

SÔNIA RIBEIRO CAMPOS ANDRADE

**SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL
SINCRONIZADA:**
*APLICAÇÕES PARA MELHORIA DA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Prof^ª. Maria Helena Murta Vale – DEE

Co-Orientador: Peterson de Resende - DELT

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
BELO HORIZONTE
JUNHO DE 2008**

A Deus, pela grande oportunidade da vida!

AGRADECIMENTOS

Gostaria, em primeiro lugar, de manifestar minha profunda admiração e agradecimento a minha orientadora, Maria Helena Murta Valle, Professora da UFMG, cujas colaborações e ensinamentos, sem dúvida alguma, transcenderam o escopo deste trabalho.

Agradeço também à gerência da Cemig - Companhia Energética de Minas Gerais - principalmente em nome de Marcelo Henrique Canabrava Viana pelo incentivo e apoio do mestrado na UFMG.

Agradeço aos meus colegas de trabalho Fernando Ferreira Café e Rodnei Dias dos Anjos, o apoio durante o período de realização deste trabalho.

Por fim, gostaria de não apenas agradecer o apoio de minha família, mas dividir os méritos desta conquista com meus filhos, Haroldo e Bernardo, expressando assim o meu reconhecimento pela paciência e compreensão dedicadas a mim.

RESUMO

A presente dissertação de mestrado investiga as aplicações dos *Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada* na monitoração e no controle dos Sistemas Elétricos de Potência. Esta tecnologia de medição pode trazer ganhos extremamente significativos para a operação dos sistemas elétricos. Entretanto, por ser ainda recente, constitui campo aberto a investigações, principalmente no que diz respeito ao uso dos fasores sincronizados. Visando contribuir nesta direção, este trabalho apresenta um texto estruturado de forma a se tornar uma referência para aqueles que se iniciam no tema. São discutidas as aplicações já registradas na literatura, identificando os fundamentos teóricos nos quais estas se sustentam, e são apresentadas propostas para viabilizar a implementação de sistemas fasoriais nas empresas. Exemplos de aplicação das propostas são incluídos no trabalho.

ABSTRACT

This master thesis investigates the application of the Synchronized Phasor Measurement Systems in Power System monitoring and control processes. The use of this technology may result in a significant improvement of electrical system operation activities. However, the consideration of synchronous phasors data in operation analyses requires new investigations and research. The present work intends to contribute to this area, by preparing a basic text designed to facilitate the initial studies concerning this field. The already existing applications of phasor measurement systems are discussed and also their theoretical fundamentals. The work also presents specific proposals related to the practical implementation of these systems. Examples of the application of the proposals are included.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS E DEFINIÇÕES BÁSICAS.....	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Análise Fasorial - Breve Recordação.....	6
2.2.1	Definições Básicas sobre Fasores	6
2.2.2	Fasores Sincronizados	10
2.3	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada - SMFS	13
2.3.1	Componentes e Funcionamento de uma PMU	13
2.3.2	Sobre o Concentrador de Dados.....	19
2.3.3	Aspectos da Transmissão de Dados.....	20
2.3.4	Possibilidades de Aplicação de Sincrofasores Provenientes Diretamente de Relés.....	22
2.4	Considerações Finais.....	24
3	DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	25
3.1	Considerações Iniciais	25
3.2	Estados Operativos do Sistema Elétrico.....	26
3.3	Planejamento Elétrico da Operação	29
3.3.1	Planejamento da Operação Elétrica a Curto Prazo - Mensal e Quadrimestral.....	30
3.3.2	Planejamento da Operação Elétrica a Médio Prazo - Anual	31
3.3.3	Planejamento da Operação Elétrica a Longo Prazo	32
3.3.4	Solicitações de Desligamento	33
3.3.5	Estudos Especiais	34
3.3.6	Estudos de Recomposição do Sistema.....	35
3.3.7	Validação de Modelos de Componentes e Dados para Estudos Elétricos.....	36
3.4	Operação do Sistema Elétrico em Tempo Real.....	36
3.5	Etapa de Pós-Operação.....	39
3.6	Considerações Finais.....	39

4	ANÁLISE DE APLICAÇÕES COM O USO DE MEDIÇÕES FASORIAIS	
	- VISÃO GERAL	42
4.1	Considerações Iniciais	42
4.2	Impactos dos SMFS na Estimação do Estado em Tempo Real	43
4.3	Análise do Fluxo de Potência no SEP	45
4.3.1	Equações de Fluxos	45
4.3.2	Uso dos SMFS na Monitoração dos Parâmetros das Linhas	46
4.4	Análise da Estabilidade do SEP	47
4.4.1	Comentários Iniciais	47
4.4.2	Estabilidade Angular	48
4.4.2.1	Conceitos Básicos	48
4.4.2.2	Uso dos SMFS na Avaliação da Estabilidade Angular	54
4.4.3	Estabilidade de Tensão	56
4.5	Estabilidade de Média e Longa Duração	59
4.6	Impactos dos SMFS nas Estratégias de Controle	61
4.6.1	No Controle do Estado Normal	61
4.6.2	No Controle do Estado de Emergência	62
4.6.3	No Controle do Estado Restaurativo	63
4.7	Integração dos Dados Fasoriais nos Processos de Proteção e Controle	63
4.8	Considerações Finais	65
5	SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - <i>Estado da arte</i>	66
5.1	Considerações Iniciais	66
5.2	Medição e Controle Sistêmicos - Definições	67
5.2.1	WAMS - <i>Wide Area Measurements Systems</i>	67
5.2.2	WAMPS - <i>Wide Area Measurement and Protection System</i>	70
5.2.3	WAMCS - <i>Wide Area Control Systems</i>	70
5.2.4	WAMPACS - <i>Wide Area Measurement, Protection, Automation and Control Systems</i>	71
5.3	Estágio Atual das Aplicações dos SMFS nos Diversos Países	72
5.3.1	EUA - Projeto WAMS	72
5.3.1.1	O Projeto WECC	73
5.3.1.2	O Projeto EIPP	75
	Sobre o Sistema de Monitoração Dinâmica em Tempo Real	76

5.3.2	México	79
5.3.3	Países Nórdicos	80
5.3.4	União Européia	81
5.3.5	Itália	82
5.3.6	Suíça	83
5.3.7	Japão	84
5.3.8	Ásia	85
5.3.9	Brasil - MedFasee	85
5.4	Considerações Finais.....	88
6	SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA – Projeto nacional	89
6.1	Considerações Iniciais	89
6.2	Estrutura Hierárquica e Arquitetura do SMFS Nacional.....	90
6.3	Sobre as Responsabilidades do Projeto	95
6.4	Sobre os Desafios do Projeto	97
6.5	Aplicações Previstas para o SMFS do SIN - Tempo Real	98
6.5.1	Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)	99
6.5.2	Monitoração de Oscilações do Sistema (SOM).....	100
6.5.3	Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (LLLM)	100
6.5.4	Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (WAHM)	101
6.5.5	Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (EVSA)	102
6.5.6	Análise de Contingência <i>On-Line</i> (OLCA).....	102
6.5.7	Proteções de Sistema para Grandes Áreas (WASP)	103
6.5.8	Controle de Sistema para Grandes Áreas (WASC)	104
6.6	Avaliação Econômica dos Impactos da Nova Tecnologia no SIN	104
6.7	Considerações Finais.....	106
7	PROPOSTA DE APLICAÇÕES DE PMU.....	108
7.1	Considerações Iniciais	108
7.2	Estratégia para Implementação de um SMFS	109
7.3	Proposta de Integração das Aplicações de PMU.....	110
7.4	Aplicações de PMU no Planejamento Elétrico da Operação	113
7.4.1	Recomposição da Malha Norte	119
7.4.2	Recomposição Iniciada pela Usina de Queimado	123
7.4.3	Ilhamento da UHE Queimado.....	126
7.5	Considerações Finais.....	128

8 CONCLUSÕES.....	130
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
GLOSSÁRIO DE TERMOS.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS, TABELAS E GRÁFICOS

FIGURA 2.1 - CONFIGURAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA VIA GPS	6
FIGURA 2.2 - REPRESENTAÇÃO DOS FASORES NO PLANO REAL IMAGINÁRIO	7
FIGURA 2.3 - REPRESENTAÇÃO DA FORMA DE ONDA SENOIDAL NO TEMPO.....	8
FIGURA 2.4 - CIRCUITO NO DOMÍNIO DO TEMPO E DA FREQUÊNCIA	9
FIGURA 2.5 - SEP - UMA REFERÊNCIA TEMPORAL ÚNICA PARA SE OBTER A SINCRONIZAÇÃO DOS FASORES	11
FIGURA 2.6 - CONVENÇÃO PARA MEDIÇÃO FASORIAL EM RELAÇÃO AO TEMPO SEGUNDO A NORMA IEEE 1344-1995	12
FIGURA 2.7 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE COMO O ÂNGULO É MEDIDO.....	14
FIGURA 2.8 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UMA PMU	15
FIGURA 2.9 - VISUALIZAÇÃO GRÁFICA DOS FASORES DO PROJETO MEDFASEE.....	16
TABELA 2.1 - CARACTERÍSTICAS DE PMU	17
FIGURA 2.10 - ERRO DE MEDIÇÃO VETORIAL DO FASOR	18
TABELA 2.2 - CARACTERÍSTICAS DOS SINAIS MONITORADOS PELAS PMU	19
FIGURA 2.11 - FUNCIONALIDADES DAS PMU E DO PDC DESENVOLVIDO PELO PROJETO MEDFASEE	20
TABELA 2.3 - CARACTERÍSTICAS DE RELÉS DIGITAIS COM FUNÇÃO DE MEDIÇÃO FASORIAL.....	23
FIGURA 3.1 - SUPERVISÃO E CONTROLE DE SEP	37
FIGURA 4.1 - SISTEMA MÁQUINA X BARRA INFINITA.....	50
FIGURA 4.2 - LIMITE DA ESTABILIDADE ESTÁTICA	51
FIGURA 4.3 - SISTEMA MÁQUINA X BARRA INFINITA – CIRCUITO DUPLO.....	53
FIGURA 4.4 - CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	54
FIGURA 4.5 - POTÊNCIA DE TRANSFERÊNCIA.....	55
FIGURA 4.6 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UM VIP BASEADO EM PMU.....	57
FIGURA 4.7 - SISTEMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO COM UNIDADES DE PMU	58
FIGURA 4.8 - EXEMPLO DE INTERFACE GRÁFICA MOSTRANDO CURVA PV	59
FIGURA 4.9 - TEMPOS DE RESPOSTAS PARA EVENTOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	64
FIGURA 4.10 - SISTEMA DE MONITORAMENTO, PROTEÇÃO E CONTROLE	65
FIGURA 5.1 - ARQUITETURA GENÉRICA DE UM WAMS	68
FIGURA 5.2 - ARQUITETURA GENÉRICA DE UM WAMS COM O PDC CONECTADO A UM SERVIDOR DE <i>INTERNET</i>	68

FIGURA 5.3 -	EXEMPLO DE SISTEMA WACS	72
FIGURA 5.4 -	INTERCONEXÃO DAS TRÊS REGIÕES DO SISTEMA ELÉTRICO AMERICANO	73
FIGURA 5.5 -	SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FASOR DA BPA	74
FIGURA 5.6 -	LOCALIZAÇÕES DE PMU NA COSTA OESTE DOS EUA.....	75
FIGURA 5.7 -	TELA DO SISTEMA RTDMS	78
FIGURA 5.8 -	LOCALIZAÇÃO DAS PMU NO SMFS MEXICANO	80
FIGURA 5.9 -	EXEMPLO DE UMA INTERFACE GRÁFICA DE UM SISTEMA WAMS DA ABB NA SUÉCIA.....	81
FIGURA 5.10 -	PROJETO WAMS ITALIANO	82
FIGURA 5.11 -	LOCALIZAÇÕES DAS PMU INSTALADAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO SUÍÇO.....	83
FIGURA 5.12 -	LOCALIZAÇÕES DAS PMU DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL JAPONÊS	84
FIGURA 5.13 -	LOCALIZAÇÕES DAS PMU NA CHINA	85
FIGURA 5.14 -	LOCALIZAÇÕES DAS PMU DO PROJETO MEDFASEE NO SUL DO BRASIL	86
FIGURA 5.15 -	DISPLAY PROJETO MEDFASEE MOSTRANDO AS MEDIÇÕES FASORIAIS EM 3 ESTADOS DA REGIÃO SUL DO BRASIL.	87
FIGURA 5.16 -	EXEMPLO DE INTERFACE GRÁFICA DO PROJETO MEDFASEE.....	87
FIGURA 5.17 -	ARQUITETURA GERAL DO PROJETO MEDFASEE NO BRASIL	88
FIGURA 6.1 -	LOCALIZAÇÃO DOS CONCENTRADORES DE DADOS DO SMFS BRASILEIRO.....	91
FIGURA 6.2 -	ARQUITETURA GERAL PROPOSTA PARA O SMFS DO BRASILEIRO.....	92
FIGURA 6.3 -	LOCALIZAÇÃO DAS PMU PLANEJADAS PARA SEREM INSTALADAS NO PROJETO DO SMFS BRASILEIRO	93
FIGURA 6.4 -	ARQUITETURA GERAL DO CDC CENTRAL DO ONS.....	94
FIGURA 7.1 -	LOCALIZAÇÃO DAS PMU E RELÉS COM FUNÇÃO DE PMU NA REDE BÁSICA DA CEMIG	111
FIGURA 7.2 -	RELAÇÃO DE INTERDEPENDÊNCIA ENTRE OS PROCESSOS DE ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SEP.....	113
GRÁFICO 7.1 -	VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA DE QUEIMADO	121
GRÁFICO 7.2 -	VARIAÇÃO ANGULAR ENTRE OS BARRAMENTOS DA LT 138 KV JOÃO PINHEIRO - TRÊS MARIAS	122
FIGURA 7.3 -	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO NOROESTE DE MINAS GERAIS ...	120
TABELA 7.1 -	VARIAÇÃO DOS LIMITES DE FREQUÊNCIA E TENSÃO	123
GRÁFICO 7.3 -	VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA DE QUEIMADO	124
GRÁFICO 7.4 -	VARIAÇÃO DAS TENSÕES NOS BARRAMENTOS DE 138 kV DE JOÃO PINHEIRO E DAS USINAS DE TRÊS MARIAS E DE QUEIMADO	125
GRÁFICO 7.5 -	VARIAÇÃO ANGULAR NAS USINAS DE TRÊS MARIAS E DE QUEIMADO	125

1

INTRODUÇÃO

O principal objetivo dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é gerar, transmitir e entregar energia elétrica aos consumidores de forma a atender a demanda requisitada, segundo critérios de qualidade, confiabilidade e economia, dentre outros.

O atendimento a tal objetivo requer a execução de diversas atividades que, tradicionalmente, são caracterizadas como sendo de Expansão e de Operação. A Expansão está relacionada com a aquisição de novos recursos para o sistema elétrico e a Operação se dedica ao gerenciamento daqueles já disponíveis. A presente dissertação está relacionada à Operação Elétrica dos SEP.

Os sistemas de energia elétrica vêm experimentando nos últimos anos situações de operação críticas até então não presenciadas, devido a diversos fatores, tais como o uso cada vez mais intenso dos recursos existentes e a reestruturação do setor elétrico. Somam-se ainda a escassez de recursos financeiros para grandes investimentos e as restrições de ordem técnica e ambiental.

A condição delineada acima pode ser constatada ao se investigar os grandes desligamentos ocorridos nos sistemas elétricos no cenário mundial. Um dos maiores *blecautes* ocorreu em 14 de agosto de 2003, nos Estados Unidos e Canadá, onde aproximadamente 50 milhões de pessoas de grande parte do estado de Nova York e partes da Pensilvânia, Ohio Michigan e Ontário ficaram sem energia. Logo em seguida, em 23 de setembro de 2003, houve um *blecaute* na Suécia e Dinamarca, afetando quase 4 milhões de pessoas. No mesmo mês, em 28 de setembro, grande parte da Itália ficou no escuro [IEEE, 04]. No ano seguinte, a Grécia ficou sem energia e, em 1º de janeiro de 2005, ocorreu um grande *blecaute* no sistema brasileiro nos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Estes *blecautes* foram os maiores registrados nas últimas décadas.

Como medidas para avaliar e solucionar as causas de desligamentos deste porte, a partir de 2004 nos Estados Unidos e na Europa, formaram-se fóruns de discussão

coordenados pelo *IEEE Power Engineering Society*, que apresentaram recomendações de medidas a serem implantadas para reduzir a ocorrência de grandes *blecautes*.

Os fatos relacionados evidenciam que a operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) vem se tornando cada vez mais complexa, com uma crescente preocupação por parte dos engenheiros de sistema em manter a confiabilidade do fornecimento de energia. As atividades de supervisão, controle e análise das perturbações crescem em importância, no intuito de se evitarem situações de emergência, garantindo uma melhor qualidade da energia.

Paralelamente a esta condição desfavorável, caracterizada pela complexidade da operação dos SEP, surgem novas tecnologias que atuam na busca pela solução dos problemas que se apresentam. Neste contexto se inserem os chamados Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), tema desta dissertação.

Os SMFS se constituem em uma das mais recentes tecnologias para o aprimoramento da operação dos sistemas elétricos. Basicamente, são constituídos pelas unidades de medição fasorial, localizadas em pontos estratégicos do SEP, e pelos concentradores dos dados adquiridos. As unidades de medição são responsáveis pela aquisição dos fasores de tensão e de corrente, sincronizados no tempo, e os concentradores centralizam, tratam e disponibilizam tais grandezas para as diversas e diferentes aplicações de interesse.

O avanço tecnológico dos SMFS, aplicado na monitoração, pode trazer ganho significativo para o conhecimento do comportamento do sistema elétrico. A medição dos chamados sincrofasores, na realidade, permite que o estado do SEP seja “medido” de forma mais exata, rápida e confiável. Uma consequência direta desta facilidade é a possibilidade de se *trilhar* a dinâmica do sistema elétrico.

Esta nova perspectiva trazida à operação pelos SMFS oferece soluções inovadoras para diversas questões relacionadas à supervisão, ao controle e à proteção dos sistemas de potência. Sendo assim, abre-se o campo das investigações sobre as possíveis aplicações das informações obtidas.

O impacto da disponibilidade dos dados dos sincrofasores nos centros de operação se reflete nas análises elaboradas em todas as etapas de operação do SEP, ou seja, nas atividades de *Planejamento da Operação*, na *Operação em Tempo Real* e na *Pós-*

operação. Isto não poderia ser diferente, pois tais atividades compõem, de forma integrada, o processo de decisão da operação do sistema.

A condição acima delineada (grande expectativa quanto aos benefícios dos SMFS e a necessidade de desenvolvimento de aplicações eficazes) serviu de motivação para a realização deste trabalho, que investiga as aplicações dos SMFS na operação dos sistemas de potência.

Durante o desenvolvimento do trabalho, foram pesquisadas as aplicações já implementadas e aquelas ainda em desenvolvimento em diversos países. No caso brasileiro, foram levantadas as características do SMFS que se encontra em fase de projeto, considerando sua estrutura e aplicações previstas.

Além de registrar toda a investigação realizada sobre as aplicações já abordadas na literatura, este trabalho apresenta algumas propostas no sentido de viabilizar a implementação de SMFS pelas empresas - *Procedimento para Implementação do SMFS e Principais Iniciativas* a serem adotadas.

Grande parte dos trabalhos presentes na literatura trata das aplicações no contexto da operação em tempo real. Visando ampliar tal escopo, esta dissertação discute aplicações em processos realizados na etapa de planejamento da operação.

Do exposto acima, pode-se caracterizar o objetivo deste trabalho: *Investigar o uso das aplicações da tecnologia de medição fasorial sincronizada sistêmica, para monitoramento e controle dos Sistemas Elétricos de Potência.*

Espera-se que esta dissertação sirva de referência básica para aqueles que se iniciam no tema, contribuindo para o desenvolvimento de novas aplicações dos SMFS. Isto se mostra relevante, diante dos impactos extremamente positivos para a operação do SEP que, conforme detalhado neste texto, incluem, dentre outros: avaliação do desempenho de esquemas de controle e de proteções sistêmicas, validação de modelos de componentes, análise de perturbações causadas por oscilações eletromecânicas, variações de frequência e predição de colapsos de tensão.

Para atingir seu objetivo, este trabalho está estruturado em oito capítulos.

No segundo capítulo é realizada uma revisão dos principais conceitos utilizados pela tecnologia de medição fasorial sincronizada, incluindo a descrição do funcionamento dos principais componentes dos SMFS.

No terceiro capítulo é feita uma descrição dos processos de operação do sistema elétrico brasileiro. De forma geral, todas as concessionárias executam as atividades da mesma forma, pois devem atender aos requisitos e às normas definidas pelos órgãos regulador e operador do SEP.

O quarto capítulo se dedica a uma análise das aplicações dos SMFS sob duas perspectivas: seu impacto no *comportamento do SEP* e nas *estratégias de controle*.

No quinto capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de medição fasorial sincronizada, mostrando como estão sendo implantados em diversos países do mundo.

No sexto capítulo é feita uma descrição detalhada do *Sistema de Medição Fasorial Sincronizado Brasileiro* que está sendo implantado no país. Mesmo em fase de projeto já é considerado referência mundial, pois será o maior sistema deste tipo em área de extensão e pontos monitorados, sendo planejado de forma integrada, já com padrões e normas definidas mundialmente.

O sétimo capítulo apresenta as propostas de aplicação de SMFS desenvolvidas na dissertação. Inclui procedimentos gerais e específicos aplicados a uma empresa de energia elétrica, a Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais).

As conclusões e propostas de continuidade são apresentadas no capítulo oitavo. O texto inclui, também, referências bibliográficas e um glossário de termos.

2

MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS E DEFINIÇÕES BÁSICOS

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os fundamentos básicos relacionados aos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, os **SMFS**.

O SMFS, basicamente, é um sistema de medição simultânea de fasores de grandezas elétricas, normalmente coletadas em instalações distantes geograficamente entre si, usando as Unidades de Medição Fasorial, denominadas **PMU** (*Phasor Measurements Units*), conectadas a um Concentrador de Dados Fasoriais conhecido como **PDC** (*Phasor Data Concentrator*). O PDC é uma unidade lógica que coleta os dados fasoriais e os dados de eventos discretos das PMU.

As PMU são sincronizadas via satélite por GPS (*Global Positioning System*) e, com isto, dão outra dimensão à utilização e à aplicação de dados de grandes áreas (*wide area data*) no monitoramento e controle dinâmico dos sistemas de potência.

A figura 2.1 retirada de [Borba, 06] ilustra a configuração básica do SMFS. Os dados são coletados no SEP pelas PMU, de forma sincronizada (via GPS), e enviados ao PDC, ficando, assim, disponibilizados para serem usados nas aplicações desejadas pelo usuário.

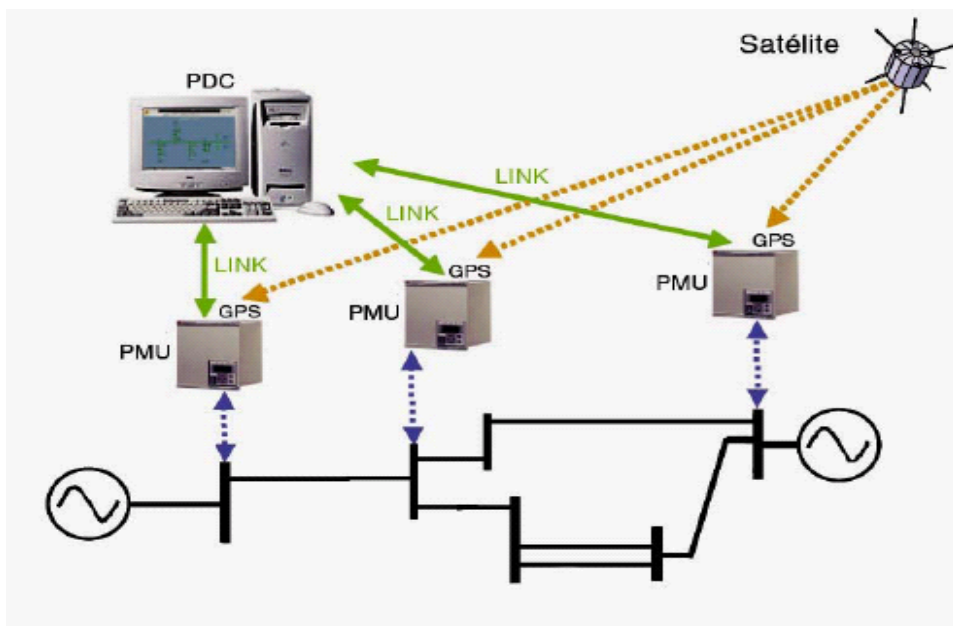


Figura 2.1 - CONFIGURAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA VIA GPS

Para que o SMFS seja tratado de forma adequada quanto às suas aplicações, torna-se importante recordar alguns conceitos básicos relacionados aos fasores, em especial aos chamados *sincrofasores*. Sendo assim, este capítulo está estruturado em duas partes principais: uma dedicada a esta conceituação básica e outra que aborda os SMFS no que concerne aos seus componentes (PMU, PDC e transmissão de dados).

2.2 Análise Fasorial - Breve Recordação

2.2.1 Definições Básicas sobre Fasores

Fasor é uma ferramenta básica de análise de circuitos de corrente alternada, usualmente utilizada para representar a forma de onda de um sinal senoidal de uma tensão ou corrente, na frequência fundamental do sistema de potência.

Os fasores possuem uma amplitude, geralmente representada em valores rms (*root mean square*) e um ângulo, geralmente representado em graus. A equação de Euler faz uma relação entre as formas de representação trigonométrica e complexa. A figura 2.2 mostra a função exponencial $e^{j\phi}$, representada no plano imaginário, como o número

complexo que possui parte real igual a $\cos\phi$ e imaginária igual a $\text{sen}\phi$. A equação 2.1 expressa tal função.

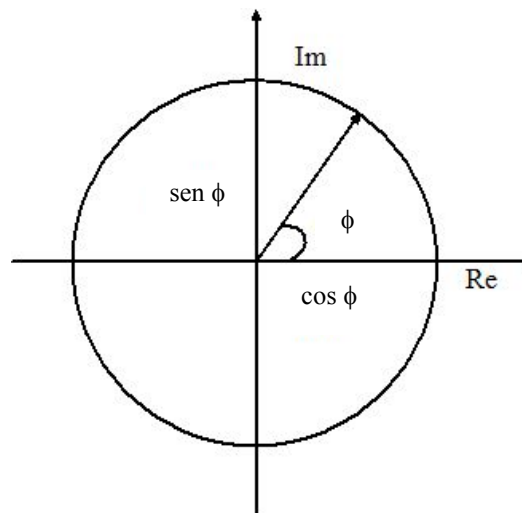


Figura 2.2 - REPRESENTAÇÃO DOS FASORES NO PLANO REAL IMAGINÁRIO

$$e^{j\phi} = \cos\phi + j \text{sen}\phi$$

Pode-se dizer que a função cosseno é a parte real de uma função complexa, ou seja, $\cos\phi$ é a parte real de $e^{j\phi}$ ou $\cos\phi = \text{Re}\{e^{j\phi}\}$. De maneira similar, pode-se caracterizar a função $\text{sen}\phi$ como a parte imaginária da função complexa.

Os fasores foram introduzidos nos estudos de sistemas de potência com o propósito de transformar as equações diferenciais de circuitos elétricos em equações algébricas comuns.

A função senoidal de tensão pode ser representada pela equação 2.2 e sua forma de onda no tempo pela figura 2.3.

$$V(t) = A \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \phi) \quad [2.1]$$

Onde:

V(t): tensão senoidal

A: amplitude do sinal

f: frequência

t: tempo

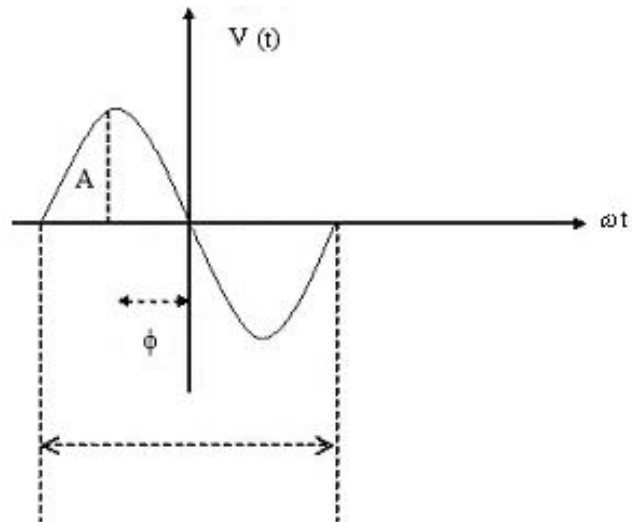


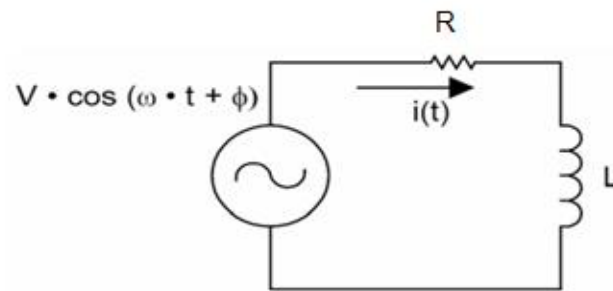
Figura 2.3 - REPRESENTAÇÃO DA FORMA DE ONDA SENOIDAL NO TEMPO

Reescrevendo a função tensão considerando $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, tem-se:

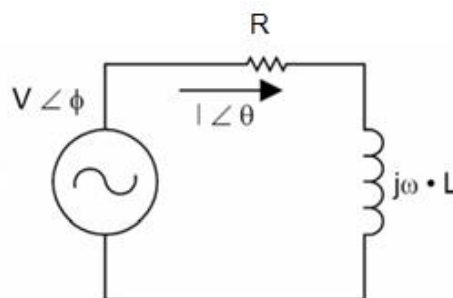
$$V(t) = A \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi) \quad [2.2]$$

O sinal de frequência em hertz é o inverso do período. O tempo $t = 0$, é chamado de tempo de referência.

Os circuitos da figura 2.4 mostram um exemplo simples, onde estão indicadas as grandezas para estudo no domínio do tempo (figura 2.4a) e no domínio da frequência (figura 2.4b).



a) Circuito no domínio do tempo



b) Circuito no domínio da frequência

Figura 2.4 - CIRCUITO NO DOMÍNIO DO TEMPO E DA FREQUÊNCIA

A solução da equação diferencial 2.4 fornece a solução para a corrente do circuito.

$$V \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi) = R \cdot i(t) + \frac{L di(t)}{dt} \quad [2.3]$$

Segundo o circuito linear, a solução para a corrente tem a forma da equação 2.5.

$$I(t) = I \cdot \cos(\omega \cdot t + \theta) \quad [2.4]$$

Pode-se representar os fasores de tensão e corrente como números complexos na forma exponencial, conforme indicado nas expressões 2.6, 2.7 e 2.8.

$$\dot{V} = V \cdot e^{j\phi} \quad e \quad \dot{I} = I \cdot e^{j\theta} \quad [2.5]$$

Pode-se dizer que :

$$V \cdot e^{j\phi} = (R + j\omega \cdot L) I \cdot e^{j\theta} \quad [2.6]$$

A solução para a corrente é indicada na equação 2.8.

$$I \cdot e^{j\theta} = \frac{V \cdot e^{j\phi}}{R + j\omega \cdot L} \quad [2.7]$$

Este exemplo permite ver que o fasor pode ser representado por um número complexo associado a uma onda senoidal. A magnitude do fasor é o valor rms da onda senoidal. O ângulo de fase do fasor é a fase da onda para $t = 0$. Os fasores são normalmente associados a uma frequência.

2.2.2 Fasores Sincronizados

Conforme abordado no capítulo 3, as tensões (em módulo e fase) dos barramentos têm sido consideradas as grandezas que caracterizam a condição operativa do sistema elétrico em regime permanente. Assim, o fasor de tensão representa o estado de operação do SEP. O seu conhecimento permite que se avalie o comportamento do mesmo. Sincrofasor é um fasor medido com relação a uma referência de tempo absoluta. Com esta medida, pode-se determinar a relação de fase absoluta entre outras quantidades de fase em diferentes localidades no sistema de potência.

Os sincrofasores possibilitam, assim, que sejam tiradas “fotografias” do estado do sistema elétrico, ou seja do ponto de operação, de forma rápida e confiável, trazendo todos os benefícios que tal conhecimento pode trazer.

A figura 2.5 mostra, de forma ilustrativa, esta sincronia entre os fasores medidos nos barramentos de instalações geograficamente distantes de um SEP, utilizando-se a mesma referência de tempo.

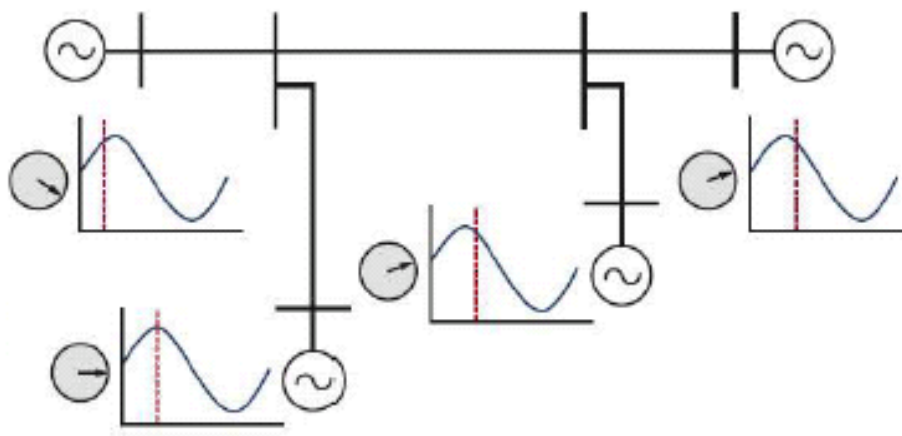


Figura 2.5 - SEP - UMA REFERÊNCIA TEMPORAL ÚNICA PARA SE OBTER A SINCRONIZAÇÃO DOS FASORES

Portanto, para formas de onda em tempo real, é necessário definir uma referência de tempo para medir ângulos de fase de forma sincronizada. A convenção para medição fasorial sincronizada, conforme a norma IEEE 1344-1995 [IEEE,95], está ilustrada na figura 2.6. O ângulo é definido como 0° quando o valor máximo do sinal coincide no mesmo instante da passagem pelo UTC¹ (sinal 1 PPS²) e -90° quando a passagem do zero positivo do sinal coincide com a do sinal de UTC.

¹ UTC - *Coordinated Universal Time* (ou tempo universal coordenado) representa a hora do dia no meridiano primal da Terra (0° de longitude).

² PPS - Pulso por Segundo: sinal consistindo de um trem de pulsos retangulares ocorrendo a uma frequência de 1Hz, com borda crescente sincronizada em segundos UTC. Este sinal é tipicamente gerado por receptores GPS (precisão maior que 1 microsegundo, que corresponde ao um erro de $0,021^\circ$ em 60 Hertz)

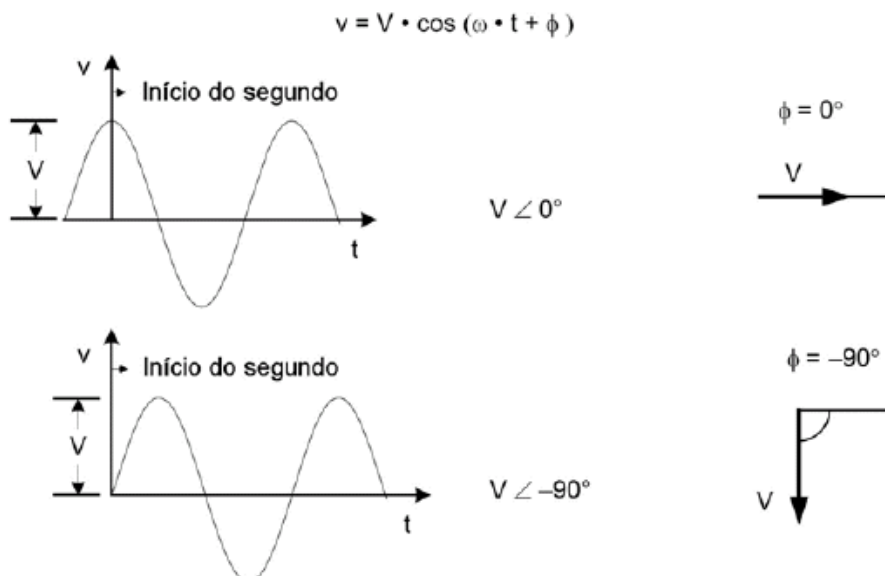


Figura 2.6 - CONVENÇÃO PARA MEDIÇÃO FASORIAL EM RELAÇÃO AO TEMPO SEGUNDO A NORMA IEEE 1344-1995

A medição de ângulo de fase instantânea permanece constante para a frequência nominal se estiver usando a referência para a fase. Se o sinal estiver fora da frequência nominal, a fase instantânea varia com o tempo, e gera um comportamento oscilatório para o módulo do fasor por fase. Isto produz também uma variação do ângulo de fase. O comportamento oscilatório para módulo do fasor e frequência instantânea é eliminado para sequências positivas. Diversas medidas podem ser implementadas para correção deste erro nos resultados, dependendo das características de fabricação do equipamento.

Observa-se que a definição de fasor sincronizado em tempo real, fornecida pela norma IEEE 1344-1995 [IEEE,95], corresponde à definição convencional descrita anteriormente, para a frequência nominal do sistema (50 ou 60 hz). A norma não possui requisitos relativos à precisão da medição da magnitude dos fasores para valores diferentes dos da frequência nominal. Tal norma, portanto, define a forma de onda para o estado de regime, não incluindo requisitos relativos à performance da medição dos fasores para uma forma de onda no estado fora do regime permanente. Nesta situação, a norma abre caminho para os fabricantes de equipamentos criarem suas próprias definições.

2.3 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada - SMFS

2.3.1 Componentes e Funcionamento de uma PMU

Conforme já comentado, a PMU é um equipamento capaz de medir os fasores de corrente e de tensão, de forma sincronizada, nos sistemas de potência. Esta sincronicidade é obtida por meio da amostragem das formas de onda de corrente e de tensão ao mesmo tempo, utilizando sinal de sincronismo de um GPS.

Dizendo de uma forma bem geral, a principal função destes equipamentos é registrar alterações que ocorrem no sistema elétrico. Possuem a capacidade de coletar e registrar medições em centros de controles remotos. A habilidade de calcular os fasores sincronizados torna a PMU um dos equipamentos de medição mais importantes na supervisão e controle de SEP.

Os benefícios do uso da medição de fasores sincronizados para a monitoração, operação e controle do sistema de potência têm sido bastante reconhecidos pelo setor elétrico no mundo. Tais benefícios e outros aspectos relacionados à aplicação das PMU são discutidos em detalhes nesta dissertação, em capítulos posteriores.

A figura 2.7 mostra de uma forma esquemática a instalação de duas PMU sincronizadas em rede elétrica de apenas duas barras. Observa-se, também, que a medição dos fasores, é realizada simultaneamente, ou seja, no mesmo instante de tempo, apesar de serem medidas em diferentes barras do sistema elétrico. Além disto, é mostrado nesta figura, que existe uma diferença angular medida entre as barras, tanto nos gráficos da forma de onda, quanto no diagrama fasorial.

