que foi restabelecido. Conforme pode ser observado, são considerados três grupos de unidades hidrelétricas que totalizam 266 MW de geração e um grupo de termelétricas com geração de 90 MW. As barras onde os relés com função de aquisição de medição fasorial foram instalados para possibilitar aos operadores acompanharem o comportamento do SEP durante as manobras de recomposição também são identificadas.

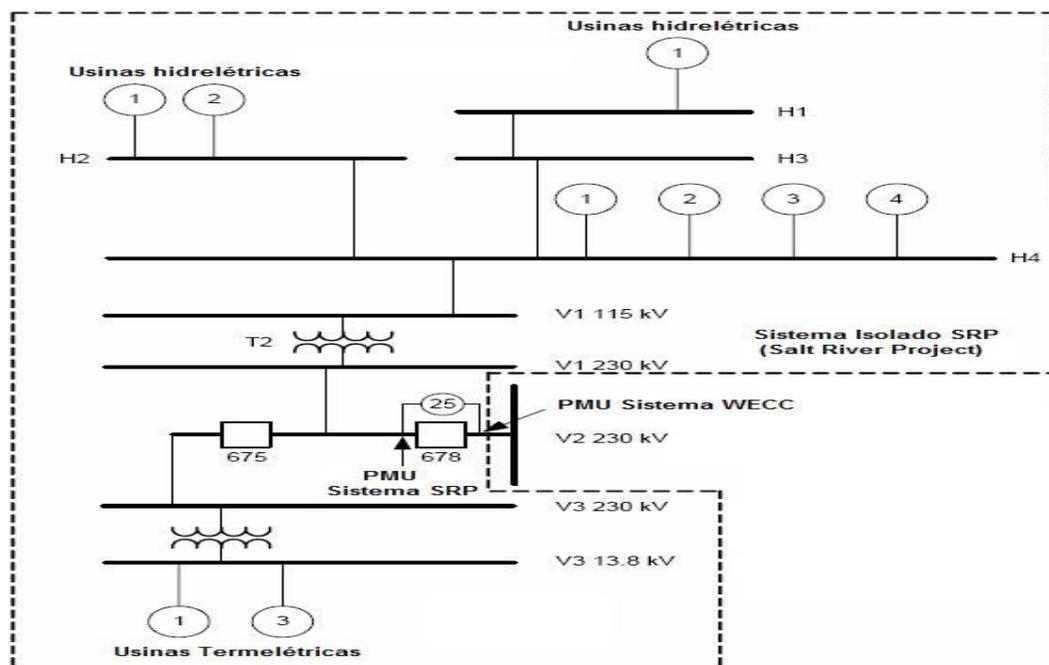


Figura 5.6 - SISTEMA ISOLADO SALT RIVER – FONTE [KOELLNER, 06]

Com a intenção de analisar o comportamento real do sistema durante esse exercício, os operadores verificaram os relés de proteção (distância, diferencial e de sincronismo) da ilha. Durante esta avaliação, foi constatado que o sincronoscópio automático não estava funcionando e que a sincronização somente poderia ser feita pelo relé de sincronismo. Este foi programado para permitir o fechamento do disjuntor somente quando a diferença angular entre seus terminais ficasse entre -15° e $+15^\circ$. Sem a supervisão da oscilação, este limite só possibilitaria um fechamento seguro para uma diferença de frequência entre as ilhas de 0,5 Hz. Contudo, a disponibilidade de medição fasorial elimina esta lacuna de informações que deixaria o processo de restabelecimento fragilizado.

O resultado do exercício pode ser verificado na Figura 5.7 que ilustra o momento de sincronização com o sistema WECC. Os resultados intermediários do processo de recomposição encontram-se na referência [Koellner, 06].

O sincronismo com o sistema WECC, momento de maior apreensão durante o processo, devido à falta do sincronoscópio foi realizado com sucesso uma vez que foram utilizadas as medidas provenientes das unidades de medição fasorial instaladas no sistema. Conforme relatado pelo autor, além de permitir verificar se o ângulo de fechamento era válido, a disponibilidade de informações fasoriais permitiu que os operadores pudessem avaliar o tempo do comando de fechamento para que este ocorresse no momento que a diferença angular fosse mínima. Por fim, foi salientado que se fossem utilizadas as medidas do sistema SCADA, atualizadas a cada 5 segundos, estas poderiam trazer sérios problemas para o fechamento.

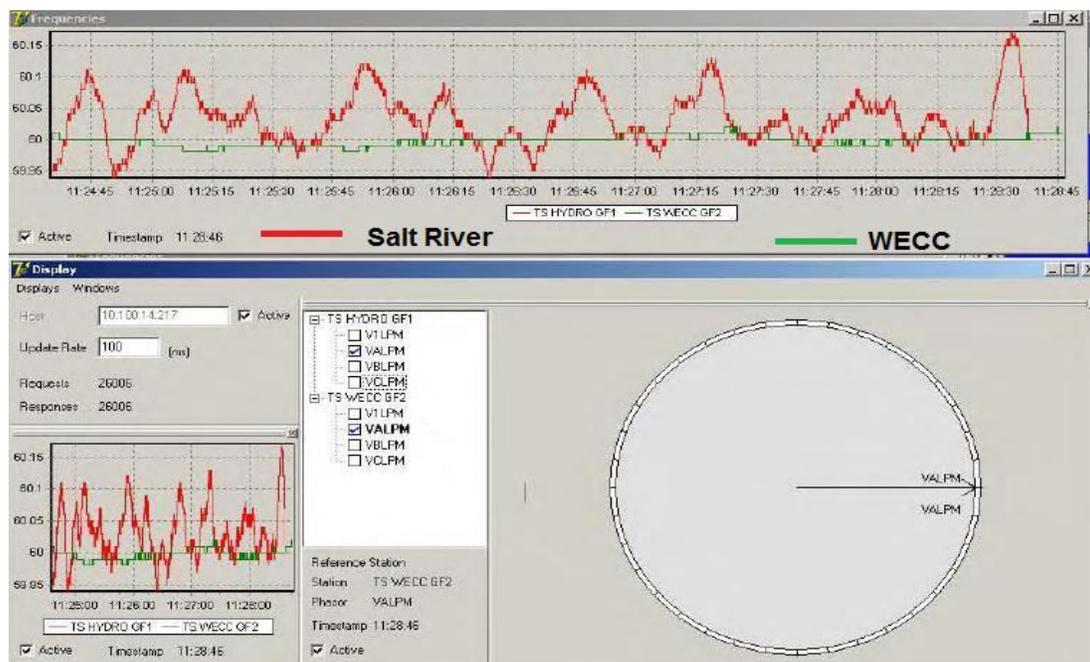


Figura 5.7 - MOMENTO DE SINCRONISMO ENTRE O SISTEMA *SALT RIVER* E O WECC – FONTE [KOELLNER, 06]

5.5 Esquemas de Controle de Emergência

Os Esquemas de Controle de Emergência (ECE), apesar de estarem associados ao Controle de Emergência, são de suma importância para o processo de recomposição do SEP. Frequentemente implantados com o objetivo de se evitar a propagação de distúrbios que poderiam resultar em um blecaute generalizado no sistema, eles

normalmente atuam de forma a facilitar o religamento. Muitas vezes, esses esquemas realizam ações como ilhamento de determinada área, criando o cenário para o restabelecimento. A importância, portanto, desse tipo de controle para o controle restaurativo reside no fato dos ECE influenciarem o estado no qual os operadores encontrarão o sistema para seu restabelecimento.

Em [Andrade, 08] é sugerido que as lógicas dos esquemas de controle considerem a possibilidade de utilização das medições fasoriais de pontos onde já estão sendo determinadas as instalações de PMU no SFMS nacional.

5.6 Exemplo de um Processo de Recomposição com PMU

Para consolidar os impactos positivos da aplicação de Medição Fasorial na etapa de restabelecimento do sistema elétrico, esta seção apresenta a experiência da concessionária *Entergy* durante a passagem do furacão *Gustav* [Galvan, 09]. Sua passagem, em 1º de setembro de 2008, resultou no desligamento de 241 linhas de transmissão e de 354 subestações e no isolamento do sistema elétrico compreendido por *New Orleans*, *Los Angeles* e *Baton Rouge*, áreas metropolitanas de *Los Angeles*. Esta ilha, resultado do desligamento de 14 linhas de transmissão que serviam a região de *Baton Rouge – New Orleans*, é representada na Figura 5.8 juntamente com as respectivas linhas que sofreram desligamento.

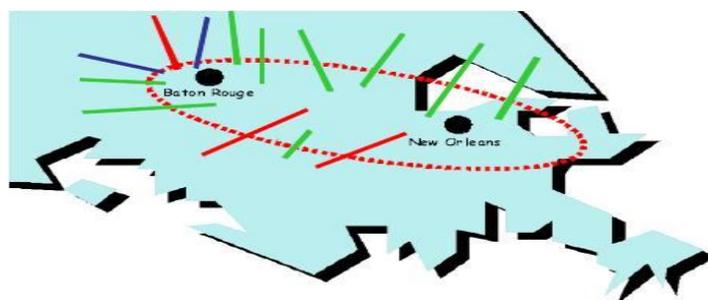


Figura 5.8 - ILHA GERADA E LINHAS DE TRANSMISSÃO DESLIGADAS PELO FURACÃO *GUSTAV* – FONTE [GALVAN, 09]

Antes do furacão atingir o continente, a *Entergy* colocou suas usinas térmicas em espera (*hot standby*), isoladas do sistema principal e alimentando somente cargas de suas respectivas subestações. Esta precaução permitiu que, mesmo isolada do sistema principal, a ilha formada pudesse alimentar as cargas de *New Orleans*, *Los Angeles* e proximidades.

O ilhamento desse subsistema foi percebido pelos operadores pela divergência entre as frequências monitoradas pelo SMFS da *Entergy*. Este é constituído por 21 PMUs distribuídas em quatro estados americanos. Contudo, apenas uma PMU, instalada em *Waterford*, estava dentro da área isolada e permitiu que os operadores pudessem monitorar em tempo real os eventos nesta área. A Figura 5.9 apresenta a frequência na subestação de *Waterford* e de *Mabelvale* (subestação fora da área atingida pela tempestade escolhida como referência de frequência) no momento do ilhamento.

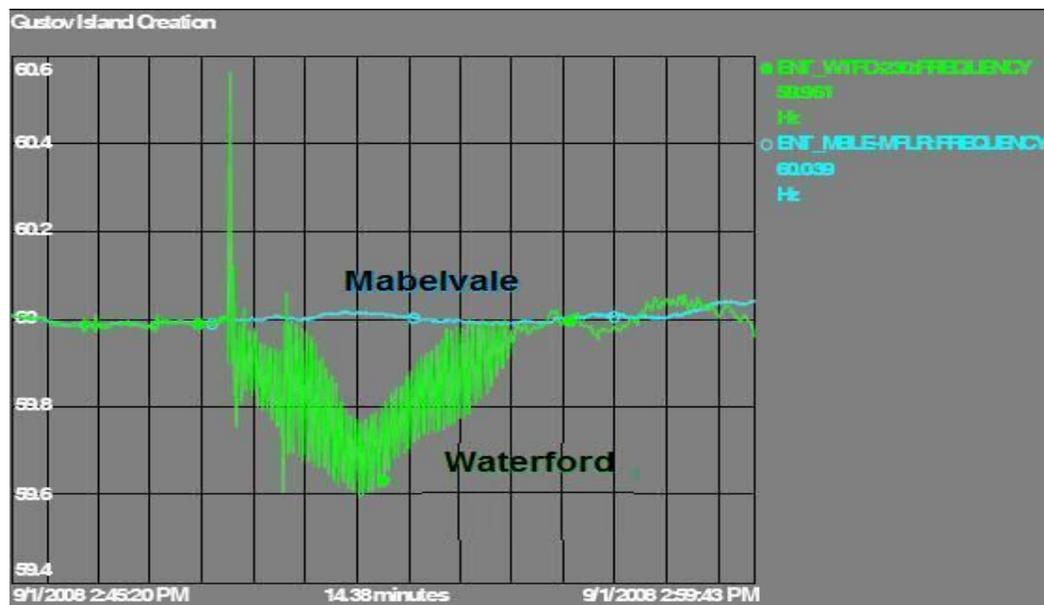


Figura 5.9 - FREQUÊNCIA NAS SUBESTAÇÕES WATERFORD E MABELVALE – FONTE [GALVAN, 09]

A região *Baton Rouge – New Orleans* ficou isolada do sistema principal por aproximadamente 33 horas. Durante este tempo, o controle restaurativo se restringiu ao controle da carga para que esta não ultrapassasse a geração disponível na ilha. Para tanto, duas das três usinas geradoras tiveram seu controle automático de geração desligados para que não houvesse risco de elevadas oscilações de frequência caso houvesse variação na carga. Contudo, durante o desligamento deste controle em uma das subestações, foi verificado um aumento nas oscilações de frequência conforme ilustrado na Figura 5.10. Uma vez que estas oscilações foram registradas pelo SFMS, os operadores foram rapidamente alertados para prevenir que este distúrbio continuasse.

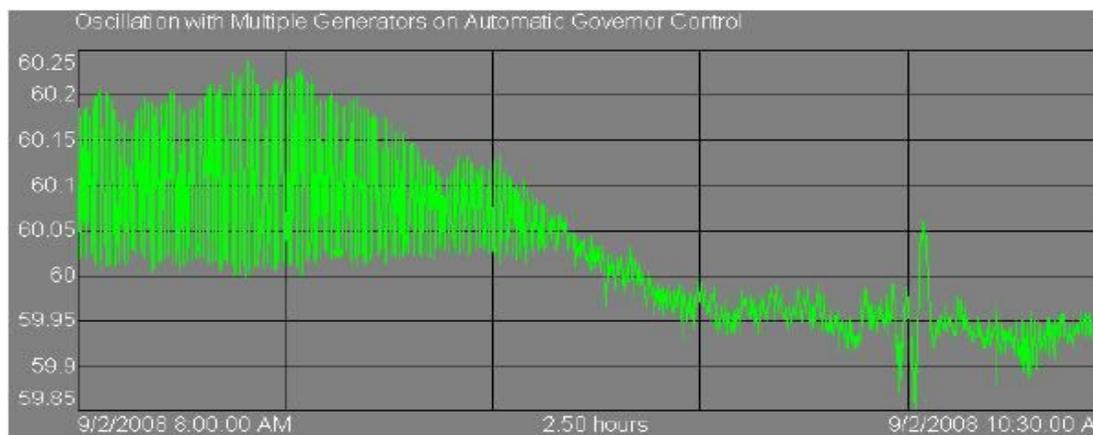


Figura 5.10 - OSCILAÇÕES DE FREQUÊNCIA DETECTADAS PELA PMU – FONTE [GALVAN, 09]

Esse exemplo demonstra o impacto que a Medição Fasorial pode representar no processo de Restabelecimento do Sistema Elétrico. Conforme comentários em [Galvan, 09], a disponibilidade de medidas de fasores a uma taxa de 30 amostras por segundo agregou melhores condições para operação do sistema quando comparada com a operação via dados do sistema SCADA. Com uma taxa de amostragem de dados de dois a quatro segundos, este sistema não registraria o evento de forma tão detalhada quanto o SMFS. As Unidades de Medição Fasorial possibilitaram a determinação da extensão da ilha e precisou-se de apenas vinte minutos para concluir que o sistema South Louisiana estava em uma situação de ilha. Sem este dispositivo, tal situação poderia ter passado despercebida resultando na propagação do blecaute por toda a região.

5.7 Considerações Finais

Ao longo deste texto, foi enfatizado que a recomposição dos sistemas elétricos de potência não é uma atividade fácil e envolve o conhecimento sólido destes e de todas as implicações que as ações de controle podem acarretar. Conforme visto neste Capítulo, o impacto dos SMFS nos SEPs se dá de várias maneiras e poderá facilitar o processo de restabelecimento.

O avanço trazido para a Estimação de Estados possibilita o conhecimento mais exato e de forma mais ágil da condição operativa do sistema favorecendo todas as estratégias de controle, dentre elas o controle restaurativo. O Estimador seria responsável pela detecção e tratamento dos erros provenientes dos dados das PMUs.

O uso dos dados fasoriais permite o desenvolvimento de esquemas de Religamento Automático mais eficientes e menos sujeitos a rejeições, como mostra o exemplo descrito no Capítulo. Esquemas de Controle de Emergência automáticos podem ser configurados de forma a tornar a condição operativa do sistema pós-desligamento mais favorável a um restabelecimento ágil e eficaz.

Quanto à reconexão de ilhas elétricas, o uso dos dados das PMUs traz grande impacto. A recomposição hoje é feita por meio do uso de sincronoscópios que, informando as condições de sincronismo das ilhas, indicam ao operador o momento para o fechamento dos disjuntores. A ação consiste em enviar comandos para os disjuntores e esperar que limites programados nos relés de teste de sincronismo sejam atendidos, efetivando assim o fechamento. Este procedimento é comumente realizado através de “tentativa e erro”. Os SMFS agregam maior informação a este processo, possibilitando a monitoração da diferença angular entre ilhas e a variação da frequência desta diferença. Assim, o comando para o fechamento dos disjuntores pode ser feito no momento adequado, sem bloqueio dos relés de sincronismo.

Um avanço esperado é a possibilidade da escolha de diferentes corredores de restabelecimento, tendo em vista o conhecimento em tempo real das diferenças angulares, dos módulos da tensão e da frequência fornecido pelos SMFS. Assim, as possibilidades de recomposição se ampliam, não ficando restritas à presença de sincronoscópios e relés de sincronismos nas subestações.

Vale comentar, que a aplicação de medição angular nas funcionalidades associadas à recomposição, embora simples, fornece grandes benefícios.

Com respeito ao SMFS brasileiro, este se encontra em fase de implementação e muito já foi preparado. Porém, muito ainda há para ser feito, principalmente quando as PMUs estiverem instaladas.

Com o objetivo de aplicar o que foi investigado durante o desenvolvimento da dissertação em um sistema elétrico real, no próximo Capítulo é apresentada uma avaliação sobre o uso da tecnologia de medição fasorial no processo de recomposição do sistema elétrico da concessionária CEMIG. São sugeridas ações para implantação do SMFS da empresa, visando à melhoria da recomposição do sistema elétrico.

6

RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA CEMIG

6.1 Considerações Iniciais

A CEMIG é uma das empresas participantes do projeto desenvolvido pelo ONS para implantação do SMFS brasileiro e vem analisando e definindo estratégias para melhor aproveitamento das informações provenientes deste sistema.

Em [Andrade, 08] é apresentada, sob a forma de sugestão, uma estratégia de implementação de um SMFS da CEMIG, integrando aplicações de PMU em um PDC próprio da empresa. Este SMFS seria integrado ao SMFS nacional.

Com o objetivo de dar continuidade a esse estudo, pretende-se neste Capítulo apresentar uma análise sobre o impacto das Medidas Fatoriais no processo de Restabelecimento da empresa. Para tanto, inicialmente será descrita a filosofia atual de recomposição do sistema elétrico da concessionária.

6.2 Restabelecimento do Sistema CEMIG

A CEMIG possui capacidade instalada de 6.691 MW, com um parque gerador composto por 61 usinas, sendo 56 hidrelétricas, 4 termelétricas e uma eólica. A empresa supervisiona e opera 46 subestações, dentre as quais 34 são totalmente ou parcialmente telecontroladas e outras passarão a ser em um futuro próximo. A Figura 6.1, retirada de [Andrade, 08], ilustra a Rede Básica da empresa. São indicadas as subestações onde está prevista a instalação de PMUs, por parte do SMFS do ONS e de relés digitais com funções de PMU, pela própria empresa. A localização destes equipamentos será discutida posteriormente neste Capítulo.

Apesar da determinação da ANEEL de encerrar as atividades dos centros de operação das concessionárias de energia com o mesmo nível hierárquico dos centros do ONS, a CEMIG se propôs em manter a coordenação de alguns processos de responsabilidade do ONS. Ambos, ANEEL e ONS, concordaram em dar autonomia ao COS-CEMIG para restaurar o sistema após blecaute, incluindo a fase coordenada. O centro de operação regional (COSR-SE) somente seria responsável, portanto, pela interligação das ilhas elétricas e por ações que precisam de condições de outras concessionárias.

Em [Lopes, 08] são descritas a fase fluente dos três corredores de restabelecimento da rede CEMIG e a fase coordenada de duas regiões. Uma característica importante das recomposições coordenadas pelo COS desta concessionária é a energização simultânea de equipamentos, obedecendo a critérios definidos por estudos prévios. Este procedimento agrega maior agilidade na energização das subestações mais próximas aos centros de carga e, conseqüentemente, maior rapidez ao restabelecimento.

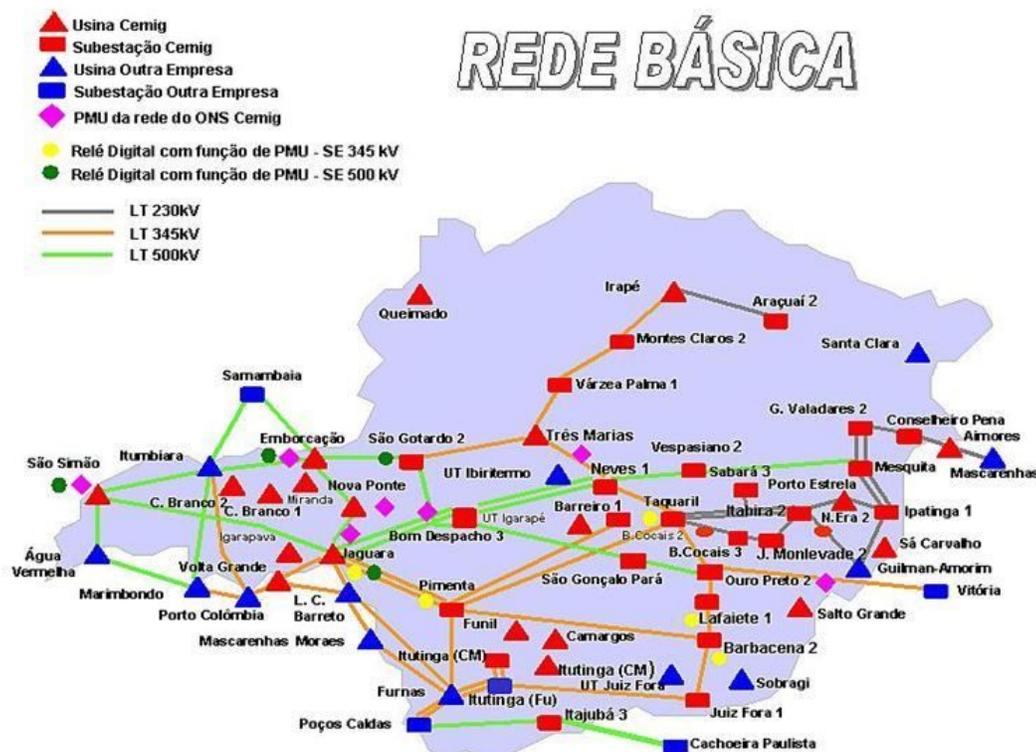


Figura 6.1 - REDE BÁSICA CEMIG – FONTE [ANDRADE, 08]

6.2.1 Fase Fluente do Sistema CEMIG

O sistema elétrico da CEMIG apresenta três ilhas elétricas: Ilha Três Marias, Ilha Luiz Carlos Barreto e Ilha Emborcação. Vale ressaltar que estes sistemas isolados recebem o nome da usina de autorrestabelecimento que inicia sua restauração.