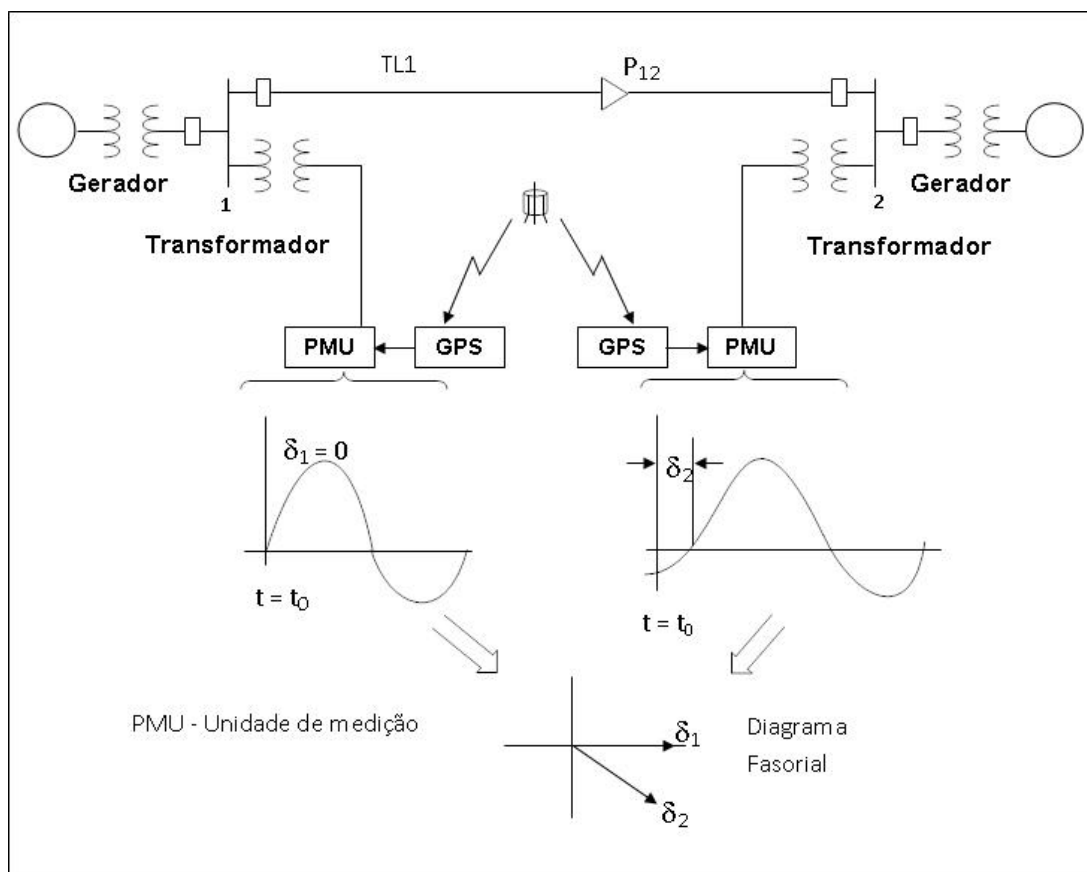


Figura 2.7 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE COMO O ÂNGULO É MEDIDO

Inicialmente, as PMU foram desenvolvidas com base em tecnologias já existentes para relés digitais e Registradores Digitais de Perturbação (RDP), que foram revolucionárias no campo dos sistemas de proteção. A tecnologia de microprocessadores tornou possível o cálculo direto de componentes de fase de seqüências positivas nas quais se baseiam os cálculos utilizados nos algoritmos de detecção de faltas [Phadke, 88]. A maioria dos fabricantes de PMU faz o cálculo dos fasores utilizando a Transformada Discreta de Fourier – DFT aplicada a uma janela de dados amostrados que se move e cuja largura pode variar de frações de ciclos a um ciclo [Phadke, 93].

A sincronização dos sinais amostrados pode ser obtida utilizando um sinal de tempo comum disponível localmente nas subestações. A precisão do sinal de tempo da ordem de milissegundos é suficiente para utilização nos relés de proteção e RDP. Porém, os cálculos de fasores demandam uma precisão maior do que 1 milissegundo. Somente após a comercialização dos GPS, foi possível desenvolver as primeiras unidades de

medição fasorial. O GPS é capaz de fornecer o sinal de tempo da ordem de 1 microssegundo em qualquer lugar do mundo. Ele envia, para as estações receptoras, o sinal PPS (*Pulse per Second*), possibilitando que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em diferentes subestações.

A figura 2.8 mostra a estrutura básica de uma PMU. Ela é composta por um receptor de sinal GPS, um sistema de aquisição (filtro e módulo de conversão A/D- Analógica Digital) e um microprocessador. O filtro *anti-aliasing* é usado para filtrar ruídos no sinal de entrada da PMU. O sinal PPS do GPS é convertido numa seqüência de pulsos de temporização de alta velocidade a serem usados na forma de onda do sinal de amostragem. O microprocessador executa o cálculo dos fasores usando a Transformada Discreta de Fourier, após a conversão A/D, das grandezas de corrente e de tensão. [Phadke,94]

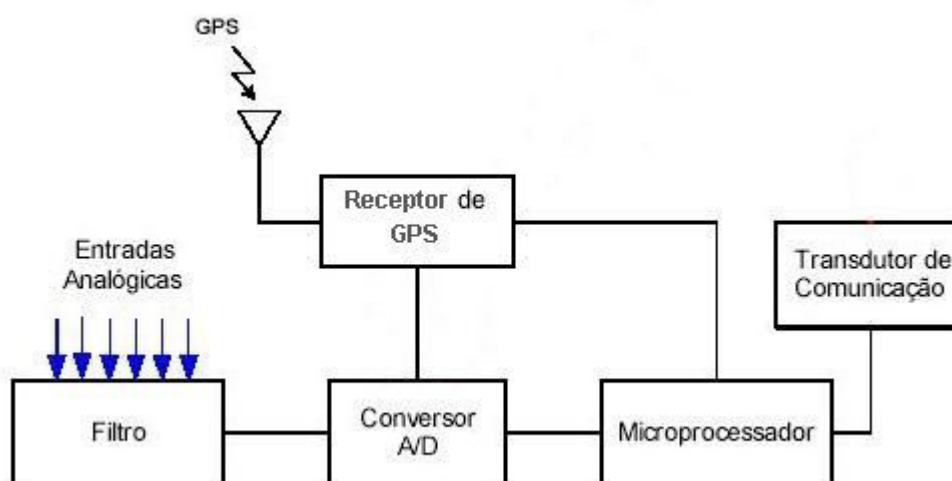


Figura 2.8 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UMA PMU

Finalmente, o fasor é estampado em intervalos de tempo e enviado a outro equipamento, o PDC, responsável pela armazenagem e concentração destes dados com os de outras PMU.

A sincronização de tempo por GPS deve ser feita através de relógios GPS internos ou externos às PMU possibilitando uma sincronização efetiva de tempo menor que 1 segundo.

As PMU calculam fasores de seqüência positiva a cada grupo de três entradas analógicas trifásicas. Todos os canais analógicos devem ser sincronizados em UTC (*Universal Time Coordinated*) com a exatidão desejada. As taxas de saídas das informações das PMU devem atender à norma IEEE IEC C37. 118. [IEEE,05]

Como exemplo, na figura 2.9 podem ser observadas a monitoração e a visualização gráfica do fasor, incluindo o módulo e a forma de onda do sinal de tensão monitorado em três barramentos do protótipo do projeto MedFasee desenvolvido pela UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina) em conjunto com o fabricante REASON. [Decker, 07].

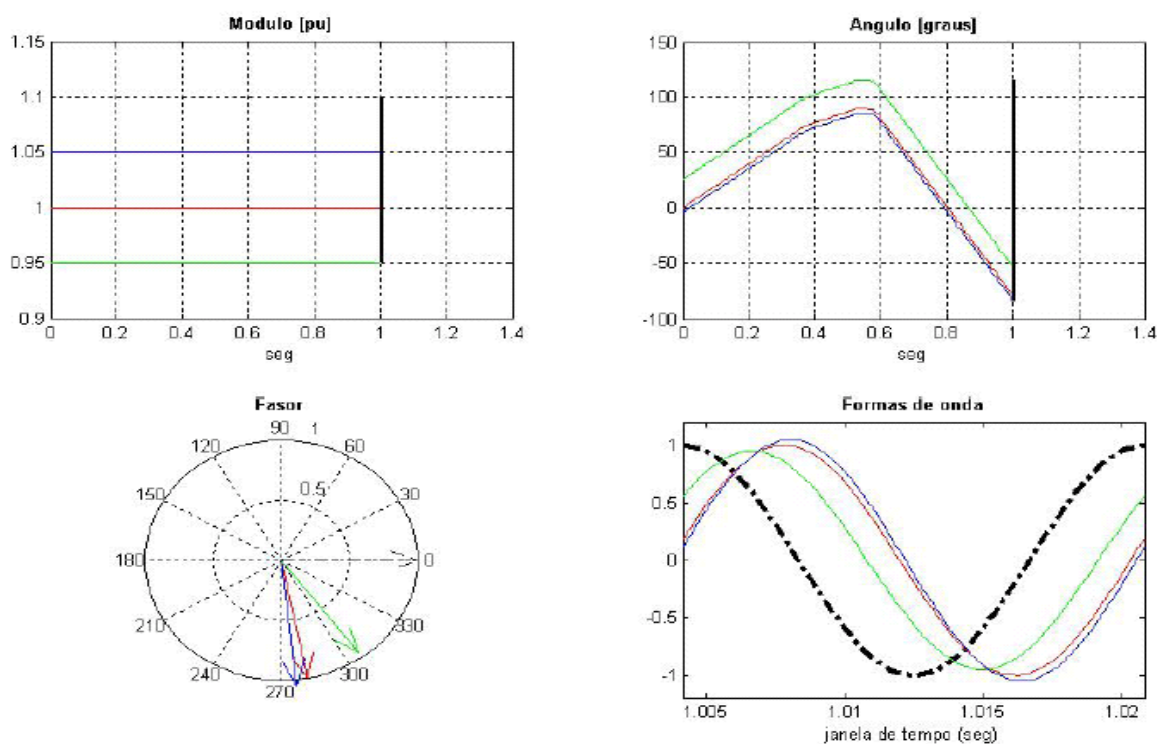


Figura 2.9 - VISUALIZAÇÃO GRÁFICA DOS FASORES DO PROJETO MEDFASEE

A tabela 2.1 mostra as características das PMU de alguns fabricantes, segundo pesquisa realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em maio de 2006 [Kema, 06]. Esta referência traz informações detalhadas sobre os diversos fabricantes. É importante ressaltar, que no planejamento do SMFS, descrito no capítulo 6, serão realizados testes de homologação nas PMU de diferentes fabricantes para se avaliar a adequação às características técnicas exigidas.

Tabela 2.1 - Características de PMU

Fabricante	Modelo	Outra Função	GPS Interno	Segue a IEEE 1394 e/ ou C 37.118	Nº Máximo de Canais de Entrada (Fasores de Sequência Positiva)
ABB	RES521	Não	Sim	Sim	18 (6)
Arbiter	1133A	Medidor Comercial, Dispositivo para Qualidade da Energia	Sim	Sim	9 (3)
Arbiter	933A	Medidor Portátil de Qualidade de Energia	Não	Sim	9 (3)
Macrodyne	1690	Não	Sim	Não	30 (10)
AMETEKRS	TR2000	DTR	Sim	Não	26 (10)
Qualtrol Hathaway	IDM	Não	Opcional	Sim	12 (5)

Um aspecto importante a se considerar é a garantia de precisão do sinal medido na PMU. Para o acompanhamento da precisão da grandeza a ser transmitida, testes de precisão são determinados pela norma [IEEE, O5]. Nela, estabeleceu-se o chamado Erro Vetorial Total (TVE), que, por definição, é a relação dada pela equação 2.9.

$$TVE = \frac{|\hat{x}_{\text{Medido}} - \hat{x}_{\text{Ideal}}|}{|\hat{x}_{\text{Ideal}}|} \quad [2.8]$$

Nesta equação \hat{x}_{medido} é o fasor estimado pela PMU (ou calculado na saída da PMU) e \hat{x}_{ideal} é o valor do fasor teórico do sinal de entrada no instante de tempo da medição. A figura 2.10 mostra esta relação no diagrama fasorial.

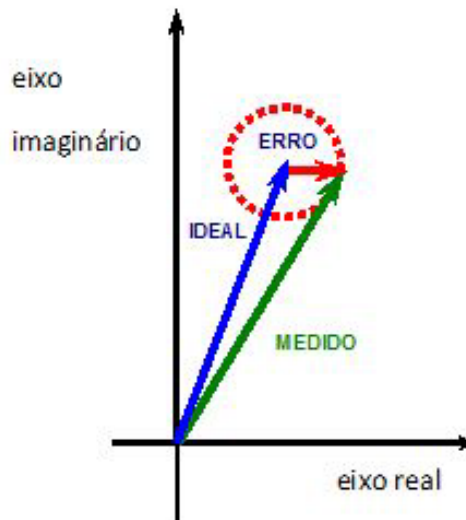


Figura 2.10 - ERRO DE MEDIÇÃO VETORIAL DO FASOR

De acordo com a norma **PC37.118**, o TVE é dado pela expressão 2.10, onde $X_r(n)$ e $X_i(n)$ são as partes real e imaginária do sinal estimado, e X_r e X_i correspondem ao sinal teórico (ideal).

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad [2.9]$$

Para cálculo do TVE admite-se que a magnitude, o ângulo e a frequência sejam constantes no período da coleta.

No caso do sistema brasileiro, a classe de exatidão sugerida para o TVE está indicada na tabela 2.2, para cada tipo de sinal. Pode-se observar que o TVE deve ser inferior a 1%.

Tabela 2.2 - Características dos sinais monitorados pelas PMU

Característica	Condição de Referência	Faixa	TVE
Frequência do Sinal	60 Hz	55 a 66 Hz	1
Magnitude do Sinal	100% nominal	10% para 120% nominal	1
Ângulo de Fase	0 radianos	$\pm \pi$ radianos	1
Distorção Harmônica	< 0.2% (THD)	10% para qualquer harmônico até o 50°	1
Sinal de Interferência Fora da Banda	< 0.2% da magnitude do sinal de entrada	10% da magnitude do sinal de entrada	1

2.3.2 Sobre o Concentrador de Dados

O PDC tem como funcionalidades básicas, receber os sincrofasores coletados pelas PMU, organizar estes dados de forma assíncrona, correlacionando-os no tempo por meio de etiquetas de tempo, armazenar estes dados e disponibilizá-los de acordo com as aplicações solicitadas. Além disto, ele deve fazer um tratamento de erros de transmissão, solicitar dados perdidos e, principalmente, ter operação contínua em tempo real.

Para atender a todas estas funcionalidades, o PDC deve apresentar um alto desempenho computacional. Tal requisito decorre da necessidade de continuidade da operação em tempo real, de eficiência para o armazenamento de dados, de alta confiabilidade e disponibilidade, de capacidade de comunicação eficiente, de atendimento a diversos tipos de aplicação e de fácil integração (alta modularidade e interfaces de comunicação padronizadas).

Assim, o PDC é uma das partes mais complexas do SMFS. Este equipamento requer dedicação exclusiva e alto investimento no desenvolvimento de aplicativos que atendam de forma adequada o SEP.

A título de ilustração, a figura 2.11 mostra as funcionalidades das PMU e do PDC desenvolvido para o simulador do projeto MedFasee [Decker, 07]. Neste projeto, as medições feitas pelas PMU são transmitidas via rede *ethernet* para comunicação com o PDC. Este organiza os dados em *frames*, em conformidade com as especificações IEEE 1344 [IEEE, 95] e PC37.118 [IEEE, 05], definindo assim a configuração e o armazenamento dos arquivos contendo tais dados. Este tratamento é realizado para possibilitar o desenvolvimento de aplicações.

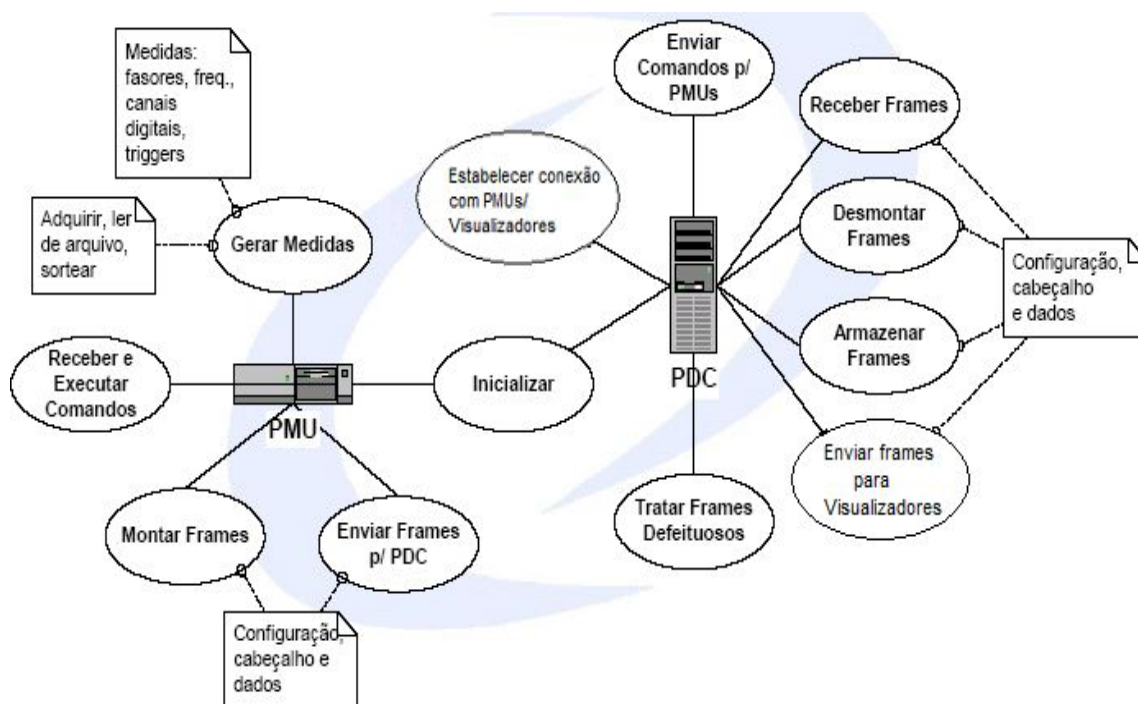


Figura 2.11 - FUNCIONALIDADES DAS PMU E DO PDC DESENVOLVIDO PELO PROJETO MEDFASEE

2.3.3 Aspectos da Transmissão de Dados

Para a transmissão dos dados fasoriais sincronizados, é necessário estabelecer uma rede de comunicação. A função básica do sistema de comunicação nos SMFS é interligar seus equipamentos. Ele deve ser capaz de interligar as PMU aos PDC, os PDC entre si, quando necessário, e o próprio SMFS à rede da empresa onde está implantado. Os meios de comunicação atualmente mais utilizados são a *internet* e as redes privadas das próprias empresas.

Um sistema de medição fasorial deve ser suportado por uma infra-estrutura de comunicação com velocidade suficiente para agrupar e alinhar rapidamente os dados medidos pelas PMU. Frequentemente, os sistemas de potência não estão totalmente equipados com a comunicação adequada. Porém, deve-se considerar que os benefícios trazidos pelas PMU podem vir a justificar a instalação de uma grande infra-estrutura de comunicação. Existem técnicas de determinação da localização de PMU que podem ser utilizadas para minimizar os custos de investimentos, através da redução do número de barras a serem monitoradas. Em [Baldwin, 93], sugere-se que um número mínimo de $1/5$ a $1/4$ das barras do SEP seja suficiente para fornecer uma completa observabilidade do sistema a ser monitorado. Para sistemas elétricos com elevadas dimensões, este número sugerido poderia ser utilizado para iniciar o monitoramento com as PMU. Entretanto, o que mais poderá justificar os investimentos em PMU são as aplicações que viriam a ser implementadas.

Existe um padrão do IEEE (IEEE 1344 e o mais recentemente atualizado IEEE C37.118) que define o formato de transmissão dos dados das PMU [IEEE, *Working Group H-8*].

Os principais requisitos para os sistemas de comunicação são :

- envio de dados contínuos em tempo real (largura de banda garantida, alta disponibilidade, baixa latência);
- envio de dados perdidos (disponibilidade esporádica de maior largura de banda e possibilidade de uso de canais esporádicos);
- padronização bem definida (suporte aos protocolos de comunicação padronizados);
- expansibilidade;
- alta imunidade a ruídos;
- segurança;
- facilidade de integração.

De acordo com os responsáveis pelo projeto MedFasee [Reason, 06], não é necessário que os canais sejam dedicados. Consideram a taxa de dados perdidos ou de ocorrências de erro, com a utilização do canal de comunicação pela *internet*, pouco significativa, não chegando a prejudicar a qualidade da informação transmitida. Diante do alto custo de implantação das redes privadas de comunicação e a experiência deste projeto piloto na região Sul do Brasil, considera-se uma boa opção, pela melhor relação custo/benefício, a utilização dos meios de comunicação dos SMFS pela *internet*. Entretanto, este é um

aspecto que cada empresa deve avaliar individualmente, considerando-se que muitas delas já possuem redes de comunicação privadas.

Na transmissão de dados na rede do SMFS, identificam-se quatro tipos de mensagens distribuídas nos seguintes campos: Dados, Configuração, Cabeçalho (identificação) e Comando. O cabeçalho é transmitido em formato de texto. Os outros campos são mensagens em formato binário. Somente os dados medidos e calculados são transmitidos em tempo real. As taxas de transmissão devem ser configuráveis, sendo que, para 60Hz, são requeridas taxas de 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 e 60 *frames* por segundo. Para controle de tempo real, a transmissão de dados deve ser bidirecional proporcionando ações de controle no SEP. Mecanismos para checagem e verificação da integridade das informações são utilizados como garantia de confiabilidade.

2.3.4 Possibilidades de Aplicação de Sincrofasores Provenientes Diretamente de Relés

Relés modernos, que fornecem a medição de fasores sincronizados adicionalmente às funções de proteção, eliminam a necessidade de se terem diferentes dispositivos para proteção e controle do sistema elétrico de potência. Estes relés são equipamentos flexíveis que também possuem funções de processamento (como um CLP - Controlador Lógico Programável).

Já existem no mercado *softwares* de integração que possibilitam a análise de diferentes relés de mesmo padrão de forma sincronizada. Portanto, é possível utilizar a função de oscilografia desses equipamentos, usando este sincronismo, para disponibilizar informações de forma ágil e segura para tomada de decisões na operação do SEP.

Tais relés podem ser utilizados, também, em aplicações específicas, como a manutenção preventiva de equipamentos de subestações e linhas de transmissão. Permitem, inclusive, utilizar a medição sincronizada de fasores para verificação das condições dos transformadores de instrumentos de uma subestação. Em uma mesma subestação, quando os disjuntores estão fechados, todos os TP (transformador de potencial) das linhas e barramentos devem estar com mesma magnitude e fase. Há opções de relés no mercado que possibilitam simular de forma remota um voltímetro vetorial, permitindo a verificação de polaridades, defasagem angular e relação dos TC (transformador de

corrente). Com uma pequena carga no SEP e com todos os relés sincronizados, é possível visualizar remotamente erros de defasagem, de polaridade ou de relação de transformação de TC e TP nos terminais de uma linha de transmissão.

Vale lembrar que as aplicações de dados fasoriais provenientes de relés com funções de medição fasorial devem ser aquelas que requerem maior precisão e menor velocidade de aquisição de dados. Esta observação é importante, enquanto ainda não se verificam no mercado opções comerciais de PMU que possibilitem definir um grau de precisão variável.

A tabela 2.3 contém as características de relés com função de PMU incorporados, apresentados por alguns fabricantes, segundo pesquisa realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para implantação do SMFS Nacional [Kema, 06].

Tabela 2.3 - Características de relés digitais com função de medição fasorial

Fabricante	Modelo	Outra Função	GPS Interno	Segue a IEEE 1394 e/ ou C 37.118	Nº Máximo de Canais de Entrada (Fasores de Sequência Positiva)
SEL	SEL-311	Relé	Não	Sim	6 (4)
SEL	SEL-421	Relé	Não	Sim	6 (4)
SEL	SEL-451	Relé	Não	Sim	6 (4)
SEL	SEL-734	Medidor Comercial	Não	Sim	6 (4)
GE	N60	Relé	Sim	Sim	16 (5)

A utilização de tecnologia de medição fasorial proveniente de relés pode fornecer uma melhor relação custo/benefício do que quando usada em equipamentos com a única função de executar a medição fasorial sincronizada. Contudo, apesar desta relação se mostrar favorável, vale observar que o acúmulo de funções em um mesmo equipamento pode trazer dificuldades de construção de *hardware*, e o produto final pode não ter o mesmo nível de qualidade de um equipamento com uma função específica. Com relação a este aspecto, a PMU traz consigo vantagens, devido à sua característica principal de construção ser especificamente para o propósito de medições fasoriais.

2.4 Considerações Finais

De acordo com o que foi exposto neste capítulo, percebe-se o impacto positivo que o uso de SMFS pode trazer, ou já está trazendo, para as diversas atividades relacionadas aos SEP.

Várias são as aplicações destes sistemas de medição nos processos elétricos. Conforme tratado nos próximos capítulos desta dissertação, estas estão relacionadas, principalmente, a: medição e visualização do estado do sistema elétrico; auxílio na operação do SEP, visando evitar condições críticas do mesmo; avaliação do ponto de operação do sistema com relação aos aspectos de estabilidade angular e de tensão; análise pós-distúrbio; validação e criação de modelos de estudos; proteção sistêmica.

Para que as aplicações dos SMFS fiquem melhor caracterizadas, no contexto da operação do SEP, no capítulo seguinte, os processos operativos são descritos.

3

DESCRIÇÃO DOS PROCESSOS DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1 Considerações Iniciais

Em muitos trabalhos apresentados na literatura técnica relativa ao tema, as aplicações atribuídas ao uso dos SMFS são tratadas de forma genérica, muitas vezes não sendo relacionadas às atividades realizadas no âmbito do setor elétrico. Há situações onde aplicações são tratadas de forma isolada, quando, na realidade, o contexto no qual se inserem é muito mais amplo. Esta dissertação pretende dar uma visão mais detalhada das aplicações na área de operação, sendo, portanto, importante contextualizá-la.

Conforme introduzido no capítulo primeiro, as atividades relacionadas aos SEP são caracterizadas como atividades de Expansão e de Operação. Os processos de *Expansão*, investigando o comportamento atual e futuro do SEP, visam garantir o bom funcionamento do mesmo por meio da análise da necessidade de aquisição de novos recursos (novas usinas, novas linhas etc.). As decisões de *Operação* estão relacionadas ao gerenciamento dos recursos já disponíveis (controle dos reservatórios das usinas já existentes, atuação nos equipamentos de controle das grandezas elétricas etc.).

Estas tarefas são todas integradas formando um amplo e complexo processo de tomada de decisão com relação ao SEP. Entretanto, sem perder esta integração, as atividades de Expansão e de Operação são caracterizadas por etapas próprias, de acordo com suas especificidades. Costumam ser identificadas, conforme sua atuação, em termos *energéticos* e *elétricos*, compreendendo processos com passos bem definidos.

Esta dissertação trata da aplicação do SMFS na área de Operação Elétrica dos sistemas de potência e, portanto, dedica este capítulo a uma revisão das tarefas executadas neste contexto.

O processo de decisão relacionado à operação dos sistemas elétricos é, normalmente, composto pelas seguintes etapas:

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

De uma maneira bem geral, pode-se dizer que a etapa de *Planejamento* se caracteriza pela elaboração de estudos e análises do comportamento futuro do SEP, com vistas a gerar instruções operativas a serem executadas na *Operação em Tempo Real*. Na etapa de *Pós-operação*, são realizadas análises das ocorrências pelas quais o sistema já passou.

Em todo este processo, as decisões são tomadas tendo como base o estado operativo do sistema elétrico, quer este se refira a uma projeção futura, a uma situação presente no momento, ou a uma condição passada [Vale, 86] e [Cesep, 05]. O estudo das aplicações dos SMFS implica a caracterização do estado do SEP, uma vez que, dependendo deste, diferentes decisões são tomadas nas etapas da operação.

Sendo assim, este capítulo tem início com a caracterização dos estados operativos e, posteriormente, se dedica à descrição das atividades da operação.

3.2 Estados Operativos do Sistema Elétrico

O SEP é um sistema físico cujo comportamento depende dos diversos fenômenos envolvidos durante a sua operação. A condição operativa do SEP nunca é exatamente a mesma em todos os instantes. Na realidade, a condição de operação está sempre variando, pois o sistema encontra-se constantemente sujeito a pequenas ou grandes perturbações, voluntárias ou involuntárias. Como exemplo de pequena perturbação, tem-se a contínua e lenta variação da carga no tempo. Como exemplo de grande perturbação, pode-se citar a perda de grande volume de geração ou de carga. As ações de controle efetuadas no sistema caracterizam perturbações voluntárias.

Logo, a rigor, o SEP nunca se encontra em regime permanente, pois as constantes perturbações, pequenas ou grandes, o levam a um comportamento dinâmico, variante no tempo. Entretanto, muitas análises podem ser realizadas considerando o estado do sistema estacionário no tempo, como se fosse tirada uma “fotografia” do mesmo. Uma

das principais ferramentas de análise dos sistemas elétricos é o Programa para Cálculo de Fluxo de Potência, cuja formulação é estática.

Para este tipo de análise, o ponto de operação do sistema tem sido caracterizado pelas tensões complexas (módulo - V e ângulo - θ) das suas barras. Estas são consideradas, portanto, as variáveis de estado do SEP, caracterizando o vetor de estado em regime permanente expresso pela equação 3.1.

$$\underline{X} = [\theta : V]^T \quad [3.1]$$

Uma vez conhecido o vetor de estado da rede, podem ser determinadas outras grandezas elétricas (corrente, fluxo de potência ativa e reativa, dentre outras). Desta forma, a condição operativa do SEP pode ser determinada, permitindo tomadas de decisões adequadas. Para melhor identificar as decisões envolvidas nas etapas de operação, três estados operativos são assim caracterizados nas referências [Vale, 86] e [Cesep, 2005]:

- **Estado normal** – nesta situação, o sistema está intacto, com a demanda totalmente atendida, e não apresenta nenhuma violação nas *restrições de carga e de operação*, sendo:
 - Restrição de Carga: relacionada ao equilíbrio carga-geração; indica se a demanda está sendo atendida ou não.
 - Restrições de Operação: limites impostos ao SEP (limites físicos de equipamentos, contratuais, situações críticas, tais como perda de estabilidade etc.)
 - **Estado de Emergência** – nesta situação, o sistema atende à demanda, porém apresenta violação de alguma *restrição de operação*. Este estado pode ser provocado por uma perturbação ocorrida no SEP, resultando na violação severa ou não de algum valor limite pré-definido.
 - **Estado Restaurativo** – nesta situação, o sistema não está intacto (cargas não atendidas e ilhamentos, por exemplo), apresentando desligamento parcial ou total. Assim, este estado caracteriza-se por violações nas *restrições de carga*.
-

O conceito destes estados de operação subdivide o problema global de controle do SEP em três subproblemas, caracterizados por ações distintas: ações para *Controle no Estado Normal*, ações para *Controle de Emergência* e ações para *Controle Restaurativo*. Tais controles possuem características bem particulares, as quais são caracterizadas a seguir:

- **Controle no Estado Normal:** seu objetivo é atuar no sistema para que ele permaneça no estado normal, atuando, assim, principalmente na sua segurança.
- **Controle de Emergência:** seu objetivo é determinar e executar ações para tirar o SEP do estado de emergência. O tipo de ação de controle depende da condição em que se encontra o sistema.

Muitas vezes é possível eliminar violações, levando o SEP para o *estado normal*.

Há situações, entretanto, em que é necessário efetuar desligamentos totais ou parciais da carga (levando o sistema para o estado restaurativo), para se conter uma situação crítica, evitando-se a propagação de fenômenos em cascata que poderiam degradar todo o sistema. Na prática, para situações críticas, onde a execução das ações de controle de emergência deve ser extremamente rápida, são gerados controles automáticos. Estes, muitas vezes, são denominados Esquemas de Controle de Emergência.

- **Controle Restaurativo:** seu objetivo é religar o sistema após desligamentos parciais ou totais. Normalmente, este controle é efetuado através de instruções previamente determinadas pelo planejamento.

Esta visão de controle é extremamente importante para a análise sobre os impactos da utilização das PMU na operação dos sistemas elétricos. Deve-se ter em mente que as estratégias de controle são tecidas e implementadas considerando todas as etapas (planejamento, tempo real e pós-operação).

Uma vez caracterizados os possíveis estados de operação e a necessidade de diferentes atuações no sistema elétrico impostas pelos mesmos, nos próximos itens é apresentada a forma como cada atividade de operação tem tratado tais questões.

3.3 Planejamento Elétrico da Operação

O planejamento elétrico da operação tem por objetivo estabelecer diretrizes para que o SEP seja operado adequadamente usando os equipamentos existentes (coordenação dos vários componentes do sistema).

Dentro dos princípios fundamentais e dos critérios observados durante o processo de planejamento, são elaborados estudos que procuram avaliar o desempenho do sistema sob condições normais e de contingências. Dentre eles, destacam-se aqueles relacionados ao controle de tensão e carregamento, definindo as faixas de tensão para os barramentos, a realocação de geração, a configuração operativa mais adequada e os esquemas especiais.

A meta desta etapa é subsidiar os órgãos executivos da operação, a fim de que estes possam operar o sistema elétrico com qualidade adequada de fornecimento e com menor risco possível, considerando sempre a iminência de contingência simples. Assim, os planos visam manter o SEP em condições de atender à demanda de energia com a devida segurança.

As atividades executadas utilizam dados de previsão de carga, de planos de obras e de programação de procedimentos em estudos periódicos. Em conjunto com as análises dos processos de pós-operação, geram recomendações e/ou orientações para os operadores em tempo real, as quais são registradas em documentos chamados *IO - Instruções Operativas*. Estas instruções são atualizadas continuamente de acordo com o crescimento da carga e alterações de sistema, e são, portanto, de grande importância para manter o SEP em estado de operação normal e seguro.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [ONS, 08], as etapas do planejamento da operação elétrica concentram os processos e sistemáticas para os estudos e análises do comportamento da rede elétrica para diferentes horizontes. Neste contexto, destaca-se a elaboração dos planos de curto (mensal e quadrimestral), de médio (anual) e de longo prazo (acima de um ano). Análises sobre solicitações de desligamentos, recomposição do sistema, além de outros estudos especiais, são importantes nesta atividade. Tais itens são tratados a seguir.

3.3.1 Planejamento da Operação Elétrica a Curto Prazo - Mensal e Quadrimestral

O *Estudo Mensal* tem como objetivo avaliar o desempenho da operação elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) previsto para um determinado mês do ano, considerando as eventuais alterações das premissas contidas no estudo Quadrimestral correspondente.

Mediante as novas previsões do cronograma de implantação das obras de transmissão e/ou geração, a evolução da carga e os cronogramas de manutenção de unidades geradoras, são determinadas estratégias para a operação do SIN visando preservar a segurança e buscando atender as metas energéticas.

Conforme já comentado, tais estudos subsidiam a operação em tempo real através das eventuais atualizações das recomendações e diretrizes operativas, que são implementadas nas instruções de operação. Estes auxiliam na programação de intervenções em instalações da rede de operação e também fornecem, com base na análise do desempenho do sistema, os seguintes principais produtos:

- atualização do cálculo e diretrizes para alocação da reserva de potência operativa;
- conseqüências decorrentes do atraso de obras e medidas operativas associadas;
- despachos mínimos de geração térmica por razões elétricas.

O *Estudo Quadrimestral* objetiva definir as diretrizes para a operação elétrica do SIN com horizonte quadrimestral. Ele é elaborado baseando-se nos critérios definidos no submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [ONS, 01], na previsão de carga própria e no cronograma de entrada em operação de novos equipamentos.

Este estudo deve analisar com mais profundidade o sistema interligado, tendo com base a análise do seu desempenho, gerando os seguintes principais produtos:

- procedimentos operativos para controle de tensão e de carregamento de linhas de transmissão e equipamentos;
 - determinação dos limites de transmissão entre regiões e áreas geoeletricas;
 - despacho mínimo de geração térmica por razões elétricas;
-

- identificação da necessidade de revisão de ECE (Esquemas de Controle de Emergências) e ECS (Esquemas de Controle de Segurança);
- diretrizes operativas para a elaboração das instruções de operação para aplicação em tempo real do sistema.

Além das funções citadas, subsidia os estudos de Programação de Intervenções em instalações da rede de operação de acordo com o submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede do ONS [ONS, 08]. Para a operação, estes estudos ajudam a definir faixas de tensão recomendadas para as barras de controle, faixas de tensão esperadas para barras de referência, e níveis de risco da operação por condição de carga. Eles auxiliam a execução das análises de desligamento dos principais elementos e a construção das chamadas “inequações” que definem limites a serem observados em tempo real.

O planejamento da operação elétrica quadrimestral é atualizado através do planejamento da operação elétrica mensal. Estes relatórios são produzidos a partir de simulações e análises realizadas pelo ONS, com a colaboração dos representantes das diversas empresas integrantes do SIN.

3.3.2 Planejamento da Operação Elétrica a Médio Prazo - Anual

O *Estudo Anual* tem como principais objetivos analisar o desempenho do sistema elétrico, com base no mercado previsto e no cronograma de entrada em operação de novos equipamentos, definidos para o horizonte do estudo (de um ano à frente). Deve também analisar as conseqüências de eventuais atrasos das obras programadas e estabelecer as recomendações necessárias para garantir o desempenho adequado do SIN.

Seus principais produtos são:

- identificação, em tempo hábil, das instalações necessárias para o atendimento dos requisitos de carga dentro dos critérios estabelecidos, recomendando a adequação de cronogramas, remanejamento de equipamentos, reforços de pequeno porte e melhorias;
 - limites de transmissão entre regiões e áreas geoeletricas;
 - estratégias operativas e medidas frente a eventuais atrasos de obras;
 - ECE e ECS no sistema;
 - despacho mínimo de usinas térmicas por razões elétricas.
-

3.3.3 Planejamento da Operação Elétrica a Longo Prazo

Nesta etapa são realizados estudos para definição do Plano de Ampliação e Reforços (PAR) e também a revisão e/ou identificação da necessidade de ECE.

O PAR é um estudo que apresenta uma proposta de ampliações e reforços para a Rede Básica no horizonte de 3 anos à frente, que dará suporte a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na condução dos processos de licitação ou autorização das respectivas concessões de transmissão, além de dar subsídios para a elaboração do projeto básico das instalações nele contempladas. Ele ajudará o ONS, que, juntamente com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), tem por obrigação legal propor a ANEEL as ampliações e os reforços na Rede Básica, de modo a assegurar os padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede [ONS, 01].

No que diz respeito à geração de energia elétrica, os estudos do planejamento devem contemplar as fontes existentes, as inventariadas e as informadas pelos Agentes. Cenários de geração são formulados considerando as incertezas das fontes, para a matriz energética nacional e o uso múltiplo da água. Devem ser consideradas as usinas existentes e as novas que já tiverem firmado o contrato de concessão. O planejamento da operação energética fornecerá as previsões energéticas no horizonte de estudo. Com base nestas previsões, o ONS seleciona os despachos significativos para o dimensionamento do sistema de transmissão.

Com relação à transmissão, são elaborados planos alternativos para atendimento eletroenergético, considerando as incertezas das fontes e do mercado. É definido o cenário mais provável para servir de referência ao PAR. Este estudo busca ajustar, na sua essência, em função das previsões de oferta e de demanda, as obras recomendadas, contemplando as variações nas previsões de mercado, as solicitações de acesso e conexão, bem como as propostas de ampliações e reforços, encaminhadas pelos Agentes. Eventuais restrições de transmissão, que possam impedir a concretização da operação elétrica e energética otimizada, devem ser explicitadas. No PAR são contemplados os seguintes itens:

- síntese das condições de atendimento do SIN (por área e para os atributos: estabilidade, controle de tensão, carregamento de linhas e equipamentos, circuitos ou equipamentos singelos, superação capacidade de disjuntores e necessidade de geração térmica);
-

- síntese dos estudos das interligações inter-regionais;
- síntese da análise de confiabilidade da Rede Básica;
- análise dos indicadores de continuidade das subestações que necessitem de transformadores com tape;
- diagnóstico das condições de operação da fronteira Rede Básica - rede de distribuição;
- avaliação dos níveis de curto circuito;
- condicionantes dos estudos (mercado, geração e critérios);
- pareceres técnicos e programa de geração;
- casos de referência para fluxo de potência, curto circuito e confiabilidade;
- mapas eletrogeográficos;
- documentos de referência: previsão da carga, interligações e confiabilidade.