A Ilha de Três Marias é representada na Figura 6.2 e, durante a fase fluente, restabelece aproximadamente 150 MW de carga da região Norte de Minas Gerais. Uma particularidade de sua recomposição é que, apesar de possuir linhas de transmissão de 345 kV, o restabelecimento é realizado pelas linhas de 138 kV, resultando em um melhor

controle de tensão nesta etapa. A interligação da rede de 345 kV e, conseqüentemente, a interligação da usina de Irapé só ocorrem na fase coordenada [Lopes, 08].

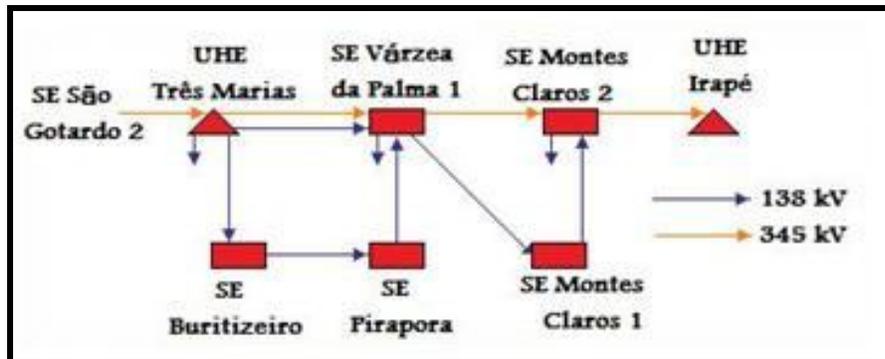


Figura 6.2 - ILHA DE TRÊS MARIAS

Já na Ilha Luiz Carlos Barreto, ilustrada na Figura 6.3, concomitantemente à preparação de geração na usina que dá nome à ilha, é iniciada a usina Volta Grande, também de autorrestabelecimento. Esta última envia tensão para a usina Jaguará e restabelece 70MW de carga. Posteriormente, são recompostos 100 MW de carga na subestação de Pimenta e 150 MW e 180 MW nas subestações de Taquaril e Barreiro respectivamente. Por fim, a energização da Subestação Jaguará e da Usina Nova Ponte possibilitará o fechamento do paralelo com a Ilha Emborcação [Lopes, 08].

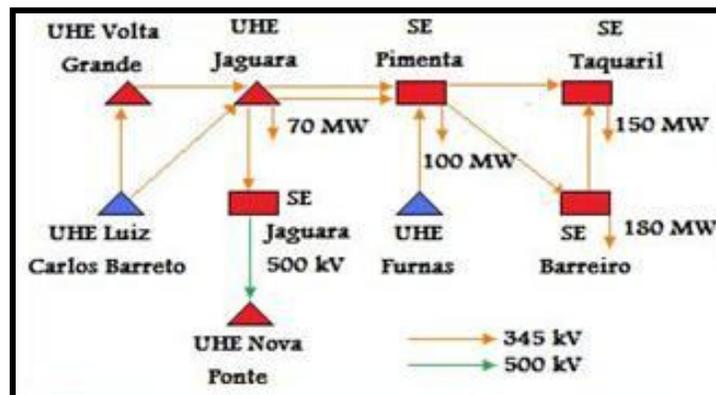


Figura 6.3 - ILHA LUIZ CARLOS BARRETO

A Ilha de Emborcação, Figura 6.4, apresenta como particularidade a existência de apenas uma usina, a Usina de Emborcação. Esta é responsável pelo controle de frequência, pela geração de potência ativa e pela reativa para controle de tensão. O restabelecimento desse subsistema consiste em: após sincronizar três unidades geradoras, atender 170 MW de carga da própria subestação e o corredor de 500 kV até a região central de Minas Gerais para a restauração de 220 MW de carga prioritária.

Depois de energizar a subestação de São Gotardo 2 e esta a de Bom Despacho 3, as Subestações Neves 1 e São Gonçalo do Pará recebem tensão simultaneamente. Após restabelecidas as cargas, a subestação São Gotardo 2 enviará tensão pela linha de 345 kV à Usina de Três Marias enquanto a Usina de Emborcação fará o mesmo para a Usina de Nova Ponte pela linha de 500 kV. Assim estará tudo pronto para que, com a coordenação do COSR-SE, ocorra o fechamento em paralelo das três ilhas [Lopes, 08].

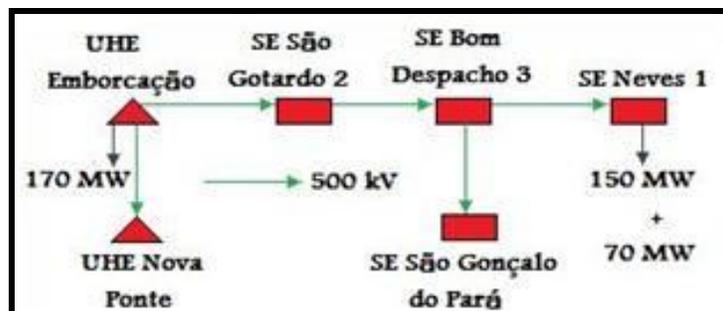


Figura 6.4 - ILHA EMBORCAÇÃO

6.2.2 Fase Coordenada do Sistema CEMIG

O restabelecimento coordenado na região Leste de Minas Gerais é iniciado pela subestação Taquaril. Sua energização envia simultaneamente tensão para as Subestações Itabira 2, Sabará 3, Ipatinga 1 e para as Usinas Porto Estrela e Guilman Amorim. Este processo possibilita o atendimento de cargas nas respectivas subestações e usinas. Vale ressaltar que ao receberem tensão, as usinas iniciam a sincronização de suas unidades geradoras. Por fim, as SEs Mesquita e Governador Valadares 2 são energizadas pela SE Ipatinga 1. Este subsistema é representado na Figura 6.5 [Lopes, 08].

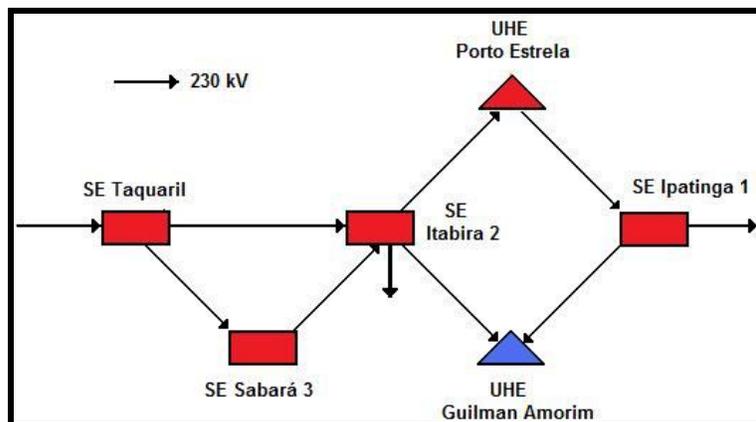


Figura 6.5 - FASE COORDENADA REGIÃO LESTE

Por outro lado, a recomposição coordenada da região Mantiqueira, representada na Figura 6.6, começa pela energização simultânea da subestação Ouro Preto 2 e Lafaiete 1 através do envio de tensão realizado pela SE Taquaril. Uma singularidade deste subsistema é que as cargas da SE Ouro Preto 2 são predominantemente industriais sendo, desta forma, priorizadas as cargas da SE Lafaiete 2. Além disso, a recomposição das cargas da subestação Barbacena 2 e Juiz de Fora 1 também são priorizadas em detrimento ao envio de tensão para a SE Vitória que restabelecerá cargas no Espírito Santo ou fechará o anel, se o mesmo já estiver restabelecido [Lopes, 08].

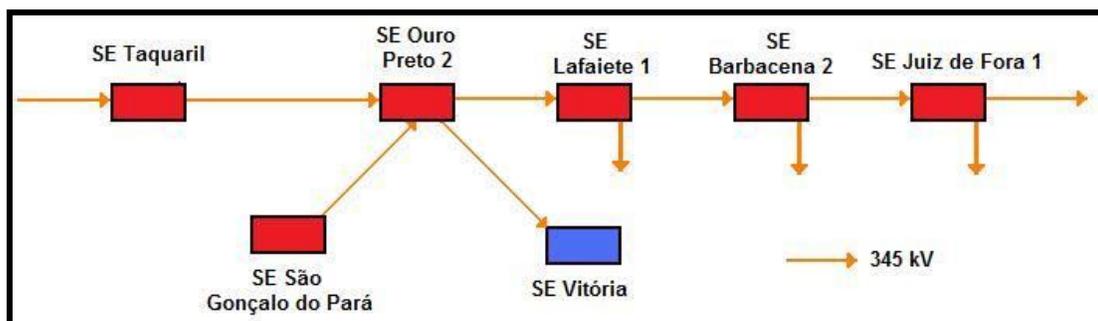


Figura 6.6 - FASE COORDENADA REGIÃO MANTIQUEIRA

6.2.3 Funcionalidades Empregadas no Processo de Restabelecimento do Sistema CEMIG

Várias funcionalidades do COS-CEMIG foram desenvolvidas para apoiar a tomada de decisão em tempo real pelos operadores. Entre estas ferramentas, aquelas adotadas para suporte ao restabelecimento são:

- SARESTA – Sistema de Apoio ao Restabelecimento;
- SAPRE – Sistema Automático de Preparação de Estações;
- Monitoramento de Blecaute;
- Tags e Modificadores;
- Tabular de Proteção.

O objetivo do aplicativo **SARESTA** é, por meio de interface homem-máquina amigável, dar subsídio ao operador durante a fase de recomposição do sistema. Este aplicativo foi desenvolvido pelo LRC/UFMG em parceria com a CEMIG, conforme detalhado em [Vale, 99]. O procedimento básico implementado pela ferramenta consiste em “percorrer” em tempo real uma árvore de decisões que expressa regras de restabelecimento

previamente estabelecidas. Tal árvore de busca é sempre percorrida do início ao fim, durante todo o tempo do restabelecimento, verificando as condições do SEP em tempo real para identificar e indicar a ação de restabelecimento a ser efetuada.

As Instruções de Operação são cadastradas e classificadas em Regra Principal e Regra de Referência. A primeira retrata basicamente as instruções operativas enquanto a segunda é constituída de condições a serem verificadas para execução das regras principais. Assim, através de lógica simples (E, OU, SE, ENTÃO, SENÃO) o SARESTA, após identificar as condições do sistema, indica ao operador ações que devem ser adotadas e até mesmo alternativas, caso existam diferentes opções de restabelecimento.

No exemplo de tela de sua interface, ilustrada na Figura 6.7, o SARESTA informa ao operador que ele poderá interligar três unidades geradoras da Usina de Três Marias para que cargas prioritárias da região Norte possam ser restauradas. Isto significa que a ferramenta percorreu toda a árvore de decisões e verificou que todas as condições necessárias para tal ação estão atendidas. Após realizar a ação, o operador deverá dar o comando de continuar, o que fará com que a ferramenta verifique a execução e efetividade da ação. Posteriormente a esta verificação, o SARESTA dará continuidade ao seu processamento e indicará uma nova ação até o restabelecimento por completo do sistema. Por fim, vale ressaltar que este aplicativo só é iniciado depois que a preparação dos disjuntores das subestações for realizada pelo SAPRE.

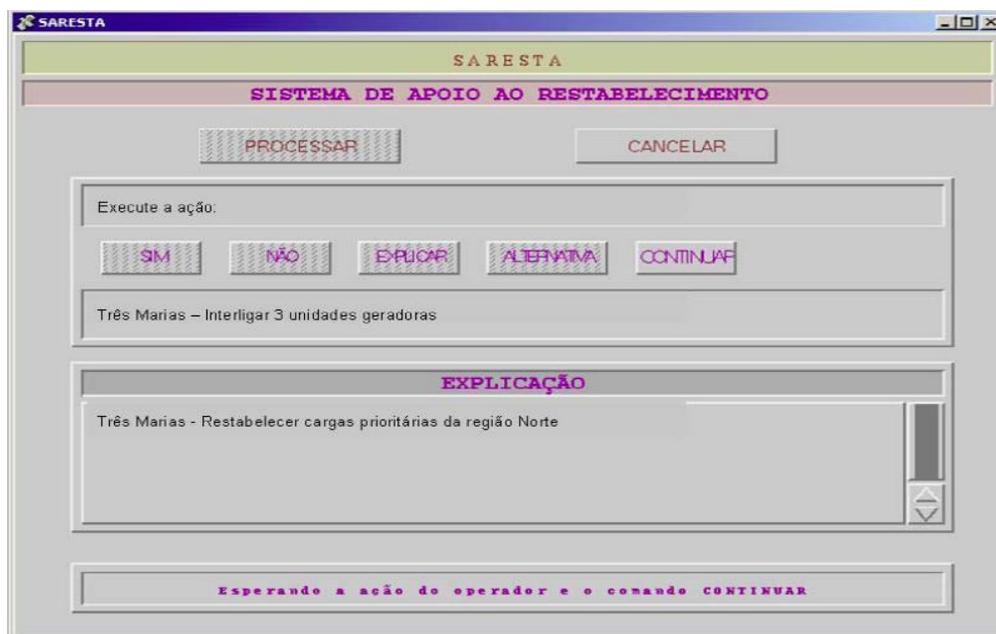


Figura 6.7 - INTERFACE DO SARESTA – FONTE [LOPES, 08]

O **SAPRE** tem como finalidade preparar os disjuntores (aberto/fechado) das subestações, de acordo com as Instruções Operativas, para agilizar o processo de restabelecimento. A Figura 6.8 apresenta uma tela desta ferramenta.

Ao ser acionado, o SAPRE recorre ao aplicativo de Monitoramento de Blecaute, Figura 6.9, que verifica a ocorrência de falta de tensão nos barramentos resultante de desarme de disjuntores ou falta de tensão nas linhas de transmissão. Este monitoramento é realizado em tempo real, em intervalos de quatro segundos e caracteriza a falta de tensão como sendo toda e qualquer tensão residual inferior a 10 kV [Lopes, 08].

Depois de receber esse tipo de informação, o SAPRE apresenta ao operador os disjuntores que estão disponíveis para comando, seu estado atual e qual seu estado desejável para iniciar a recomposição. Tendo verificado a lista de disjuntores, o operador pode proceder à ativação da preparação automática da subestação.

PREPARAÇÃO AUTOMÁTICA											
SE TAQUARIL											
SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43sc	ESTADO		COND.	SEQ.	DISJUNTOR	CHAVE 43sc	ESTADO		COND.
			ATUAL	DESEJ.					ATUAL	DESEJ.	
1	11F4	FEM	ABER	ABER	DISP	26	6F4	FEM	FECH	ABER	DISP
2	21F4	FEM	ABER	ABER	DISP	27	7F4	FEM	FECH	ABER	DISP
3	22F4	FEM	ABER	ABER	DISP	28	8F4	FEM	FECH	ABER	DISP
4	23F4	FEM	FECH	FECH	DISP	29	9F4	FEM	FECH	ABER	DISP
5	3K4	FEM	FECH	FECH	DISP	30	10F4	FEM	FECH	ABER	DISP
6	3K4	FEM	FECH	FECH	DISP	31	11F4	LOC	FECH	ABER	IND
7	4K4	FEM	FECH	FECH	DISP	32	13F4	FEM	FECH	ABER	DISP
8	3K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
9	8K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
10	7K4	LOC	FECH	ABER	IND						
11	8K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
12	9K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
13	10K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
14	11K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
15	13K4	FEM	FECH	ABER	DISP						
16	3M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
17	4M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
18	8M4	LOC	FECH	ABER	IND						
19	9M4	FEM	FECH	FECH	DISP						
20	7M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
21	8M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
22	11M4	FEM	FECH	ABER	DISP						
23	1P4	FEM	FECH	FECH	DISP						
24	2P4	FEM	FECH	ABER	DISP						
25	3P4	FEM	FECH	ABER	DISP						

ELIMINAR SINIALIZAÇÃO
 ATIVAR PREPARAÇÃO

Figura 6.8 - TELA DO APLICATIVO SAPRE – FONTE [LOPES, 08]

As aplicações **Tags** e **Modificadores** são utilizadas na operação do sistema elétrico para informar ao operador as restrições de determinado equipamento e, até mesmo, bloquear comando indevidos. Enquanto os *tags* estão associados a uma condição temporária devido a serviços em determinado dispositivo, os modificadores estão relacionados às falhas na medida apresentada ao operador. A título de ilustração, é apresentada na Tabela 6.1 uma lista de *Tags* e Modificadores e seus respectivos significados. Por fim, o aplicativo Tabular de Proteção, representado na Figura 6.10, informa as proteções que estão atuadas no instante da solicitação.

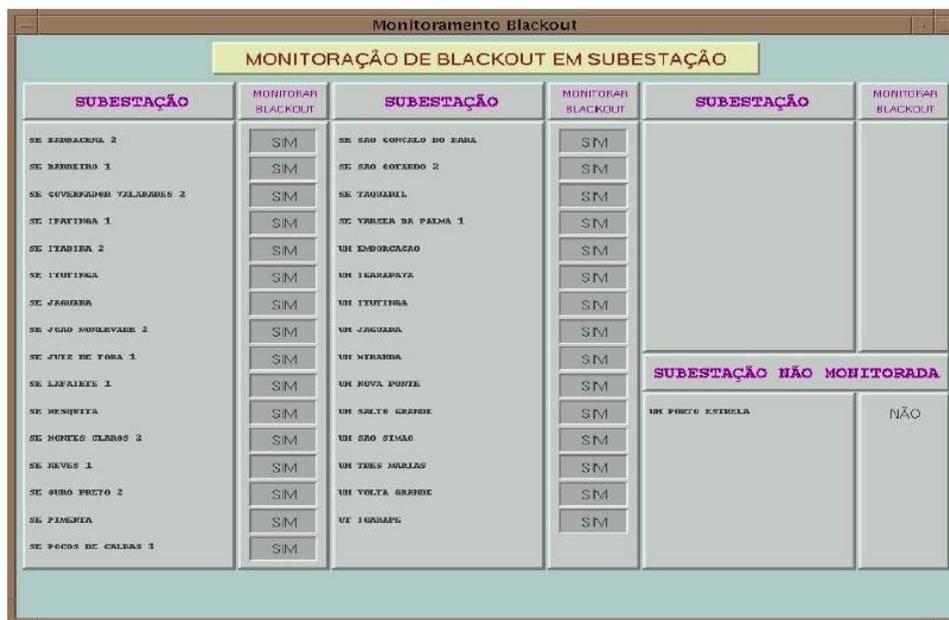


Figura 6.9 - INTERFACE DA FERRAMENTA MONITORAÇÃO DE BLECAUTE – FONTE [LOPES, 08]

Tabela 6.1 - TAGS E MODIFICADORES – FONTE [LOPES, 08]

Tag (T) / Modificador (M)	Letra	Cor	Significado / Indicação	Bloqueio
T	S	Vermelho	Equipamento desligado para intervenção.	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
T	E	Amarelo	Condição especial; serviço com o equipamento ligado .	Bloqueia o fechamento do disjuntor.
M	I	Branco	Um valor ou estado de equipamento está inibido .	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	S	Verde	Um valor ou estado de equipamento está simulado .	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	C	Branco	Há falha de comunicação na telemedicação.	Bloqueia o comando de abertura e fechamento do disjuntor.
M	N	Branco	Não há telemedicação para a medida.	Não efetua bloqueio.
M	L	Vermelho	Indica que a medida analógica está fora dos limites máximo ou mínimo do equipamento.	Não efetua bloqueio.
M	G	Branco	Indica que a medida analógica está com erro grosseiro em relação ao estimador de estado.	Não efetua bloqueio.
M	R	Vermelho	Reasonability – Indica que houve uma saturação no sistema de medição de medida analógica e congela o último valor.	Não efetua bloqueio.



Figura 6.10 - TELA DO APLICATIVO TABULAR DE PROTEÇÃO – FONTE [LOPES, 08]

Conforme observado nesta seção, várias são as funcionalidades aplicadas ao restabelecimento do sistema elétrico da CEMIG. Em [Lopes, 08] é proposto o agrupamento desses aplicativos, cada um com finalidades diferentes, para otimizar a restauração do SEP. Conforme salientado pelo autor, outras funcionalidades como o STA¹⁰ – Sistema de Tratamento de Alarme e SOE – Sequência de Eventos também são úteis para o operador durante esse processo.

6.3 Proposta de Aplicação da Medição Fasorial no Sistema CEMIG

O projeto do SMFS desenvolvido pelo ONS prevê a instalação de PMUs nas barras das seguintes subestações do sistema CEMIG: Bom Despacho 3, usina de Emborcação, Jaguará – 500 kV, Jaguará – 345 kV, usina de L. C. Barreto (localizada no estado de São Paulo), Neves 1, Nova Ponte, Ouro Preto 2, São Simão e usina de São Simão com o intuito de monitorar os barramentos de 345 kV e 500 kV da Rede Básica.

Na Figura 6.11 estão representadas as subestações onde serão instaladas as PMUs previstas no projeto do SMFS nacional, bem como os relés digitais que apresentam funções de aquisição de medição fasorial que a própria CEMIG está instalando em seu sistema. Estes relés serão instalados nas subestações: Barbacena 2, Lafaiete, Taquaril,

¹⁰ O STA foi desenvolvido pelo LRC/UFMG em parceria com a CEMIG [Vale, 03].

São Simão, Jaguará – 345 kV, Jaguará – 500 kV, Pimenta, Emborcação e São Gotardo 2.

No Apêndice B a Rede Básica da CEMIG é novamente apresentada correlacionando as fases fluente e coordenada do restabelecimento com a localização das PMUs e relés.