As programações de intervenções em instalações da rede elétrica são subsidiadas pelos estudos de planejamento anual da operação elétrica e energética, para serem avaliadas e adequadas às necessidades do SEP. Para isto, são realizadas simulações e análises do desempenho do sistema, avaliação de riscos e definição das diretrizes operativas para programação e execução das intervenções.

Estas simulações têm como base os casos de referência definidos nos Estudos de Planejamento de curto Prazo - Mensal e Quadrimestral, adaptando-os para que reflitam as mudanças de configuração, carga e despacho, definidas no mais curto prazo.

São feitas análises considerando tanto o desligamento simples, quando for o caso, de cada equipamento solicitado quanto à simultaneidade deste com o de outros desligamentos solicitados para o mesmo período. Os estudos devem contemplar aspectos relativos a análise de desempenho do sistema em condição de regime permanente, em condições de emergência e, quando necessário, devem ser realizados estudos complementares.

3.3.4 Solicitações de Desligamento

Estes estudos têm como principal objetivo compatibilizar as solicitações dos diferentes Agentes, estabelecendo prioridades entre solicitações, visando garantir a integridade dos equipamentos e minimizar os riscos para o sistema. Assim, procurar-se-á alocar, de

comum acordo com os Agentes, as intervenções nos períodos mais convenientes para o sistema, visando manter a continuidade e a confiabilidade aos usuários e minimizar as restrições de despacho das usinas.

Nesta atividade são elaboradas as diretrizes a serem consideradas na Programação Diária da Operação Eletroenergética, além de diretrizes para a operação em tempo real, que compõem o Programa Diário de Operação.

As *Diretrizes Operativas para Programação e Execução das Intervenções e Procedimentos* se aplicam a intervenções em equipamentos componentes de instalações da rede de operação e ainda a equipamentos não integrantes desta, cuja indisponibilidade possa causar limitações no despacho de usinas submetidas ao despacho centralizado ou em instalações da rede.

O tratamento dos desligamentos de instalações da Rede Básica, na fase de programação, serve ainda como uma das referências para o cálculo da parcela variável da receita de transmissão, conforme os contratos de prestação de serviços de transmissão.

Os principais produtos do processo são:

- Programa de Intervenções em Instalações na Rede de Operação;
- Diretrizes Operativas para Programação e Execução das Intervenções, visando a qualidade e a segurança operacional do Sistema Interligado;
- Informações para o processo de apuração de indisponibilidade.

3.3.5 Estudos Especiais

Caracterizam-se como Estudos Especiais aqueles que não têm caráter cíclico, embora possam ser desenvolvidos como parte de um processo rotineiro, caso se configurem condições que indiquem a sua realização. Os principais objetivos destes estudos em cada tipo de processo são:

- **Estudos Pré-operacionais de Instalações da Rede de Operação:**

Compreendem todas as análises de regime permanente, transitórios eletromagnéticos, transitórios eletromecânicos e demais análises necessárias para respaldar o período

inicial de operação dessa nova instalação. Resultam, também, deste processo, as diretrizes para confecção das Instruções de Operação contemplando a nova instalação.

- **Estudos de Comissionamento de Instalações da Rede de Operação:**

Estabelecem as condições operativas para realização dos ensaios de forma a assegurar a qualidade do atendimento, a confiabilidade e segurança da operação da Rede de Operação e compreendem todas as análises de regime permanente, transitórios eletromagnéticos, transitórios eletromecânicos e outras que se fizerem necessárias para estabelecer as condições de operação segura durante os ensaios de comissionamento.

- **Estudos de Otimização de Controladores:**

Avaliam a necessidade de reajustes nos controladores automáticos associados aos equipamentos do sistema elétrico, assim como definem a necessidade de novos controladores, no sentido de garantir um desempenho adequado e otimizado da rede, permitindo, conseqüentemente, ampliar o seu grau de utilização. O processo poderá também apontar a conveniência de modernização de equipamentos de controle que apresentem baixo desempenho.

- **Estudos de Estabilidade de Tensão:**

Objetivam estabelecer as diretrizes básicas para o estudo completo da estabilidade de tensão na Rede de Operação do ONS, visando determinar as condições operativas limites, como níveis de carregamento e intercâmbios, e identificar quais áreas são mais suscetíveis a este fenômeno, necessitando medidas preventivas e/ou corretivas.

- **Estudos de Controle Carga-Freqüência:**

Correspondem às análises para a avaliação do desempenho e identificação das melhores estratégias de controle carga-freqüência, quando de alterações de topologia da Rede de Operação.

3.3.6 Estudos de Recomposição do Sistema

Os estudos de recomposição se estruturam em três partes:

- caracterização da filosofia básica do processo de recomposição e as suas diretrizes gerais;
-

- identificação dos fundamentos necessários para que a filosofia básica seja aplicada com sucesso;
- definição dos procedimentos de recomposição, através de uma precisa descrição de suas etapas nas diversas áreas envolvidas.

Os estudos de recomposição têm grande repercussão sobre os Agentes e devem estar sempre sendo atualizados para levar em conta os seguintes aspectos:

- acompanhamento do equilíbrio entre carga e geração das áreas de auto-restabelecimento das usinas que fazem parte da malha principal do sistema interligado;
- acompanhamento da entrada em operação de novos equipamentos ou instalações, incluindo recapacitações, que interfiram no processo de recomposição;
- revisão dos procedimentos operacionais em função dos estudos do ONS ou dos Agentes, bem como de ampliações na Rede de Operação.

3.3.7 Validação de Modelos de Componentes e Dados para Estudos Elétricos

Este processo corresponde ao estabelecimento dos procedimentos para validação, uniformização do tratamento, organização e atualização dos modelos de componentes e dados pertinentes às atividades de estudos elétricos, envolvendo bancos de dados utilizados pelos modelos computacionais para posterior armazenamento na base de dados do ONS.

Nestes estudos especiais são analisados também os aspectos de instabilidade de tensão, muito importantes para manter o sistema com um nível de segurança adequado.

3.4 Operação do Sistema Elétrico em Tempo Real

Esta etapa visa coordenar a operação do sistema utilizando as diretrizes definidas pelo planejamento. Compreende as atividades de *Supervisão e Controle em Tempo Real* realizadas no instante de operação atual do SEP. Em termos de controle, é nesta etapa que são efetuadas as ações de comando no sistema elétrico.

Os planos elaborados nas etapas de planejamento são realizados com base em previsões do possível comportamento do SEP no instante da operação. Por mais precisas que sejam as informações utilizadas pelos planejadores na elaboração das instruções operativas, há sempre uma pequena diferença entre os valores previstos e aqueles que ocorrem em tempo real.

Na realidade, os centros de operação das empresas contam com Sistemas de Supervisão e Controle que permitem que o SEP seja monitorado e controlado. Informações de tempo real são coletadas do sistema elétrico, são processadas nos centros e, em conjunto com os estudos realizados previamente pelo planejamento, subsidiam a tomada de decisão sobre as ações de controle a serem efetuadas.

A figura 3.1, adaptada de [Vale, 86] dá uma visão integrada dos controles nos centros de operação.

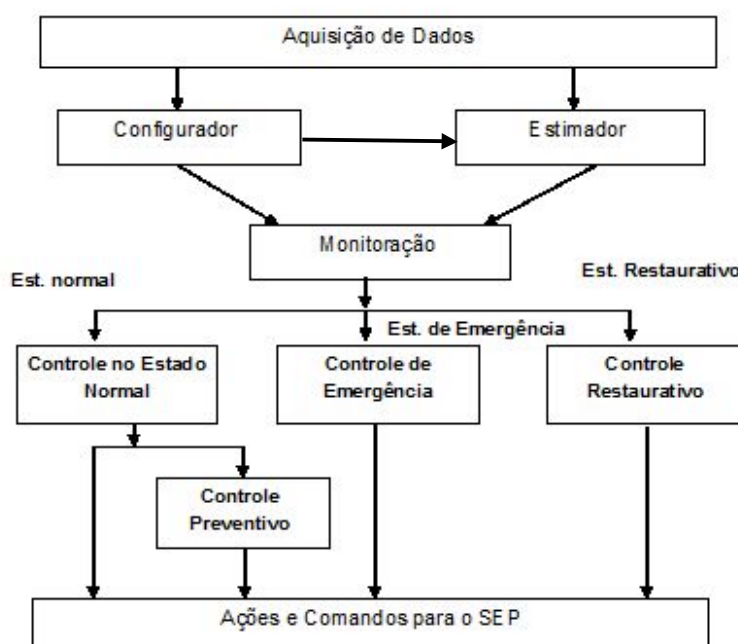


Figura 3.1 - SUPERVISÃO E CONTROLE DE SEP

Os dados são coletados no sistema elétrico, sendo tratados e processados pelas diversas funcionalidades disponibilizadas nos centros, subsidiando a tomada de decisão sobre as ações de controle a serem realizadas. No diagrama estão indicadas as seguintes funções:

- Configurador da Rede: programa que determina a configuração atual da rede elétrica, a partir da topologia fixa do SEP e das informações obtidas em tempo real sobre a condição aberto/fechado de chaves e disjuntores;
- Estimador de Estado: programa que calcula o estado da rede (módulo e ângulo de tensão nos barramentos) a partir de dados de medição (fluxos de potência, módulos de tensão, correntes etc.) coletados do SEP. O impacto do SMFS no processo de estimação é tratado no próximo capítulo;
- Monitoração da Segurança: determina o tipo de condição enfrentada pelo SEP, ou seja, em que tipo de estado está operando.

A partir das informações fornecidas por tais funções, são determinadas e executadas as ações de controle (normal, emergência ou restaurativo) mais adequadas ao instante de operação, ou seja, de acordo com o estado presente. Com relação ao estado normal, caso a condição do sistema seja normal-alerta, entra em cena o controle preventivo.

No estado normal de operação são realizadas ações de controle *tradicionais*, tais como aquelas relativas ao *controle de frequência* (primário e secundário), *controle de tensão/potência reativa* hierarquizado e *controle de potência ativa*. Além destas, são executadas funções relativas à análise de *segurança* do sistema, incluindo a análise de contingências, visando atuar de forma preventiva no SEP, evitando situações de emergência. A avaliação da segurança do SEP em tempo real, atualmente, se baseia fundamentalmente em estudos de fluxo de potência. Tal tipo de análise fica limitada às restrições da própria ferramenta estática de simulação.

O controle de emergência inclui ações que eliminam as violações das restrições de operação, de forma simplesmente *corretiva*, levando à condição normal. Nas situações extremamente *críticas*, entram em cena os ECE. No Brasil, dentre os vários esquemas existentes, como exemplo pode-se citar o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Cargas), que atua com base nos valores de frequência.

O controle restaurativo requer a aquisição e análise de várias informações para garantir que as ações de restabelecimento sejam efetivas. Estas compreendem, dentre outros, o conhecimento de diversos fatores: a parte do SEP que foi desligada, a origem do desligamento, as condições para religamento etc. Caso o desligamento tenha sido efetuado por ações de controle de emergência pré-estabelecidas, o restabelecimento fica facilitado, pois o estado restaurativo do SEP será conhecido. Normalmente, tal controle é efetuado através de instruções previamente determinadas e é quase sempre executado

manualmente pelos operadores, com o uso de ferramentas computacionais de apoio [Vale,86], [Mundim,96], [Lopes,08].

Nos primeiros centros de operação, os sistemas supervisórios denominados SCADA (*Supervisoy Control and Data Acquisition System*) deram início às funções de supervisão e controle. Atualmente, os modernos centros incorporam diversas funcionalidades, tais como aquelas indicadas na figura 3.1, caracterizando os denominados EMS (*Energy Management System*).

3.5 Etapa de Pós-Operação

Nesta etapa, são realizadas simulações *off-line*, analisando as perturbações de pequeno ou de grande porte que ocorreram no sistema, procurando-se analisar as suas possíveis causas e tomar medidas corretivas, caso sejam necessárias, e preventivas para que elas não ocorram novamente. Nesta etapa, podem ser gerados novos esquemas de controle de emergência e instruções operativas, para evitar que o problema se repita novamente.

Trata-se de uma etapa muito importante, onde é verificado todo o planejamento executado anteriormente. Corresponde a um conjunto de tarefas que são executadas continuamente, e que geram novos dados que servirão de base para os processos de planejamento. Na realidade, as atividades formam ciclos em que os produtos de saída de um processo se tornam a entrada do outro, ou seja, a saída de cada um deles realimenta a entrada do outro.

Pode-se citar, como análises importantes executadas nesta fase, a análise de perturbações, as localizações de faltas em linhas de transmissão e a validação de modelos de máquinas de geradores e seus controladores.

3.6 Considerações Finais

A visão do processo de operação como um todo, apresentada neste capítulo, permite perceber que, em todas as etapas, as decisões poderão ser mais adequadas, quanto mais exato for o conhecimento do estado do sistema elétrico, sendo ele relacionado a uma condição futura (planejamento), presente (tempo real) ou passada (pós-operação).

Diferentes situações precisam ser analisadas e tratadas dependendo dos estados operativos Normal, Emergência e Restaurativo.

Sendo assim, o simples monitoramento das medidas fasoriais, agregando maior informação àquelas disponíveis, já se torna um avanço para os sistemas de supervisão e controle tradicionais. Os dados provenientes das PMU podem impactar decisivamente os processos, uma vez que fornece uma precisa e sincronizada medição direta do estado em que o sistema se encontra.

Um significativo impacto do uso dos SMFS é a possibilidade de evolução da análise de segurança em tempo real, por meio de avaliações preventivas mais precisas, permitindo que ações de controle sejam realizadas de forma a evitar que o sistema venha a atingir condições operativas críticas.

Sistemas de controle de grande porte, baseados em medições fasoriais sincronizadas, podem propiciar o aumento da capacidade de transmissão de potência e, também, da confiabilidade do sistema elétrico. Adicionalmente, podem limitar a severidade de perturbações, através do uso de sistemas de detecção/localização de faltas seguido da proposição e execução de medidas estabilizadoras coordenadas. Há projetos baseados em medições fasoriais sincronizadas com o objetivo de executar esquemas de controle para diminuir riscos de perda de estabilidade angular a pequenos sinais e de instabilidade de tensão.

Esquemas de controle de emergência podem ser aprimorados ou até mesmo gerados. Aplicações para identificação de ocorrências (como aconteceu e porquê) de acidentes ocorridos no SEP tornam-se favorecidas.

Condições operacionais que envolvem grandes transferências de energia devido à necessidade de coordenação de geração entre diferentes áreas é um exemplo de ganho com o uso dos SMFS. No caso de restabelecimento, na fase de sincronização de áreas, o uso de fasores sincronizados é de especial interesse.

Existem outras potenciais aplicações para o uso de medições de fasores sincronizados que, na realidade, constituem casos específicos das anteriores: análise de perturbações, validação de modelos de reguladores de tensão e velocidade, otimização de

controladores, estimação de estado, treinamento de operadores, sistemas especiais de proteção, sistemas de proteção adaptativa.

Uma tendência que se verifica é a evolução dos atuais EMS, que tradicionalmente se dedicam à supervisão e ao controle dos SEP, no sentido de incorporarem funcionalidades de proteção.

Para que a utilização das informações das PMU traga avanços consideráveis para uma operação mais adequada do SEP, o processo de decisão envolvido (planejamento, tempo real e pós-operação) deve buscar, em sintonia, as maneiras de explorar as várias possibilidades. Uma nova geração de instruções operativas, esquemas automáticos, normas etc., ainda precisam ser investigados.

Esta dissertação visa contribuir no sentido da evolução do desenvolvimento de novas aplicações dos SMFS.

4

ANÁLISE DE APLICAÇÕES COM O USO DE MEDIÇÕES FASORIAIS - VISÃO GERAL

4.1 Considerações Iniciais

Para que o avanço esperado com o uso da tecnologia de medição fasorial se verifique, duas questões se apresentam: a própria aquisição dos SMFS e o desenvolvimento e a implementação de funcionalidades considerando os novos tipos de dados disponíveis. Tais funcionalidades podem se dar em várias frentes, visando o melhor funcionamento do SEP, conforme denotado no capítulo anterior. As etapas de operação devem enxergar as questões com “novos olhos”, tendo em vista a presença dos SMFS. Amplas possibilidades se apresentam.

Visando contribuir para a identificação de aplicações dos dados das PMU na operação, este capítulo analisa seus impactos no processo, abordando as seguintes questões.

- Estimação de Estado: Com respeito às funções executadas na supervisão e no controle do SEP em tempo real, identificadas na figura 3.1, há o aplicativo Estimador de Estado. Conforme já comentado, este *software* calcula o estado em regime permanente (módulo e ângulo das tensões nos barramentos) do sistema elétrico. É importante localizar este aplicativo no contexto atual dos SMFS, tendo em vista que a determinação do estado é vital para todo o processo de decisão. Sendo assim, este capítulo se inicia com este tema.

- Regime Permanente e Dinâmico - conceitos: Em diversas análises, é adotado o estado em regime permanente do sistema elétrico, quer seja por este ser suficiente e adequado, quer seja pela falta de uma modelagem dinâmica para o mesmo. A possibilidade de se acompanhar o comportamento dinâmico do sistema de forma mais precisa, por meio dos SMFS, traz à tona uma gama de novas análises. Dentre os avanços sinalizados, destacam-se as análises de estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de média e longa duração. Sendo assim, este capítulo aborda a forma como tais análises podem ser realizadas, com uso dos SMFS.

- Estratégias de Controle: São apontados os avanços que podem ser obtidos com o uso dos dados de medição fasorial nos controles Normal, Emergência e Restaurativo.
- Proteção: O texto discute ainda questões relativas à integração dos dados fasoriais nos processos de proteção e controle.

4.2 Impactos dos SMFS na Estimação do Estado em Tempo Real

Conforme já visto, os atuais EMS (*Energy Management System*) contam com sistemas de supervisão e controle que recebem grande volume de dados provenientes do sistema elétrico. Tais dados não costumam ser utilizados diretamente na determinação do estado do SEP, pois podem estar contaminados por diferentes tipos de erros [Cesep, 05].

Atualmente, na grande maioria dos centros de operação, o estado em regime permanente do sistema (módulo e ângulo da tensão dos barramentos) tem sido determinado pelo programa *Estimador de Estado*. Para tal, este aplicativo utiliza informações estáticas e dinâmicas relativas ao SEP. As *informações estáticas* referem-se àquelas que não são modificadas com muita frequência e incluem, dentre outras, a topologia física da rede e informações sobre o sistema de medição utilizado na supervisão; em geral, ficam armazenadas nos bancos de dados estáticos. Já as *informações dinâmicas*, estas se referem a dados coletados no SEP, em tempo real, e muitas vezes são relacionadas aos chamados *pontos digitais* (indicação de posição aberta/fechada de chaves e disjuntores) e *pontos analógicos* (relativos a grandezas analógicas).

Normalmente, os pontos digitais são utilizados pelo programa *Configurador* que determina a configuração atual da rede. As grandezas analógicas provenientes de medições utilizadas pelo *Estimador* incluem, principalmente, injeções e fluxos de potência, correntes nos ramos e módulos de tensão nos barramentos. Os ângulos das tensões em geral não são medidos. Utilizando redundância de informações, o programa determina o estado da rede e, conseqüentemente, todas as grandezas dele dependentes, tais como valores de fluxo de potência ativa/reactiva e correntes nos ramos, mesmo quando estes não são medidos [Cesep, 05].

Para que o estado do SEP seja calculado pelo *Estimador*, vários processamentos são realizados, incluindo etapas de tratamento de erros, fato que exige tempo computacional da ordem de alguns segundos. Observa-se, também, que, além do estado do sistema ficar disponibilizado apenas posteriormente às medições usadas para determiná-lo, estas não são coletadas simultaneamente. Apesar destas questões, que fragilizam os resultados da estimação, convém ressaltar que o processo de decisão do aplicativo considera a presença de erros, permitindo a detecção de problemas relacionados à medição, tais como os erros grosseiros, por vezes presentes.

Com o advento das PMU, o simples monitoramento das medidas fasoriais de forma sincronizada, com precisão de tempo de 1 microsegundo, já constitui avanço para os sistemas de supervisão e controle atuais. Dados fasoriais, tais como tensões e correntes complexas, além de frequência, taxa de frequência e dados digitais ou binários, ficam disponibilizados.

Percebe-se, então, que a utilização dos dados das PMU trará impacto decisivo na determinação do estado do SEP, pelo menos por duas razões principais: (a) medição direta do módulo e do ângulo dos barramentos, sem a necessidade de cálculos e (b) medição sincronizada destas grandezas.

Logo, na operação em tempo real, o estado passa a ser medido, de forma eficiente. O *estado presente* fica conhecido com maior exatidão, em espaços curtos de tempo, fato que permite um melhor monitoramento da variação das grandezas no tempo, ou seja, um melhor acompanhamento do comportamento dinâmico do sistema elétrico.

O estado operativo considerado nas etapas de planejamento refere-se a possíveis condições futuras do SEP e, na pós-operação, este se refere a situações que já ocorreram. Entretanto, o conhecimento mais exato do estado em tempo real impacta de forma direta as análises realizadas nestas etapas. Os processos de decisão sobre ações de controle em condições normais, de emergência e de restabelecimento poderão ser elaborados de maneira mais precisa, manifestando-se por meio de instruções operativas otimizadas, próximas das condições em tempo real, e de análises pós-operativas mais acertadas.

Convém comentar que, pelo menos até o momento, não se prevê o uso de PMU em todos os barramentos do SEP. Segundo [Guzman, 04], até mesmo com sincrofasores em

poucas localizações do SEP, a exatidão/eficiência do estimador pode ser melhorada. Com apenas 10% das barras monitoras por medições fasoriais, pode-se reduzir o cálculo do desvio padrão do estimador por um fator de quatro vezes para a magnitude de tensão e três vezes para o ângulo de fase. Já com 40% das barras monitoradas, pode-se obter uma solução bem exata para o estado do sistema.

Além de nem todos os barramentos possuírem PMU, há a presença de grandezas medidas nos centros de operação coletadas por outros dispositivos. Sendo assim, o futuro próximo indica o uso integrado das novas informações com as demais funcionalidades dos centros. A investigação sobre os SMFS já implantados no mundo, apresentada no próximo capítulo, cita os sistemas de monitoração dinâmica do SEP, denominados RTDMS (*Real Time Dynamics Monitoring System*), como evolução dos atuais estimadores.

4.3 Análise do Fluxo de Potência no SEP

4.3.1 Equações de Fluxos

Várias aplicações dos SMFS se relacionam à influência da utilização dos dados das PMU no cálculo dos fluxos de potência que circulam pelos ramos do SEP. Tal impacto é direto, tendo em vista a relação entre os fluxos e as variáveis de estado do sistema, conforme indicado nas equações 4.1 e 4.2. Estas expressam os fluxos de potência ativa (P_{km}) e reativa (Q_{km}) entre duas barras k e m do SEP.

$$P_{km} = V_k^2 G_{km} - V_k V_m G_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad [4.1]$$

$$Q_{km} = -V_k^2 B_{km} - V_k V_m G_{km} \sin \theta_{km} + V_k V_m B_{km} \cos \theta_{km} \quad [4.2]$$

Nestas expressões, tem-se:

- V_k e V_m : módulos das tensões nas barras k e m ;
- G_{km} : condutância série entre as barras k e m ;
- B_{km} : susceptância série entre as barras;
- θ_{km} : abertura angular entre as barras k e m ($\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$, onde θ_k e θ_m são, respectivamente, os ângulos das tensões das barras k e m).

Tais equações relacionam os fluxos às variáveis de estado em regime permanente (V_k , θ_k , V_m , θ_m). É muito importante observar que se trata de uma formulação estática, onde a grandeza *tempo* não é explicitada. Portanto, esta não é capaz de expressar comportamentos dinâmicos, variáveis no tempo, do SEP.

Apesar da limitação da modelagem estática, as expressões anteriores indicam que, quanto mais exato for o vetor de estado, mais exato será o valor do fluxo de potência a partir dele calculado. Este equacionamento é utilizado em praticamente todas as etapas relacionadas à operação dos sistemas elétricos (do planejamento à pós-operação). Mesmo que equações estáticas sejam utilizadas para estudar o comportamento (futuro, atual ou passado) do sistema, as análises podem resultar estratégias mais apuradas, já contando com a disponibilidade de um estado operativo bastante exato em tempo real fornecido pelos SMFS.

Com a medição fasorial, a monitoração mais correta do fluxo de potência que circula na rede e do limite de carregamento dos ramos permite a otimização do cálculo e um melhor acompanhamento do comportamento do SEP. Em sintonia com esta nova condição, as instruções operativas geradas na etapa de estudos podem sugerir limites mais elevados de carregamento, uma vez que os riscos serão menores com a monitoração mais confiável, otimizando, assim, o uso dos recursos existentes. Ainda com relação aos limites de carregamento, a seguir é mostrada uma interessante aplicação dos sistemas de medição fasorial.

4.3.2 Uso dos SMFS na Monitoração dos Parâmetros das Linhas

O valores dos parâmetros das linhas de transmissão são, tradicionalmente, fornecidos pelos fabricantes. Dentre eles, o parâmetro resistivo serve de base para o cálculo das temperaturas dos condutores e, conseqüentemente, dos limites térmicos das linhas. Os limites térmicos geralmente são muito conservativos, considerando altas temperaturas do ambiente e ausência de vento.

O conhecimento mais exato dos parâmetros da rede possibilitaria o cálculo mais preciso do limite de carregamento da rede [Price, 06], favorecendo um melhor aproveitamento dos recursos do SEP.

O uso dos SMFS, através da medição mais precisa das tensões e correntes dos terminais da linha, permite o cálculo dos seus parâmetros série (resistivo R e indutivo X_L) e *shunt* (X_C). Estas medições, realizadas para variações de carga e de temperatura ambiente, possibilitam estabelecer a correlação entre os parâmetros e a temperatura. Os parâmetros de projeto, assim, podem ser conferidos com os valores calculados a partir das medições fasoriais. Conforme já citado, particularmente a resistência é de interesse para a determinação do limite térmico, que passará a ser identificado em tempo real.

Vale ressaltar que, o simples fato dos SMFS permitirem uma monitoração mais exata do fluxo de potência que circula na rede já permite uma revisão dos limites de carregamento atualmente definidos. Com o monitoramento térmico viabilizando uma determinação mais apurada de tais limites, abre-se a perspectiva de significativa otimização do uso dos recursos da rede.

Adicionalmente, na operação em tempo real, o monitoramento térmico contínuo com sincrofasores permite que ações de controle sejam realizadas de forma preventiva evitando o sobreaquecimento das linhas em caso de sobrecargas.

Já no contexto das etapas de estudos, contando com esta nova informação, as instruções operativas geradas podem adotar limites mais elevados, considerando uma monitoração mais confiável.

4.4 Análise da Estabilidade do SEP

4.4.1 Comentários Iniciais

Segundo [Phadke, 94], desde 1994, quando se registraram as primeiras medidas de fasores de tensão de seqüência positiva, já se previa que as técnicas de medição fasorial sincronizadas iriam oferecer a capacidade de “trilhar” fenômenos dinâmicos em tempo real, oferecendo a possibilidade de monitoramento, proteção e controle mais exatos dos sistemas elétricos. Previa-se, também, que esta capacidade resultaria em avanços nos desenvolvimentos e na validação de modelos utilizados nas análises, principalmente aquelas relacionadas aos estudos de fenômenos dinâmicos de curta e longa duração.

Desde aquela época, e ainda até hoje, as oscilações eletromecânicas são normalmente inferidas indiretamente por meio de uma combinação de oscilografias digitais e analógicas, e do monitoramento de equipamentos (como o que monitora o ângulo de rotor de máquinas). Essas medidas não conseguem ser precisamente sincronizadas, e, portanto, uma representação coerente do regime dinâmico não pode ser realizada.

A tecnologia de medições sincronizadas em barras distantes entre si oferece a capacidade de se conhecer melhor o comportamento dinâmico do SEP, permitindo o desenvolvimento de diversas aplicações voltadas para a avaliação da estabilidade do mesmo. Entretanto, para que tais aplicações sejam projetadas de maneira a proporcionar resultados consistentes, o conhecimento da influência dos dados do SMFS nos processos elétricos é requerida.

As análises realizadas acerca da estabilidade dos SEP se compõem de estudos específicos que tratam parte do comportamento do sistema. Isto decorre, em grande parte, da complexidade de se modelar a dinâmica dos fenômenos e do próprio sistema elétrico em todos os seus aspectos. Neste item são abordadas as análises de estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de média e longa duração.

4.4.2 Estabilidade Angular

4.4.2.1 Conceitos Básicos

Os estudos de estabilidade angular fazem parte dos temas básicos relacionados à área da engenharia dos sistemas elétricos de potência. A literatura é rica em referências que tratam do tema de forma bastante aprofundada e completa [Kundur, 94] [Cortez, 01] [Taylor, 04]. Neste texto, o assunto é abordado apenas com o objetivo de mostrar em que conceitos se baseiam as aplicações dos SMFS.

A estabilidade angular está relacionada à habilidade do SEP em manter seu sincronismo após sofrer alguma perturbação. Está associada à dinâmica do eixo dos geradores e, para analisá-la, tradicionalmente são identificados os seguintes estudos:

- Estabilidade para Pequenas Perturbações ou Estabilidade em Regime Permanente:
-

Está relacionada à estabilidade de um ponto de equilíbrio existente no sistema. Se o ponto de equilíbrio é estável, então a trajetória do sistema diante de uma perturbação suficientemente pequena não se afasta do ponto de equilíbrio.

Seu estudo implica verificar se o SEP mantém o sincronismo frente a pequenas perturbações como, por exemplo, a pequena e lenta variação da carga.

- Estabilidade Transitória:

Também denominada Estabilidade da Primeira Oscilação (*first swing*), está associada ao domínio de atração do ponto de equilíbrio em que se encontra o sistema. Se a perturbação for tal que o estado do sistema é deslocado para fora do domínio de atração, a trajetória se afasta do ponto de equilíbrio.

Seu estudo implica verificar se o SEP mantém transitoriamente o sincronismo, para grandes distúrbios (curto-circuito, saída de linha, perda de bloco de geração etc.), até que a proteção “limpe” o defeito.

Observações sobre Estabilidade a Pequenas Perturbações

A percepção sobre o impacto dos SMFS na avaliação da estabilidade a pequenas perturbações pode ser vista, de forma bastante simples, através da definição do limite teórico de estabilidade em regime permanente ou limite de estabilidade estática.

Este limite é definido, já nos estudos introdutórios sobre estabilidade, ao se analisar a situação máquina x barra infinita, ilustrada na figura 4.1a e 4.1b. E_t , E' e E_∞ são, respectivamente, as tensões terminal e interna da máquina e da barra infinita. O ângulo da tensão E' é identificado como δ . A impedância do circuito é representada por X , considerando desprezível o parâmetro resistivo do mesmo (caso das linhas de extra-alta tensão, onde a reatância indutiva dos condutores é bastante superior à resistência).

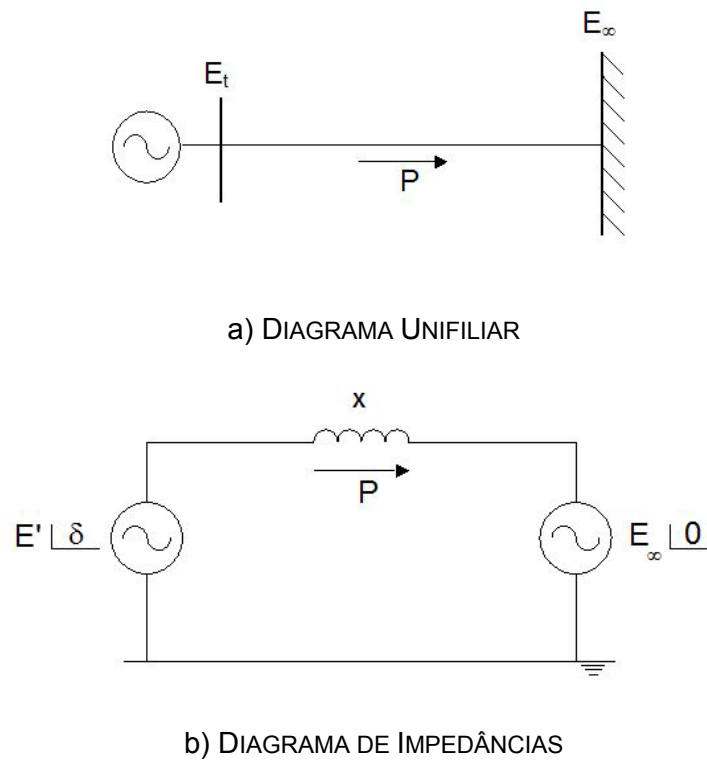


Figura 4.1 - SISTEMA MÁQUINA X BARRA INFINITA

A potência P injetada pela máquina e que flui pelo ramo entre as barras é expressa pela equação 4.3.

$$P \cong \frac{E' E_\infty}{X} \text{sen} \delta \quad [4.3]$$

A partir desta expressão, pode-se compor a senoide da figura 4.2. O valor máximo de potência $P_{\text{máx}}$ ocorre para o ângulo δ igual a 90° e é dado pela equação 4.4, sendo conhecido como limite teórico de estabilidade estática.

$$P_{\text{máx}} \cong \frac{E' E_\infty}{X} \quad [4.4]$$

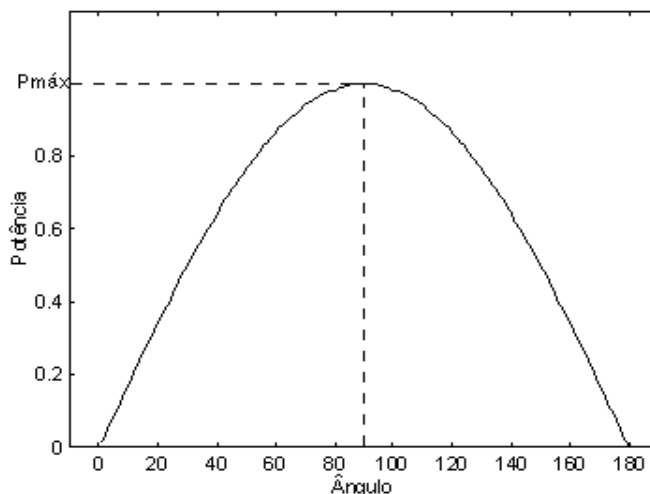


Figura 4.2 - LIMITE DA ESTABILIDADE ESTÁTICA

O estudo citado acima evolui para o caso de potência transferida entre duas máquinas, situação em que o limite de estabilidade fica relacionado a uma faixa onde a diferença angular poderá se situar. Posteriormente, a análise passa a considerar o caso multimáquinas e determina as condições de estabilidade do SEP. Como a análise em regime permanente avalia o comportamento do sistema diante de uma pequena perturbação, no entorno do seu ponto de operação, o problema pode ser tratado de forma linearizada.

A instabilidade a pequenos distúrbios pode ser *aperiódica*, devido à insuficiência de torque sincronizante, ou *oscilatória*, devido à deficiência de torque de amortecimento. Com respeito à instabilidade oscilatória, interessam as condições de oscilação de modo *interárea* e de modo *local*. A oscilação interárea está associada à oscilação de um grupo de máquinas em uma área do SEP com relação a máquinas de outras áreas. Ela pode ocorrer quando as áreas são interligadas por fracas conexões. A oscilação de modo local está relacionada à oscilação de uma unidade ou grupo de unidades, com respeito ao restante do sistema [Kundur, 94].

Observações sobre Estabilidade Transitória

No caso das análises relativas à estabilidade transitória, a questão não se resume ao estudo de variações no entorno do ponto de operação inicial. O comportamento dinâmico do SEP não pode ser avaliado através de equações linearizadas. A análise envolve a solução de equações algébricas não-lineares e equações diferenciais que representam

cada elemento do sistema. Uma referência bastante completa sobre este tema é o livro [Bretas, 00].

Quando o SEP sofre um grande distúrbio, este causará um desequilíbrio de potência. Tal desequilíbrio resulta em excesso ou déficit de energia nas máquinas, ocasionando a aceleração ou desaceleração de seus rotores.

A equação 4.5 mostra tal efeito. Esta equação é desenvolvida a partir da relação entre o torque mecânico (gerado pelas fontes de energia) e o torque elétrico (relativo às cargas do sistema). Quando uma máquina está girando à velocidade constante, síncrona, a potência de aceleração P_a é nula, sendo a potência mecânica P_m igual à potência elétrica P_e . Quando alguma perturbação causa diferença entre P_m e P_e , a máquina acelera (P_a positiva) ou desacelera (P_a negativa).

$$P_a = P_m - P_e \quad \text{[4.5]}$$

Há casos onde o sistema elétrico pode encontrar um novo ponto de equilíbrio pós-distúrbio, por si só, com P_a nula. Entretanto, há situações nas quais o SEP se torna instável, não encontrando um estado no qual se estabelece um novo equilíbrio de potência.

O sistema elétrico é dito *transitoriamente estável*, quando, após a eliminação do distúrbio, atinge um ponto de operação estável. Sendo assim, o *tempo para a eliminação do distúrbio* torna-se extremamente relevante para a garantia da estabilidade transitória. O tempo máximo de eliminação, para que o SEP consiga atingir novo ponto de equilíbrio, é denominado *tempo crítico de abertura*.

Como o objetivo aqui, neste texto, é apenas o de introduzir o tema para a compreensão das possíveis aplicações do SMFS, análise semelhante à anterior pode ser feita, de forma simplificada, considerando o critério das áreas iguais [Kundur, 94]. O circuito exemplo da figura 4.3 é considerado, onde tem-se, novamente, o sistema máquina x barra infinita, agora com a presença de dois circuitos (L_1 e L_2) entre as barras.

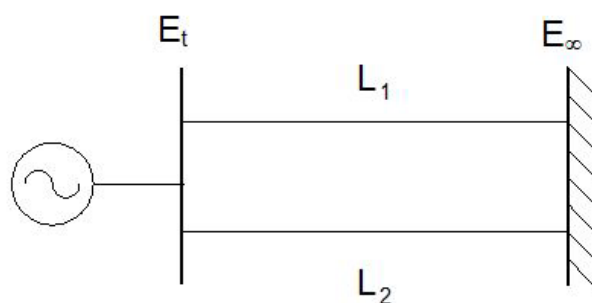


Figura 4.3 - SISTEMA MÁQUINA X BARRA INFINITA – CIRCUITO DUPLO

Considerando como distúrbio imposto ao SEP uma falta (curto-circuito, por exemplo) na linha L_2 e seu conseqüente desligamento, a figura 4.4 ilustra como o critério das áreas iguais explica o comportamento do sistema e a importância do momento de eliminação da falta, pela proteção.

A figura 4.4 mostra curvas que caracterizam o SEP em três situações: pré-falta, com a falta mantida e pós eliminação da falta. Antes da falta, o sistema opera no ponto 1, onde P_m é igual a P_e . Quando ocorre o curto, a capacidade de transmissão da rede é reduzida, P_e diminui instantaneamente, mas P_m não, pois depende da reação mecânica da fonte. O sistema passa a operar no ponto 2. Isto causa uma potência de aceleração positiva, pois P_e fica menor que P_m . Caso não haja interferência no sistema, atuação da proteção por exemplo, a máquina continuará acelerando. Com a eliminação da falta, parte da capacidade do sistema se recupera e a curva intermediária passa a representar a rede. Sendo assim, o sistema passa a operar numa região onde P_e fica superior a P_m , resultando potência de aceleração negativa.

Caso a “aceleração” da máquina durante a falta possa ser equilibrada pela “desaceleração” ocorrida após a atuação da proteção, diz-se que o SEP consegue manter transitoriamente a estabilidade angular. Em termos do critério das áreas iguais, isto é tratado por meio das áreas das curvas relacionadas às duas situações: áreas A_1 (aceleração) e A_2 (desaceleração) na figura 4.4. Existe um momento limite para atuação da proteção, a partir do qual este equilíbrio não poderá ser mais alcançado. Este é o caso ilustrado no exemplo, onde é mostrado o ângulo crítico δ_{cr} correspondente à eliminação da falta. Caso a proteção falhe ou atue tardiamente, o equilíbrio não se estabelecerá.

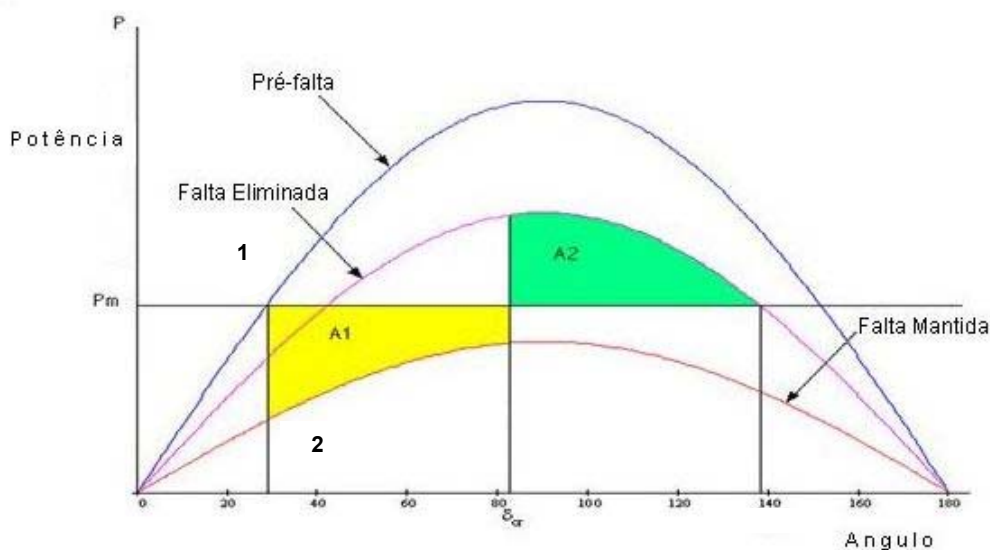


Figura 4.4 - CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

4.4.2.2 Uso dos SMFS na Avaliação da Estabilidade Angular

Do ponto de vista da estabilidade transitória, a literatura tem caracterizado como esquemas baseados *em evento* aqueles normalmente utilizados para se evitar a perda de sincronismo de primeira oscilação. Nestes casos, esquemas de controle de emergência são usados para manter a estabilidade do sistema, quando da ocorrência de determinados eventos para os quais foram programados. Na maioria das aplicações, há uma área crítica do sistema de transmissão que deve ser protegida. Embora eficientes, o desempenho ainda pode ser melhorado com o conhecimento do comportamento dinâmico do SEP provido pelo SMFS.

Já com relação à estabilidade em regime permanente, as alterações inerentes à operação do SEP podem alterar as condições de amortecimento do mesmo. Incidentes aparentemente inofensivos podem resultar oscilações com baixo amortecimento. Nestas situações, pode ser difícil prever a direção das oscilações, bem com as máquinas participantes. Neste caso, esquemas baseados em *resposta*, ou seja, baseados na medição dos ângulos de fase das tensões, da taxa de mudança dos ângulos, da frequência local e do fluxo de potência, podem ser utilizados para identificar as características das oscilações e iniciar ações para melhorar o amortecimento.

Assim, com relação à estabilidade para pequenas perturbações, o uso do SMFS apresenta várias facilidades. Os modos de oscilação do sistema podem ser determinados

em tempo real, o que, além de facilitar a monitoração, permite a validação de modelos. Como o SMFS disponibiliza sinais remotos que podem ser usados como sinais de entrada para os controladores do SEP, pode-se melhorar o desempenho dinâmico deste, aumentando-se o amortecimento dos modos críticos. Uma situação onde se pode ter considerável ganho com relação a sinais locais, é o caso de modos inter-área. A maior observabilidade destes modos pode se dar em locais diferentes daqueles de maior controlabilidade dos mesmos. Logo, a localização do controlador, associado à maior controlabilidade, pode ser diferente do ponto onde o sinal deve ser medido (associado à observabilidade). Os SMFS permitem esta visão mais ampla do SEP.

Ainda no contexto da estabilidade em regime permanente, algumas aplicações dos SMFS se reportam à chamada *estabilidade da potência de transferência*, que se baseia na expressão da potência ativa transferida entre duas barras expressa pela equação 4.1. A figura 4.5 ilustra a situação analisada.



Figura 4.5 - POTÊNCIA DE TRANSFERÊNCIA

Na equação 4.6, considerando desprezível o parâmetro resistivo do ramo km , obtém-se a expressão 4.7.

$$P_{km} \cong \frac{V_k V_m}{X_{km}} \text{sen} \theta_{km} \quad [4.6]$$

$$P_{m\acute{a}x} \cong \frac{V_k V_m}{X_{km}} \quad [4.7]$$

Trata-se de uma senoide, com valor máximo igual a $P_{m\acute{a}x} \cong \frac{V_k V_m}{X_{km}}$.

Este valor constitui risco de perda de estabilidade e deve, portanto, ser evitado. O sincrofasor de tensão e o valor da impedância da linha podem ser utilizados para identificar tal comportamento e avaliar o ponto de operação do SEP.

É interessante também lembrar que, durante operações em estado de equilíbrio, a magnitude das tensões são próximas de 1 pu, enfatizando a grande correlação entre a capacidade de transferência de potência e a diferença angular entre as barras.

Apesar das aplicações dos SMFS focarem muitas vezes a importância da monitoração da potência de transferência entre dois sistemas síncronos para a operação do SEP em tempo real, não se pode esquecer que o limite a ser evitado precisa ser determinado. Logo, os estudos de planejamento elétrico da operação também requerem revisões.

É importante ressaltar que o uso de medição fasorial, para inferir sobre a estabilidade angular, requer que as PMU estejam alocadas de tal modo a fornecer a informação necessária [Decker, 05].

4.4.3 Estabilidade de Tensão

Há várias definições para o fenômeno de instabilidade de tensão no sistema elétrico. A referência [Cortez, 01] as discute de forma detalhada, constituindo referência para aqueles que se interessam pelo tema. Dentre as definições há a do IEEE, que caracteriza a instabilidade de tensão como sendo o estado de operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido a mudança do ponto de operação do sistema, e o decaimento das tensões pode durar de poucos segundos a vários minutos.

Os estudos de estabilidade de tensão, sob a ótica da formulação estática, consideram o ponto de máximo carregamento como sendo a condição do SEP a partir da qual, para qualquer aumento de carga (do tipo potência constante), ocorre a perda de estabilidade. [Kundur, 94]

As análises relacionadas ao fenômeno, em geral, procuram identificar este ponto de máximo carregamento, como forma de prever situações de perda de estabilidade de tensão. Conhecendo-se a “distância” entre o ponto de operação do SEP e o ponto de máximo carregamento, pode-se identificar a chamada “margem de estabilidade de tensão” [Cortez, 01].

Nesta direção a literatura caracteriza o previsor denominado VIP (*Voltage Instability Predictor*) que, utilizando dados de PMU, pode atuar em sistemas interligados e, também, em aplicações isoladas, com o intuito de melhor utilizar a capacidade do sistema de potência. O VIP é basicamente concebido para calcular a margem de estabilidade de tensão e tomar ações apropriadas, tais como acionar alarmes e atuar na rejeição de cargas. O conceito VIP tem sido utilizado por alguns fabricantes como, por exemplo, pela ABB [Price, 06], com aplicação local em subestações. O VIP trilha a proximidade do ponto de operação do SEP para detectar condição de insegurança de tensão. Ele poderia ser alocado em uma linha crítica com grande carga radial ou em linha na qual a interface de potência transferida seja crítica. Em ambos os casos, o usuário deve saber quanto de potência poderia ser transmitida através da linha, sem risco de instabilidade de tensão.

Na figura 4.6 é ilustrado o esquema básico de um VIP. O ponto de máximo carregamento ocorre quando Z_{APP} se iguala, em módulo, a Z_{EQ} . A impedância aparente, Z_{APP} , é a razão entre a diferença dos fasores de tensão V e a corrente I , medidos na barra, e Z_{EQ} é a razão entre a diferença da tensão do equivalente de Thevenin e a da barra ($V_{EQ} - V$) e a corrente (I). O desafio na implementação do conceito VIP é o fato de Z_{EQ} não ser uma quantidade fixa como representado no restante do sistema, podendo variar.

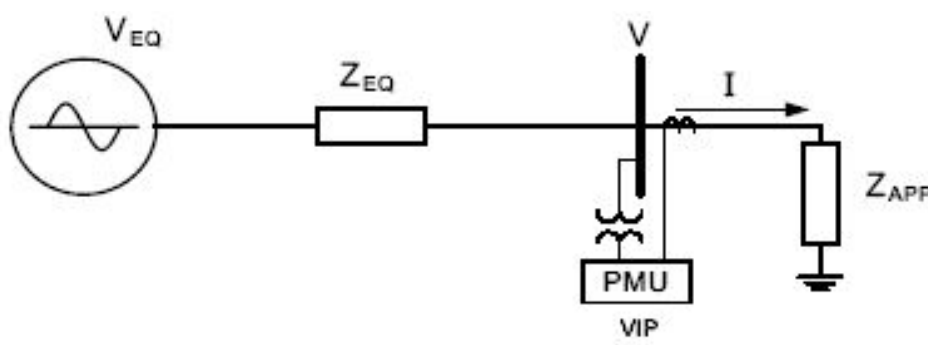


Figura 4.6 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UM VIP BASEADO EM PMU

A fonte de tensão é estimada ou, se possível, definida dinamicamente pelo centro de controle com base nas estimações de estado e/ou outras edições de PMU. Normalmente,

o módulo de Z_{APP} é muito maior que o de Z_{EQ} , mas diminui à medida em que as cargas dos barramentos aumentam. No ponto de instabilidade de tensão, a diferença entre as duas impedâncias se aproxima de zero. O monitoramento desta diferença permite implementar ações preventivas e/ou ações corretivas, se necessário. As referências [Julian, 00] e [Leirbukt, 04] discutem a aplicação do VIP na Noruega e mostram que este tipo de preditor constitui excelente exemplo de sistema avançado de função localizada com a utilização de PMU.

O acompanhamento da proximidade da condição de instabilidade de tensão, utilizando a curva PV, pode ser feita nos centros de controle. A figura 4.7 mostra um corredor de transmissão com a instalação de PMU em seus terminais, onde a potência transmitida é P_D , para uma condição de operação.

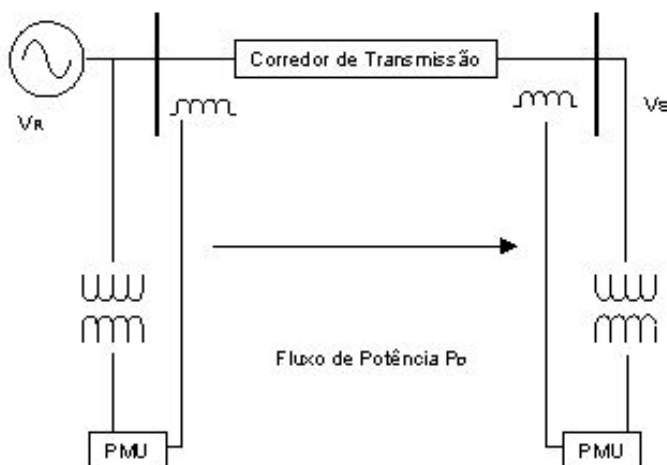


Figura 4.7 - SISTEMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO COM UNIDADES DE PMU

Como no corredor de transmissão, as impedâncias de carga, incluindo as compensações, variam, a forma da curva PV e o correspondente ponto de máximo carregamento também se alteram. Assim, a visualização da curva PV em tempo real e do ponto de operação atual do SEP podem fornecer uma boa observabilidade do corredor de transmissão analisado.

Tal visualização gráfica pode ser implementada fazendo-se o uso das medições em tempo real dos sincrofasores de tensão e de corrente em ambos os terminais da linha de transmissão do corredor em questão. O monitoramento do ponto de operação na curva PV permite ao operador do sistema avaliar a presente margem de carregamento relacionada à estabilidade de tensão do corredor. Diante das informações, o operador

poderá agir de forma preventiva ou corretiva no SEP. Apenas a título de exemplo, a figura 4.8 mostra a tela de um *software* da ABB, que apresenta visualização gráfica da curva PV e informações sobre o ponto de operação do SEP.

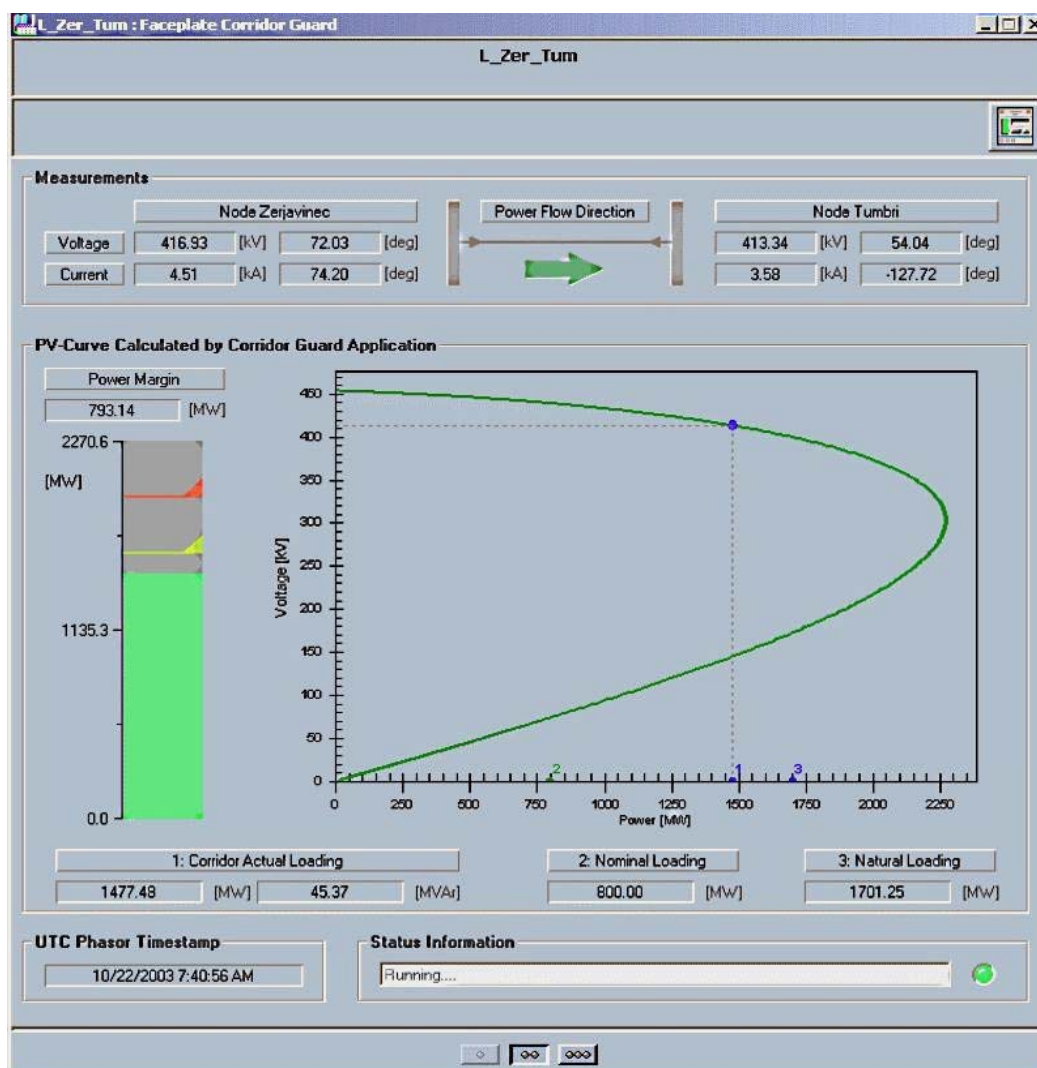


Figura 4.8 - EXEMPLO DE INTERFACE GRÁFICA MOSTRANDO CURVA PV

4.5 Estabilidade de Média e Longa Duração

Os estudos de estabilidade de média e longa duração se caracterizam pela análise da resposta do sistema frente a perturbações bastante severas, no que diz respeito ao comportamento da tensão, freqüência e fluxos de potência, considerando uma janela de tempo maior que as análises transitórias [Kundur, 94]. Logo, o comportamento das diferentes respostas dos equipamentos (tempo, dinâmica contínua ou discreta), das diversas ações de controle e de proteção, dentre outros, precisa ser modelado.

As análises de longa duração considera amortecidas as oscilações da máquina e a frequência constante e uniforme. O foco é a análise dos fenômenos de longa duração presentes em sistemas elétricos de grandes dimensões. O período de estudo é da ordem de poucos a dezenas de minutos, englobando a dinâmica lenta envolvida no comportamento do SEP.

A análise de média duração possui como um dos principais focos as oscilações entre máquinas. Avalia grandes variações de tensão e de frequência e o período de estudo é da ordem de 10 segundos a alguns minutos.

Do exposto, percebe-se que a visão deste tipo de análise é procurar identificar as fragilidades inerentes aos grandes sistemas elétricos, onde a coordenação de ações sistêmicas se torna cada dia mais complexa.

Principalmente devido à dimensão do Brasil, seu sistema interligado possui algumas áreas frágeis. A perda de um circuito, dependendo da região envolvida, pode causar o aparecimento de problemas de instabilidade. Constantes esforços são feitos para tratar estas questões, porém, em certos pontos críticos, Esquemas Especiais de Proteção são instalados para minimizar as conseqüências dos distúrbios.

Quanto aos distúrbios que têm ocorrido no SIN, podem ser citados:

- distúrbios devido a grandes perdas de geração, sem grandes oscilações;
- distúrbios devido a grandes perdas de geração, sem variação significativa de frequência;
- distúrbios envolvendo variação de tensão e de frequência, oscilações generalizadas, afetando várias áreas do sistema.

Um aspecto a ser considerado é que no SIN existem normalmente apenas dois tipos de sistemas digitais para registro de dados relativos a distúrbios. Estes são os registradores de oscilografias, os RDP (Registradores Digitais de Perturbações), e os registradores de seqüência de eventos, as atuais remotas, que são consideradas como *clássicos* mesmo com as atualizações das tecnologias digitais. Estas categorias de registradores não se mostram suficientes para avaliar a evolução dinâmica do sistema, pois registram apenas os transitórios sob curto-circuito. Adicionalmente, a falta de um número adequado de registradores agrava a dificuldade de avaliação de contingências.

O cenário delineado acima aponta para a necessidade de instalar dispositivos que registrem oscilografias de longa duração. Aliás, esta não é uma necessidade atual. Conforme relatado em [Valgas, 93], a experiência do planejamento da operação do sistema brasileiro, obtida durante vários anos, permite identificar os pontos-chaves do sistema elétrico brasileiro para se instalar registradores de longa duração. Os estudos de aproximadamente uma década atrás (1993) já mostravam que os mais importantes modos de oscilações presentes na dinâmica do sistema brasileiro eram as oscilações entre áreas, principalmente, aquelas que envolviam os Sistema do Sul e Sudeste como um todo.

A determinação destes modos de oscilação foi feita baseada na performance do sistema sob condições normais e também considerando a ausência de elementos para cobrir o máximo de números de condições operacionais ou de emergência e durante situações de manutenção. Foram determinados já naquela época alguns pontos para serem instalados os equipamentos para registros de longa duração.

Com o advento dos SMFS, em 1999 tais estudos foram refeitos, sendo identificados os pontos para instalação das PMU, que possibilitam o registro do comportamento dinâmico do SEP. Nesta dissertação, há um capítulo dedicado ao SMFS brasileiro, onde maiores detalhes sobre as aplicações previstas são apresentados.

No contexto da estabilidade de média e longa duração, o uso destas novas informações permite análises de problemas de oscilações eletromecânicas entre áreas e possibilitam melhoria na monitoração do desempenho de proteções sistêmicas e dos sistemas de controle.

4.6 Impactos dos SMFS nas Estratégias de Controle

4.6.1 No Controle do Estado Normal

Conforme visto anteriormente, no estado normal de operação, além de realizadas ações de controle *tradicionais*, é executado o *controle preventivo*, relacionado à análise de *segurança* do sistema. A avaliação da segurança em tempo real é feita pela funcionalidade análise de contingências que, atualmente, se baseia em estudos de fluxo

de potência, ficando assim limitada à análise das tensões nas barras e carregamento nos ramos do SEP.

Com a utilização dos dados das PMU, todos os controles tradicionais poderão ser realizados de forma mais apurada, direta ou indiretamente (supervisão e planejamento). Contudo, grande impacto é esperado no controle preventivo.

A análise de segurança *on-line* poderá ser melhorada significativamente, pois as informações das PMU possibilitam avaliações do comportamento dinâmico do sistema, tais como condições de estabilidade eletromecânica e de tensão.

Os dados das PMU, assim, permitem a detecção antecipada de situações de risco para o SEP e a execução de ações estabilizantes e coordenadas. Desta forma, a determinação das ações de controle preventivo poderá ser realizada de maneira mais precisa, aumentando a margem de segurança do sistema, evitando grandes perdas de carga ou a ocorrência de colapso do mesmo em contingências extremas, geralmente relacionadas a eventos resultantes de múltiplos componentes desconectados ou disparo em cascata, tais como a perda de diversas linhas de transmissão ou faltas de longos períodos de duração.

4.6.2 No Controle do Estado de Emergência

Em capítulos anteriores, já foi dito que os esquemas de controle de emergência envolvem diferentes tipos de ação, dependendo da situação na qual o SEP se encontra, com respeito às violações das restrições operativas. Inclui ações corretivas que levam o SEP diretamente para o estado normal, e ações de controle críticas, onde são necessários desligamentos para que a integridade do SEP não seja totalmente perdida.

Qualquer que seja a situação de emergência, o fator “tempo” é extremamente importante, para a tomada de decisão. Se ações de controle de emergência são muito lentas ou ineficientes, o distúrbio poderá estressar o SEP de forma mais acentuada, levando-o a se desintegrar para o estado extremo. Se o colapso é eliminado antes que todas as partes do sistema sejam perdidas, algum equipamento ainda permanecerá operando dentro de sua capacidade e o sistema poderá entrar em estado de restauração. Neste ponto, ações de controle são tomadas para restabelecer cargas perdidas e reconectar o sistema,

mesmo se a rede inteira não possa ser restaurada imediatamente. Na prática, como já citado anteriormente, para situações críticas, onde a execução das ações de controle de emergência devem ser extremamente rápidas, são gerados controles automáticos.

Com o advento dos SMFS, todo o processo envolvido no controle de emergência ficará beneficiado. Entretanto, é grande a expectativa com relação aos esquemas de emergência automáticos, em situações de alto risco para o SEP. Tais esquemas são implementados de maneira a preservar a integridade do sistema elétrico através de medidas pré-definidas que devem ser simples, porém confiáveis e seguras e devem fornecer a melhor cobertura possível contra contingências extremas. No sistema elétrico nacional, esses esquemas recebem a denominação de Esquemas de Proteção Sistêmica.

4.6.3 No Controle do Estado Restaurativo

As ações de restabelecimento executadas em tempo real, na realidade, se baseiam em estratégias definidas nas etapas de planejamento. Diversas simulações são realizadas para se definir as condições para a conexão de ilhas e fechamento de circuitos em anel. O uso do SMFS impacta de forma significativa todo o processo de restabelecimento (monitoramento mais apurado do estado do SEP, limites mais exatos definidos para as grandezas envolvidas etc.)

Em especial para o restabelecimento, destaca-se o monitoramento da diferença angular em tempo real, que permite uma maior agilidade na conexão de ilhas, uma vez que este valor é extremamente importante para a sincronização das áreas.

Adicionalmente, a monitoração do comportamento dinâmico do SEP permite a detecção de oscilações entre áreas que podem prejudicar o processo de restabelecimento ou, até mesmo, causar situação mais grave do que aquela inicial.

4.7 Integração dos Dados Fasoriais nos Processos de Proteção e Controle

Um dos pontos que têm merecido destaque nas discussões é a possibilidade de integração dos dados fasoriais nos processos de proteção e controle.

Apesar desta integração ser de interesse, é importante ressaltar que tais processos possuem particularidades que devem ser observadas com cuidado. Um dos aspectos a considerar diz respeito aos diferentes tempos de resposta/reação dos mesmos.

Tipicamente, proteções de linha bastante rápidas podem operar atualmente com tempos de disparo abaixo de $\frac{1}{4}$ de ciclo, enquanto os esquemas de proteção de barras reagem a curtos-circuitos em aproximadamente $\frac{1}{2}$ ciclo. A maioria dos principais dispositivos de proteção para elementos primários do SEP reage para curtos-circuitos com tempo de resposta em torno de 3 a 4 ciclos. A operação de dispositivos de proteção contra faltas de alta impedância pode atuar em torno de 100 ms. Já os esquemas de proteção de retaguarda são um pouco mais lentos e operam em até dois segundos. Tempos de operação para diferentes proteções contra sobrecarga podem ser ainda maiores. Os tempos de reação envolvidos nos centros de operação tradicionais (SCADA e EMS) estão próximos de segundos, dependendo muito da dimensão do sistema de potência.

Estas diferenças entre os processos têm levado alguns fornecedores a defender a idéia de se manter tais aplicações em paralelo, mas de forma independente uma da outra. Os três processos, mostrados na figura 4.9 são complementares, porém mantêm funções distintas.

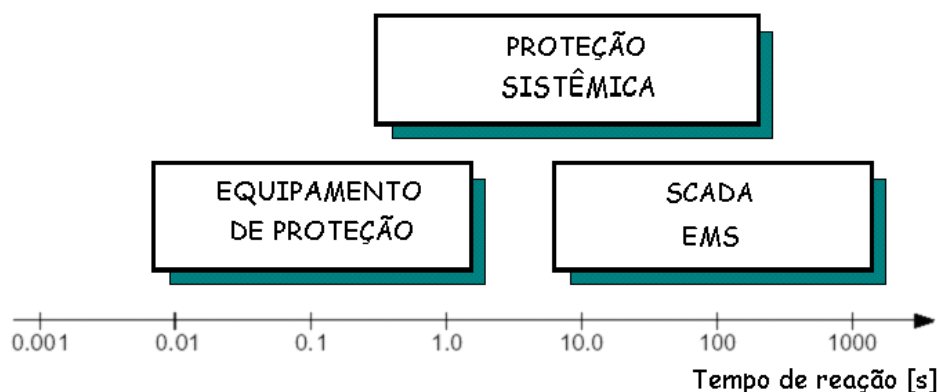


Figura 4.9 - TEMPOS DE RESPOSTAS PARA EVENTOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA .

Devido ao grande impacto das ações dos esquemas de proteção de emergência na operação do SEP, a sua implantação deve ser feita de forma a minimizar a probabilidade de sua operação ocorrer inadvertidamente (por falha de equipamentos ou erros humanos). Por isto, assim como qualquer outro esquema de proteção e controle, deve contemplar sensores, algoritmos de controle e atuadores. Apenas a título de exemplo, é

mostrado na figura 4.10 um esquema deste tipo implantado pela ABB (*Asea Brown Boverly*), envolvendo monitoramento, controle e proteção sistêmicas.

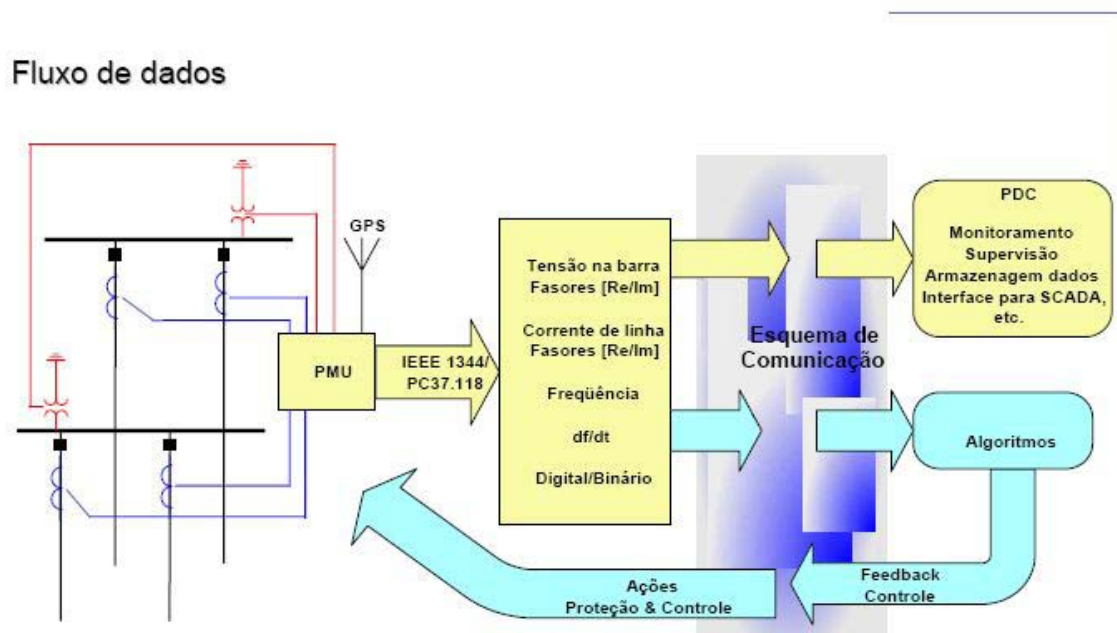


Figura 4.10 - SISTEMA DE MONITORAMENTO, PROTEÇÃO E CONTROLE

4.8 Considerações Finais

A abordagem dada, neste capítulo, à aplicação dos SMFS na operação dos sistemas elétricos vem no sentido de facilitar a compreensão das funcionalidades já implementadas ou em fase de desenvolvimento no setor elétrico de vários países tratadas posteriormente neste trabalho. Espera-se que a discussão dos temas proporcione, além de uma visão sobre os impactos positivos dos sistemas de medição fasorial, o reconhecimento da importância de se considerarem os requisitos associados aos processos elétricos envolvidos.

Foi mostrado que há diversas opções para utilização de medições sincronizadas, seja nas atividades executadas na operação em tempo real (*on line*), seja nas análises pré e pós-operativas (*off-line*). Entretanto, a exploração dos benefícios obtidos com esta tecnologia não se esgotou, constituindo ainda campo aberto para novas investigações e desenvolvimentos.

5

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - *ESTADO DA ARTE*

5.1 Considerações Iniciais

Nos capítulos anteriores, foram discutidos conceitos básicos relativos às atividades de operação, aos SMFS e aos impactos do uso destes. Tais discussões foram elaboradas de forma geral. Este capítulo apresenta uma revisão dos SMFS, presentes em sistemas elétricos reais, que se encontram documentados na literatura técnica da área.

O objetivo do texto é mostrar o que se tem implementado até o momento e a experiência de concessionárias de energia elétrica em algumas partes do mundo, indicando possíveis aplicações, em desenvolvimento ou já desenvolvidas, dos dados e informações disponibilizados pelas PMU.

A revisão bibliográfica realizada mostra que, segundo [Phadke, 02], as primeiras PMU foram introduzidas, na costa oeste dos Estados Unidos (EUA), em meados de 1980. Desde então, medições utilizando tal equipamento em grandes áreas de outros sistemas elétricos têm recebido considerável atenção àqueles que atuam na área.

O *blecaute* de 1965 no nordeste dos EUA incentivou a evolução de muitas frentes de pesquisas voltadas para a melhoria da segurança da operação dos sistemas elétricos. Inicialmente, as primeiras aplicações desenvolvidas com os dados das PMU foram experimentais, para testar a nova tecnologia de medição fasorial que estava surgindo. Para este propósito, as primeiras unidades foram instaladas em locais específicos, com interesse na análise de eventos anteriormente ocorridos como, por exemplo, os grandes *blecautes* em alguns países.

Atualmente, o uso do SMFS evoluiu bastante, conforme relatado a seguir. Para melhor compreensão sobre os sistemas deste tipo implantados no mundo, no próximo item são apresentadas definições relacionadas à medição e aos controles sistêmicos.

5.2 Medição e Controle Sistêmicos - Definições

Os sistemas voltados para o monitoramento, controle, proteção e automação de grandes áreas, estão sendo desenvolvidos em vários países do mundo. A denominação mais recente encontrada na literatura dada a estes sistemas é WAEMS (*Wide Area Energy Management Systems*) - *Sistemas de Gerenciamento de Energia em Grandes Áreas*. Este é um conceito amplo, que envolve diversas tecnologias de monitoração dinâmica de sistemas elétricos, entre elas os SMFS. Eles integram, além das PMU, registradores de perturbação, relés digitais, CLP, instrumentos para medição de qualidade de energia etc.

Os primeiros sistemas deste tipo tinham características específicas relacionadas às suas funções, dando origem às seguintes denominações:

- WAMS (*Wide Area Monitoring Systems*), para o monitoramento dos dados e informações do SEP;
- WAMPS (*Wide Area Protection Systems*) que objetivam a monitoração, já incorporando algumas funções de proteções sistêmicas;
- WAMCS (*Wide Area Monitoring and Control Systems*), para controle de funções de controle do SEP;
- WAMPACS (*Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems*), que integra todas as funções anteriores em um só sistema.

Nos itens seguintes, tais sistemas são tratados.

5.2.1 WAMS - *Wide Area Measurements Systems*

Na fase inicial de utilização, as primeiras PMU foram aplicadas nos WAMS, para medição e monitoração. Tais sistemas estão sendo implantados em vários países: Canadá, Europa (Suíça, Grécia, Croácia) e Estados Unidos (WECC³ - SCE⁴ - TVA⁵)

Atualmente, têm sido implementados em centros de controle usando arquiteturas genéricas que permitem sua integração com os sistemas SCADA/EMS já existentes. Conforme ilustrado na figura 5.1, adaptada de [Martin,06], uma integração deste tipo

³ WECC - *Western Electric Coordinating Council*

⁴ SCE - *Southern California Edison*

⁵ TVA - *Tennessee Valley Authority*

permite a utilização dos dados por diversos processos, não apenas pela própria empresa, mas também por outras integradas ao SMFS. Observa-se que as medições realizadas pelas PMU são enviadas para o concentrador de dados, de onde podem ser encaminhados para análises específicas ou para o sistema SCADA. Estes dados também podem ser exportados para outros concentradores de dados de outras empresas.

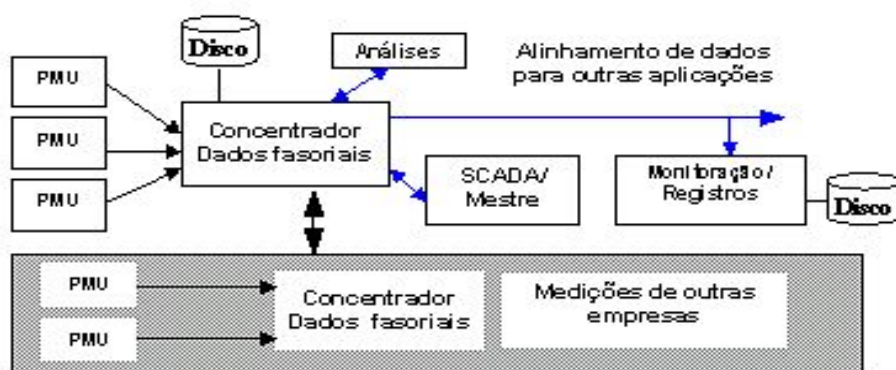


Figura 5.1 - ARQUITETURA GENÉRICA DE UM WAMS

A figura 5.2 mostra a arquitetura genérica de um WAMS conectado a um servidor de *internet*, de onde os dados poderão ser redistribuídos para outros clientes até mesmo de outras empresas.

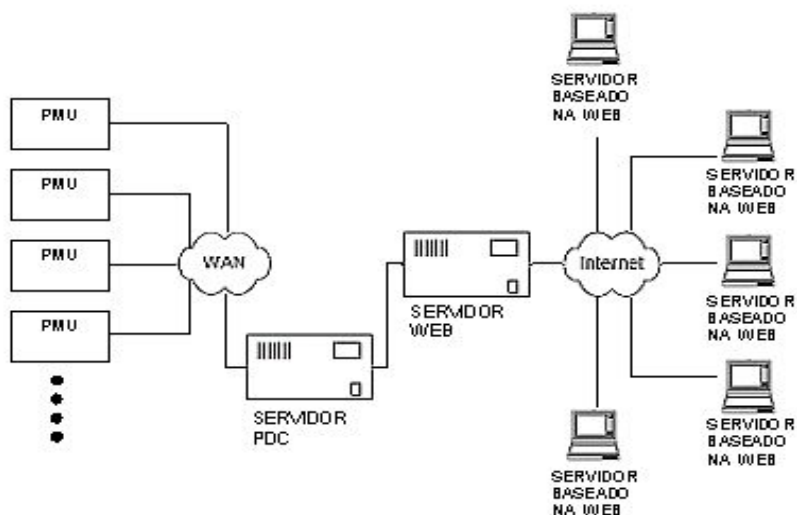


Figura 5.2 - ARQUITETURA GENÉRICA DE UM WAMS COM O PDC CONECTADO A UM SERVIDOR DE INTERNET

A integração SCADA/EMS/WAMS, por meio de aplicativos desenvolvidos em nível de IHM (Interface Homem-Máquina), disponibiliza várias informações para visualização pelos operadores. Isto possibilita a utilização mais ágil e prática dos dados obtidos, no processo de decisão relativo ao SEP. Esta integração faz com que os WAMS sejam bem aceitos, pois, na realidade, incorporam informações àquelas normalmente disponibilizadas aos operadores, tais como, *displays* com apresentação de alarmes, plotagem dos fasores, plotagem dos ângulos de fase medidos, informações sobre frequência e fluxo de potência, além de arquivos de magnitude de tensão, tendências etc.

Observa-se, que, para que os WAMS funcionem da forma como se espera, um dos principais aspectos de seu projeto é a escolha das barras do SEP mais efetivas para serem monitoradas pelas PMU. Vários aspectos devem ser considerados ao se estudar o melhor posicionamento das PMU. Dentre eles, dois se destacam: (a) as limitações na aquisição dos equipamentos; (b) o desenvolvimento de funcionalidades mais adequadas ao SEP em questão.

Devido a limitações técnicas e econômicas, os pontos a serem medidos não podem ser estendidos a todos os barramentos da rede. Os requisitos para suporte do fluxo de dados de fasores sincronizados em direção aos centros de controle, além da demanda especial de processamento destes são, também, fatores limitadores.

Supondo que o número de equipamentos de medição seja insuficiente para permitir uma completa observabilidade do SEP, é importante localizar os pontos de medição nas áreas consideradas de maior importância ou mais críticas do mesmo. Como exemplo, pode ser indicada a sua instalação em importantes interligações e em regiões que estejam mais sujeitas a eventos (abertura de uma linha com possibilidade de abertura de outras em cascata) ou a fenômenos (instabilidades de tensão e/ou eletromecânica) que podem ameaçar a operação normal do SEP.

O segundo aspecto relevante a considerar é o desenvolvimento de aplicativos adequados à utilização das informações monitoradas, os quais irão gerar funcionalidades úteis para a operação do sistema elétrico. Isto leva a dizer que as melhores localizações para as PMU devem ser cuidadosamente definidas, já no estágio de planejamento, com o objetivo de agregar valor para a operação. Dessa forma, a seleção dos barramentos fica dependente do tipo de aplicação e monitoramento desejados. Percebe-se que os

principais tipos de aplicações, definidos até o momento, têm sido relacionados à Estimação de Estado e à Identificação de Fenômenos ou Eventos.

5.2.2 WAMPS - *Wide Area Measurement and Protection System*

Os WAMPS constituem um avanço na arquitetura dos WAMS. Permitem a integração dos sistemas de medição e monitoração de forma coordenada com os sistemas de proteção. Esta integração pode prover informações importantes como respostas a situações de eventos considerados “catastróficos”. A detecção de falhas normalmente ocultas e o uso de relés adaptativos (controlados de forma centralizada por meio de uma WAM) permite evitar eventos em cascata [Bruno, 06]. Os WAMPS permitem implementar estratégias de controle de emergências, que auxiliam na identificação de estados de perigo da rede, e na implementação de medidas preventivas.