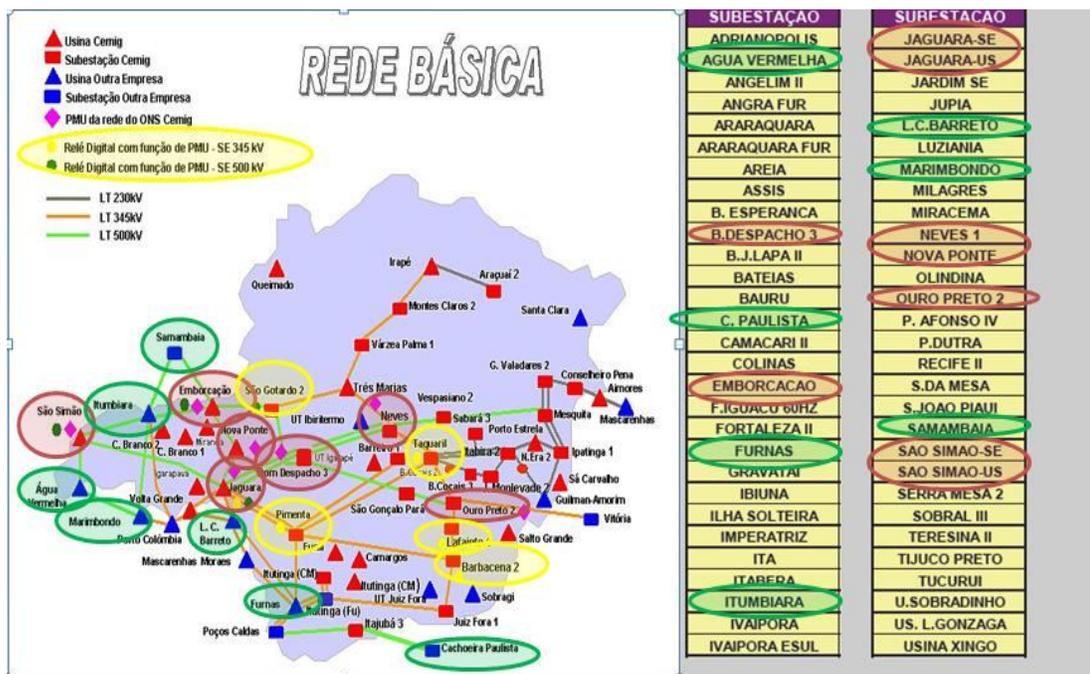


Figura 6.11 - SMFS NACIONAL NA REDE BÁSICA DA CEMIG

Com base nessas informações e no conhecimento das fases e subestações envolvidas no processo de restabelecimento do sistema elétrico da empresa verifica-se que a Rede Básica da CEMIG, após a implantação do projeto piloto do ONS e da instalação dos relés digitais com função de aquisição de medidas fasoriais, apresentará um grau de observabilidade elevado. Contudo, tendo em vista as medições para apoio do operador durante o restabelecimento do sistema, esta observabilidade não é suficiente, conforme explicado a seguir.

Analisando cada ilha de recomposição, percebe-se que a Ilha de Emborcação apresenta Unidade de Medição Fasorial, sobre responsabilidade da CEMIG, em cinco das seis subestações principais, não necessitando de mais investimentos imediatos, principalmente porque o estado do barramento sem PMU pode ser determinado por meio de cálculo direto, sem depender do tempo do Estimador de Estado. Além disso, caso a concessionária opte por utilizar o aplicativo *SynchAssist*, as barras empregadas no

restabelecimento entre as ilhas (Emborcação, Nova Ponte e Neves 1) apresentam medição fasorial disponível.

A Ilha de Luiz Carlos Barreto apresenta a mesma condição de observabilidade da anterior (6 de 9 subestações com PMU), não sendo necessários investimentos imediatos para a melhoria da recomposição da mesma. É interessante salientar que, apesar de ser uma usina de outra concessionária, a PMU instalada na usina de L.C. Barreto é de responsabilidade da CEMIG.

Por outro lado, a Ilha de Três Marias é completamente desprovida de unidades de medição fasorial. Para que se tenha a observabilidade necessária, tanto para a utilização do *SynchAssist* quanto para detecção de erros de medidas fasoriais, é recomendada a instalação de pelo menos três PMUs, sendo que uma Unidade de Medição deve ser instalada preferencialmente nas barras utilizadas para o fechamento do paralelo entre as ilhas na Usina de Três Marias. O mesmo pode ser verificado para a fase coordenada da região Leste.

A fase coordenada na região da Mantiqueira, por sua vez, apresenta apenas uma PMU prevista no projeto do SMFS nacional que fará a monitoração da interligação com o sistema elétrico do Espírito Santo através da linha Ouro Preto 2 – Vitória. Contudo, com a instalação por parte da CEMIG de dois relés digitais (subestação de Lafaiete 1 e Barbacena 2), o critério para detecção de erros nas medidas fasoriais desta região será atendido, sem necessitar de outros investimentos.

A proposta de instalação de unidades de medição aqui apresentada se baseia nos corredores de restabelecimento da Rede Básica da CEMIG. As funcionalidades empregadas por esta concessionária para apoio à recomposição também poderão tirar proveito do volume de medidas disponibilizadas pelas PMUs, principalmente no que se refere à confiabilidade de informações. O SARESTA, por exemplo, para apresentar orientações ao operador do sistema, deve verificar várias condições, tais como: estados dos disjuntores ou chaves, tensão de pré-energização, interligação entre áreas etc. A maioria destas verificações é feita automaticamente ao sistema SCADA ou em alguns casos ao operador. Com a implementação do SMFS, esta funcionalidade poderá coletar informações provenientes dos Concentradores de Dados, além de proporcionar aos operadores um melhor conhecimento do SEP, caso estes precisem informar manualmente estas condições.

O aplicativo Monitoramento de Blecaute que atualmente verifica a falta de tensão nos barramentos do sistema em intervalos de quatro segundos, poderá realizar esta monitoração em tempo real à medida que mais PMUs forem instaladas no sistema. Até mesmo com o número de unidades de medição previsto até o momento, esta funcionalidade poderá ter ganhos na melhora da confiabilidade destas informações. O SAPRE, por recorrer ao Monitoramento de Blecaute para identificar as condições das subestações, sofrerá impacto indireto da medição fasorial através deste último.

Com relação à implementação do Estimador de Estados, para que o mesmo possa utilizar as medições fasoriais, a opção mais viável, e que demanda menos esforços computacionais e financeiros, é a Implementação Completa da Medição Fasorial no Estimador. Conforme apresentado anteriormente, nesta opção as medidas fasoriais de tensão (módulo e ângulo) são tratadas como qualquer outra medida, necessitando somente adaptar a matriz Jacobiana.

A referência do Estimador pode ser tratada de duas maneiras. A primeira consiste na seleção de um barramento com medição fasorial para ser a barra de referência do sistema enquanto a segunda opção seria utilizar o Estimador sem referência angular conforme proposto em [Zhu, 08]. A primeira opção parece a mais viável e confiável, pois a metodologia proposta por [Zhu, 08], apesar de apresentar bons resultados de simulação, ainda não foi avaliada em um sistema real.

Para realizar a detecção de erro de medida do barramento de referência, o recomendável seria instalar PMUs em outras barras próximas eletricamente a este e, assim, avaliar as medidas da barra de referência.

6.4 Considerações Finais

Em uma visão mais ampla, este Capítulo mostra que a obtenção dos resultados positivos esperados com o uso dos dados dos SMFS no Controle Restaurativo requer o conhecimento sobre o sistema elétrico a ser controlado, sobre as estratégias de restabelecimento aplicáveis, sobre o sistema de supervisão e controle, dentre outros. Diante da implantação dos SMFS, pode-se optar pela alteração completa dos procedimentos tradicionais ou pelo aprimoramento dos processos já implementados na prática pelas empresas, pelo menos em uma etapa inicial.

Numa perspectiva mais voltada para o sistema CEMIG, os estudos realizados permitem indicar diretrizes para que as recomendações apresentadas nesta dissertação possam ser implementadas:

- SMFS: Instalação de pelo menos três PMUs na Ilha de Três Marias, sendo que uma deve ser instalada preferencialmente na barra de fechamento do paralelo entre as ilhas na Usina de Três Marias. O mesmo pode ser verificado para a fase coordenada da região Leste. Criação do PDC-Empresa integrado ao PDC-Nacional;
- COS: Alteração do Estimador de Estados para incorporar os dados das PMUs (barra de referência e adjacentes contendo PMU – para tratamento de erros). Implementação de novas ferramentas de tempo real, para acompanhamento da evolução do comportamento dinâmico do SEP. Integração das ferramentas de restabelecimento já existentes (SARESTA, SAPRE etc.) ao novo ambiente;
- Procedimentos: Avaliação dos procedimentos tradicionais e alteração dos mesmos, tendo em vista a presença dos dados fasoriais.

Vale comentar, que a CEMIG, diante da implementação do SMFS nacional, já vem analisando seus procedimentos no sentido de definir estratégias para melhor aproveitamento das informações provenientes deste sistema de medição. Isto requer o investimento em novas PMUs, pois a localização das unidades previstas pelo ONS teve como motivação a operação do SIN e não necessariamente os procedimentos das empresas individualmente.

7

CONCLUSÕES

Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada têm sido implantados nos sistemas elétricos de vários países, trazendo ganhos significativos para a operação dos mesmos. No Brasil é prevista a implantação do SMFS Nacional, visando melhorar de forma significativa o desempenho do SIN.

Várias são as aplicações que se beneficiam com a Medição Fasorial Sincronizada e, dentre elas, destacam-se aquelas relacionadas ao Controle Restaurativo, tema específico desta dissertação.

Os benefícios mais significativos que os SMFS trazem para o restabelecimento decorrem da disponibilização em tempo real da medição direta dos ângulos de fase das tensões de forma sincronizada. Tal conhecimento permite que a interligação de ilhas elétricas e o fechamento de anéis da rede sejam realizados de forma mais adequada, ágil e sem riscos de novos desligamentos.

Apesar das vantagens de se utilizarem dados das unidades fatorias na operação dos SEPs serem muitas vezes claras, nem sempre é trivial a sua implementação prática, tanto no que diz respeito à integração dos dados das PMUs nos tradicionais sistemas EMS/SCADA, quanto no desenvolvimento de aplicações.

A integração dos dados fatorias merece atenção, pois dela depende o desempenho das funcionalidades que irão utilizá-los, principalmente quando realizada via Estimador de Estados.

A criação de procedimentos de controle totalmente novos nem sempre tem sido bem vinda, uma vez que implicaria a alteração de estratégias consolidadas pelas equipes de planejamento e operação. Por outro lado, a adaptação de estratégias já utilizadas nas empresas requer uma visão diferente da tradicional, para que as atualizações sejam feitas de forma a extrair ao máximo os benefícios dos SMFS. Para tal, as equipes que atuam nas diversas áreas da operação dos SEPs precisam se inteirar quanto às possíveis aplicações das medições fatorias. Apesar do volume significativo de publicações sobre os SMFS, há poucas referências que relacionam de forma integrada a medição fasorial e as estratégias de controle.

No que diz respeito ao Controle Restaurativo, esta dissertação procurou fazer esta integração. Os estudos registrados no texto permitem que as equipes das áreas de planejamento da operação, operação em tempo real e pós-operação se inteirem dos SMFS já no contexto do restabelecimento do sistema elétrico. Esta é considerada uma das contribuições mais significativas desta dissertação.

A continuidade natural deste trabalho se dará por meio de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento¹¹ previsto para ser desenvolvido numa parceria entre a CEMIG e o LRC/UFMG. Associando o que foi aqui apresentado à experiência das equipes de operação da empresa, inseridas no contexto dos SMFS, ganhos práticos são esperados, trazendo benefícios para todo o setor elétrico, incluindo o SIN, a própria empresa e toda a sociedade.