5.2.3 WAMCS - *Wide Area Control Systems*

Os avanços incorporados aos WAMS, usados para ativar elementos de controle⁶, constituem os WAMCS.

Um exemplo citado em [Taylor, 00] é a experiência da BPA (*Bonneville Power Administration*) em investigar a estabilidade e o controle de tensão de uma grande área. O controle, neste caso, foi usado para fornecer uma plataforma flexível para a rápida implementação de *trip* de geradores e de compensação de potência reativa para suporte de tensão e estabilidade. Este sistema inclui medições fasoriais, comunicação via fibra ótica e controles utilizando lógica *fuzzy*⁷. O principal benefício deste projeto, denominado “*Advanced Stability and Voltage Control*”, é fornecer a segurança de tensão por meio de medidas preventivas e corretivas. Outros benefícios auferidos com este WAMCS são a redução de perdas, a redução da necessidade de futuras compensações reativas por

⁶ Exemplos: no PSS (*Power System Stabilizer*), nos equipamentos do tipo FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), na modulação HVDC (*High Voltage DC*).

⁷ Lógica *Fuzzy* tem sido adotada na implementação de regras podendo ser utilizada para simular lógicas de relés e decisões de ações humanas. Neste exemplo, foi utilizada para medir a tensão e a potência reativa do gerador. Quando a tensão está baixa e a potência reativa gerada alta, a lógica indica a inserção de bancos de capacitores como medida preventiva e corretiva.

causa do melhor uso da compensação e a automação futura quando os operadores forem menos experientes.

Os WAMCS podem, também, constituir Sistemas de Proteção e Controle Integrados, que se adaptam dinamicamente às condições dos SEP. Um esquema de emergência integrado pode ser utilizado para evitar perda de estabilidade transitória e de tensão e para amortecer oscilações no SEP. Nestes sistemas integrados, diversas ações de controle podem ser implementadas como, por exemplo, ações descontínuas (do tipo corte de carga e chaveamentos de reatores e ou capacitores) e contínuas (como nos Esquemas Especiais de Proteção, usando sinais locais e remotos obtidos pelo SMFS).

5.2.4 WAMPACS - *Wide Area Measurement, Protection, Automation and Control Systems*

Os WAMPACS consistem da última evolução dos “sistemas de grande área”, onde são integradas todas as configurações anteriores, incluindo a medição, os sistemas de proteção e o controle integrado. Podem ainda ser somadas funções de automação, caracterizando a mais completa configuração para supervisão de grandes áreas. Como já exemplificado no item sobre os WACS, a experiência da BPA, segundo Carlson Taylor, mostra que a sinergia esperada pela integração de aplicações de centros de controle e os controles de grande área se dê, também, na automação de subestações, utilizando os chamados IED (*Inteligente Electronic Devices*), controle digital e proteção.

A figura 5.3 adaptada de [Guzman, 04] mostra o ciclo *coleta, concentração e processamento de dados e conseqüentes ações de comando no SEP*. Este se refere ao sistema implantado na empresa BPA. Com relação ao processamento de dados, este é realizado no PDC e nos controladores WACS (controle) e WAPS (proteção).

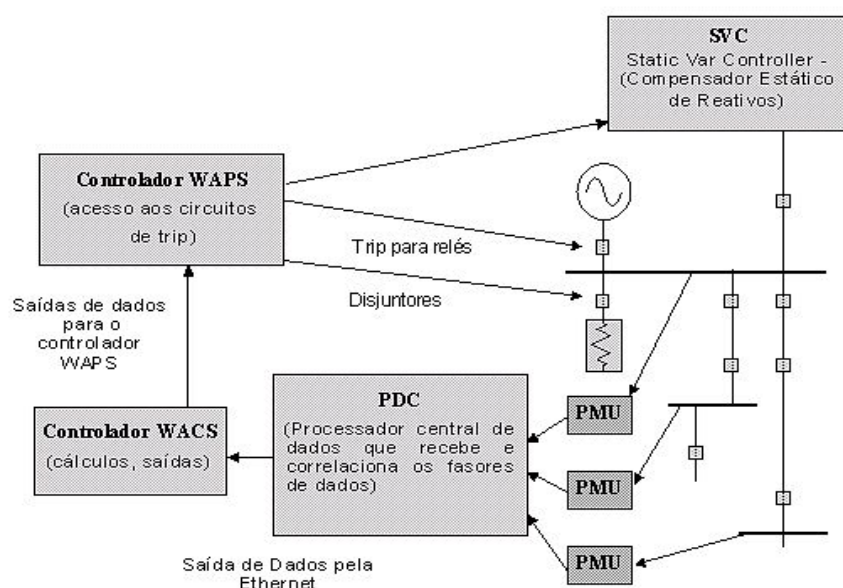


Figura 5.3 - EXEMPLO DE SISTEMA WAMPACS

5.3 Estágio Atual das Aplicações dos SMFS nos Diversos Países

Neste item é apresentada uma revisão das aplicações de medição e controle sistêmicos já implantadas ou em fase de implantação no exterior (Estados Unidos da América - EUA, México, Japão, Países Nórdicos e países da Europa). No caso brasileiro, este capítulo apresenta o projeto MedFasee. Com relação ao SMFS que vem sendo implantado no SIN será tratado no capítulo 6.

5.3.1 EUA - Projeto WAMS

A figura 5.4 mostra as três regiões que caracterizam o sistema elétrico americano. Os experimentos com PMU se deram em duas dessas áreas:

- Na costa oeste – Projeto WECC (*Western Electric Coordinating Council*)
- Na costa leste – Projeto EIPP (*Eastern Interconnection Phasor Project*)

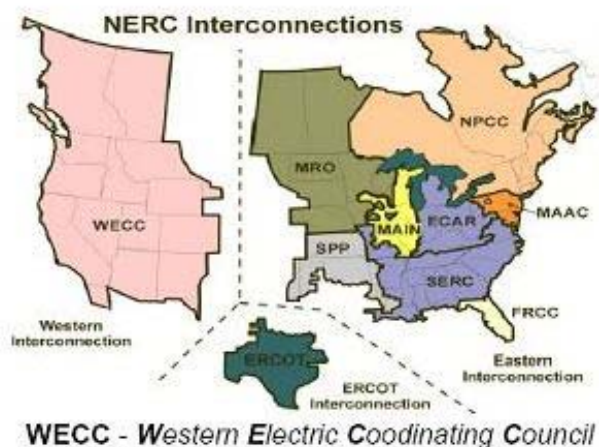


Figura 5.4 - INTERCONEXÃO DAS TRÊS REGIÕES DO SISTEMA ELÉTRICO AMERICANO

5.3.1.1 O Projeto WECC

A primeira fase do projeto WECC / WAMS foi iniciada em 1988⁸ em uma época na qual o mercado de energia elétrica americano se tornava mais competitivo, gerando um cenário incerto para as empresas do setor. Os seus principais objetivos foram determinar as necessidades futuras da operação do SEP em ambientes desregulamentados e enfatizar a melhoria dos instrumentos utilizados no controle e operação destes.

A segunda fase do projeto iniciou em 1995. Até 2001, foram instaladas 16 PMU em diversas empresas dos EUA⁹, mas ainda não existiam concentradores de dados, PDC, nestas empresas. Até 2003, foram instaladas mais 13 PMU na BPA e 11 na SCE, e concentradores foram desenvolvidos operando a uma taxa de 30 Hz. Foram desenvolvidas, também, algumas aplicações de monitoramento nesta fase do projeto: registro de perturbações, incluindo determinação das condições pré-falta, e seqüenciamento de eventos; análises *off-line*, incluindo espectro de frequências para determinação de modos de oscilação.

Na figura 5.5 é mostrado o fluxo de informações do SMFS da BPA [Guzman, 04]. O gerenciamento das entradas de dados é realizada no PDC, que os coleta tanto das PMU

⁸ Projeto iniciado no WECC, em parceria com o DOE (*Department of Energy*), a BPA (*Bonneville Power Administration*) e a WAPA (*Western Area Power Administration*).

⁹ APS, PG&E, WAPA (*Western Area Power Administration*), SRP e LDWP e SCE (*Southern California Edison*).

quanto do PDC de outras empresas. Após o registro e alinhamento, os dados tornam-se disponíveis para diversas funcionalidades, inclusive via SCADA.

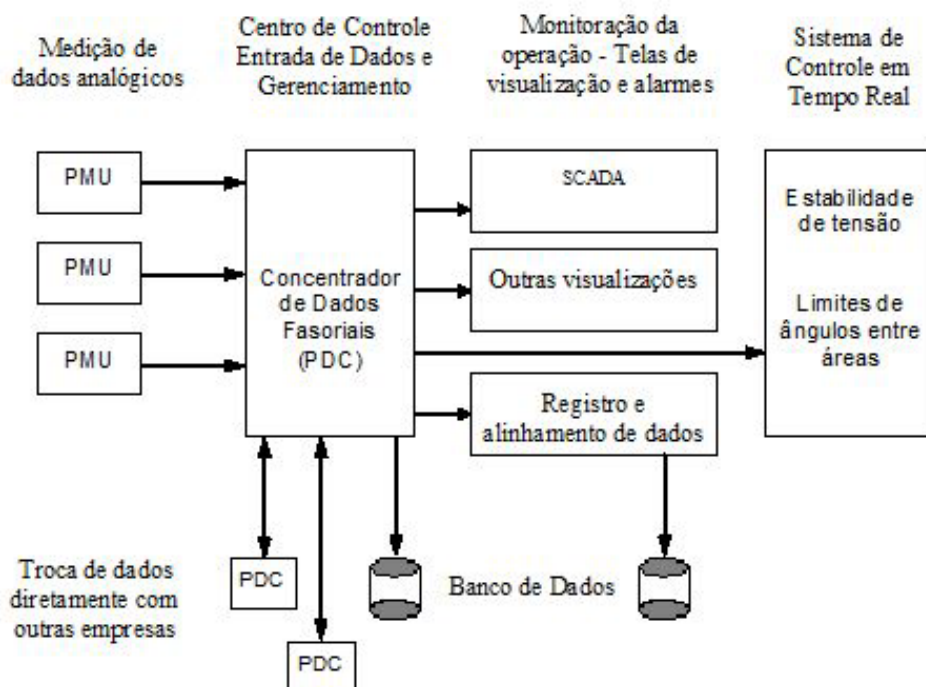


Figura 5.5 - SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FASOR DA BPA

Este projeto tem evoluído nos últimos 30 anos, com crescimento sucessivo de registros locais e/ou regionais para interconectar a rede de PMU. Apesar de ainda não estar completamente desenvolvido, tem realizado a validação e modelagem de sistemas dinâmicos e a implementação piloto de esquemas de proteção em grandes áreas. O maior resultado obtido foi um incentivo de melhorias nos instrumentos de controle e operação dos SEP e o aprimoramento das funções que requerem medidas amplas para um maior conhecimento do comportamento do sistema.

A figura 5.6 mostra as localizações das PMU instaladas na costa oeste dos Estados Unidos para implementação do projeto.

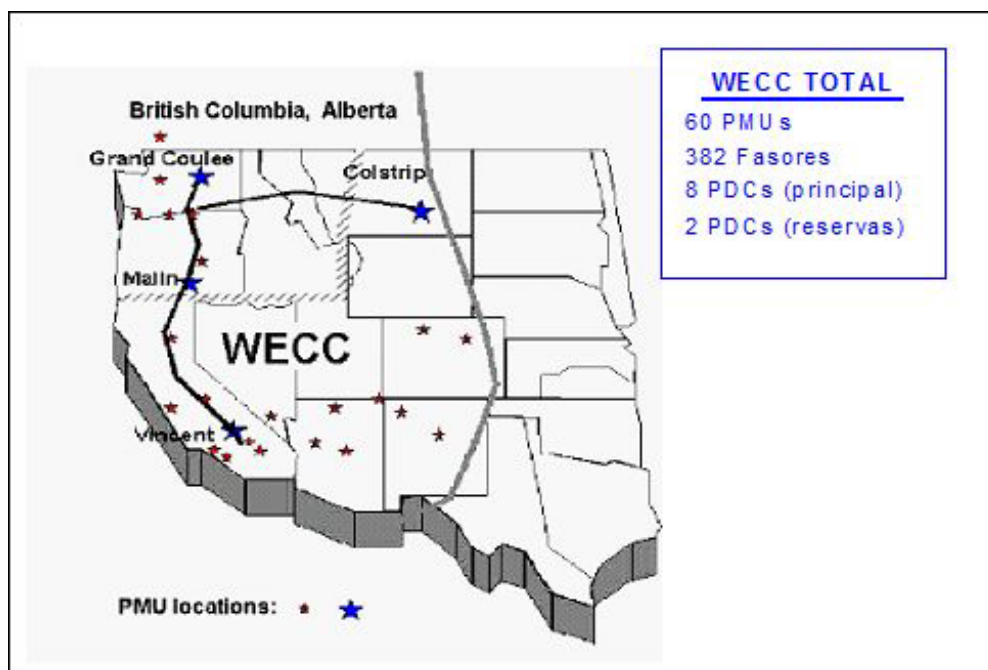


Figura 5.6 - LOCALIZAÇÕES DE PMU NA COSTA OESTE DOS EUA

5.3.1.2 O Projeto EIPP

O EIPP é uma organização composta por grupos de trabalho com representantes de empresas, universidades e outras entidades, com a ajuda do governo americano, que se uniram para formar uma rede de SPMS e compartilhar dados de medição fasorial sincronizada do sistema leste, bem como ferramentas de monitoração e análise para melhorar a confiabilidade operacional e os processos de planejamento. Esta organização se iniciou em 2003, como uma das medidas adotadas no país após o grande *blecaute* ocorrido nos EUA, em 14 de agosto deste mesmo ano. Trata-se de uma iniciativa¹⁰ para distribuir/divulgar a tecnologia de fasores para os participantes deste grupo. Busca envolver participantes de empresas e atrair investidores para o projeto.

A rede de fasores do EIPP iniciou com 25 PMU distribuídas em localizações chaves da interconexão leste, fornecendo a visibilidade desta grande área. Nesta etapa inicial, a rede de fasores foi implantada com *links* VPN (*Virtual Private Network*), para a transferência de dados em tempo real entre as empresas participantes¹¹ e a TVA

¹⁰ Iniciativa do DOE (*Department of Energy*) e do CERTS (*Consortion for Electric Reliability Technology Solutions*).

¹¹ Incluem a Ameren, AEP (*American Electric Power*), NYISO (*New York Independent System Operator*) e Entergy.

(*Tennessee Valley Authority*), onde está localizado o servidor central (*host*) que concentra todos estes dados de fasores através do concentrador de dados (neste caso, denominado Super PDC). Este é usado para fornecer a visualização em telas gráficas e informativas (*snapshots*) da área interconectada, bem como arquivar simultaneamente todos os dados, permitindo o monitoramento em tempo real e o rastreamento da dinâmica e estresse da rede. Os conjuntos de medições são arquivados no servidor e também enviados, em tempo real, para outras localidades distantes via VPN, através de conexões da *internet*, para uma visualização remota no sistema de monitoração dinâmica do SEP, o RTDMS (*Real Time Dynamics Monitoring System*), tratado no próximo item. Outras empresas americanas pretendem contribuir com seus dados de PMU em breve.

Recentemente, o EIPP trocou seu nome para NASPI (*North American SynchroPhasor Initiative*). Para a evolução e melhorias de desempenho da rede, várias forças-tarefa atuando em atividades coordenadas têm feito significativas contribuições e sugestões nesta direção. Dentre os grupos de trabalho organizados, podem ser citados 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*.

Sobre o Sistema de Monitoração Dinâmica em Tempo Real

Já citado anteriormente, o sistema de monitoração dinâmica do SEP, denominado RTDMS vem sendo desenvolvido pela força tarefa RTTT. O sistema oferece flexibilidade por ser projetado como plataforma aberta, possibilitando que outras aplicações acessem seus dados através da WEB. As aplicações têm sido desenvolvidas para 7 centros de operação e 11 coordenações interligadas na interconexão da área leste do país. O servidor, instalado na empresa TVA, se integra ao *Super PDC*, para capturar dados de cada tipo de sinal medido, no formato padrão desenvolvido pela BPA (formato *PDCStream*). Uma referência interessante sobre este sistema é [NASPI, 07].

Múltiplas aplicações do RTDMS podem acessar simultaneamente os dados do servidor central através da *internet* e visualizar diversas telas gráficas e geográficas, que fornecem aos operadores e coordenadores informações tais como:

- Frequências locais e de interconexão nos pontos chaves da área leste; variações de frequência são mapeadas para precisar os desbalanços de carga/geração na interconexão; as medições de frequência local podem ser usadas para verificar o comportamento dinâmico das máquinas do SEP sob condições normais de
-

operação, bem como estimar o ponto de aceleração/desaceleração das mesmas durante um distúrbio.

- Diferenças de ângulos de fase dos barramentos de companhias de energia elétrica; estas podem ser utilizadas para verificar quão próximo o ponto de operação do SEP está da situação de instabilidade; o limite pode ser indicado por alarmes definidos por estudos *off-line* e pela experiência dos operadores.
- Magnitude e ângulo de tensão da grande área definida pelo SEP, para aplicação nas diversas funcionalidades decorrentes do conhecimento do estado da rede.

Um dos desenvolvimentos citados, na plataforma RTDMS, é a elaboração de um protótipo para identificar, em tempo real, leves caimentos das condições do SEP e crescentes oscilações, em tempo hábil para que os operadores iniciem ações preventivas ou corretivas.

O sistema também deverá ser capaz de informar a performance das PMU e a indisponibilidade de dados dos fasores, visando identificar elementos fracos na rede de aquisição que merecem atenção. Uma forma de apresentação seria por meio de uma listagem (*log*) de alarmes capturados dos componentes, em tempo real, da plataforma do RTDMS.

A figura 5.7 mostra um exemplo de tela do RTDMS [Bilke, et al], onde são mostradas diversas informações distribuídas em áreas específicas da interface. A posição geográfica das PMU é indicada no mapa do país, permitindo a seleção daqueles pontos para os quais se deseja um melhor detalhamento. Os fasores de tensão dos pontos selecionados são destacados no lado direito da tela. As variações do módulo e do ângulo das tensões são, também, mostradas por meio de gráficos.

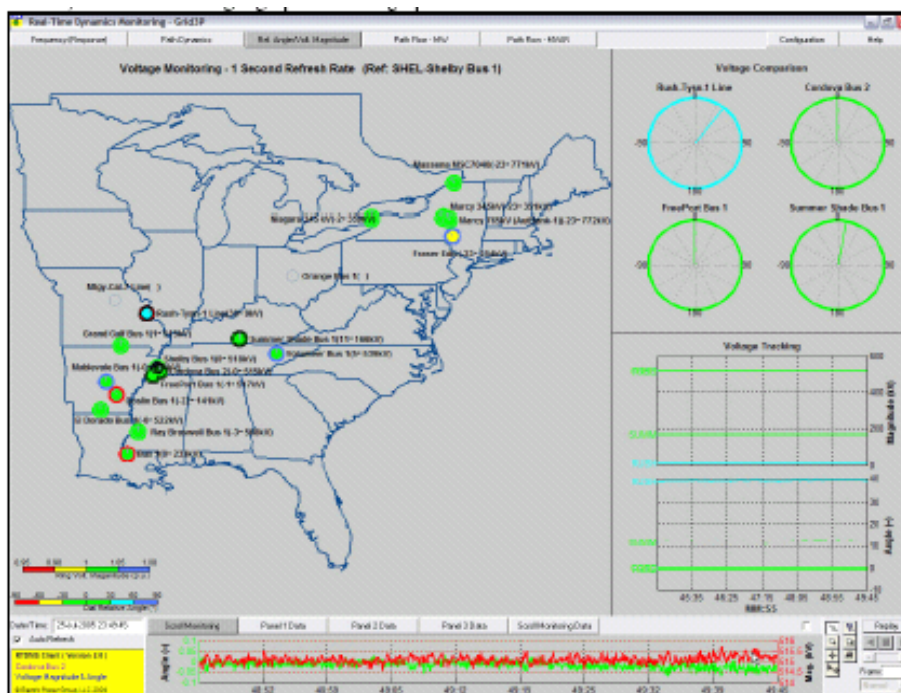


Figura 5.7 - TELA DO SISTEMA RTDMS

Observações sobre as Primeiras Experiências com a Utilização do RTDMS

De acordo com a referência [EIPP, 07], com o início operacional da rede de fasores e as aplicações atuais do RTDMS, alguns desafios a enfrentar têm sido associados à qualidade dos dados. Dificuldades são atribuídas à identificação de inconsistências na medição dos ângulos (resultando em diferenças de $\pm 120^\circ$), nos erros de calibração de tipos de medições (fase-fase ou fase-neutro) devidos a características de canais de instrumentos de medição, altas frequências de harmônicos medidos em determinados canais, perda de canais ou de dados etc.

É atribuída à complexidade e à diversidade da rede inicial a principal causa de tal situação. Redes de aquisição de fasores provenientes de múltiplas companhias levaram ao uso de PMU/PDC de diversos fabricantes, com diferentes taxas de transmissão e protocolos. Grande esforço tem sido feito pelos integrantes do projeto no sentido de resolver os problemas.

Com respeito a esta dificuldade, vale uma importante observação relacionada ao Sistema de Medição Fasorial do Brasil. Conforme tratado no próximo capítulo, espera-se que tal

problema não ocorra no sistema nacional. Este está sendo planejando de maneira coordenada, já preparando todo o sistema interligado de forma coerente e integrada, visando evitar as experiências negativas enfrentadas por redes já em operação, como a do EIPP.

Um aspecto interessante a ser citado quanto à experiência do uso do RTDMS é a elaboração de relatórios *on-line* possibilitando a construção de um histórico de longo termo das alterações dos registros dos dados das PMU, tais como, freqüências, magnitude e ângulo de tensão, relativas a múltiplas localidades. Apesar de bancos históricos já estarem presentes nos centros de controle, a utilização do conjunto de dados de fasores arquivados permite uma correlação mais consistente entre as grandezas elétricas e, conseqüentemente, uma visão mais exata das tendências do comportamento do SEP ao longo do tempo. Uma melhor compreensão do comportamento de pontos chaves do sistema permite, inclusive, a definição de instruções operativas mais acertadas.

Concluindo, no que diz respeito a passos futuros, a comunidade EIPP vem pesquisando e testando a performance de medições fasoriais com respeito à sua capacidade de medição da sensibilidade de variação das grandezas *módulo da tensão* (nas barras de carga) e *ângulo da tensão* (nas barras de geração).

5.3.2 México

A CFE (*Comission Federal de Eletricidad*), no México, possui um sistema de monitoração de áreas abrangentes do sistema (WAMS) em serviço desde 1998 [Guzman, 07]. Tal sistema consiste de PMU e PDC estrategicamente localizados. A figura 5.8 mostra a localização geográfica das 37 PMU e dos 5 PDC no atual SMFS mexicano. Ele mede tensões, correntes e freqüências, em tempo real, e armazena os dados para análise pós-perturbação. A localização e os recursos dos equipamentos consideraram os requisitos de informações de cada usuário e os níveis de aplicação. Os níveis incluídos nas aplicações foram:

- sistema interligado;
 - escritórios regionais de gerenciamento da transmissão;
 - centros de controle regionais;
 - linhas de transmissão entre grandes áreas;
-

- usinas e subestações de ampla capacidade.

A CFE implementou alguns esquemas que utilizam a diferença angular dos fasores sincronizados como informação essencial para elevar as margens de estabilidade admissíveis do sistema. No artigo [Guzman, 07], é apresentado um esquema de rejeição de geração nos sistemas de transmissão de 400kV, onde a CFE está avaliando o uso da diferença angular, para melhorar a confiabilidade dos esquemas existentes de rejeição de geração.

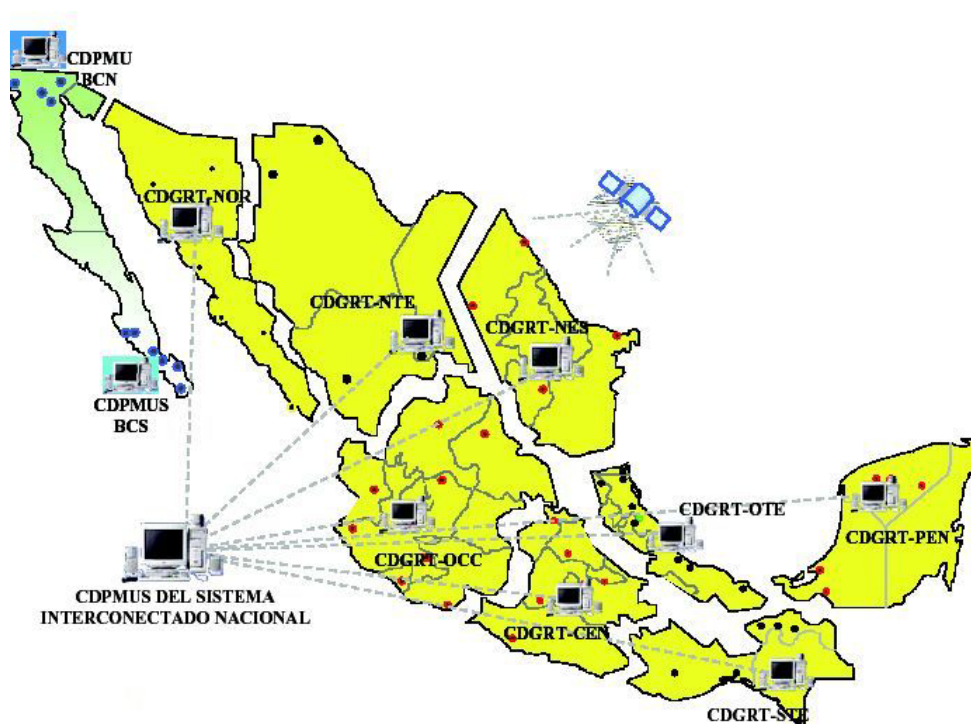


Figura 5.8 - LOCALIZAÇÃO DAS PMU NO SMFS MEXICANO

5.3.3 Países Nórdicos

Em 2000, um estudo da *Lund Universitet* [Leirbukt, 04] recomendou a implementação da tecnologia de SPMS no sistema nórdico, visando incrementar sua capacidade de transmissão. O objetivo era estudar a aplicabilidade da tecnologia de SPMS no sistema Nordel. Foram instaladas 2 PMU na Dinamarca e 2 PMU na Islândia. Na Islândia, foram feitos estudos para aplicações em *PSS (Power Systems Stabilizers)* e, na Dinamarca, foram desenvolvidas aplicações para monitoramento de perturbações, análises *off-line*, validação e aprimoramento de modelos do SEP.

5.3.4 União Européia

Entre 2001 e 2003 foi implantado o projeto Examine, por empresas e universidades da Europa, coordenado pela *Red Eléctrica de Espana* e financiado pela União Européia. Seus objetivos eram projetar e implementar um protótipo, testar novos sistemas de monitoração e realizar estudos de ferramentas para o controle preventivo e de emergência, usando medidas fasoriais. Os resultados obtidos deste projeto foram a definição de um protótipo de SPMS a ser instalado no sistema italiano e a divulgação de um relatório de estudo sobre aplicações de controle preventivo e de emergência com potencial aplicação elétrico europeu.

A figura 5.9, retirada de [Fabiano, 05], mostra uma tela da interface gráfica de um WAMS da ABB na Suécia. Nela se observa o diagrama unifilar da área sob análise, a partir do qual pode ser selecionada a barra de interesse. Para tal barra, são mostradas diversas informações, tais como o fasor da tensão e valores limites de referência. A faixa amarela indica um sinal de alerta.

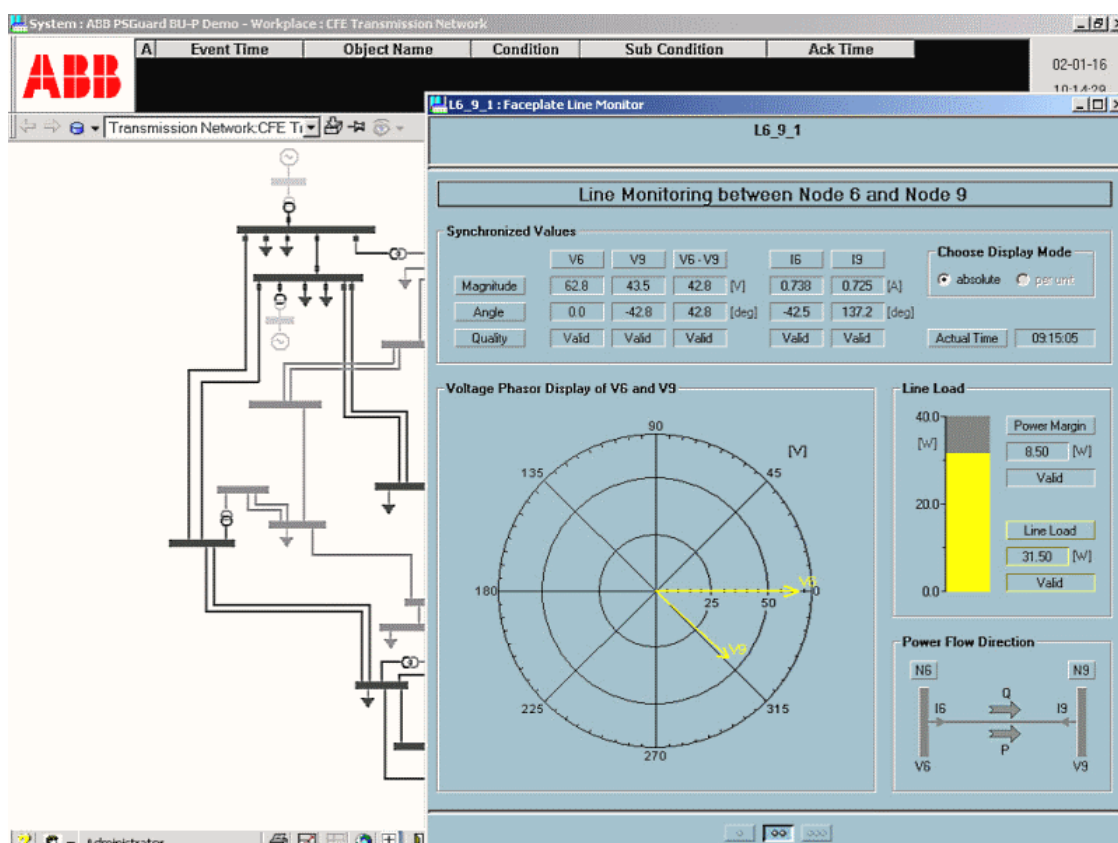


Figura 5.9 - EXEMPLO DE UMA INTERFACE GRÁFICA DE UM SISTEMA WAMS DA ABB NA SUÉCIA

5.3.5 Itália

A empresa italiana TERNA (anteriormente chamada TSO) iniciou em 2005 a realização de uma rede de medição fasorial sincronizada em uma grande área italiana, para dar suporte à sala de controle da operação de seu sistema elétrico com ferramentas avançadas e facilidades de monitoramento. Neste projeto foram instaladas 30 PMU e uma rede de dados dedicada. Foram desenvolvidos *softwares* aplicativos para processamento dos dados monitorados e para visualização das informações coletadas no SEP.

A figura 5.10, adaptada de [Ciro, 06] dá uma visão global da integração das PMU com os processos de planejamento e operação em tempo real existentes no Centro de Controle Nacional de Roma.

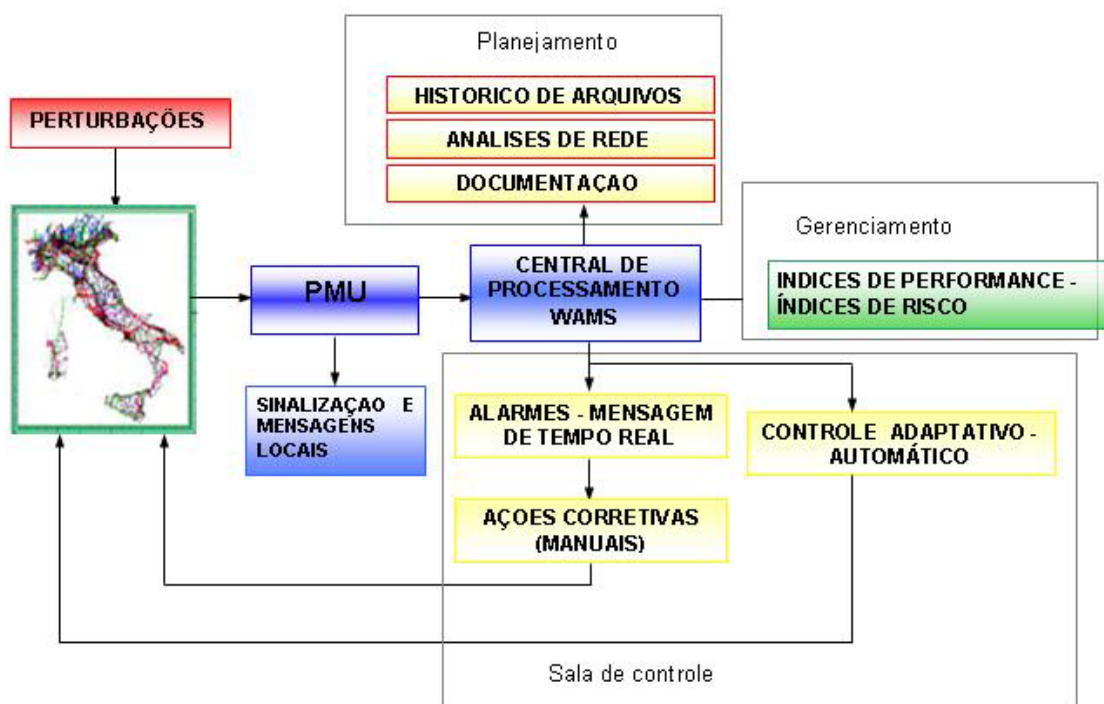


Figura 5.10 - PROJETO WAMS ITALIANO

Por estarem disponíveis, é interessante citar algumas particularidades do WAMS italiano, para se ter uma idéia das características próprias dos SMFS, em geral.

As janelas de amostragens das PMU deste sistema estão entre 20 e 50 ms, o tempo de atraso de processamento é menor que 10ms, os erros de medição de ângulo são de 0,1°

e de 0,01% para a frequência. Os dados das PMU são amostrados a uma taxa de 50 fasores por segundo, formatados de acordo com a norma IEEE 1344 [IEEE,95] e transmitidos continuamente a uma central de processamento por meio de um sistema de comunicação de alta confiabilidade e redundante. Os dados adquiridos são armazenados numa base de dados em tempo real. Os programas aplicativos de monitoramento armazenam os dados em uma área dedicada, e a memória mantém os dados dos últimos 20 segundos aquisitados. Estes dados são alinhados e organizados cronologicamente por meio de estampas de tempo. Outros dados são transferidos para uma memória circular contendo 24 horas de amostragem de 20 ms e para um arquivo de dados de longo termo com amostras de 30 dias, cujos dados são amostrados a cada 100 ms. Os dados são permanentemente armazenados, requisitados por operadores ou enviados por disparados pré-determinados provocados automaticamente por algum distúrbio ou evento programado.

5.3.6 Suíça

No sistema de transmissão da Suíça foi implementado um sistema WAMC piloto que monitora o impacto de pesadas transferências de potência no eixo norte - sul desta região. Quatro PMU foram instaladas em posições estratégicas deste corredor como mostrado na figura 5.8, retirada da referência [Fabiano,05].

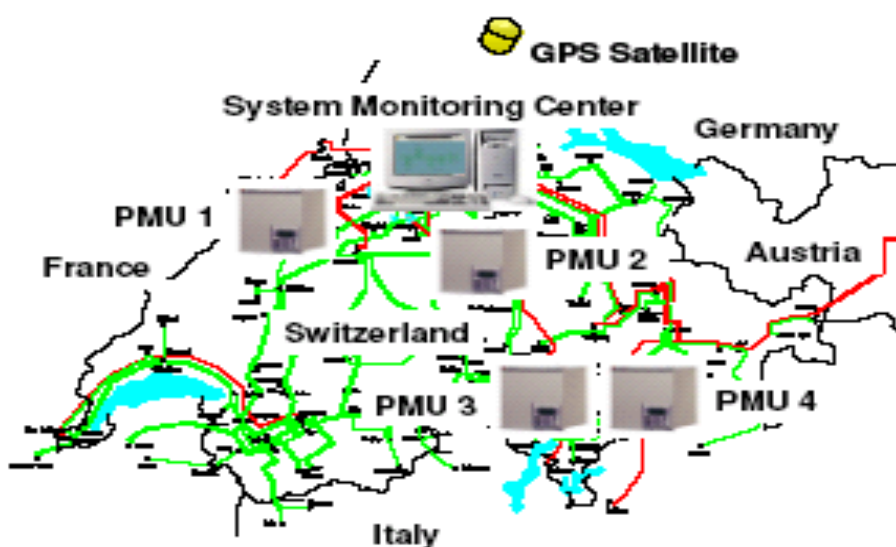


Figura 5.11 - LOCALIZAÇÕES DAS PMU INSTALADAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO Suíço

Tal sistema começou a ser instalado em 2003, com o objetivo de desenvolver aplicações para a operação do SEP.

Dentre as aplicações de tempo real, este supervisiona o fluxo, a diferença angular e a temperatura das linhas monitoradas. Estas aplicações são de grande importância no suporte às decisões de operação normal e em contingência.

Para o planejamento da operação, os dados coletados das PMU são enviados para uma outra plataforma de trabalho *off-line*, para serem tratados separadamente em aplicações específicas como, por exemplo, calibração e verificação de modelos dinâmicos de componentes do sistema de transmissão, especialmente as respostas dos controladores de geradoras.

5.3.7 Japão

Os participantes do projeto japonês foram algumas Universidades do Japão: *Nagoya Institute of Technology*, *Kyush Institute of Technology*, *University of Tokushima* e *Osaka University*. O objetivo era iniciar os estudos para aplicação de SPMS no país e monitorar oscilações de frequência entre áreas do sistema elétrico japonês. O resultado deste projeto foi a instalação de um SMFS com 9 PMU na baixa tensão, onde já foram registrados e analisados diversos casos de oscilações de frequência. A figura 5.9 mostra a localização geográfica das PMU instaladas no Japão.



Figura 5.12 - LOCALIZAÇÕES DAS PMU DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL JAPONÊS

5.3.8 Ásia

Nos últimos anos, países da Ásia iniciaram estudos e implantação de WAMS em seus sistemas elétricos. As principais aplicações foram desenvolvidas na área de monitoração, melhoria de modelos e estudos para o desenvolvimento de ações de controle. Foram instaladas 24 PMU na Coreia do Sul, para monitoração. Na Tailândia, foram instaladas 5 PMU para aplicações de monitoração e localização de faltas. Na China, foram instaladas 150 PMU em diferentes pontos, porém estes não formam uma só rede. A localização geográfica das PMU instaladas na China é mostrada na figura 5.13.



Figura 5.13 - LOCALIZAÇÕES DAS PMU NA CHINA

5.3.9 Brasil - MedFasee

O projeto MedFasee (Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com aplicações em Sistemas de Energia Elétrica) foi desenvolvido pela UFSC em parceria com as empresas REASON¹², Eletrosul¹³ e a agência FINEP¹⁴. O objetivo principal deste projeto foi desenvolver um protótipo de SMFS, envolvendo atividades de pesquisa e de implementação relacionadas aos próprios equipamentos PMU, ao sistema de aquisição e tratamento dos dados de medições fasoriais (PDC), e às aplicações nas áreas de monitoração e controle da operação do sistema em tempo real.

¹² REASON - Reason tecnologia

¹³ ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

¹⁴ FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

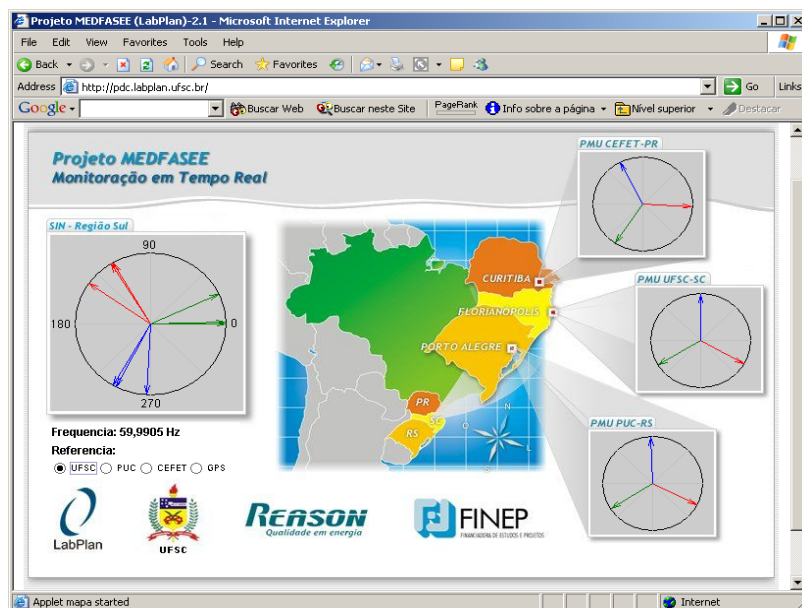


Figura 5.15 - DISPLAY PROJETO MEDFASEE MOSTRANDO AS MEDIÇÕES FASORIAIS EM 3 ESTADOS DA REGIÃO SUL DO BRASIL.

A figura 5.16 [NASPI, 07] ilustra o detalhamento dos fasores de tensão das PMU deste sistema em relação a uma referência.

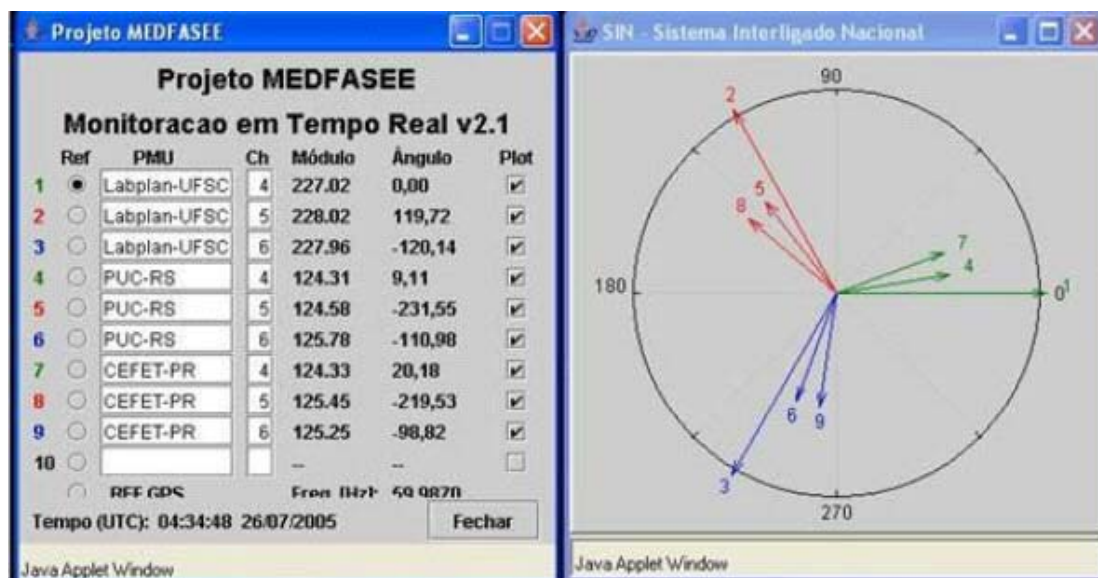


Figura 5.16 - EXEMPLO DE INTERFACE GRÁFICA DO PROJETO MEDFASEE

A figura 5.17 mostra a arquitetura geral do projeto incluindo as etapas de aquisição de dados no SEP, gerenciamento pelo PDC, serviços de dados (com destaque para a interface de comunicação) e as aplicações.

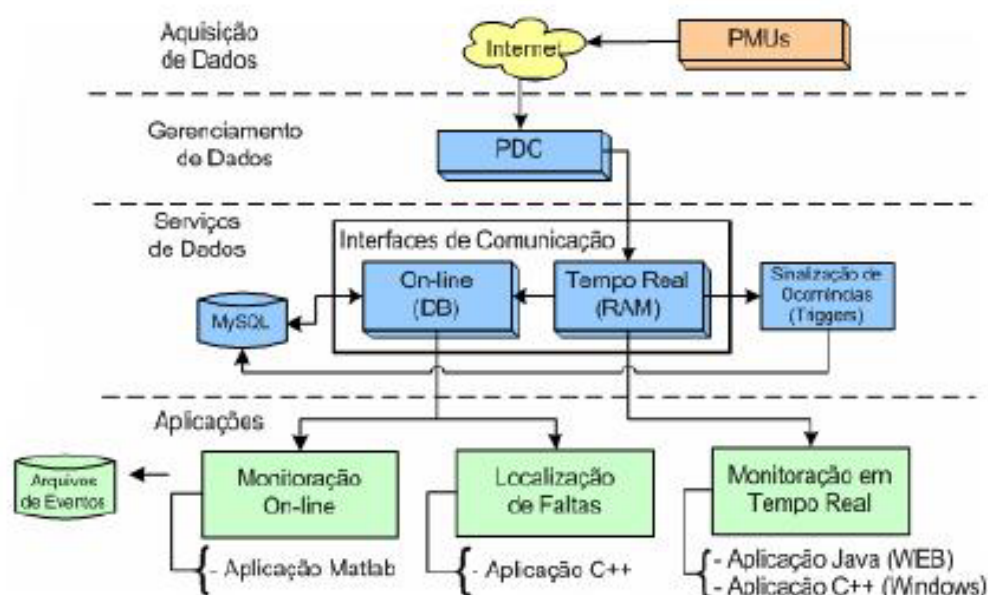


Figura 5.17 - ARQUITETURA GERAL DO PROJETO MEDFASEE NO BRASIL

5.4 Considerações Finais

Os SMFS trazem um novo paradigma para a operação dos sistemas elétricos de potência. Na realidade, seu impacto tem sido amplo, pois motivaram uma demanda crescente pelo aprimoramento dos instrumentos de monitoração e controle em tempo real dos sistemas de potência. Eles aumentaram os requisitos de qualidade de energia elétrica, a redução dos riscos de *blecaute*, e, também, motivaram a evolução tecnológica em diversas áreas: sistemas de telecomunicações, informática, processamento de dados e automação.

Em muitos casos, os SMFS alteraram a ação dos organismos reguladores, auxiliando no estabelecimento de responsabilidades e parâmetros de qualidade e desempenho. Ganhos práticos obtidos com a implantação destes sistemas têm sido relatados na literatura, principalmente com relação à previsão de situações críticas, atuando-se de forma mais preventiva do que corretiva. Entretanto, observa-se que, ainda há que se evoluir para obtenção dos ganhos com esta tecnologia.

A experiência de vários países serviu de exemplo para que, no Brasil, se planejasse um SMFS com melhor desempenho, incluindo melhorias naquilo que já havia sido proposto anteriormente, evitando problemas observados em outros sistemas elétricos.

6

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA – PROJETO NACIONAL

6.1 Considerações Iniciais

Conforme tratado no capítulo anterior, os SMFS estão em fase de desenvolvimento em diversos países. A evolução deste processo, permite identificar os muitos benefícios que esta tecnologia de medição poderia trazer para o sistema elétrico brasileiro. O setor elétrico nacional encontra-se bastante motivado e já planeja a implantação de um SMFS em nível do sistema interligado, tema deste capítulo.

A necessidade de implantação do SMSF nacional se originou em 1999, quando vários estudos foram realizados para detectar oscilações existentes entre áreas e em regiões localizadas no sistema brasileiro. O objetivo inicial era aumentar a confiabilidade do SIN utilizando a tecnologia de PMU para registro de distúrbios dinâmicos. Naquela época, surgiu a necessidade de se implantar um Sistema de Oscilografia de Longa Duração, porém isto também não se realizou.

Agora, mais recentemente, em 2005, diante da necessidade do atendimento às recomendações dos relatórios de análise dos *blecautes* de 1999 e 2002, tendo em vista as melhores condições de implantação decorrentes da evolução das tecnologias modernas, resolveu-se reiniciar o projeto.

Atualmente, com o retorno do processo, foram adicionadas novas metas à original. O objetivo passou a ser a implantação de uma infra-estrutura robusta de medição sincronizada de fasores, com disponibilidade adequada e segura, incluindo ferramentas para atendimento dos seguintes requisitos:

1. **Registro e análise do desempenho dinâmico do SIN** - “Implantação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração”, tendo como objetivos a implantação do SMFS e o desenvolvimento de aplicativos *off-line*.
-

- 2. Melhoria da estimação de estado e visualização em tempo real –** “Aplicação da tecnologia de medição fasorial a sistemas de apoio à tomada de decisão em tempo real”, tendo como objetivo o uso dessa tecnologia para a evolução dos Sistemas de Supervisão e Controle, com a melhoria dos estimadores de estado e desenvolvimento de novas ferramentas para visualização de grandezas em tempo real. Essas ações visam aumentar o nível sistêmico da segurança operacional, seja através da mitigação de grandes perturbações ou do alívio de uma variada gama de restrições operacionais.

O sistema de medição fasorial brasileiro será o maior em extensão territorial e em número de PMU, em todo o mundo, pelo menos dentre aqueles que se tem conhecimento até o momento. Visando caracterizá-lo, este capítulo apresenta a arquitetura proposta para o mesmo, bem como suas aplicações previstas. O texto indica, também, como estão distribuídas as responsabilidades entre órgãos reguladores e Agentes, para a concepção do SMFS.

6.2 Estrutura Hierárquica e Arquitetura do SMFS Nacional

A definição da arquitetura do SMFS brasileiro considerou as aplicações para as quais os dados deste sistema serão utilizados. Primeiramente, a arquitetura procurou observar os requisitos desejáveis para fornecer registros dinâmicos de longa duração. Posteriormente, numa segunda etapa, a arquitetura foi projetada para utilização dos dados para aplicações de tempo real e outras detectadas como necessárias.

O SMFS brasileiro é proposto para ser descentralizado, respeitando uma hierarquia, que pode ser identificada por meio dos diferentes níveis dos concentradores de dados. A figura 6.1. mostra a localização dos chamados Concentradores de Dados Centrais. Estão previstos seis destes concentradores, assim caracterizados:

- um Concentrador de Dados Central Primário, que atua no nível nacional, localizado no CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema), em Brasília;
 - um Concentrador de Dados Central Secundário, que atua no nível nacional como *back up* do Primário, localizado no Rio de Janeiro;
-

- quatro Concentradores de Dados Centrais Regionais, que atuam no nível regional, localizados nos COSR (Centros de Operação Regionais), localizados em Recife (COSR-NE), em Brasília (COSR-NCO), no Rio de Janeiro (COSR-SE) e em Florianópolis (COSR-S).



Figura 6.1 - LOCALIZAÇÃO DOS CONCENTRADORES DE DADOS DO SMFS BRASILEIRO

Os dados serão coletados do SEP pelos Agentes do SIN e enviados para os concentradores centrais, através de uma rede privada e disponibilizada para o ONS. A figura 6.2 ilustra a arquitetura básica proposta, mostrando um exemplo de conexão dos Agentes com o CDC Primário e o Secundário.

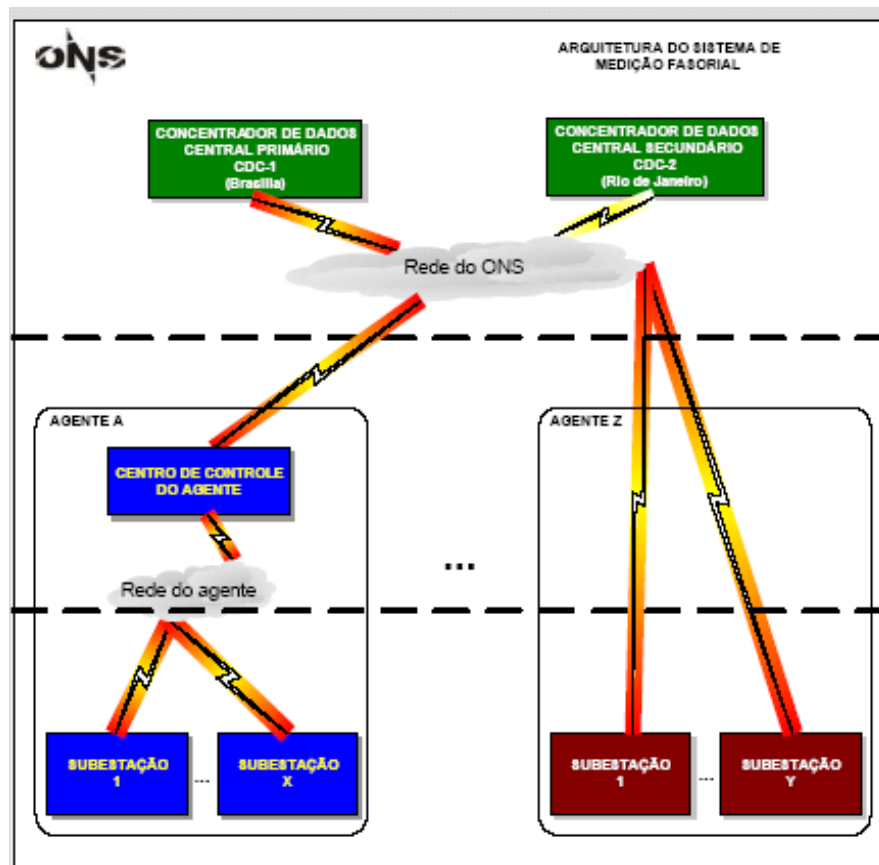


Figura 6.2 - ARQUITETURA GERAL PROPOSTA PARA O SMFS DO BRASILEIRO

A figura 6.3, disponível em [Moraes, 07b], mostra as localizações onde serão instaladas as PMU no SIN. Está prevista a instalação de cerca de 100 PMU, em 58 subestações e 345 linhas.

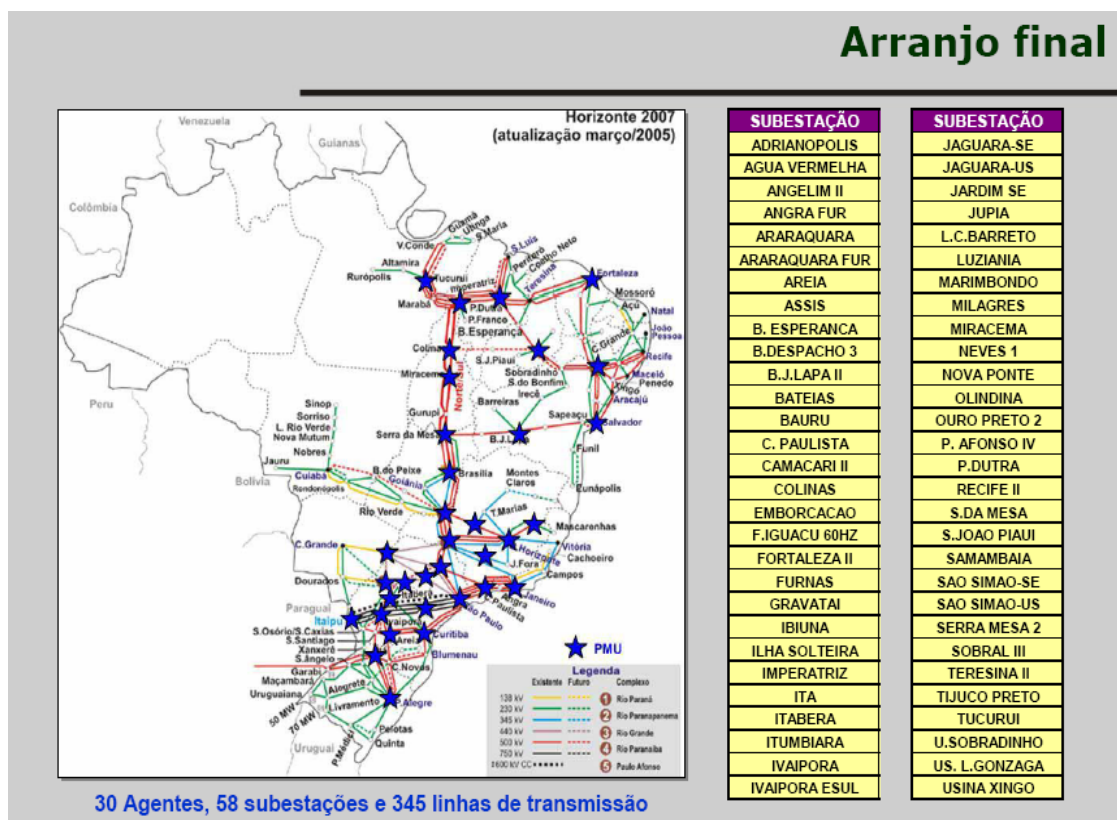


Figura 6.3 - LOCALIZAÇÃO DAS PMU PLANEJADAS PARA SEREM INSTALADAS NO PROJETO DO SMFS BRASILEIRO

Para dar suporte ao SMFS, os Agentes precisam fornecer a rede de comunicação local da SE, as conexões entre a rede local da SE e a rede local dos Centros de Controle dos Agentes e entre esta e a rede do centro de controle do ONS.

A infra-estrutura do sistema de comunicação é uma parte de extrema importância para a garantia da transmissão dos dados com o nível de qualidade e segurança exigido. Para o SMFS nacional, a rede de comunicação foi definida com as seguintes características:

1. Rede Privada, para garantir a largura de banda e a segurança do SMFS;
2. Rede Baseada em IP (*Internet Protocol*), onde a estrutura (*frame*) de dados, definida pela norma C37. 118, deve ser transportada através de pacotes UDP/IP e TCP/IP, comentados no Glossário ao final da dissertação;
3. Uso de tecnologias *multicast*, na qual os fluxos de dados das PMU são enviados para o endereço de IP *multicast* que poderá ser acessado diretamente pelos CDC. A tecnologia *multicast* minimiza a largura de banda necessária para o sistema de comunicação e supre a flexibilidade para que os Agentes conectem os seus próprios concentradores de dados.

A arquitetura ao nível de subestação prevê, além das PMU, um equipamento de *back up* de dados. As PMU deverão enviar os dados em tempo real, no formato IEEE C37. 118, usando os recursos de transmissão simultânea, para várias estações de trabalho (*multicast IP addressing*) onde roteadores distribuirão os dados para o Centro de Controle do Agente e para os demais centros de controle. O equipamento de *back up* recolhe e armazena (sem tratamento), por um período limitado de tempo, o *frame* de dados de PMU em sistema de memória circular os dados (onde os novos dados substituem os dados anteriores). Além disto, este equipamento de *back up* deve ter um elo próprio de comunicação, por onde os dados coletados pelas PMU podem ser acessados pelos CDC, no caso de falha do elo de comunicação principal. É previsto, ainda, um Concentrador na Subestação, que pode ser opcionalmente usado para concentrar e reduzir o fluxo de dados das PMU na SE.

Com relação à arquitetura do CDC Primário, esta é ilustrada na figura 6.4. Os dados provenientes dos Agentes chegam, através da rede de comunicação, aos Processadores de Dados Centrais (FEPDC), os chamados *front ends*. Estes são armazenados nas bases de dados e enviados para o chamado PDC Master onde ficam disponibilizados para as aplicações.

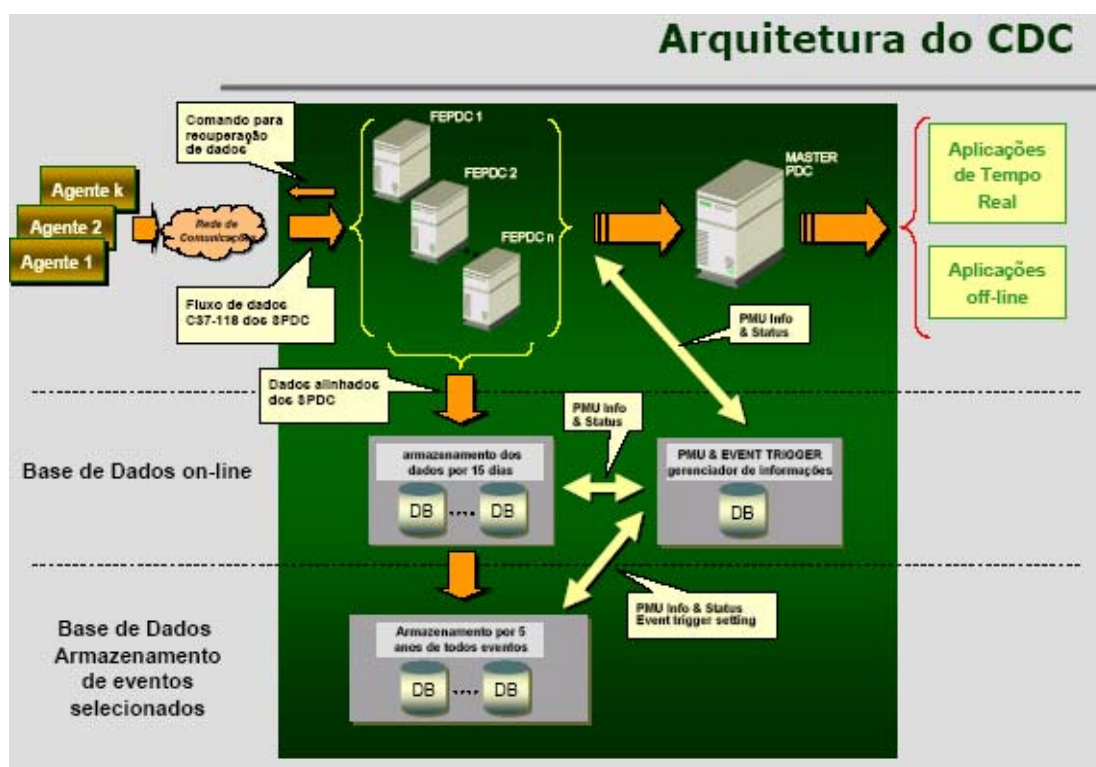


Figura 6.4 - ARQUITETURA GERAL DO CDC CENTRAL DO ONS

Para aplicações *off-line*, o mais importante aspecto considerado foi a confiabilidade na aquisição e no arquivamento de dados, pois não existem restrições de tempo a se cumprir. Para aplicações em tempo real, é importante cumprir os requisitos globais de velocidade, além da confiabilidade da aquisição e arquivamento de dados.

Os dados das PMU armazenados e arquivados para aplicações *off-line* poderão ser utilizados em análises posteriores (validações de modelos, melhorias de sistemas especiais de proteção, análise de distúrbios dinâmicos etc.). As aplicações *on-line* incluem, dentro outros, a atualização do estimador de estado já existente nos centros, utilizando os dados de medições fasoriais.

O sistema nacional, como um todo, foi projetado com características modulares para permitir sua expansão através do aumento do número de PMU instaladas no SIN. O SMFS deve ser capaz de recuperar dados, caso ocorram erros nos canais de telecomunicação. Os dados recebidos pelos FEPDC devem estar disponíveis, também, através da rede interna do ONS, para análise remota. Sistema de *back up* e de restauração de dados após falhas no *hardware* ou no *software* é previsto. A capacidade de executar os diversos programas em uso no setor, levando em conta equipamentos e *softwares* de gerenciamento de sistemas similares de outras empresas, deve ser atendida. É prevista, também, a expansibilidade do sistemas de segurança e de informação.

6.3 Sobre as Responsabilidades do Projeto

O projeto segue as orientações feitas na resolução número 170 da ANEEL [ANEEL, 07]. Esta resolução estabelece as responsabilidades dos Agentes e do ONS para a execução conjunta de todo o sistema de medição fasorial brasileiro. O SMFS nacional será de propriedade do ONS, que elaborou uma reavaliação da antiga arquitetura proposta em 1999. As responsabilidades são distribuídas entre o ONS e os Agentes, da maneira indicada a seguir.

O ONS ficou com as seguintes responsabilidades:

- especificar, adquirir e colocar em operação os Concentradores Primário, Secundário e Regionais;
-

- reavaliar os requisitos, a quantidade e a localização das PMU e demais equipamentos associados a serem implantados nas instalações dos Agentes;
- coordenar a homologação das PMU, por meio de ensaios em laboratório independente, de forma a garantir a manutenção das características sistêmicas do Sistema de Oscilografia de Longa duração;
- definir o cronograma e coordenar a implantação das PMU nas instalações dos Agentes.

Quanto aos Agentes, por sua vez, estes ficaram com a responsabilidade de adquirir, instalar, operar e manter todas as PMU, bem como prover os meios de telecomunicação, atendendo aos requisitos técnicos, especificações e cronogramas definidos pelo ONS. A especificação das características técnicas dos canais de comunicação deve considerar os protocolos que estão definidos na regulamentação, ou em uso, bem como o requisito de largura de banda de transferência e disponibilidade de canal.

Para a viabilização do projeto, ficou definido que o custo dos equipamentos e das atividades deveria ser considerado, após auditado pela ANEEL, nas revisões tarifárias periódicas das receitas anuais permitidas, nas respectivas tarifas, ou no custo dos serviços de operação, conforme o caso.

No final de 2005 foi firmado um contrato com a empresa de consultoria internacional KEMA Inc. T&D Consulting [Kema, 05] detentora de experiência na implantação de sistemas similares na região leste dos EUA, para a realização das seguintes tarefas:

- definição da arquitetura de medição fasorial;
 - especificação técnica do concentrador de dados central do ONS;
 - preparação de documentação para consulta e aquisição do concentrador e especificação técnica das PMU;
 - especificação técnica dos canais de telecomunicação entre as PMU e os concentradores;
 - desenvolvimento da metodologia para ensaios funcionais para homologação das PMU.
-

6.4 Sobre os Desafios do Projeto

São vários os desafios a serem vencidos, para que o projeto nacional tenha êxito. A própria empresa KEMA destaca que, está sendo empreendida uma tarefa bastante desafiadora ao se implementar um sistema que será realmente o primeiro de larga escala do mundo. O projeto da estrutura global do SMFS, no porte em que está sendo considerado, não possui similar operando atualmente.

Embora outros projetos, como o da WECC e do EIPP nos EUA, possam se tornar formações de maior escala, dentro de alguns anos, suas PMU atualmente instaladas estão muito abaixo de 100, como se pretende no Brasil. Assim, estes ainda não vivenciaram ou trataram algumas das questões que podem ser encontradas na organização de um SMFS de larga escala. Uma questão ainda não tratada diz respeito às estruturas plausíveis e ideais, que lidem com centenas de PMU instaladas e integradas, que satisfaçam todas as possíveis aplicações.

O projeto vem sendo discutido amplamente com Agentes do setor elétrico, fabricantes, comunidade científica nacional e internacional, de forma a torná-lo factível com a atual tecnologia disponível. Este tem sido submetido à apreciação em fóruns internacionais, buscando obter novas contribuições com relação a essa tecnologia que, afinal, apenas recentemente vem sendo implantada em diferentes partes do mundo.

Um outro ponto a mencionar é a limitada disponibilidade de produtos do tipo PMU. Adicionalmente, observa-se que os poucos fabricantes deste equipamento, existentes atualmente no mercado, ainda não possuem uma padronização nas características de construção, na definição do desempenho dinâmico e na calibração e testes.

A central de processamento de dados também merece comentário. Tais unidades, atualmente, podem guardar os dados por um curto período de tempo, mas não conseguem armazená-los. As centrais de processamento comerciais ainda estão em fase de desenvolvimento.

Os requisitos dos sistemas de comunicação para utilização em tempo real ainda estão sendo definidos. Em 2005, o IEEE preparou a recomendação IEEE C 37-118 [IEEE,05], que define o formato de transmissão de dados e marca o início de uma determinação de

padrões que poderão ajudar na melhoria da eficiência de todo o sistema de medição, já considerando que os dados coletados pelas PMU devem ser sincronizados via GPS.

É interessante observar que, comparando o SMFS a ser implantado pelo ONS, com aqueles já instalados em outros países, algumas vantagens podem ser apontadas em favor da proposta brasileira:

- Uso de tecnologia *multicast* para atingir simultaneamente as metas de conservação segura das bandas de comunicação e minimização da latência (atraso de tempo na medição e transmissão dos sincrofasores) do sistema;
- Redução do período de latência do SMFS com o uso opcional de um Concentrador de Dados no Agente que, além de possibilitar melhoria na operação do próprio Agente, busca prover a máxima flexibilidade para o ONS;
- Sistema expansível com o uso de múltiplos *Front End* PDC;
- Garantia de flexibilidade adicional, com a opção de uma *Master* PDC;
- Disponibilidade e redução do custo de elos de comunicação.

Verifica-se que ainda não existe, até o momento, uma padronização para algoritmos de medição fasorial que elimine a possibilidade de diferenças de medição, mesmo que perfeitamente sincronizadas. A proposta de um sistema integrado no nível nacional e previamente planejado traz várias vantagens e, dentre elas, a definição de uma metodologia de testes das PMU, que busca padronizar a resposta dinâmica de cada equipamento.

Um aspecto a ser enfatizado é a importância da segurança virtual dos sistemas fasoriais, principalmente quando se deseja utilizar os dados das PMU para aperfeiçoar os esquemas dos Sistemas Especiais de Proteção e outros sistemas envolvendo grandes áreas.

6.5 Aplicações Previstas para o SMFS do SIN - Tempo Real

Além das aplicações *off-line* que constituem a primeira fase do projeto nacional, o trabalho desenvolvido pelo ONS, no âmbito das aplicações em tempo real, se encontra em um estágio avançado. Já foi realizada a avaliação de possíveis aplicações da tecnologia de medição fasorial em termos de viabilidade, esforço de implantação, benefícios para a operação/controle/proteção e retorno financeiro. Pelo fato de a

tecnologia empregada ser recente, algumas aplicações ainda não se encontram totalmente avaliadas ou mesmo conhecidas. Aquelas já identificadas estão registradas nos itens que se seguem. [Kema,06]

6.5.1 Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)

VPAM é uma aplicação de monitoração de tempo real, na qual os fasores de tensão de barramento medidos pelas PMU são utilizados para monitorar as diferenças de ângulo de fase entre dois ou mais barramentos selecionados. Esta funcionalidade não se encontra disponível atualmente para a operação em tempo real devido à baixa taxa de amostragem de valores de medições dos EMS/SCADA que não permite sua implementação.

Conforme já abordado nesta dissertação, a diferença angular das tensões expressa importantes informações sobre o comportamento do sistema elétrico. Seu conhecimento em tempo real viabiliza decisões mais adequadas sobre ações a serem efetuadas, quer sejam de forma preventiva, corretiva, ou mesmo no sentido de otimizar o uso dos recursos existentes na rede.

Uma das aplicações de maior impacto desta medição é a monitoração e o acompanhamento do comportamento dinâmico do SEP, nos aspectos de *estabilidade eletromecânica*, que possui a diferença angular como importante indicador, conforme tratado no capítulo 4. Isto é extremamente importante para se evitar situações dinâmicas críticas do sistema elétrico brasileiro. O uso da VPAM para rastrear dinamicamente os limites de transferência estabelecidos com base nos aspectos de estabilidade angular, permite a maximização do uso da capacidade de transferência de linhas, sem riscos de instabilidade.

No caso de uma perturbação no sistema, que desencadeie o desenvolvimento rápido de uma situação de ilhamento, a informação sobre a diferença de ângulo de fase em tempo real permite que os operadores tomem as ações corretivas necessárias, enquanto ainda houver tempo para reagir.

A análise pós-evento do *blecaute* do dia 14 de agosto de 2003 nos EUA-Canadá mostra que o mesmo resultou de condições que se iniciaram horas antes do colapso em cascata

do SEP, e que foram progressivamente piorando. Com o uso da aplicação VPAM, ações de proteção contra perda de sincronismo poderiam ter sido tomadas, evitando tal tipo de evento.

Concluindo, a aplicação VPAM pode ser usada em uma variedade de aplicações, para auxiliar as equipes de operação em tempo tempo real, tais como a avaliação de estresse do SEP e a determinação do limite de transferência dinâmico.

6.5.2 Monitoração de Oscilações do Sistema (SOM)

Estudos realizados pelo ONS demonstraram a possibilidade da ocorrência no SIN de oscilações eletromecânicas pouco amortecidas de baixa frequência e longa duração. Em certos casos, estas oscilações podem se espalhar e levar a grandes perturbações do sistema elétrico, com conseqüências severas. Um sistema baseado em PMU torna possível monitorar estas oscilações em tempo real, pois possui a habilidade de rastrear o comportamento dos fasores de corrente de linha e de tensão de barramento de seqüência positiva uma vez por ciclo.

Esta aplicação calcula a potência ativa em uma linha ou corredor de transmissão uma vez para cada amostra de fasores e a exibe na forma de uma curva potência x tempo para um período de tempo pré-determinado. Ela pode também calcular/identificar a frequência característica e o fator de amortecimento das oscilações de potência. De posse destas informações é possível implementar medidas contra-oscilatórias para minimizar seus efeitos.

A monitoração de oscilação de potência de baixa frequência não é obtida de forma adequada com o sistema EMS/SCADA devido à baixa taxa de amostragem das medições. Portanto, a implantação desta aplicação requer o uso de tecnologia de PMU. Conforme já citado, esta se encontra em uso para monitoramento de oscilações entre sistemas na Suíça e na Tailândia [Fabiano, 05] e no Japão [Kakimoto, 06].

6.5.3 Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (LLLM)

Conforme já discutido anteriormente, o uso do SMFS possibilita uma avaliação dinâmica do limite de carregamento das linhas de transmissão. A aplicação LLLM usaria medições

fasoriais sincronizadas (tensão e corrente) em ambos os lados da linha para determinar a impedância dos condutores da mesma e, então, estimar a temperatura média do condutor da linha, a partir da resistência da mesma.

Conforme visto no capítulo 4, a determinação do limite de carregamento dinâmico de linhas poderia resultar em benefícios significativos às operações do ONS, permitindo que linhas transferissem potência adicional, sem violar o “*verdadeiro*” limite de carregamento das mesmas. Como esta aplicação requer o cálculo em tempo real da impedância da linha utilizando medição fasoriais sincronizadas, esta não poderia ser realizada nos sistemas tradicionais EMS/SCADA.

A implementação desta funcionalidade também poderá auxiliar o desenvolvimento de uma proteção adaptável, para a coordenação da proteção de sobrecarga com os limites determinados pela aplicação LLLM. Assim, não apenas os limites de transferência de energia, mas também os limites de proteção poderiam ser determinados em tempo real.

6.5.4 Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (WAHM)

Utilizando técnicas semelhantes às da medição de estado na frequência fundamental, do cálculo ou da estimação de estado, com o WAHM é possível medir/calcular/estimar o estado harmônico de uma rede de energia elétrica de grande porte. Uma vez que um estado harmônico de um sistema é obtido, é possível se determinar as origens e as distorções harmônicas sob diversas condições operacionais.

Localizando as origens dos harmônicos fica mais fácil detectar defeitos potenciais ou ocorridos em filtros de harmônicos ou em outros elementos do SEP. Também se deve notar que harmônicos podem sofrer amplificação em pontos distantes da sua origem, dependendo dos comprimentos das linhas de transmissão e da presença de outros elementos capacitivos ou indutivos. A estimação de estado harmônico identifica a existência de amplificação de harmônicos na rede e permitir o uso de estratégias corretivas, caso necessárias. Esta aplicação também não é viável através do sistema tradicional EMS/SCADA.

6.5.5 Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (EVSA)

Conforme tratado no capítulo 4, as curvas do tipo PV têm sido utilizadas nas análises de estabilidade de tensão. Diversas aplicações as utilizam para verificar a margem de estabilidade do estado de operação do SEP, ou seja, a sua distância do ponto de máximo carregamento (nariz da curva).

Na operação em tempo real, a funcionalidade EVSA prepara e apresenta tais curvas para barramentos selecionados, permitindo, assim, que se avalie o SEP quanto aos aspectos de estabilidade de tensão. Isto traz grande avanço para as decisões de Controle Preventivo, onde ações podem ser realizadas para se evitarem situações de instabilidade.

Adicionalmente, ações de Controle no Estado Normal passam a monitorar não apenas as tensões dos barramentos, para que fiquem dentro dos valores máximo e mínimo de qualidade, mas também o valor de tensão do ponto de máximo carregamento, pois este poderá estar próximo da faixa operativa. Quando, por exemplo, a tensão no barramento selecionado estiver inferior a um nível pré-definido, o operador deve investigar se poderá ou não comandar a inserção de compensação *shunt* capacitiva, pois uma compensação inadequada poderá levar o SEP à instabilidade [Vale, 05b].

Como as ferramentas do tipo VSA rodam sobre a saída do Estimador de Estado, as melhorias que as PMU trazem à determinação do estado do SEP resultou em seu melhor desempenho, pois as curvas PV passam a ter maior exatidão. Os benefícios da EVSA ficariam comprometidos nos sistemas EMS/SCADA tradicionais, devido ao fato desta se basear no acompanhamento da dinâmica do SEP que é obtida com maior exatidão com o uso direto das medições fasoriais.

6.5.6 Análise de Contingência *On-Line* (OLCA)

A aplicação OLCA prevê a análise de contingência em tempo real, visando identificar rapidamente ações preventivas viáveis que transformem o sistema elétrico não seguro em um sistema seguro.

Em capítulos anteriores foram comentados os benefícios que os SMFS trazem para as análises estáticas de contingências, tendo em vista o maior conhecimento da dinâmica

própria do SEP. Também discutiu-se a perspectiva da significativa evolução desta análise quando da incorporação da modelagem dinâmica do comportamento variável no tempo do sistema elétrico.

A OLCA, na análise de regime permanente, será usada para fornecer uma rápida avaliação da condição da rede devido a uma ou várias interrupções/faltas. Nesta tarefa, o interesse está na violação dos limites de carregamento dos equipamentos e nos perfis de tensão dos barramentos da rede.

Melhorar a precisão dos resultados desta funcionalidade é muito importante para que os operadores atuem no SEP de forma adequada. Exemplos desta atuação: obter maior transferência de potência sem exceder os limites de segurança, tanto em regime permanente quanto sob condições dinâmicas; reduzir o tempo de reação a mudanças nas condições do sistema devido a contingências, encurtando o período “N -1 incerto” após contingências.

6.5.7 Proteções de Sistema para Grandes Áreas (WASP)

Esta aplicação é baseada em esquemas de proteção usados para prevenir perturbações de grande porte, como *blecautes* de grandes proporções, no SIN. Como as medições fasoriais obtidas de localizações remotas só são apropriadas para melhorar sistemas de proteção que não operem em velocidade ultra-rápida (relés de distância, funções de proteção de *backup*, relés de sincronismo, relés de perda de campo, relés de desligamento de carga por sub-freqüência e por sub-tensão, esquemas de ação corretiva), estes são potenciais candidatos para ter o desempenho melhorado através do uso de medição fasorial.

Em conjunto com uma WASP, relés adaptáveis aplicados à proteção de sobrecarga das linhas de transmissão, com proteção de retaguarda de acordo com o ajuste dinâmico do limite de carregamento das linhas, permitiriam a otimização do transporte de energia.

Esta aplicação é especialmente útil numa rede de transmissão congestionada, já que as ações corretivas (como desligamento imediato de gerador, corte de cargas etc.) tomadas após certas contingências permitiriam que limites de transmissão mais elevados fossem usados.

6.5.8 Controle de Sistema para Grandes Áreas (WASC)

Esta aplicação tem como meta o controle do SIN através de medições em grandes áreas. O Controle Automático de Geração (CAG) é um exemplo de aplicação WASC. A idéia é que os diversos componentes do SEP, tais como os estabilizadores de sistemas de potência, terminais HVDC, compensadores reativos estáticos etc., possam ser utilizados para se atingir um melhor desempenho do sistema elétrico, através de controles coordenados para grandes áreas.