¹¹ Projeto P&D intitulado “SMFS – Desenvolvimento de Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Adibi, 99] ADIBI, M.M.; ALEXANDER, R.W.; MILANICZ, D.P.; ***Energizing High and Extra-high Voltage Lines During Restoration***. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, nº. 3, agosto, 1999.
- [Agneholm, 96] AGNEHOLM, E.; ***The Restoration Process Following a Major Breakdown in a Power System***. Tese de Licenciatura em Engenharia Elétrica, *School of Electrical and Computer Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg*, 1996.
- [Agostini, 04] AGOSTINI, M.N.; ***Simulador de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada***. Relatório Técnico Interno – LabPlan RT, janeiro, 2004.
- [Alves, 08] ALVES, F.R.M.; GUARINI, A.P.; HENRIQUES, R.M.; FILHO, J.A.P.; MARTINS, N.; FALCÃO, D.M.; GOMES, P.; ***Changing Paradigms for Increased Productivity in Power System Restoration Studies: The Brazilian ISO Experience***. Cigré – Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2008.
- [Andrade, 08] ANDRADE, S.R.C.; ***Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais, p.150, 2008.
- [Andrade, 09] ANDRADE, S.R.C.; VALE, M.H.M.; SANTOS, A.F.C.R.; ***Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada nos Processos de Planejamento Elétrico da Operação Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência***. XI SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Brasil, março, 2009.
- [Bretas, 01] BRETAS, A.S.; ***Robust Electric Power Infrastructures. Response and Recovery During Catastrophic Failures***. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. *Faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University*, 2001.
-

- [Cai, 05] CAI, J.Y.; Huang, Z.; Hauer, J.; Martin, K.; ***Current Status and Experience of WAMS Implementation in North America. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference***, Vol. 2005, p. 1 - 7, 2005.
- [Camelo, 07] CAMELO, L.G.; ***Relatório de Estágio Supervisionado***. UFMG, dezembro, 2007.
- [CEPEL, 07] CEPEL; ***Aplicação de Medição Fasorial – Projeto de Prova de Conceito: Especificação de Projeto***. Relatório Técnico, dezembro, 2007.
- [Chauchon, 08] CHAUCHON, L.; BOUFFARD, A.; NAGGAR, R.; DOLAN, D.; ***An Applied Training Tool for Bulk Power System Restoration at Hydro-Québec. IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES***, 2008.
- [Cheng, 06] CHENG, G.H.; XU, Z.; CHAO, J.; ***Restoration Strategies for the South China Interconnected Power System after Generator Tripping Following DC System Fault. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference***, p. 1095 - 1101, 2006.
- [Datakom, 07] ***User Manual – DKG 117: Synchroscope and Check Synch Relay***. Datakom, Vol. 02, 2007.
Site oficial: <http://www.datakom.com.tr>.
- [Ehrensperger, 04] EHRENSPERGER, J.G.; ***Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [Ferreira, 07] FERREIRA, D.G.; ***Visão Integrada da Automação da Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos de Potência***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais, 2007.
- [Filho, 03] FILHO, A.L.O.; NETO, P.A.; ***Avaliação de Desempenho do Sistema SAGE***. XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, outubro, 2003.
-

- [Freitas, 07] FREITAS, M.H.G.; ***Perspectivas de Utilização de Medição Sincronizada de Fasores no Sistema Interligado Nacional (SIN)***. Monografia do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Universidade Federal de Minas Gerais, 2007.
- [Galvan, 09] GALVAN, F.; MANDAL, S.; THOMAS, M.; ***Phasor Measurement Units (PMU) Instrumental in Detecting and Managing the Electrical Island Created in the Aftermath of Hurricane Gustav***. *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009.
- [Giri, 92] GIRI, J.; KIRSCHEN, D.S.; SHAHIDEHPOUR, S.M.; ZABORSZKY, J.; ***New Approaches in Power System Restoration***. *Transactions on Power System*, Vol. 7, nº 4, novembro, 1992.
- [Gomes, 04] GOMES, P.; LIMA, A.C.S.; GUARINI, A.P.; ***Guidelines for Power System Restoration in the Brazilian System***. *Transactions on Power System*, Vol. 19, nº 2, maio, 2004.
- [Guarini, 07] GUARINI, A.P.; SOUZA, L.M.; HUNRIQUES, R.M.; ALVES, F.R.M.; ***Estudos Automatizados de Recomposição do Sistema Interligado Nacional Utilizando Novas Facilidades Computacionais no Programa ANAREDE***. XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, outubro, 2007.
- [Hartmann, 91] HARTMANN, W.G.; ***Automatic Synchronizing for Generation and Tie Lines***. *18th Annual Western Protective Relay Conference*, outubro, 1991.
- [Hazarika, 99] HAZARIKA, D.; SINHA, A.K.; ***An Algorithm for Standing Phase Angle Reduction for Power System Restoration***. *Transactions on Power System*, Vol. 14, Nº. 4, novembro, 1999.
- [Hu, 07] HU, Y.; VU, K.; MEETEREN, H.; VARADAN, S.; AVRAMOVIC, B.; NOVOSEL, D.; PHADKE, A.; CENTENO, V.; ARAÚJO, C.; ***Relatório 3 – Aplicações das PMU e seus Requisitos***. Relatório Técnico, abril, 2007.
- [Huang, 92] HUANG, J.; ***An Integrated Methodology for Power System Restoration Planning***. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, *McGill University*, Canadá, 1992.
-

- [IEC, 10] **Norma IEC 61850 – Communication Networks and Systems in Substations.** *Internal Electrotechnical Commission.*
Site oficial [http:// www.iec.ch](http://www.iec.ch).
- [IEEE, 95] **Norma Std 1344 – IEEE Standard for Synchrophasors for Power System.** *Institute of Electrical and Electronics Engineers.*
Site oficial [http:// www.ieee.org](http://www.ieee.org).
- [IEEE, 06] **Norma C37.118 – IEEE Standard for Synchrophasors for Power System.** *Institute of Electrical and Electronics Engineers.*
Site oficial [http:// www.ieee.org](http://www.ieee.org).
- [IMO, 04] IMO – Independent Electricity Market Operator; **August 2003 Blackout – Restoration Evaluation Report.** Relatório Técnico, fevereiro, 2004.
- [KEMA, 07] KEMA; CEPEL; **Relatório 13.2 – Manual do Usuário para os Aplicativos de Suporte Desenvolvidos ou Personalizados.** Relatório Técnico, dezembro, 2007.
- [Koellner, 06] KOELLNER, K.; ANDRESON, C.; MOXLEY, R.; **Generator Black Start validation Using Synchronized Phasor Measurement.** *Power Systems Conference 2006: Advanced Metering, Protection, Control, Communication and Distributed Resources, PSC*, p. 511 - 516, 2006.
- [Krefta, 08] KREFTA, G.F.; **Avaliação da Inclusão de Unidade de Medição Sincrofasorial na Estimção de Estados de Sistemas Elétricos de Potência.** Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, 2008.
- [Lévesque, 08] LÉVESQUE, F.; PHAN, S.T.; DUMAS, A.; BOISVERT, M.; **Restoration Plan – The Hydro-Québec Experience.** *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, 2008.
- [Lindenmeyer, 01] LINDENMEYER, D.; DOMMEL, H.W.; ADIBI, M.M.; **Power System Restoration – A Bibliographical Survey.** *International Journal of Electrical Power and Energy System*, Vol. 23, nº 3, p. 219 - 227, março, 2001.
-

- [Lindenmeyer, 96] LINDENMEYER, D.; ***A Framework for Power System Restoration***. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, *Universität Karlsruhe*, Alemanha, 1996.
- [Lindgren, 09] LINDGREN, L.; ***Automatic Power System Restoration: Application of a Search Algorithm***. Tese de Licenciatura, *Lund University*, Suécia, 2009.
- [Lopes, 08] LOPES, G.M.; ***Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais, p.108, 2008.
- [Martínez, 08] MARTÍNEZ, E.M.; ***SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico's Electric Power System***. *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, PES, 2008.
- [MedFasee, 10] Informações retiradas do site do Projeto MedFasee em maio de 2010;
Site oficial: <http://pdc.labplan.ufsc.br>.
- [Meeteren, 07a] MEETEREN, H.; VU, K.; HU, Y.; ARAÚJO, C.; ***Relatório 12.1 – Aplicações de PMU Selecionadas e Opções Preferenciais de Implantação***. Relatório Técnico, setembro, 2007.
- [Meeteren, 07b] MEETEREN, H.; HU, Y.; ARAÚJO, C.; ***Relatório 4 & 5 – Questões e Recomendações para o Sistema de Medição Sincronizada Fasorial Brasileiro***. Relatório Técnico, novembro, 2007.
- [Meeteren, 07c] MEETEREN, H.; ARAÚJO, C.; ***Relatório 11 – Melhor Plano de Ação para Migrar o Estimador de Estado do ONS ao Uso de Informações Fasoriais***. Relatório Técnico, agosto, 2007.
- [Mendel, 06] MENDEL, C.A.; ***Utilização de Algoritmos Genéticos em Recomposição de Sistemas de Potência***. Dissertação de Mestrado em Computação Aplicada, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, abril, 2006.
-

- [Moreale, 07] MOREALE, M.S. ***Técnicas para Treinamento de Operadores de Sistema Elétrico Utilizando Simulador com Base na Interface de Tempo Real***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2007.
- [Mundim, 96] MUNDIM, M.V.; ***Sistema Inteligente de Apoio ao Restabelecimento***. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE, Universidade Federal de Minas Gerais, 1996.
- [NASPI, 09] Informações retiradas do site da NASPI – *North American SynchroPhasor Initiative*.
Site oficial: <http://www.naspi.org>.
- [Navarro, 09] NAVARRO, V.A.L.; LINDEN, R.; RIBEIRO, G.F.; FÁTIMA, M.L.; LANNES, R.S.; STANDKE, C.R.; ***Simuladores para Treinamento de Operadores de Sistema e Instalações do Setor Elétrico***. XIII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do Cigré, maio, 2009.
- [Nouri-Zadeh, 08] NOURI-ZADEH, S.; RANJBAR, A.M.; ***Multi Objective Power System Restoration***. *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, 2008.
- [Novosel, 05] NOVOSEL, D.; HUANG, H.; MARTIN, K.; MELIOPOULOS, S.; DONNELLY, M.; CENTENO, V.; STENBAKKEN, J.; FARDANESH, B.; WU, L.; GUZMAN, A.; VEMURI, S.; ***Definition and Implementation of a System-Wide Phase Angle Reference for Real-Time Visualization Applications***. *Performance Requirements Task Team, Eastern Interconnection Phasor Project*, 2005.
- [Nuqui, 01] NUQUI, R.F.; ***State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements***. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, *Faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University*, 2001.
- [ONS, 01] ***Procedimentos de Rede*** elaborados pelo ONS e com primeira homologação pela ANEEL em 23 de julho de 2001.
- [ONS, 09] ONS – Operador Nacional do Sistema; ***Perturbação no Sistema Interligado Nacional – SIN no dia 10/11/2009 às 22h13min***. Apresentação em Audiência Pública, dezembro, 2009.
-

- [Peiravi, 09] PEIRAVI, A.; ***Design and Prototyping of a Microcontroller Based Synchrocheck Relay for Improved Reliability.*** Journal of Science 5(5), p.181 - 188, 2009.
- [Phadke, 83] PHADKE, A.G.; THORP, J.S.; ADAMIAK, M.G.; ***A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasor, Local Frequency, and Rate of Change of Frequency.*** IEEE Transactions on PAS, Vol. 102, nº 5, maio, 1983.
- [Phadke, 08a] PHADKE, A.G.; THORP, J.S.; ***Synchronized Phasor Measurements and Their Applications.*** Springer Science+Business Media, LLC, 2008.
- [Phadke, 08b] PHADKE, A.G.; ***The Wide World of Wide-Area Measurement.*** IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 6, nº 5, p. 52 - 65, setembro/outubro, 2008.
- [Pham, 06] PHAM, T.T.Ha.; BÉSANGER, Y.; ANDRIEU, C.; HADJSAID, N.; FONTELA, M.; ENACHEANU, B.; ***A New Restoration Process in Power Systems with Large Scale of Dispersed Generation.*** Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, p. 1185 - 1190, 2006.
- [Slutsker, 95] SLUTSKER, I.W.; PROVOST, J.M.G.; SIERRA, J.B.; ***Implementation of Phasor Measurements in State Estimator at Sevillana de Electricidad.*** IEEE Power Industry Computer Applications Conference, p. 392 - 398, 1995.
- [UCTE, 06] UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity; ***Interim Report System Disturbance on 4 November 2006.*** Relatório Técnico, 2006.
- [Vale, 86] VALE, M. H. M.; ***Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica.*** Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986.
- [Vale, 03] VALE, M.H.M.; FARIA, V.; VALE, M.I.M.; PARMA, G.; ***STA - Sistema para Tratamento de Alarmes Aplicado ao Sistema da CEMIG.*** X ERLAC – Encontro Latino Americano da Cigré, Puerto Iguazú, Argentina, maio, 2003.
-

- [Vale, 99] VALE, M.I.M.; VALE, M.H.M.; LOBATO, M.V.C.; **SARESTA – Sistema de Restabelecimento Integrado ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG.** Revista Eletroevolução, Vol. 16, p. 19 - 24, CIGRÉ, Brasil, dezembro, 1999.
- [Volskis, 07] VOLSKIS, H.A.R.; ORDACGI, J.M.; GIOVANINI, R.; ESTEVES, A.C.; ARAUJO, C.S.; MANO, R.F.; CRUZ, D.P.M.; LEDO, T.G.; **Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional.** VII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Salvador, BA, 2007.
- [Volskis, 09] VOLSKIS, H.A.R.; MOREALE, M.D.S; ESTEVES, A.C.; LIMA, L.C.; RODRIGUES, M.A.; TIMBÓ, J.; **Aplicação de PMUs nas Salas de Controle do ONS.** VIII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, RJ, 2009.
- [Xue, 07] XUE, H.; JIA, Q.; WANG, N.; BO, Z.; WANG, H.; MA, H.; **A Dynamic State Estimation Method with PMU and SCADA Measurements for Power System.** 8th International Power Engineering Conference, IPEC 2007, p. 848 - 853, 2007.
- [Zhao, 06] ZHAO, H.; **A New State Estimation Model of Utilizing PMU Measurements.** International Conference on Power System Technology, POWERCON2006, 2006.
- [Zhou, 06] ZHOU, M.; CENTENO, V.A.; THORP, J.S.; PHADKE, A.G.; **An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimation.** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, nº 4, novembro, 2006.
- [Zhu, 07] ZHU, J.; **Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference Bus for State Estimation.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES, 2007.
- [Zhu, 08] ZHU, J.; **Detection and Identification of Network Parameter Error Using Conventional and Synchronized Phasor Measurements.** Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Northeastern University, Estados Unidos, 2008.
-

APÊNDICE A – Barra de Referência Angular do Estimador de Estados

No processo normal de estimação de estado do sistema elétrico, anteriormente à existência de PMUs, uma barra arbitrária era selecionada como referência e seu ângulo de fase de tensão definido como zero. Na ausência de qualquer medida fasorial, esta prática não apresenta problemas e permite a estimação do estado do sistema onde o valor do ângulo da barra de referência seria irrelevante [Zhu, 07]. Contudo, com a introdução de medidas fasoriais, a seleção do barramento de referência passa a ser mais complexa.

As Unidades de Medição medem os ângulos de fase da tensão nas barras do sistema utilizando um mesmo sinal de tempo de referência. Esta medição, por si só, não tem significado físico em um sistema elétrico. Por outro lado, a diferença angular entre barras está diretamente associada ao fluxo de potência no SEP. Na literatura técnica são propostas soluções para a inconsistência entre a referência de medição fasorial e o ângulo de tensão da barra de referência utilizado nas equações de fluxo de potência.

A alternativa mais simples seria escolher como barra de referência do Estimador de Estados um barramento que tenha medição fasorial. Contudo, caso houvesse algum erro durante a medição do ângulo desta barra, todos os valores estimados desta grandeza para o restante do sistema seriam contaminados.

Em [Slutsker, 95] é proposto um cálculo aproximado para estimação do erro da medição proveniente da barra de referência durante o processo de estimação. Assim, com a solução do Estimador de Estados, o erro estimado pode ser comparado com um limite predefinido que validará a presença ou ausência de erro na medida do barramento de referência. Outra abordagem seria avaliar três ou mais medições eletricamente próximas para detectar o erro de medida na barra de referência.

Em [Novosel, 05] são apresentados quatro métodos para se determinar a referência angular para o sistema elétrico. O primeiro corresponde basicamente à alternativa descrita anteriormente. Um barramento com medição fasorial é selecionado e caso sua PMU fique *off-line* ou haja perda de dados, a referência é transferida para outra barra com PMU. Como consequência deste método, haverá uma abrupta mudança nos valores das diferenças angulares estimadas (ver Figura A.1), resultando em confusão nas indicações do estado antes e após a alteração de referência. Uma solução para reduzir

esta discrepância seria selecionar uma segunda barra de referência próxima eletricamente da primeira.

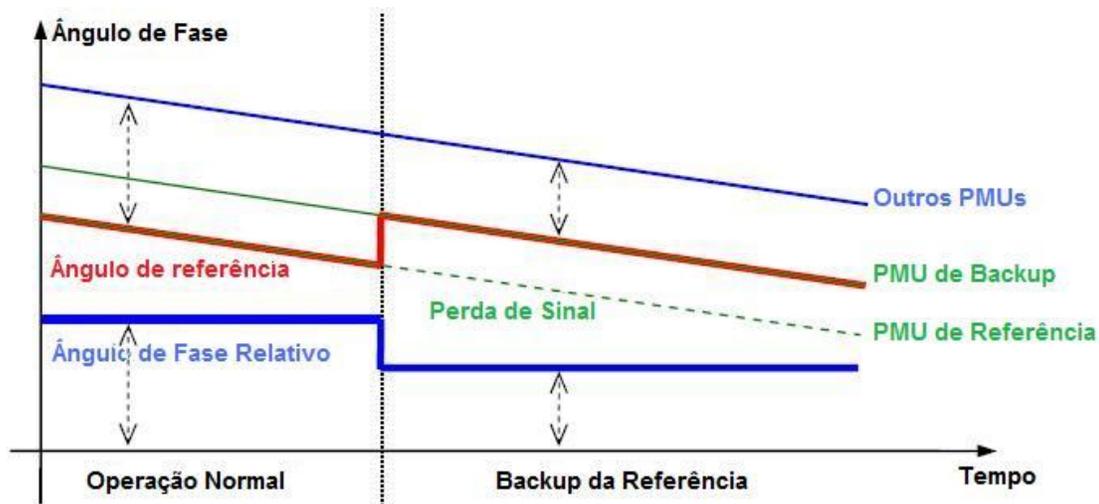


Figura A.1 - MÉTODO COM BARRA DE REFERÊNCIA DE *BACKUP* – FONTE [NOVOSEL, 05]

O segundo método proposto por [Novosel, 05] é criar uma barra de referência virtual pelo cálculo da média das medições fasoriais dos barramentos eletricamente mais próximos conforme ilustrado na Figura A.2. Entretanto, esta barra virtual não apresenta significado físico para o sistema e a perda de medição de uma PMU pode introduzir erros neste cálculo.

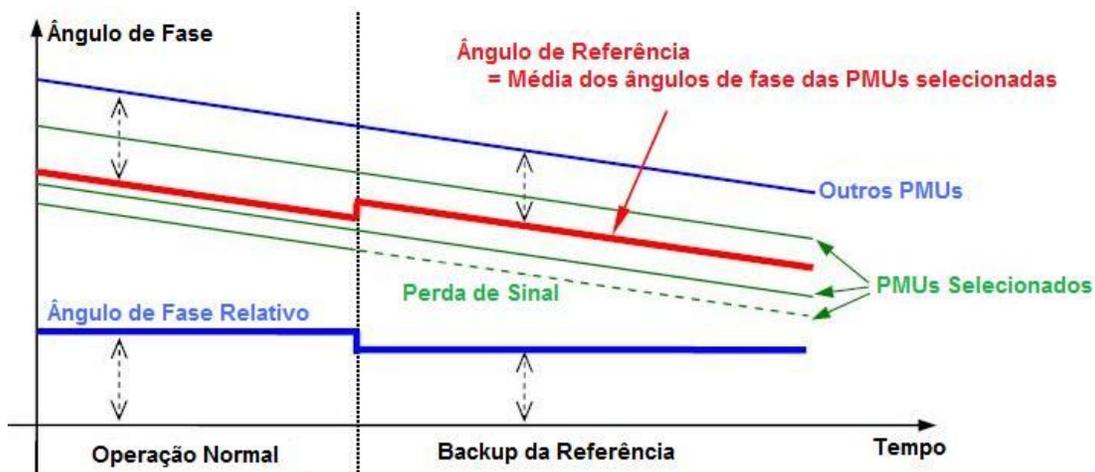


Figura A.2 - MÉTODO DA REFERÊNCIA VIRTUAL – FONTE [NOVOSEL, 05]

Esta alternativa foi definida pelo NERC (*North American Electricity Reliability Council*) como etapa inicial para ser implementada no sistema EI (*Eastern Interconnection*), pois a maioria dos estudos de fluxo de potência e estabilidade utilizavam como referência uma

barra sem PMU (subestação de *Browns Ferry*). Após a instalação de PMU nesta barra (subestação de *Browns Ferry*), outro método seria adotado, consistindo em selecioná-la como barramento de referência. Caso houvesse perda de dados ou esta PMU ficasse *off-line*, o ângulo de referência seria calculado pelas informações das medições fasoriais das barras adjacentes, não tendo a necessidade de se alterar a referência, conforme ilustrado na Figura A.3. Por fim, quando houvesse múltiplas PMUs instaladas na subestação da barra de referência, o método empregado seria a primeira alternativa, onde são utilizadas PMUs de *backup*.