Observa-se que os sistemas de informação tradicionalmente usados nos controladores de diversos dispositivos usam sinais localmente disponíveis. Porém, a relação entre a grandeza controlada e as medições locais nem sempre é clara ou precisa. Por exemplo, para estabilizar as oscilações entre áreas remotas de um sistema de potência, utilizar sinais de ângulo de fase e de frequência coletadas localmente não é tão efetivo quanto usar as diferenças de ângulo de fase obtidas entre partes remotas do mesmo. Isto passa a ser possível com os WASC.

Assim, os WASC prometem trazer benefícios significativos para operações do SIN em tempo real, já que permitiriam que ações de controle adequadas fossem tomadas em resposta a mudanças nas condições do SEP, inclusive automaticamente, sem qualquer envolvimento dos operadores.

6.6 Avaliação Econômica dos Impactos da Nova Tecnologia no SIN

De acordo com Hector Volskis, coordenador do projeto de aplicações em tempo real do ONS, os ganhos econômicos atingidos pela utilização da tecnologia PMU, podem ser classificados em duas grandes categorias [Volskis, 07]:

- Prevenção de *blecautes* / Análise Pós-Evento;
- Operações de sistema / Mercado.

O impacto econômico de longo alcance da aplicação dessa tecnologia em tais categorias é apoiado pelos seguintes fatos financeiros significantes:

- O custo do *blecaute* experimentado pelo Nordeste dos Estados Unidos e pelo Canadá (14 de Agosto de 2003) foi estimado, conservadoramente, em 6
-

bilhões de dólares americanos nos EUA e em 1 bilhão de dólares americanos no Canadá;

- A causa do *blecaute* acima mencionado foi determinada por uma equipe de mais de 20 engenheiros experientes que levaram mais de seis meses para apontar exatamente a origem do evento catastrófico. Isto leva a uma estimativa de custo conservador de 5 milhões de dólares americanos para conduzir esta análise da causa básica. Além da causa fundamental, foi diagnosticado que uma das empresas de energia local não possuía um estimador de estados. A diferença angular na interconexão entre as empresas aumentou em minutos, evidenciando que com o acompanhamento da defasagem angular pode prevenir *blecautes* [Calero, 07];
- Os custos de congestão no sistema elétrico da Califórnia custam ao contribuinte acima de 250 milhões de dólares americanos por ano.

A análise econômica realizada no SIN focalizou as melhoras quantificáveis no perfil de congestões que podem ser conseguidas através do aumento dos limites de transmissão dos principais corredores de energia inter e intra-regionais com a utilização da tecnologia de PMU. Especificamente, foram analisados dois possíveis cenários para a interconexão entre as regiões Norte e Nordeste do SIN para o mês de Março de 2006.

Os resultados de tais análises mostraram que, para o cenário 1 (Norte exportador), com operação normal, sem contingências no sistema, se a tecnologia de medição fasorial tivesse sido utilizada, seria possível aumentar o limite de transmissão em uma porcentagem de 5% a 15%, e os ganhos econômicos nas três primeiras semanas do mesmo mês teriam ficado entre R\$0,5 milhão e R\$1,5 milhão com base em cálculos muito conservadores. No cenário 2 (cenário 1 com desligamento não programado por duas semanas da principal linha N-SE), se a tecnologia de medição fasorial tivesse sido utilizada para aumentar o limite de transmissão em uma porcentagem de 20% a 25% através de ajuste e rastreamento *on-line* do limite real de transferência, juntamente com a melhora do modelo de sistema e as medições mais precisas, então o ganho econômico para o suposto incidente teria ficado entre aproximadamente R\$4,50 milhões e R\$5,40 milhões.

Embora não seja possível quantificar todos os ganhos econômicos nas operações do SIN resultantes da utilização da tecnologia de PMU, os resultados obtidos mostram que somente o alívio dos congestionamentos poderia levar a economia de dezenas de

milhões de reais em um curto período de tempo. Isto sem considerar a potencial economia oriunda da não construção de linhas de transmissão em áreas com um “*falso*” congestionamento.

Os ganhos econômicos calculados durante o projeto formam apenas uma pequena parcela dos ganhos econômicos totais que poderiam ser obtidos com a integração da tecnologia de PMU às operações do SIN. É importante ressaltar ainda que nenhuma outra tecnologia atualmente disponível oferece tantos benefícios quanto a de PMU.

Entre os potenciais ganhos econômicos pode-se considerar a redução dos custos de congestão estimados em aproximadamente U\$250 milhões anuais somente na Califórnia, e também, a prevenção de grandes perturbações e *blecautes* do sistema, que podem custar bilhões de dólares aos clientes. [Volskis, 07]

6.7 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, pode-se perceber que muito já foi feito para a implementação do SMFS nacional, que ainda há vários desafios a serem vencidos e, também, que as perspectivas são bastantes positivas quanto ao avanço da operação do SIN.

Para se ter uma idéia desta perspectiva, de acordo com [Taylor,00], tomando como referência uma grande concessionária/operadora dos EUA, cujo sistema é eletricamente semelhante ao SIN (linhas longas de 500 kV e altamente dependente de recursos hídricos), o uso da tecnologia PMU pode resultar em um aumento de aproximadamente 15% na capacidade de transmissão inter-regional. Essa constatação também foi confirmada por outras concessionárias de diferentes partes do mundo como a *Hydro Quebec* no Canadá e a *China Light and Power* na China.

Observa-se que a utilização da tecnologia SMFS para a determinação mais eficaz de limites de estabilidade ou da máxima capacidade de transferência inter-regional apresenta vantagens, independente do fato dos limites calculados serem mais altos ou mais baixos do que aqueles que são atualmente usados. Se for mais alto, o ONS ganha pela possibilidade de transferir energia extra. Isto se traduz em maiores receitas para as concessionárias e economia em termos sócio-econômicos, já que a energia mais barata de uma região é colocada à disposição em outra, onde a energia é mais cara,

caracterizando um típico alívio de congestionamento. Se for mais baixo do que o que está sendo usado atualmente, o ONS ganha em termos de risco evitado, não transmitindo mais energia do que é operacionalmente seguro. Este último benefício é economicamente maior que o anterior, pois o preço de um *blecaute* é, em geral, mais elevado do que o de um congestionamento, caso venha a ocorrer.

Concluindo este capítulo, resumem-se os ganhos esperados com a utilização do SMFS brasileiro:

- Evolução dos processos de tomada de decisão decorrente da implantação e aplicação de novas ferramentas de monitoramento, controle e proteção do sistema elétrico;
- Melhoria na avaliação de segurança do sistema em tempo real (*on-line*), principalmente pela maior precisão da estimativa de estado;
- Maior precisão na determinação de sistemas especiais de proteção;
- Maior exatidão na determinação do limite de transferência das linhas de transmissão;
- Ampliação da capacidade de transmissão e predição de colapsos de tensão;
- Agilidade e ampliação de informações para tomada de decisão na recomposição do sistema no restabelecimento entre dois subsistemas ilhados;
- Melhor avaliação do sistema elétrico com relação a condições restritivas de operação;
- Controle e monitoramento de riscos de *blecautes* e de necessidades operativas, como cortes de cargas;
- Melhorias nas análises pós-evento, principalmente com respeito à localização mais precisa das faltas ocorridas no sistema elétrico, a partir de sincronização dos terminais de linhas de transmissão;
- Melhoria na identificação de erros nos dados de modelagem de sistema elétrico, com otimização dos modelos de controladores do mesmo.

Pode-se observar que todos estes ganhos contribuem para o aumento da segurança do SIN.

7

PROPOSTA DE APLICAÇÕES DE PMU

7.1 Considerações Iniciais

Vários trabalhos apresentados na literatura tratam das aplicações de PMU como sendo específicas para uso *off-line* (estudos) ou *on-line* (tempo real). Um dos principais resultados desta pesquisa de mestrado mostra que, na realidade, o desenvolvimento das aplicações deve considerar, de forma integrada, as diversas etapas da operação, principalmente quando se fala em sistemas de medição de grandes áreas.

Nesta dissertação, propõe-se a união de conhecimentos e experiências das diversas equipes envolvidas na operação (estudos e tempo real) que, em conjunto, gerem procedimentos que otimizem todo o processo, tendo em vista o uso das PMU. É natural que algumas funcionalidades sejam projetadas para atuação em tempo real e outras para a elaboração dos estudos que comporão os planos. Entretanto, o importante é que o processo operativo seja visto como um todo.

Para que esta idéia se concretize, propõe-se a integração de todas as aplicações a partir da concentração dos dados de medições fasoriais monitorados pelas PMU em um PDC do Agente, além destes dados serem enviados para o ONS. Tal integração poderá, inclusive, resultar na proposição de aplicações que não estavam inicialmente previstas, quando os processos ficavam tratados isoladamente. Além disto, ganhos de redução de custos em infra-estrutura podem ser obtidos.

Neste contexto, este capítulo apresenta três propostas relativas à aplicação dos SMFS:

- 1 – Estratégia para Implementação de um SMFS, sob forma de sugestões;
 - 2 – Integração de Aplicações de PMU na Cemig, com a indicação das funcionalidades que poderiam ser desenvolvidas já numa primeira etapa de implementação do SMFS;
-

3 – Aplicações no Planejamento Elétrico da Operação, sob o ponto de vista do impacto da utilização das medições fasoriais sincronizadas.

7.2 Estratégia para Implementação de um SMFS

A estratégia aqui indicada objetiva estabelecer um guia de sugestões e recomendações para se implantar um sistema multidisciplinar de monitoramento, proteção e controle de grandes áreas, cujos processos fundamentais sejam coletar e distribuir dados de sincrofases para aplicações nos SEP.

O passo inicial é a composição da equipe que irá atuar na implementação do SMFS. Esta deverá reunir membros dos departamentos envolvidos no processo de desenvolvimento e implantação do SMFS.

Por exemplo, no caso da Cemig, o *Departamento de Proteção* deve ficar responsável por definir as parametrizações para as PMU e o *Departamento de Projetos de Subestações* pela integração destas dentro do projeto da subestação. O *Departamento de Operações e Manutenção* deve ficar responsável pela instalação, testes e manutenção dos equipamentos. Caberá ao *Departamento de Sistemas de Informação* a responsabilidade pela rede de comunicações e sua performance, bem como a distribuição dos dados de forma a permitir sua aplicação nos diversos processos da operação. O Centro de Operação do Sistema fica responsável pela centralização e controle das informações das PMU.

Cada departamento, em geral, possui diferentes visões sobre as funções das PMU, pois estas dependem das aplicações específicas de cada área. Sendo assim, a integração das equipes é importante, para possibilitar a busca e fornecimento de parâmetros necessários para que cada processo possa ser realizado. Algumas vezes, os objetivos podem ser conflitantes. Entretanto, a etapa de projeto deverá envolver uma investigação colaborativa de forma a se conseguir um consenso de decisões para assegurar um bom plano de implementação de um SMFS.

Entre as decisões consensadas, tem-se:

- segurança das informações;
 - definição de um SMFS de longo prazo;
-

- definição de aplicações do SMFS;
- requerimentos de projeto para futuras migrações (para evitar obsolescência);
- requerimentos de performance e validações;
- localização das PMU;
- entrada de tempo de sincronização para as PMU;
- conexões das PMU no SEP (através de TC ou de TP);
- requerimentos para testes, comissionamento e atualizações do sistema;
- interfaces de comunicação;
- arquivamento e aquisição de dados, incluindo período de latência;
- integração nos sistemas de supervisão, controle e monitoramentos já existentes na empresa (para evitar gastos desnecessários).

É importante se ter uma visão de longo prazo para implementação e utilização do SMFS, ou seja, tal sistema deve ser planejado de acordo com uma estratégia consistente.

7.3 Proposta de Integração das Aplicações de PMU

Na Cemig, o projeto SMFS prevê inicialmente a instalação de PMU em 7 subestações: São Simão, Emborcação, Jaguará, Neves, Bom Despacho, Ouro Preto 2, Nova Ponte e Itumbiara, para monitorar barramentos de 500kV e 345 kV da sua rede básica.

Na figura 7.1 é mostrado um diagrama da rede básica do sistema elétrico de transmissão da empresa, com a localização das PMU, que serão adquiridas para o SMFS nacional, e dos relés com funções de aquisição de medições fasoriais que a Cemig está instalando por iniciativa própria.

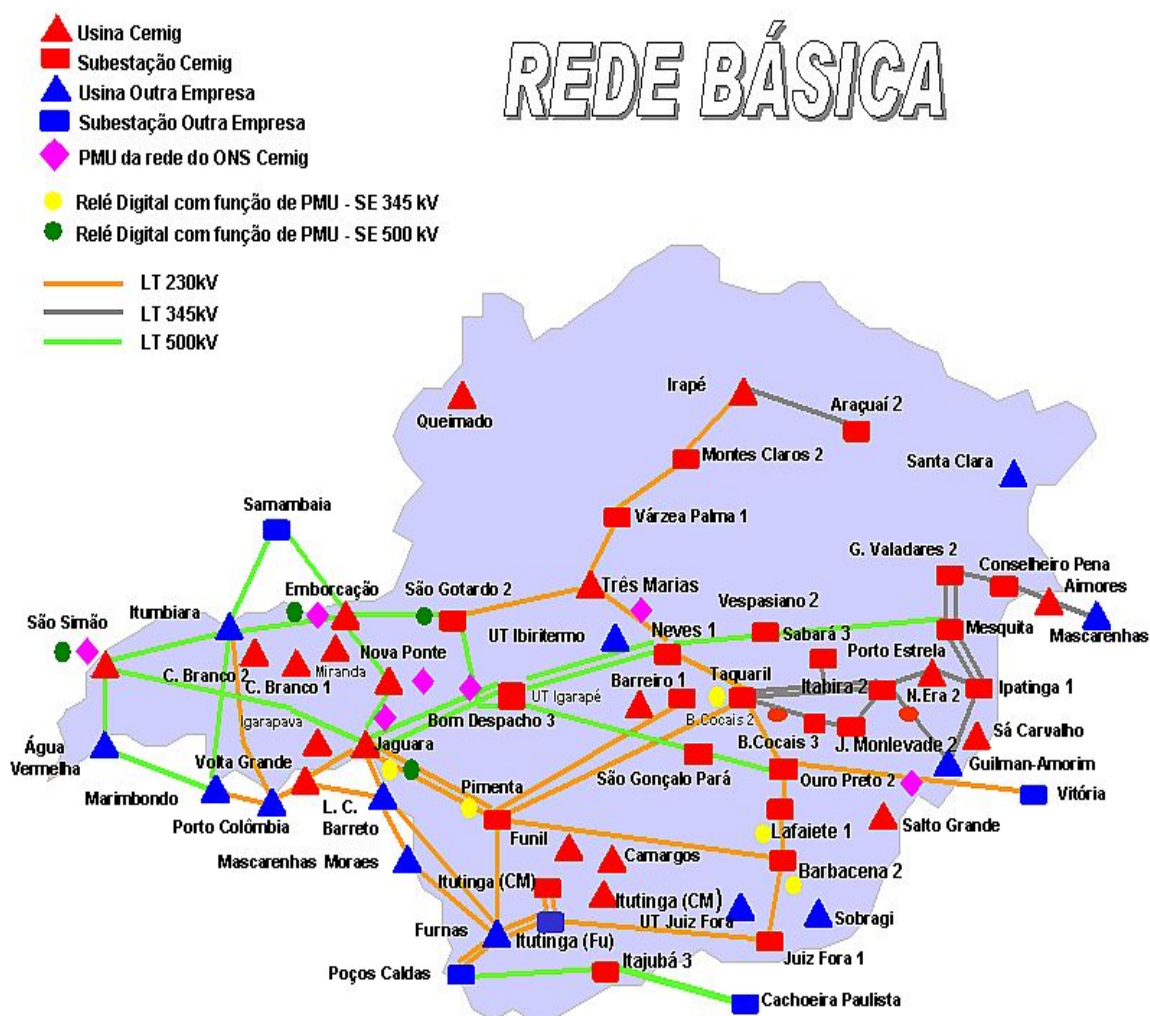


Figura 7.1 - LOCALIZAÇÃO DAS PMU E RELÉS COM FUNÇÃO DE PMU NA REDE BÁSICA DA CEMIG

A equipe de engenharia de operação da Cemig, como uma das empresas participantes da implantação do SMFS do ONS e de outros projetos de melhoria da observabilidade e da preservação da segurança do SIN, apoia a idéia de se adotarem medidas de monitoramento e controle de seu sistema elétrico de forma mais efetiva, acompanhando as tendências e novas tecnologias que estão surgindo atualmente.

Considerando que as empresas, dentre elas a Cemig, já estão participando da implantação do SMFS do SIN, e que deverão ser realizados altos investimentos para compra e aquisição de PMU, é importante que se analise e se defina a melhor estratégia de aproveitamento destas informações, em benefício de cada Agente. O investimento a ser feito não só trará benefício para todo o sistema interligado como para cada Agente.

Na perspectiva integradora abordada no item anterior, propõe-se que seja adotada uma estratégia executada em conjunto pelas diversas áreas da empresa (expansão, operação, manutenção, projetos, telecomunicações), elaborando uma análise ampla para se definirem adequadamente os custos/benefícios da utilização da tecnologia.

A análise das possíveis aplicações dos SMFS na Cemig, elaborada nesta dissertação, aponta para o desenvolvimento ou aprimoramento de várias funcionalidades. Considerando a proposta de integração, indicam-se, inicialmente, para implementação, as três iniciativas abaixo:

- *Concentração* dos dados fasoriais sincronizados do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada das PMU do Agente, que está sendo implantado no SIN, em um Processador de Dados Central-PDC interno na empresa. No caso, seria o PDC-Cemig. Com a implantação do PDC do Agente, os dados poderão ser usados para diversas aplicações ou processos, tais como os de localização de faltas e análise de perturbações de longa duração. De acordo com as especificações técnicas do SMFS nacional, existe a possibilidade da empresa possuir o seu próprio PDC.

- Atualização do Sistema de Supervisão e Controle da empresa, incluindo a aplicação de Monitoração Dinâmica em Tempo Real (RTDMS)

- Integração dos dados de medições fasoriais nas lógicas de Esquemas de Controle de Emergência (ECE). A Cemig, juntamente com o ONS, está avaliando a possibilidade de integração destes esquemas dentro das lógicas do ECS, que estão sendo atualmente reformuladas. [Moraes,07]

Vale comentar que, até o momento, a quantidade de PMU prevista pelo ONS atende às especificações das aplicações previstas para melhoria da observabilidade do SIN. Caso as empresas desejem implantar aplicações específicas, deverá ser feito um projeto com maior número de PMU que atenda as suas necessidades. Para tal, as sugestões apresentadas no item anterior se mostram relevantes.

As propostas indicadas e exemplificadas neste capítulo são específicas para a Cemig. Entretanto, em geral, estas seguem o mesmo padrão também em outras concessionárias brasileiras.

Dentre os principais processos já analisados com respeito aos impactos positivos do uso de medições fasoriais, destacam-se: estimadores de estado, estimação dos parâmetros de linhas de transmissão, registro de oscilações dinâmicas entre áreas, interação com distúrbios para validação de modelos e avaliação da segurança operativa do SEP.

Como forma de enfatizar a visão integradora proposta neste trabalho, a figura 7.2 ilustra a interação entre diversos processos.



Figura 7.2 - RELAÇÃO DE INTERDEPENDÊNCIA ENTRE OS PROCESSOS DE ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SEP

Percebe-se que as aplicações estão sempre interagindo umas com as outras, na busca e fornecimento de parâmetros necessários para que cada uma delas possa ser realizada. As atividades executadas, sejam *off-line* ou *on-line*, são interdependentes [Andrade, 08].

Este esclarecimento é importante, pois, através dele, se evidencia a necessidade do planejamento prévio do SMFS, considerando os diferentes estados operativos em que SEP pode se encontrar, ou seja, as medições fasoriais sincronizadas devem estar sintonizadas com as diversas aplicações.

7.4 Aplicações de PMU no Planejamento Elétrico da Operação

Na gerência de Planejamento Elétrico da Operação da Cemig, uma das atividades executadas são os estudos que envolvem a análise da estabilidade eletromecânica do sistema. Conforme já visto, os SMFS têm impacto significativo neste tipo de análise.

Para se ter uma idéia das simulações realizadas nesta etapa, são indicadas a seguir as ferramentas atualmente utilizadas nos estudos:

- **Anatem** – [Cepel, 08] programa utilizado para simulações de eventos no tempo, para análise da estabilidade transitória; inclui a modelagem dos reguladores de velocidade, dos reguladores de tensão e do PSS das máquinas de mais de 100 MW de geração. São gerados relatórios para análise de:
 - diferenças angulares entre os rotores das máquinas;
 - potência acelerante e potência reativa das máquinas;
 - tensões nos barramentos desejados;
 - corrente e potência nas linhas transmissão;
 - resistência e reatância vistas pela proteção.

- **PACDYN** – [Cepel, 08]- programa utilizado para análise de oscilações da frequência do sistema sob o ponto de vista da análise estática. Neste programa também são representados os modelos de reguladores de velocidade, reguladores de tensão e do PSS das máquinas de mais de 100 MW de geração. São gerados relatórios onde uma lista de autovalores e autovetores é utilizada para ajustar parâmetros dos reguladores de velocidade e de tensão e do PSS das máquinas.

Na análise da estabilidade sistêmica, através da realização destes estudos, são utilizados determinados critérios pela Cemig, compatíveis com os padrões equivalentes do setor elétrico brasileiro. São eles:

- o sistema deve ser estável para curto-circuito monofásico;
 - o tempo de eliminação de faltas deve ser de 80 ms para o 750 kV e 500kV, e 100 ms para 440 kV, 345 kV e 230 kV;
 - adotar tensão mínima de 85% e máxima de 115% nos barramentos de 230kV e 138kV;
 - adotar tensão máxima de 5% inferior à proteção de sobretensão;
 - adotar margem de 10% em relação aos ajustes da proteção ou 2 segundos;
-

- a variação de potência acelerante deve ser menor que 80% da potência nominal para a Cemig e menor que 50% para máquinas de outras empresas.

Com relação à modelagem da carga, considerando o modelo ZIP¹⁵, ela é diferenciada entre as empresas da seguinte forma:

- Cemig, Light, ELETROPAULO:
Parte Ativa: 50% Zcte e 50% Pcte;
Parte Reativa: 100% Zcte;
- Demais Empresas:
Parte Ativa: 75% Zcte e 25% Pcte;
Parte Reativa: 100% Zcte.

A Cemig também participa de estudos que envolvem outras empresas, em conjunto com entidades nacionais do setor elétrico, para análise do sistema elétrico utilizando as ferramentas e critérios acima descritos. Exemplos: determinação de limites de regiões específicas ou entre regiões, análise de ocorrências, religamento automático de linhas de transmissão, ajustes de relés *out-of-step*, esquemas de controle de emergência e recomposição do sistema Cemig.

Dentre as diversas atividades, foram selecionados alguns estudos para exemplificar a aplicação da tecnologia de medição fasorial sincronizada nos planejamento da operação.

Análises de Ocorrências

A localização de faltas é atualmente uma importante tarefa para as concessionárias de energia elétrica, realizada na atividade de Análises de Ocorrências, onde são efetuadas simulações para verificar se a proteção atuou corretamente por meio da seqüência de atuações.

¹⁵ Modelo estático *polinomial* que caracteriza as cargas de acordo com a relação entre a potência consumida pelas mesmas e o módulo da tensão a elas imposta. Três tipos de carga são caracterizados:

- Impedância constante (Z_{cte}): a potência é proporcional ao quadrado da magnitude da tensão.
 - Corrente constante (I_{cte}): a potência é diretamente proporcional à tensão.
 - Potência constante (P_{cte}): a potência é constante, independentemente da tensão.
-

A importância do uso dos dados dos SMFS, se deve ao fato de que permitem a localização precisa de uma falta permanente em uma linha de transmissão, resultando significativa redução do tempo de recuperação da mesma pela equipe de manutenção, especialmente em áreas de difícil acesso. A rapidez e precisão na localização do ponto da linha sob defeito contribuem para o rápido restabelecimento do suprimento de energia e o pagamento de uma multa menor pelas concessionárias ao órgão regulador, além de fornecer importantes subsídios para a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção associados à linha de transmissão. No contexto do planejamento, tais informações dos SMFS possibilitam uma verificação mais apurada sobre as atuações dos esquemas previamente elaborados.

Os SMFS, através da maior precisão na localização dos pontos de defeito nas linhas de transmissão, possibilitam que procedimentos elaborados na etapa de planejamento proporcionem redução de custos na operação dos SEP.

A principal vantagem do uso da tecnologia de sincrofasores para a localização de defeitos não está calçada na precisão, mas sim na velocidade com a qual a informação está disponível para o usuário final devido ao uso da estrutura de comunicação nativa de sistemas de medição fasorial sincronizada. O avanço em relação à precisão da localização atualmente feita por diversos equipamentos se dá pelo fato que como os fasores das duas pontas estão sincronizados e disponíveis em um ponto central, permitindo o uso de algoritmos de duas pontas, mais imunes a uma série de problemas em relação aos tradicionais de uma ponta.

A Parcela Variável é um dos grandes motivadores para o uso deste tipo de solução para localização, visto que a velocidade na obtenção da informação da localização do defeito impacta diretamente no tempo de recomposição de uma linha, pois direciona as equipes de manutenção diretamente para o ponto do defeito.

Religamento Automático

As análises das atuações de Religamento Automático, executadas na fase de pré operação, se beneficiam com o uso dos SMFS porque incluem simulações de aberturas de linhas para verificar o comportamento do ângulo X tempo.

É feita uma verificação do ângulo de fechamento e da variação de potência acelerante de máquinas para determinação do instante ótimo de fechamento. Posteriormente, é analisada a energização da linha, iniciada através de cada um dos dois terminais. Em seguida, verifica-se a configuração dos reatores e a tensão na extremidade oposta, para se determinar a tensão de pré-energização. Varia-se o despacho de geração e o número de máquinas, caso seja necessário. Analisa-se o religamento com outra linha fora de serviço. Finalmente, simula-se o religamento automático satisfatório e se analisa a configuração atual e futura, nas várias condições de carga. Com o apoio destes estudos pré operacionais são determinados estes limites angulares.

Com o SMFS, a verificação da diferença angular de fechamento será mais precisa, e a implementação de religamentos automáticos e ECE serão mais efetivos, pelo fato de passarem a utilizar valores de ângulos medidos no SEP.

Proteção Adaptativa do Relé de Função *Out-of-step*

Uma aplicação da técnica de predição de instabilidade é fornecer a proteção adaptativa do relé de função *out-of-step*, que se adapta a variações das condições do sistema de potência. Relés *out-of-step* detectam a incidência de uma oscilação com a ajuda da impedância aparente vista pelo relé de distância. Com o desenvolvimento da oscilação, ocorre uma variação da impedância aparente. Através da sensível variação dos valores extremos da impedância aparente, e do tempo que leva para ocorrer estas variações, pode-se inferir o resultado da oscilação de potência (se será estável ou instável).

Os vários ajustes dos relés *out-of-step* são pré-determinados através de simulações de estabilidade transitória e de casos de fluxo de potência para todas as contingências prováveis durante a realização de estudos de planejamento do sistema. O problema existe quando a condição corrente do sistema de potência é substancialmente diferente das assumidas nas contingências estudadas. Os procedimentos mais apropriados seriam determinar tanto a natureza da oscilação em progresso quanto as localidades para separação em tempo real.

No planejamento, simula-se a perda de uma segunda linha que tem maior influência no carregamento da LT que está sendo analisada. Depois, monitora-se o R e o X vistos pelo relé. A seguir, ajusta-se os círculos do relé e função dos resultados da

simulação e do catálogo do relé (por exemplo: 40 ms para passar de um círculo para outro). Caso a simulação não indique que a oscilação entre na zona do relé, considerar uma variação de $250^\circ/\text{s}$ (180° em 0,7 segundos).

Se o resultado da oscilação de potência pode ser prognosticado pela observação em tempo real dos dados fornecidos pelas medições de fasores sincronizados, então uma resposta mais real da condição do sistema de potência pode ser fornecida.

Esquemas de Controle de Emergência

Conforme já tratado nos capítulos anteriores, os Esquemas de Controle de Emergência são freqüentemente implantados com o objetivo de se evitar *blecautes* e de melhorar o desempenho da recomposição do sistema após contingências em regiões do sistema elétrico.

Estudos, para definição das lógicas dos CLP do Esquema de Controle de Segurança (ECS) da Área Minas, estão sendo atualmente realizados pelo ONS em conjunto com a Cemig. A reavaliação das lógicas existentes do atual ECS de Jaguara 345 kV e a implementação de novas lógicas será realizada em função da evolução da topologia do SIN e da inclusão dos ECE existentes na região e de contingências a serem sugeridas pela Cemig.

A definição destas lógicas deve ser feita nos estudos e análises de ocorrências realizados nas etapas de planejamento da operação do SEP. Já em [Andrade 08] sugere-se que estas considerem a possibilidade de utilização das medições fasoriais de pontos onde já estão sendo determinadas as instalações de PMU no SFMS nacional, como forma de incluir ações relacionadas ao comportamento dinâmico do SEP.

Processo de Recomposição

Nos processos de recomposição de uma determinada região são avaliadas as seqüências cronológicas de recomposição do sistema elétrico, após uma perturbação total. Nestas análises é avaliado se o sistema apresenta comportamento estável e se a variação de potências acelerantes é inferior aos limites definidos.

O Processo de Recomposição do sistema elétrico se beneficiará com os SMFS. Normalmente, os estudos de planejamento deste processo consistem de uma sequência de simulações. Ajusta-se um fluxo de potência e, em seguida, uma linha é energizada. Considera-se um novo fluxo já com esta linha e energiza-se um transformador com carga. Assim, sucessivamente, o SEP é recomposto. Monitoram-se a frequência e a tensão das barras do sistema. São feitas várias simulações iniciando as energizações necessárias. São definidas as condições de pré-energização com várias alternativas, considerando indisponibilidade dos equipamentos.

A medição dos ângulos de fase entre os terminais de uma linha de interligação aberta ou um disjuntor aberto pode guiar o operador para o fechamento do disjuntor. O fechamento será comandado somente se a diferença angular estiver abaixo de um valor pré-determinado. O fato desta informação estar disponível em tempo real, possibilita a elaboração de estratégias de restabelecimento mais efetivas.

Do exposto acima, percebe-se a importância da identificação precisa dos limites operativos para o funcionamento adequado do SEP. Os estudos citados são feitos nas análises de pré-operação, para evitar que os problemas se repitam. Se as medições fasoriais já estiverem disponíveis, os ajustes dos casos e de representação de cenários desejados ficará facilitada e otimizará os resultados obtidos.

Devido à sua relevância, especial atenção merecem os estudos relativos ao processo de restabelecimento. Sendo assim, três exemplos foram selecionados para mostrar os benefícios do uso das PMU. São eles: (a) Recomposição da Malha Norte (b) Recomposição iniciada pela Usina de Queimado e (c) Ilhamento da Usina Hidrelétrica (UHE) Queimado.

7.4.1 Recomposição da Malha Norte

Na região norte de Minas Gerais, sob certas condições, a perda da LT 345 kV Três Marias - Várzea da Palma 1 pode provocar queda de tensão acentuada nas áreas de Montes Claros 2, Várzea da Palma 1 e em outras cidades vizinhas, violando os limites inferiores de tensão das faixas em contingência de barramentos de 138 kV da região, acarretando perda de carga de consumidores industriais. Além disto, pode causar sobrecarga em duas linhas de 138 kV e nos autotransformadores de 300/138 kV da SE

Três Marias. Esta contingência é considerada de alto risco dependendo do nível de geração das usinas da região, principalmente da UHE de Irapé.

Na figura 7.3 é mostrado o diagrama simplificado do sistema elétrico da região mencionada.

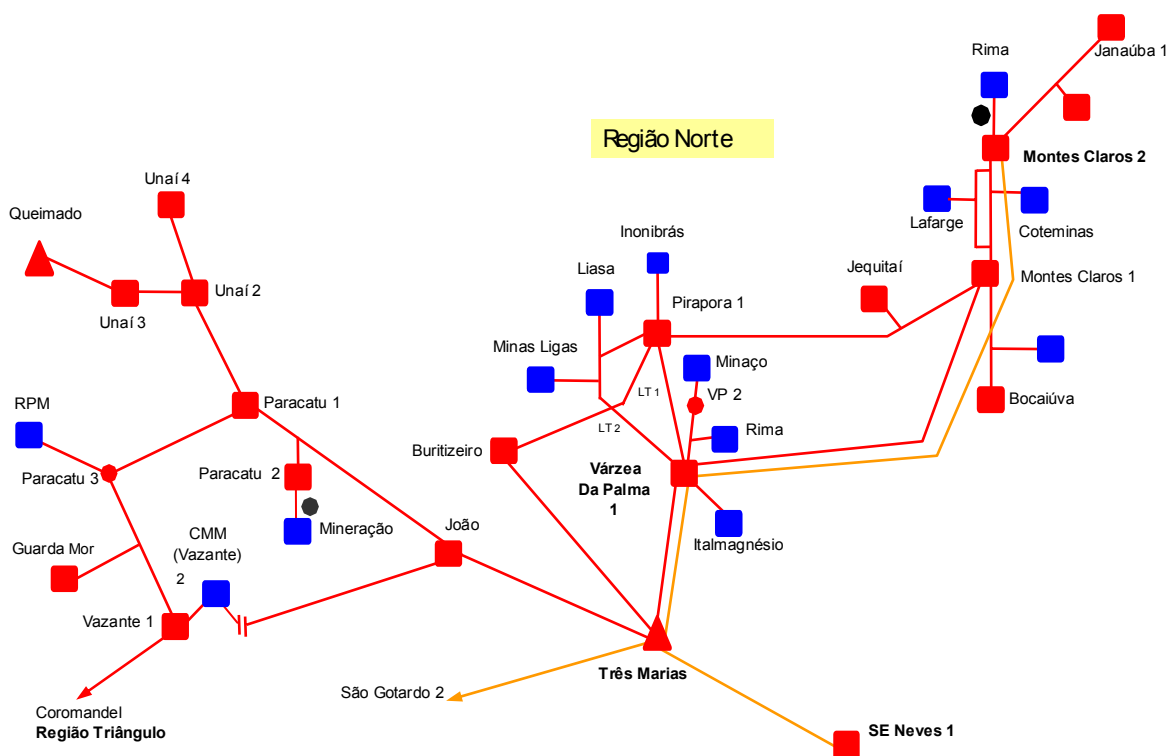


Figura 7.3 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO NOROESTE DE MINAS GERAIS

A análise da recomposição desta área pode ser vista nas referências [Andrade,06] e [Anjos, 07], que investigam o *blecaute* da região Norte gerado pela contingência. Os resultados levam às seguintes medidas:

- Havendo *blecaute* na Região Norte e permanecendo o transformador T10 de Três Marias desenergizado, estabelecer o sistema conforme instruções e procedimentos vigentes na Cemig, iniciando por Três Marias, inclusive sincronizando as unidades geradoras que estavam em operação antes da contingência.

- Havendo *blecaute* na Região Norte e permanecendo o transformador T10 de Três Marias energizado por São Gotardo e/ou Neves 1 seguir os seguintes procedimentos:
 - Restabelecer um montante de 85 MW energizados a partir do 138 kV na SE Três Marias até a SE Montes Claros 2 (através da recomposição das linhas de 138 kV da região).
 - Energizar um transformador 345/138 kV da SE Montes Claros 2 pelo lado de 138 kV
 - Energizar a LT 345 kV Montes Claros 2 com o reator de 50 Mvar ligado nesta LT
 - Sincronizar as unidades geradoras de Irapé em paralelo
 - Energizar a LT 345 kV Montes Claros 2 / Várzea da Palma 1 por Montes Claros 2
 - Restabelecer mais carga da região até os limites de atendimento da área Norte.

Como exemplo de otimização deste processo com a utilização dos SMFS é importante evidenciar o religamento da LT 138 kV João Pinheiro – Três Marias na etapa de recomposição das linhas de 138 kV. Na análise deste religamento, os estudos demonstraram que não existe grande variação de potência acelerante das unidades geradoras da UHE Queimado, ficando em 2% da nominal, e que a diferença angular entre os barramentos de 138 kV de João Pinheiro e Três Marias, que era inicialmente de 19° , caiu para 5° após o fechamento da linha, como pode ser observado nos gráficos 7.1 e 7.2.

Gráfico 7.1 - **VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA DE QUEIMADO**

A+PACE 4039 10 QUEIMADO-3GR

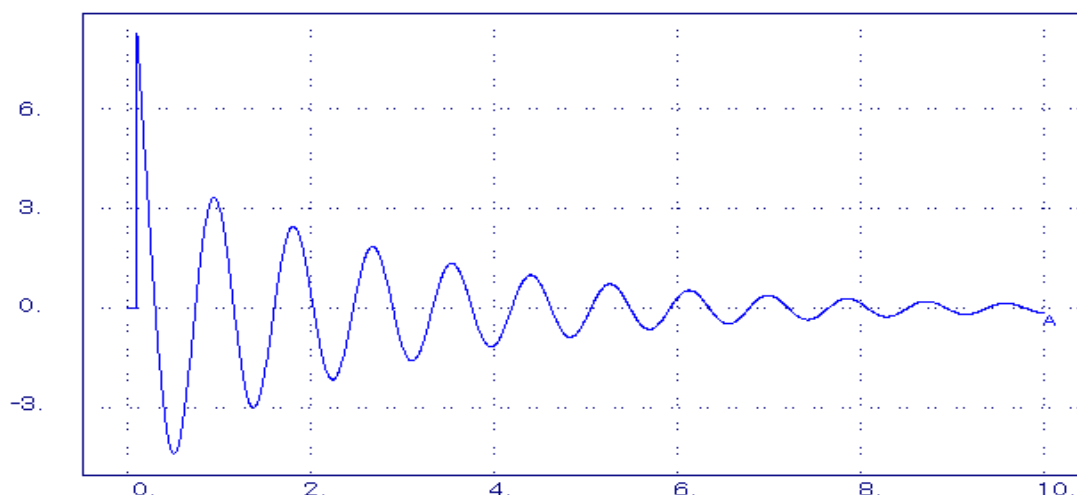
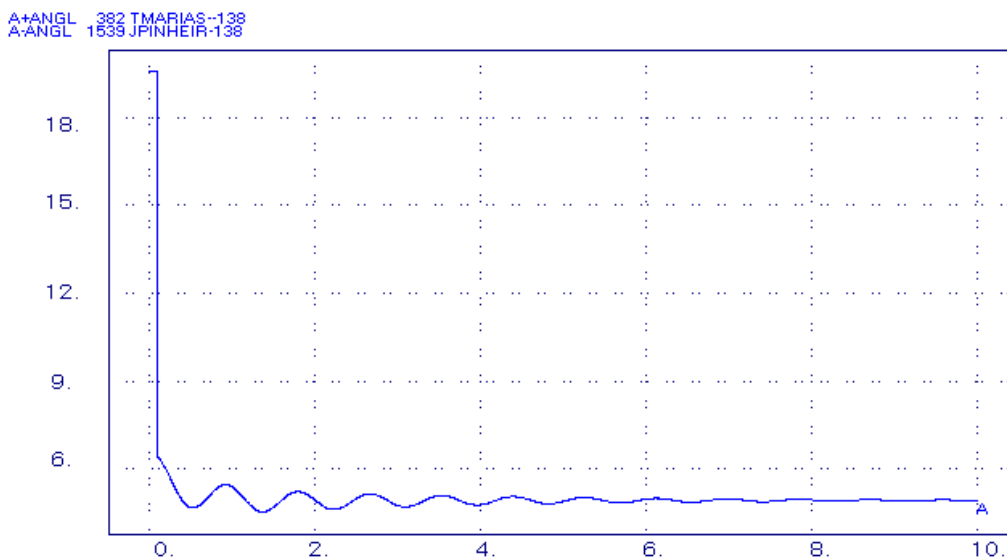


Gráfico 7.2 - **VARIAÇÃO ANGULAR ENTRE OS BARRAMENTOS DA LT 138 kV JOÃO PINHEIRO - TRÊS MARIAS**



Na etapa de fechamento em anel da LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma 1, deverão estar operando duas unidades geradoras na UHE Irapé, para o cenário de carga da região norte. Nestas condições, o ângulo entre os terminais do disjuntor do fechamento da LT em anel ficará em torno de 20° . Caso não seja possível sincronizar uma segunda unidade geradora na UHE Irapé, deve ser realizado um corte de carga na área de Montes Claros. Este corte de carga deve ser feito baseando-se na medição do ângulo através do estimador de estado, pois atualmente a Cemig ainda não possui um SMFS. Neste caso, cada corte de carga de 10MW, corresponde à redução de aproximadamente 3° no ângulo de fechamento.