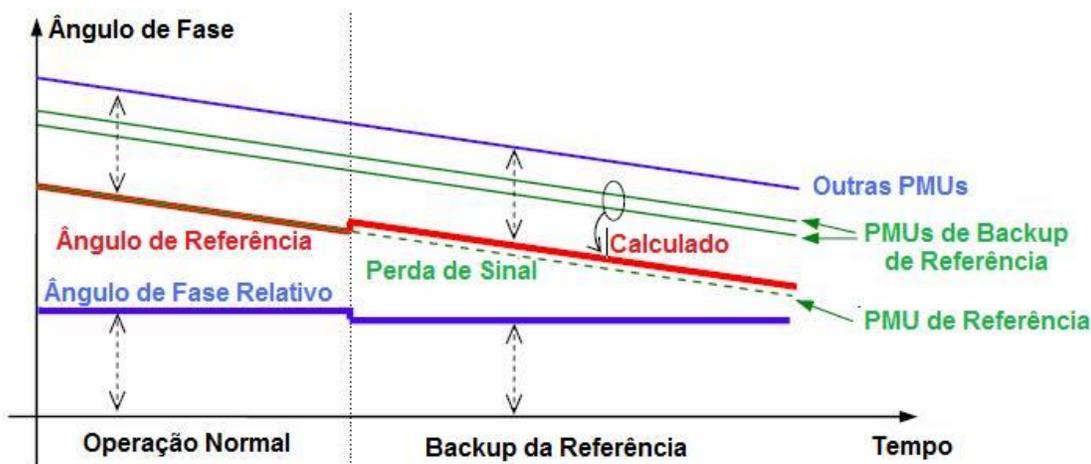


Figura A.3 - MÉTODO DO CÁLCULO DA REFERÊNCIA – FONTE [NOVOSEL, 05]

O último método proposto por [Novosel, 05] é utilizar o tempo do sistema como referência. Este tempo é determinado pela frequência do sistema e se altera quando a frequência do SEP muda. Esta alternativa apresenta desvantagens como introduzir erros na estimação e necessidade de sistema de comunicação extra, sendo dos quatro métodos o menos viável.

Outra proposta para tratar o problema da referência angular foi apresentada em [Zhu, 08] e [Zhu, 07]. Neste caso, um Estimador de Estados é formulado sem a utilização de barra de referência. Para tanto, é assumido que haja pelo menos uma medida de ângulo de fase no sistema, tornando-o observável. Tal formulação parte do princípio de que a introdução de medição fasorial mantendo um barramento de referência no Estimador, resultará em erros indetectáveis nesta referência de PMU. Assim, a alteração que é feita no estimador atual é verificada apenas na matriz Jacobiana, com o acréscimo dos módulos e ângulos de tensão e corrente, conforme apresentado anteriormente na Tabela 5.1.

Em [Zhu, 08] também é apresentada uma formulação para detecção e identificação de erros em medidas para o Estimador de Estados sem barra de referência. Para a detecção de erros, neste caso, o autor parte da seguinte premissa, comprovada posteriormente por simulações:

- A instalação de uma única medição fasorial na ilha, apesar de torná-la observável, não possibilita a detecção de erro de medidas;
- Com a medição de duas grandezas fasoriais em um sistema isolado, o erro de medida pode ser determinado, mas não identificado;
- Com pelo menos três medidas fasoriais, o erro é detectado e identificado.

Pelos resultados obtidos e conclusões realizadas, essa técnica se mostra viável e necessita de pouco esforço para ser implementada.

Por fim, em algumas publicações técnicas é sugerida a utilização de diferenças angulares ao invés do ângulo de fase em si. Esta proposição eliminaria o problema da referência angular, mas somente seriam consideradas medições válidas aquelas diferenças entre barras conectadas eletricamente entre si.

APÊNDICE B – Fases Fluente e Coordenada do Restabelecimento do Sistema CEMIG – Localização das PMUs e Relés

Este apêndice mostra as ilhas de recomposição da fase fluente (Figura B.1) e os corredores de restabelecimento da fase coordenada (Figura B.2) do sistema CEMIG. As informações de posição das PMUs e dos relés digitais com função de PMU em conjunto com aquelas do restabelecimento permitem identificar as linhas de transmissão (linhas em destaque – mais grossas) que serão observadas por esses equipamentos. Desta forma, pode-se verificar onde a localização prevista para os equipamentos já favorece o restabelecimento e onde será ainda necessário investimento, conforme indicado no Capítulo 6.

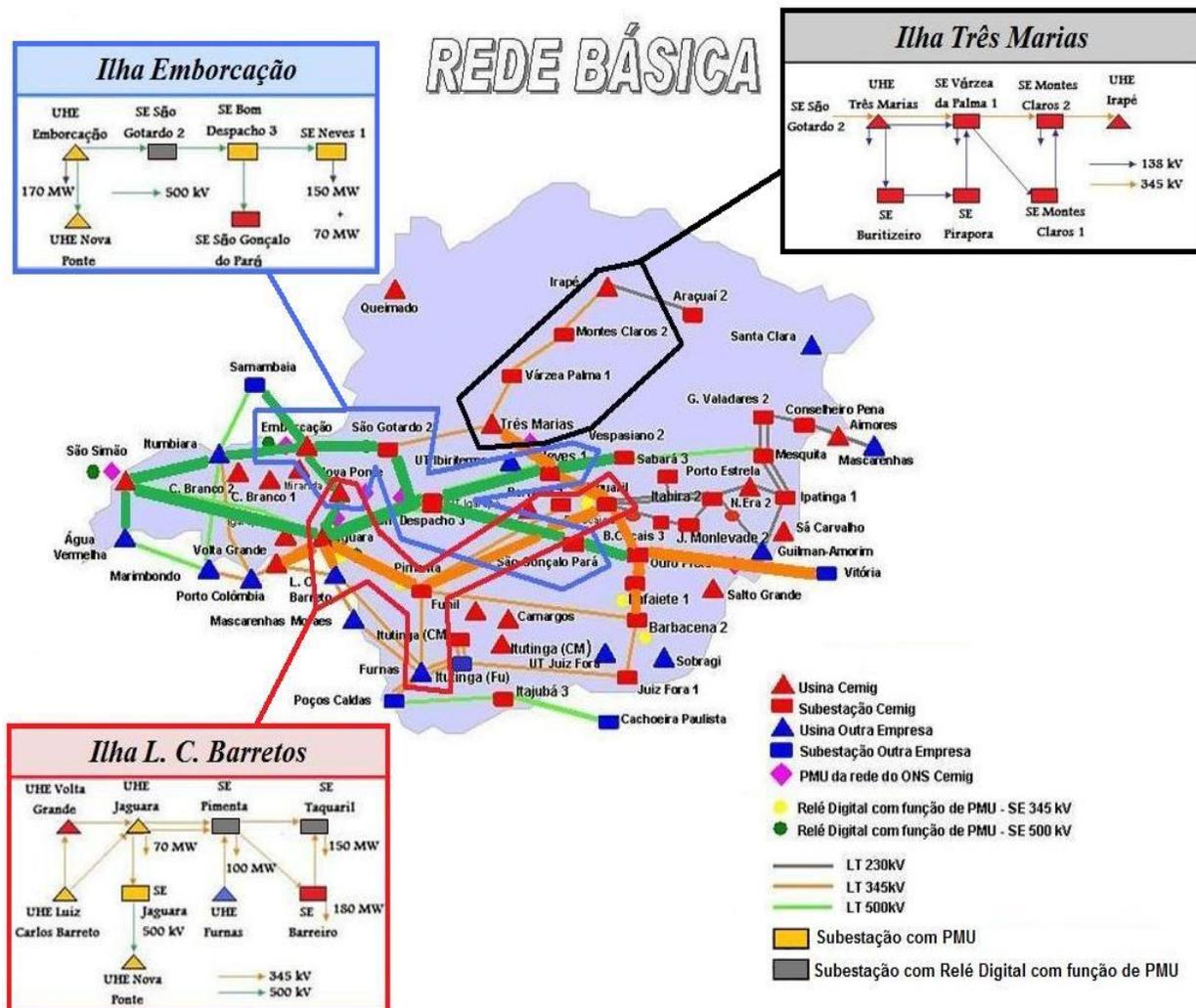


Figura B.1 - FASE FLUENTE

APÊNDICE B – FASES FLUENTE E COORDENADA DO RESTABELECIMENTO DO SISTEMA CEMIG –
 LOCALIZAÇÃO DAS PMUS E RELÉS

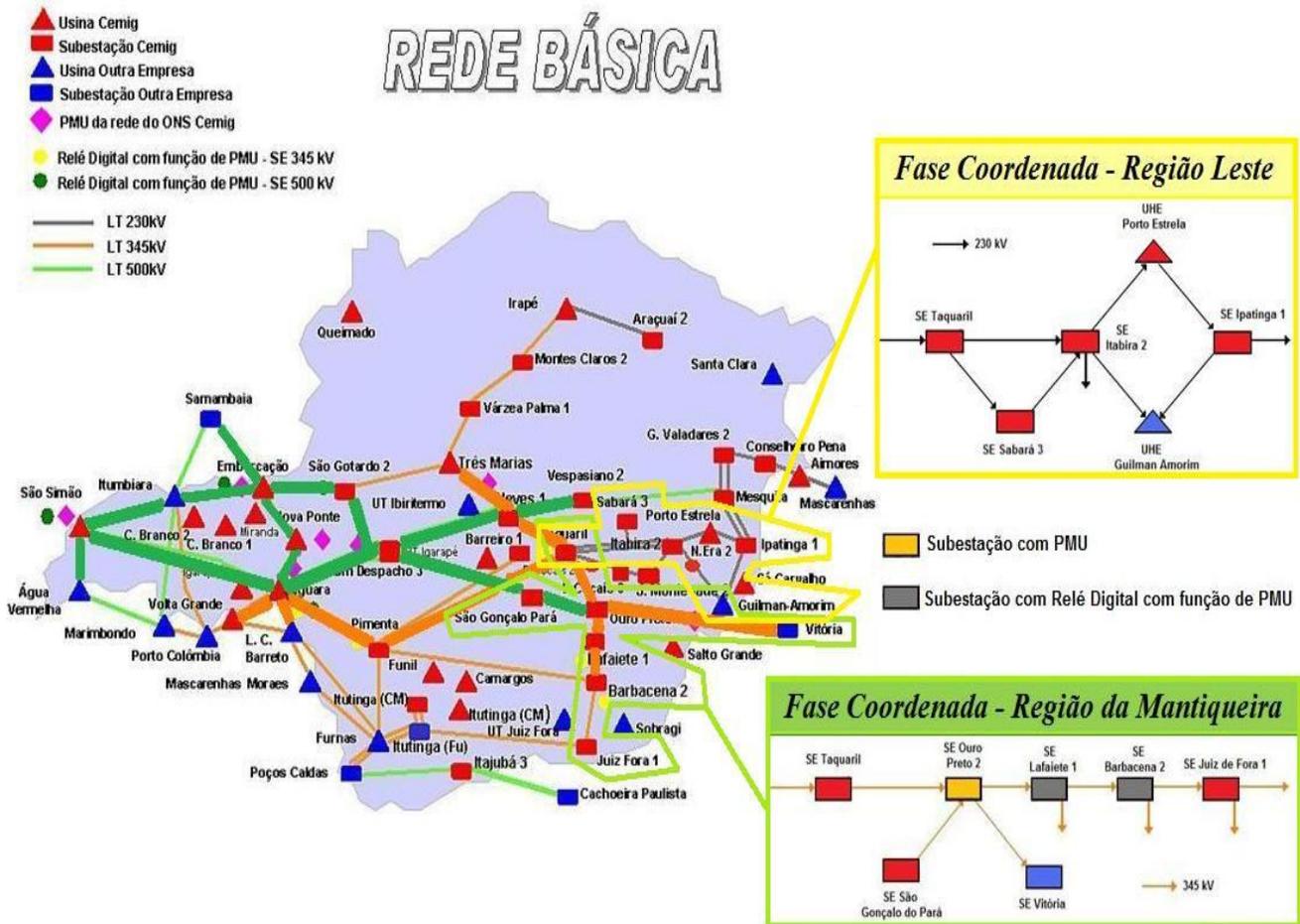


Figura B.2 - FASE COORDENADA