Com a utilização do estimador para verificar o ângulo de fechamento de 20° percebe-se que haverá uma aproximação e não uma avaliação precisa dos pontos de medição. Outra forma de se obter este ponto seria avaliando a medição do fluxo de potência ativa na LT 138 kV Montes Claros 1 – Várzea da Palma 1, na SE Várzea da Palma 1. O fluxo em torno de 60 MW corresponde ao ângulo de fechamento de 20° .

Do exposto acima, evidencia-se, mais uma vez, a aproximação feita para a obtenção do ângulo com estas relações de correspondência. O ideal seria se basear na medição direta do ângulo, perfeitamente possível através de um SMFS.

7.4.2 Recomposição Iniciada pela Usina de Queimado

Neste item é apresentado o processo de recomposição da região Noroeste de Minas Gerais, através da Usina de Queimado da Cemig, e a formação de ilha devido à perda de linhas de 138 kV.

O processo de recomposição iniciado pela Usina de Queimado agiliza o atendimento à carga da região, independente das condições externas.

A usina possui 3 unidades geradoras de 35 MW cada. Os estudos de recomposição são feitos através de análises de regime permanente e dinâmico para avaliar se o sistema apresentou, no restabelecimento, um desempenho satisfatório de acordo com condições de recomposição estabelecidas. Estas condições são determinadas por critérios do ONS, mais especificamente pelo submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. [ONS, 08]

A tabela 7.1 mostra as variações admitidas pela Cemig para as grandezas elétricas, tensão e frequência, durante a energização ou rejeição de carga.

Tabela 7.1 - Variação dos limites de frequência e tensão

GRANDEZA	MÍNIMO	MÁXIMO
Freqüência	55 Hz	65 Hz
Tensão Dinâmica - Barramentos 138kV	85%	115%
Tensão em Regime - Barramentos 138kV	90%	107%

Para a avaliação do *fechamento do paralelo* entre Usinas, conforme os Procedimentos de Rede, devem ser usados os valores de referência:

- máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal;
- máxima defasagem angular igual a 10° ;
- máxima diferença de frequência igual a 0,2 Hz.

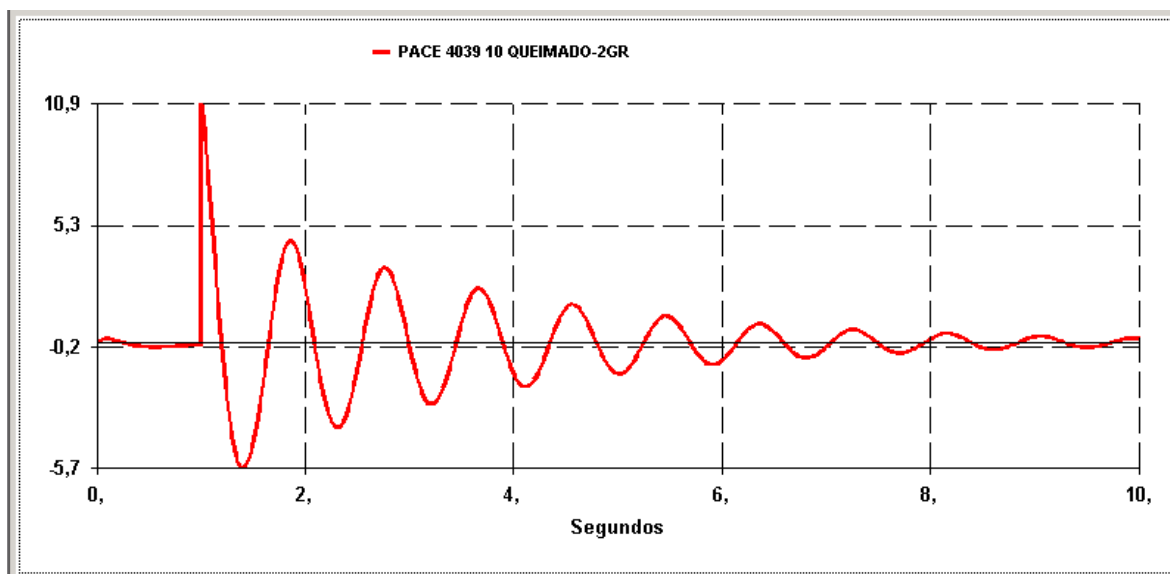
Além destas condições, são avaliadas nos estudos de recomposição as rejeições de carga nas subestações durante o período em que a Usina de Queimado estivesse operando radialmente.

Os resultados deste estudo são a definição e a ordem dos procedimentos para recomposição do sistema em questão. Neste caso específico, os procedimentos podem ser verificados no relatório [Anjos,05] realizado pela Cemig, para recomposição da região Noroeste do Estado de Minas Gerais, através da UHE Queimado em perturbação total. Como as subestações ao longo deste corredor de recomposição não são operadas, utiliza-se, como premissa, a coordenação do processo de energização de linhas de transmissão pelo Centro de Operação da Distribuição.

Após a análise e definição da recomposição das linhas de 138 kV, é analisado o fechamento em paralelo da Usina de Queimado com a Usina de Três Marias, que poderá já estar sincronizada com outras usinas da empresa, dependendo do processo de recomposição.

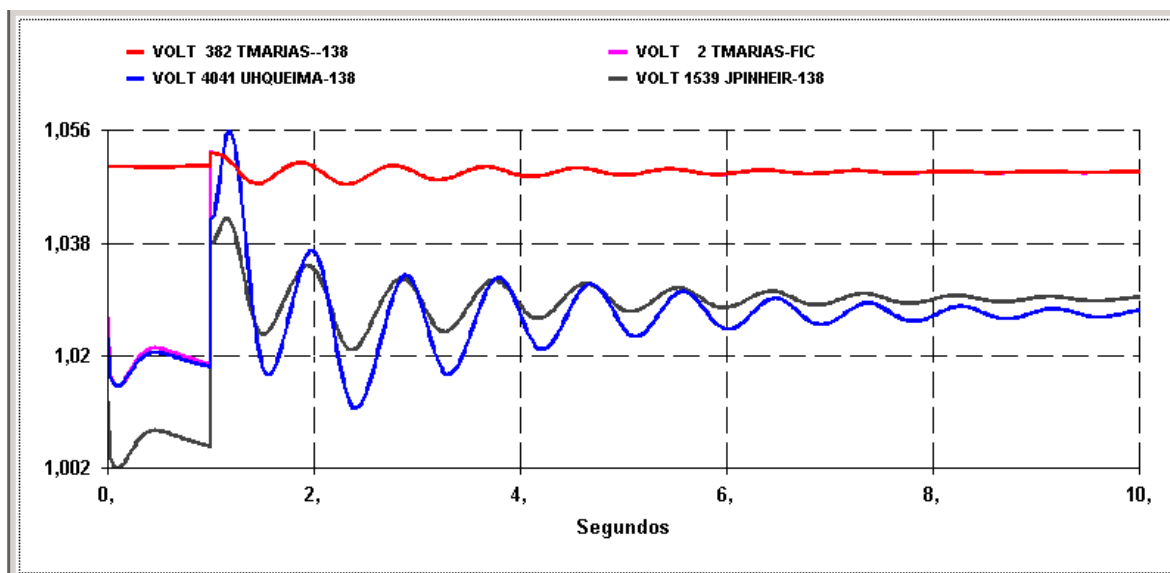
Os valores de variação de potência acelerante, variação de tensão e angular nas usinas de Queimado e Três Marias são comparados aos valores dos critérios descritos anteriormente, que são mostradas nos gráficos 7.3, 7.4 e 7.5.

Gráfico 7.3 - **VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ACELERANTE NA USINA DE QUEIMADO**



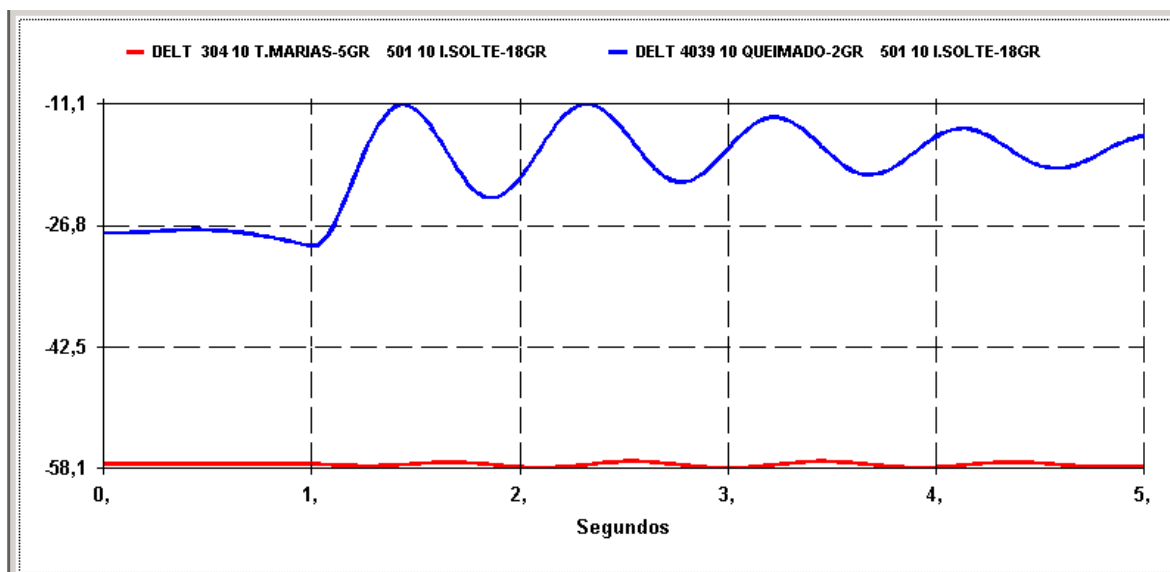
No gráfico 7.3 pode-se observar que a variação instantânea de potência ativa na Usina de Queimado é da ordem de 10 %, sem restrição.

Gráfico 7.4 - VARIÇÃO DAS TENSÕES NOS BARRAMENTOS DE 138 KV DE JOÃO PINHEIRO E DAS USINAS DE TRÊS MARIAS E DE QUEIMADO



No gráfico 7.4 observa-se a variação das tensões nas usinas de Três Marias e Queimado e na LT 138 kV João Pinheiro – Três Marias.

Gráfico 7.5 - VARIÇÃO ANGULAR NAS USINAS DE TRÊS MARIAS E DE QUEIMADO



No Gráfico 7.5 observa-se a variação angular das usinas de Três Marias e Queimado .

Depois da interligação da UHE Queimado a Três Marias e esta a Emborcação, parte-se para o fechamento do anel pelo 138 kV que interliga as Malhas Regionais Norte e Triângulo. Para o fechamento de linhas de transmissão do sistema Cemig em anel é observado um ângulo máximo de 30° e a abertura angular máxima esperada nesta simulação é da ordem de 20°. O valor da corrente instantânea (bem como sua duração) também é importante para avaliar a viabilidade do fechamento em anel. A medição deste ângulo por um SMFS melhoraria a performance desta interligação.

É também importante ressaltar que o valor obtido nos estudos de simulações da abertura angular máxima esperada nesta simulação poderia ser comparado com valores de medições fasoriais de PMU, complementando-se este estudo com os dados validados destas medições.

Do exposto acima, pode-se perceber a importância dos valores de medições fasoriais de PMU na definição dos processos de restabelecimento. Valores de fasores, de diferenças angulares, de correntes instantâneas, bem como das variações destas e de outras grandezas estão intimamente inseridas nas estratégias de restabelecimento. Implantado o SMFS, as instruções de recomposição geradas pelos estudos podem incorporar passos que admitem a medição fasorial. Além disto, comparando-se os valores medidos àqueles das instruções, os estudos podem ser sempre atualizados e validados, tornando o processo de restabelecimento mais seguro e confiável.

7.4.3 Ilhamento da UHE Queimado

Neste exemplo, o estudo de ilhamento da UHE Queimado com a SE Unai 3, quando da perda e indisponibilidade da LT 138 kV Unai 3 - Paracatu 1, seção Unai 3 - Unai 2, desconsiderando atuação de proteção, são avaliadas as condições dos controles dos reguladores das máquinas da UHE Queimado e feito o levantamento das limitações operativas dos conjuntos Turbina/Gerador desta instalação.

Como resultado desta análise, seguem as seguintes recomendações:

1. caso na contingência haja o desligamento da UHE Queimado e estando indisponível total ou parcialmente a LT 138 kV Unai 3 - Paracatu 1, deverá ser
-

- iniciado o processo de recomposição da usina com a SE Unai 3, conforme procedimentos atuais;
2. o Consórcio UHE Queimado deve avaliar possíveis restrições quanto às faixas operativas das máquinas da usina, em função da variação de carga da SE Unai 3, para adequação do número máximo de máquinas que supririam as cargas;
 3. depois de liberação para a operação da LT 138 kV Unai 3 - Paracatu 1, para que se possa fazer o fechamento do paralelo entre a UHE Queimado e o sistema, será necessário o desligamento da LT 138 kV Unai 3 - Queimado, com conseqüente desligamento temporário das cargas de Unai 3.

Observações importantes :

- existe necessidade de melhoria dos ajustes dos controladores da UHE Queimado para viabilizar seu atendimento radial a SE Unai 3;
- no momento da perda da LT 138 kV Unai 3 - Paracatu 1, para as condições de operação mais comuns, são esperados elevados valores de freqüência na usina de Queimado;
- durante o processo de ilhamento o desempenho da usina de Queimado não variou de forma significativa em função da presença ou não de curto-circuito pré-abertura da LT.

O item 3 acima descrito ocorre devido ao fato de que, além destas subestações não serem operadas, ou seja, não possuem operador, também não possuem sincronoscópio, instrumento utilizado para análise do ângulo de fechamento em paralelo de dois sistemas. Ou seja, o processo de recomposição se tornou um pouco mais demorado devido ao fato da inexistência de equipamentos que poderiam facilitar a medição de tensão, ângulo e freqüências necessários para o fechamento em paralelo.

A existência de PMU com a sua medição de fasores e freqüência poderia otimizar estes processos, com um ganho de otimização do tempo de recomposição e, até mesmo, automatização do processo, caso desejado. Como conseqüência desta simplificação do processo de recomposição, haveria redução das etapas envolvidas. Isto diminuiria o número de procedimentos, reduzindo o número de ações indicadas nas Instruções Operativas dos operadores, tornando o processo de recomposição mais seguro e confiável.

Nem todas as subestações da Cemig possuem sincronoscópio. Com o planejamento de uma rede de medição fasorial consciente das principais necessidades de aplicações das empresas, estes pontos podem ser cobertos com a utilização de PMU.

7.5 Considerações Finais

O contexto atual do setor (ambiente competitivo, busca por menores custos e maior qualidade de energia, maximização da disponibilidade de ativos etc.) exige que as empresas se posicionem de forma ativa e determinada, otimizando seus recursos e integrando de maneira bem estreita todas as suas áreas e seus diversos níveis gerenciais.

Conforme já citado, os custos de infra estrutura e *links* de comunicação afetam o número de PMU a serem instaladas no sistema elétrico. Assim, a definição apropriada da aplicação do uso desta tecnologia é uma questão que deve ser bem analisada e resolvida pelas empresas do setor.

Esta análise deve ser realizada antecipadamente à aquisição dos equipamentos para auxiliar a tomada de decisões acerca da forma mais otimizada possível para implantação do SMFS, atendendo tanto aos requisitos do SIN quanto às necessidades de cada Agente individualmente. É importante fazer um planejamento antecipado da utilização dos dados fasoriais sincronizados de maneira integrada com sistemas já existentes ou em planejamento para cada empresa.

Uma questão a ser observada diz respeito à necessidade de se avaliar os ganhos das aplicações da tecnologia de PMU sob o ponto de vista de implementação prática e não puramente acadêmico, como se tem feito em alguns casos. É importante dizer que os custos ainda são muito elevados. Enfatiza-se, portanto, que a empresa ainda deve fazer uma avaliação de custo/benefício em cada caso específico, para verificar se o benefício financeiro compensaria o investimento.

Neste capítulo foi discutida a utilização de medição fasorial em alguns processos específicos do planejamento elétrico da operação. Trata-se de uma proposta inovadora, uma vez que nestes processos, até o momento, não têm sido realizados planos que

considerem aplicações desta tecnologia. A título de exemplo foi utilizada a descrição de alguns processos da Cemig, porém, vale lembrar que as aplicações em alguns casos devem ser personalizadas e desenvolvidas especificamente para a área analisada. Isto quer dizer que um mesmo aplicativo nem sempre poderá ser utilizado diretamente em outra empresa, ou mesmo dentro da mesma empresa, quando monitorando áreas diferentes. Este é ainda um grande desafio a ser enfrentado para uma maior disseminação e utilização das tecnologias de medição fasorial.

8

CONCLUSÕES

Conforme estudo realizado durante a elaboração desta dissertação, constata-se que os sistemas de transmissão em diversos países do mundo estão operando dentro da sua capacidade máxima, deixando pouca margem para manobra. O aumento considerável dos *blecautes* já relatados, deixando vários países sem energia elétrica e trazendo grandes prejuízos financeiros, comprova que os sistemas estão ficando mais complexos e sendo operados além da capacidade para que foram planejados.

Tal fato incentivou o desenvolvimento de medidas corretivas e principalmente preventivas, para se evitar situações críticas para o SEP. A necessidade de novos investimentos se tornou prioritária. Porém, a dificuldade de se obterem recursos financeiros fez com que as empresas, instituições e fornecedores se unissem para levantar soluções compatíveis e eficientes para solucionar os problemas que se apresentam. É nesta realidade que se encontram hoje as empresas do setor elétrico. Esta troca de experiências entre as diversas áreas mostra que deve-se aprender com os erros e ocorrências, para se evitar possíveis *blecautes* e operar os sistemas com maior segurança.

Neste contexto surgiram os SMFS, para revolucionar a operação dos sistemas elétricos. A forma com que estes sistemas de medição estão sendo implantados se diferencia dos anteriores pela união e compartilhamento de informações no intuito de se obterem melhores soluções operativas. Conforme indicado nesta dissertação, pode-se constatar que os SMFS estão sendo intensivamente desenvolvidos em vários países em todo o mundo, principalmente devido à crescente necessidade de se obter visibilidade de grandes áreas. Adicionalmente, percebe-se que a medição fasorial tem se tornado cada vez mais atrativa à medida que os produtos tecnológicos se modernizam e as redes de comunicações são expandidas. No Brasil, a implantação da medição sincronizada de fasores em sistemas de transmissão com as dimensões do sistema nacional pode ser considerada, hoje, uma experiência única no mundo.

Percebe-se que a tecnologia nos SMFS já se encontra em franca evolução, com vários potenciais aplicativos disponíveis à tomada de decisão em atividades de tempo real e de

estudos. A dissertação procurou mostrar as vantagens da implantação dos SMFS, indicando os ganhos obtidos em diversos processos utilizados na operação do sistema elétrico.

Entretanto, a pesquisa concluiu, também, que muitas aplicações ainda precisam ser desenvolvidas e amadurecidas. Na realidade, o potencial de novas aplicações dos dados fasoriais sincronizados é amplo, constituindo campo aberto a investigações. Para que tal potencial possa ser explorado, acredita-se ser importante o conhecimento dos conceitos básicos relacionados ao comportamento do SEP e aos aspectos tecnológicos dos SMFS. A presente dissertação vem atender à necessidade de um texto composto pelas principais informações relacionadas ao tema, auxiliando principalmente aqueles que nele se iniciam.

Uma das contribuições mais significativas deste trabalho é propor que as aplicações das PMU sejam desenvolvidas de forma integrada, considerando as diversas etapas da operação. Tal proposta implica a união de conhecimentos e experiências das diversas equipes envolvidas (estudos e tempo real) e a integração das aplicações a partir da concentração dos dados de medições fasoriais em concentradores nos Agentes.

Outra contribuição importante do trabalho é a identificação da melhoria dos processos e dos ganhos quando se utiliza a tecnologia de medição fasorial. Dos estudos apresentados, percebe-se que, nas análises pós-operativas que avaliam tanto a parte sistêmica quando a atuação de proteções, as melhorias só serão efetivas à medida em que se tiver uma maior quantidade de medições sincronizadas instaladas.

Observa-se que os novos aplicativos a serem implantados poderão correr em paralelo com os já existentes, até estarem devidamente testados e aptos a substituírem os atuais. Esses aplicativos deverão ser mais flexíveis operacionalmente, podendo ser alterados ou modificados com maior facilidade para que possam absorver as mudanças que ocorrerem ao longo do processo de implementação.

Apesar de todos os benefícios esperados com o uso das PMU, ressalta-se que toda transformação e mudança para melhoria de qualquer processo deve ser encarada com muita seriedade e critério, pois pode resultar situações de maior risco não previstas. Nos sistemas elétricos, os riscos estão sempre presentes e é dever dos profissionais do setor elétrico detectá-los e tentar minimizá-los de acordo com critérios técnicos estabelecidos.

Uma abordagem equivocada dos riscos pode tornar o SEP mais vulnerável. Nesse sentido, a entrada em operação de SMFS merece cuidados e cautela em todas as fases de implementação e no decorrer do período experimental, até que haja total domínio desta nova tecnologia.

Como propostas de continuidade, sugere-se que se invista no desenvolvimento de aplicativos específicos para cada processo da operação do SEP. Não foi objetivo desta dissertação esgotar o assunto, pois muito há de se desenvolver em termos das aplicações do SMFS. Diante disto, considera-se que o trabalho consitui um ponto de partida para uma série de aprofundamentos e investigações sobre uma maior empregabilidade, acessibilidade e facilidade de aplicação desta tecnologia nos processos de operação do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Abreu, 07] ABREU, J.P.; PARENTONI, M.F.C.; ASSUNÇÃO, F.; SILVEIRA, P.P.M. **Comparação dos Métodos de Localização de Falhas Baseado na Teoria de Ondas Viajantes e na Medição Fasorial Sincronizada**. XII ERIAC - Encontro Ibero Americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, maio 2007
- [Andrade,08] ANDRADE, S.R.C.; VALE, M.H. **Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada - PMU nos Processos de Planejamento Elétrico da Operação da Cemig**. STPC- Seminário Técnico de Proteção e Controle em Belo Horizonte, MG - jun. 2008
- [Andrade,06] ANDRADE,S.R.C.;CAFE,F.F. **Recomposição da Malha Regional Norte sem unidades geradoras na UHE Três Marias** Relatório interno da PO/PL - Cemig- setembro de 2006
- [ANEEL, 07] Consulta obtida no site oficial da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>, pesquisado no mês de setembro de 2007.
- [Anjos, 05] ANJOS, R.D. **Recomposição da Região Noroeste do Estado de Minas Gerais através da UHE Queimado em Perturbação Total**. GT/PO - Relatório Interno da Cemig. Minas Gerais, Brasil. mai. 2005.
- [Anjos, 07] ANJOS, R.D. **Atendimento a Região Norte de Minas Gerais - PO/PL** - Relatório Interno da Cemig. Minas Gerais, Brasil, out 2007.
- [Baldwin, 93] BALDWIN, T.L.; MILI, I.; BOISEN JR, M.B.; ADAPA, R. **Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement**. Artigo da Revista IEEE Transaction on Power Systems, vol. 2, mai. 1993
- [Bilke, et al] BIIKE, T (ISO); DYER, J.; PARASHAR, M. (Electric Power Group). **EIPP - Real Time Dynamics Monitoring Systems**. Artigo obtido no site www.electricpowergroup.com e do www.phasor.pnl.gov
- [Bretas, 00] BRETAS, N.G.; ALBERTO, L.F.C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. EESC USP - Universidade de São
-

- Carlos - edição de 2000
- [Bruno, 06] BRUNO, S.; BOSE, A.. **Emergency Control Assessment for mitigating the effects of cascading outages**. EUA - Cigré, 2006.
- [Borba, 06] BORBA, G.; PIRES, R. **Vantagens da instalação para as empresas de transmissão e para o operador Nacional do Sistema de PMU/SPMS (Unidade de Medição Fasorial/ Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada)**. XSEPOPE, Florianópolis, Brasil, 21-25 mai. 2006.
- [Calero, 07] CALERO, F.; RIVERA, M.; CRUZ, M. **Reporte Sobre Sincrofasores Y un Sistema Sencillo para su Visualización en un Sistema Eléctrico de Potencia**. XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ, Foz do Iguazú - Brasil, 20-24 mayo 2007.
- [Cepel, 08] CEPTEL - Centro de Pesquisas do Setor Elétrico. **Cursos sobre programas computacionais para simulações de análises da operação de sistemas elétricos de potência**. 2008.
- [Cesep, 05] CESEP - **Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência** - LRC/UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais-2005
- [Chaves, 01] CHAVES, F.S. **Proposta de Procedimento para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - CPDEE - Universidade Federal de Minas Gerais, 107 p., 2001.
- [Chaves, 02] CHAVES, F.S.; VALE, M.H.M. **Controle de Tensão e Compensação Reativa - Procedimento Aplicado à Expansão de Sistemas Elétricos**. IX CBA - Congresso Brasileiro de Automática, Natal, set. 2002.
- [Ciro, 06] CIRO, D.; DANELLI, A.; POZZI, M.; CECEE, S.; GIANUZZI, G.; SFORNA M. **Wide Area Monitoring and Control System ; the Italian research and development**. TERNA e CESI - Bienal do Cigré, 2006.
- [Cortez, 01] CORTEZ, A. N. **Critério e Procedimentos para Avaliação da Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência**.
-

- Dissertação Mestrado em Engenharia Elétrica, 210p, UFMG, Belo Horizonte, 2001.
- [Cortez, 00] CORTEZ, A. N. ***Crítérios para Estudos de Estabilidade Dissertação de Mestrado*** - UFMG, 2000
- [Decker, 05] DECKER, I.C.; SILVA, A.S.; MARINI, R.L.V. ***Melhoria da estabilidade angular de sistemas elétricos usando medição fasorial***. SNTTE, Curitiba, Brasil, 16-21 out. 2005.
- [Decker, 07] DECKER, I.C.; SILVA, A.S.; MARINI, R.L.V. Protótipo do Sistema de Medição Fasorial. SNTPEE, Curitiba, Brasil, 16-21 out. 2007.
- [EIPP, 07] PARASHAR, M.; DYER, J; BILKE, T. ***EIPP - Real Time Dynamics Monitoring System***. (Electric Power Group, Midwest ISO from Eastern Interconnection Phasor Projects, or NASP). EUA, 2007.
- [EIPP Project] ***EIPP Project Information***. Disponível em: <<http://phasors.pnl.gov>>. acessos em 2006 e 2007.
- [Fabiano, 03] FABIANO, L.; OLIVEIRA, W. ***Esquemas de proteção sistêmica baseados em novos princípios***. VII STPC, Rio de Janeiro, 22-27 jun. 2003.
- [Fabiano, 05] FABIANO, L.; SOARES, M.; CAVIOLA, M.; BERTSH, J. (ABB). ***Customer Benefits of Systems for Wide Monitoring & Control*** artigo apresentado VII SNTPC - ABB, Rio de Janeiro, Brasil, jun. 2005.
- [GCOI, 99] GCOI/ONS/ELETOBRÁS/CEPEL. ***Análise dos ECEs existentes e definição das lógicas de atuação dos esquemas de controle de segurança***. Relatórios da Comissão Mista GCOI/ONS/ELETOBRÁS/CEPEL. out. 1999.
- [Guzman, 02] SCHWEITZER, E. O.; GUZMAN, A.; GABRIEL B.(USA). ***Medição fasorial sincronizada dos relés de proteção para controle, e análise de sistemas elétricos de potência***. 29th annual Western Protective Relay Conference, Washington, out. 2002.
- [Guzman, 04] GUZMAN, A.; MARTIN, K.; ***Local Area Network Protection Systems improve Power System Reliability***. SEL - Schweitzer Engeneering Laboratories - 2004.
-

- [Guzman, 07] SCHWEITZER, E. O.; GUZMAN, A.; ZWEIGLE, Greg; LEON, Jean; MARTINEZ, Enrique; JUARÉS, Nicolas. **Usando a diferença angular dos fasores sincronizados para proteção e controle de áreas abrangentes do sistema**. SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, out. 2007.
- [IEEE, 95] IEEE, 1344. **IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems**. 1995
- [IEEE, 00] IEEE, C37.118. **IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems**. 2000.
- [IEEE, 04] **Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance**. IEEE Power Engineering Society General Meeting in Denver, Colorado. 8 jun. 2004.
- [IEEE, 05] IEEE, PC 37.118, Draft 7.0. **IEEE Draft for Standard for Synchrophasors for Power Systems**. jun. 2005
- [Julian, 00] JULIAN, D.E., SHULZ, R.P.; DAMIR NOVOSEL, K.T. Vu; QUAINANCE, W. **Quantifying Proximity to Voltage Collapse Using the Voltage Instability Predictor (VIP)**. Power Engineering Summer Meeting , vol. 2 , p. 931, jul. 2000.
- [Kakimoto, 06] KAKIMOTO, N.; SUGUMI, M.; MAKINO, T.; TOMIYAMA, K. **Monitoring of Interarea Oscillation Mode by Synchronized Phasor Measurement**. Kyoto University and Kansau Electric Power Company O, Osaka. IEEE feb. 2006.
- [Karlson, 06] KARLSON, D. **Wide Area Protection and Emergency Control**. Gothia Power AB Sweden - T&D Conference and Exposition, Dallas, Texas, mai. 2006.
- [Kema,06] KEMA Consulting **Brazilian Phasor Measuring System Architecture Design** , sept. 2005
- [Kundur, 94] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Electrical Engineering Series -EPRI Editors, 1176p, 1ª ed., New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
-

- [Lee, 97] LEE, S. ***In search of the holy grail of PMU applications for visualization and prediction of cascading outages***. EPRI - Electric Power Research Institute. NASPI Meeting, Carson, Califórnia, 10 may. 2007.
- [Leirbukt, 04] LEIRBUKT, A.; UHLEN, K.; PALSON, M. T.; GJERD, J. O.; VU, K.; KIRDELUTEN, O. ***Voltage Monitoring and Control for Enhanced Utilization of Power Grids***. Power System Conference and Exposition, IEEE PES , vol. 1, p. 342, out. 2004.
- [Lopes, 08] LOPES G. M. ***Proposta de Estratégia para Agilização do Controle Restaurativo de Sistemas Elétricos de Potência***. Dissertação de Mestrado - PPGEE / UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.
- [Martin, 06] MARTIN, E.K. ***Phasor Measurement Systems in the WECC***. Bonneville Power Administration, Vancouver, WA. International Conference on Critical Infrastructure, Alexandria, VA, set. 2006.
- [Martin, 07] MARTIN, E.K.; HAUER, J.; HUANG, Z. ***Current Status and Experience of WAMS - Implementation in North America***. IEEE Members. 2007
- [Moraes, 06] MORAES, Rui. ***Business Case: Justification for Brazil PMU System***. ONS no Working Group Meeting, ST. Louis, MO-USA, 26 set. 2006.
- [Moraes, 07] MORAES, Rui; HU, Yi; NOVOSEL, Damis; VOLSKIS, Hector; MANO, Rui; GIOVANINI, Renan; SARDINHA, Celso; CENTENO, Vigílio. ***Arquitetura do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN - Requisitos e Aplicações***. ONS - KEMA Consulting - Intrasource Technology - Virginia Tech - XIX SNPTTE - Seminário Nacional de Proteção, Medição e Controle em Sistemas de Potência - 2007.
- [Moraes, 07b] MORAES, Rui; HU, Yi; NOVOSEL, Damis; VOISKIS, Hector; MANO, Rui; GIOVANINI, Renan; SARDINHA, Celso; CENTENO, Vigílio. ***Synicrofasor activities in Brazil***. NASPI Meeting, Canadá, USA, set. 2007.
- [Mundim, 96] MUNDIM, M. V.. ***Sistema Inteligente de Apoio ao Restabelecimento***. Dissertação de Mestrado - PPGEE / UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1996.
-

- [Naspi, 07] North American SynchroPhasor Initiative. **Functional Specifications for NASPI RTDMS - Real Time Dynamics Monitoring Systems - Enhancements**. Electric Power Group, CERTS, jan. 2007.
- [Novosel, 06] NOVOSEL, D. **Operando no Limite Máximo**. Canal Energia - Entrevista em 09 de junho de 2006.
- [ONS, 01] **Procedimentos de Rede** elaborados pelo ONS e com primeira homologação pela ANEEL em 23/07/2001.
- [ONS, 08] ONS - Operador Nacional do Sistema. **Procedimentos de Rede - Módulo 6 - Planejamento e Programação da Operação Elétrica**. Revisão 04 mar. 2008.
- [Papazoglou, 06] PAPAZOGLU, T.M. (GREECE) et al. **Impact of existing and innovative Control Centre Operators Performance**. Cigré , 2006.
- [Parashar et al] PARASHAR, M.; DYER, J.; BILKE, T. **EIPP- Real Time Dynamics Monitoring System**. Electric Power Group, Midwest ISO from Eastern Interconnection Phasor Projects, or NASP, EUA.
- [Phadke, 88] PHADKE, G.; THORP, J.S.; HORROWITZ, S.H.; BEGOVIC, M.M. **Some Applications of Phasor Measurements to Adaptive Protection**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, nº 2, mai. 1988.
- [Phadke, 93] PHADKE, G. **Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview**. Virginia Tech, Blacksburg, Virginia, USA, 1993.
- [Phadke, 94] PHADKE, G.; BURTS, M.M.; CEASE, T.W.; CENTENO, V. ; MURPHY, R. J. **Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event**. USA, 1994.
- [Phadke, 02] PHADKE, G. **Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview**. Virginia Tech, Blacksburg, Virginia, USA, 2002.
- [Price, 06] PRICE, E. **Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control**. ABB ilc., 2006.
-

- [Price, 06b] PRICE, E. **Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control**. 59 th Annual Conference for Protective Relay Engineers, IEEE 2006.
- [PSS/E 98] **PSS/E - Power System Simulator for Engineering**. Versão 26.2.1, Pacote Computacional e Manual do Usuário, 1998.
- [Reason, 06] **Treinamento sobre Sistema de Medição Fasorial**. Promovido pela Reason Tecnologia S.A., 15 ago. 2006
- [RE 3. 308, 05] **Avaliação da Segurança de Tensão na área Minas Gerais**. Relatório Interno do Operador Nacional do Sistema - ONS - Grupo de Trabalho GTMG com integrantes do ONS e da Cemig, 2005.
- [Taylor, 00] TAYLOR, C. **Wide-Area Stability and Voltage Control**. VII SEPOPE, mai. 2000.
- [Taylor, 04] TAYLOR, C.; KUNDUR, P. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE /CIGRÉ Joint task Force on Stability Terms and Definitions - IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, mai. 2004.
- [Taranto, 07] TARANTO, N.G. (COPPE/UFRJ); CORSI, S. (CESI/Milão-Itália). **Avaliação do risco de colapso de tensão em tempo real baseado em medição fasorial**. SNTPEE - Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 14-17 out. 2007.
- [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, 98] VALE, M.H.M. e outros. **Controle Automático de Tensão - CAT**. Projeto: UFMG/CEMIG, 1987/1998.
- [Vale, 99] VALE, M.H.M.; LAMEIRAS, M.S. **CAT - Controle Automático de Tensão - Pacote Computacional para Controle Sistêmico de Tensão no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG**. XV SNTPEE, Grupo IX, Foz do Iguaçu, Brasil, Out. 1999.
- [Vale, 00] VALE, M.H.M.; CARDOSO, R.M; SILVEIRA, S.F. **Electric Power System Voltage Control**.VII SEPOPE, Curitiba, Brasil, mai. 2000.
-

- [Vale, 05] VALE, M. H. M.; CHAVES, F. S.; SILVA, B. A. C.; MARIANO, L.; VALADARES, J. R. ***Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão***. CITENEL (Congresso de Inovação Tecnológica em Energia), Florianópolis, Brasil, 6p, dez. 2005.
- [Vale, 05b] VALE, M.H.M.; CHAVES, F.S. ***Compensação Reativa e Controle de Tensão – Avaliação Técnica de Alternativas de Expansão nos Aspectos de Estabilidade de Tensão***. XI ERIAC, Hernandieriaz - Paraguai, Mai. 2005.
- [Valgas, 93] VALGAS, M. H. M.; PINTO, R.G.R.; ALVES, J.; GOMES, P.; SANTOS, M.G. ***Integrated Digital Equipment for Power System Dynamic Monitoring, Supervising and Analysis***. Colloquium of Cigré Study Committee 38, Florianópolis, Brasil, set. 1993.
- [Voslkis, 07] VOLSKIS, Hector; MORAES, R.M.; GIOVANINI, R.; ESTEVES, A.C.; ORDACGI, J.M.; MANO, R.F.; ARAÚJO, C.S.; CRUZ, D.P.M.; LEDO, T.G. ***Utilização de fasores no Sistema Interligado Nacional***. VII SIMPASE Salvador, Bahia, 05-10 ago. 2007.
-

GLOSSÁRIO DE TERMOS

Esta seção define termos pertinentes aos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada apresentados neste trabalho.

Agente - Cada uma das partes envolvidas em regulamentação, planejamento, acesso, expansão e operação do sistema elétrico, bem como em comercialização e consumo de energia elétrica.

Anti-aliasing - Processo de Filtragem de um sinal quando ocorre a conversão para um formato de amostra (*sampled*) para remover os componentes desse sinal cuja frequência seja igual ou maior do que $\frac{1}{2}$ da taxa de Nyquist (taxa de amostragem). Se não removidos, esses componentes do sinal podem aparecer como uma componente de frequência menor (um *alias*).

Fasor sincronizado - (Sincrofasor) Fasor calculado a partir de amostras de dados usando um sinal de tempo padronizado como referência para a medida. Neste caso, os fasores de lugares remotos têm uma relação definida como de mesma base.

GPS - *Global Positioning System* (Sistema de Posicionamento Global). Um sistema baseado em satélite que fornece informações de posição e tempo.

IEEE C 37.118 - A nova norma IEEE para formato de transmissão de dados de fasores que substituiu as normas IEEE 1344 e BPA/PDC Stream. Dados típicos são enviados nesse formato sobre UDP/IP.

IRIG-B - Formatos de transmissão de tempo desenvolvidos pelo *Inter - Range Instrumentation Group (IRIG)*. A versão mais comum é a IRIG - B, que transmite dia do ano, hora, minuto e segundo uma vez por segundo, sobre o sinal portador de 1KHz.

Multicast - Transmissão de dados de um dispositivo para vários outros dispositivos. Os dados são transmitidos a um grupo de endereços IP (Internet Protocol). Qualquer membro do grupo pode acessar o endereço para receber os dados. Qualquer dispositivo pode se juntar a este grupo multicast, e quando um servidor envia sinais para o grupo, todos os pertencentes ao grupo receberão os dados enviados. A vantagem é que este protocolo é roteável e não sobrecarrega todos os computadores na sub-rede local.

PDC - *Phasor Data Concentrator* (Concentrador de dados fasoriais). É uma unidade lógica que coleta os dados fasoriais, e os dados de eventos discretos das PMU e possivelmente de outros PDC, e transmite os dados para outras aplicações. Os PDC podem guardar os dados por um curto período de tempo, mas não podem armazená-los.

PMU - *Phasor Measurement Unit* (Unidade de Medição Fasorial). Um dispositivo que coleta os dados de tensão e corrente analógica em sincronismo com um relógio GPS. As

amostras são usadas para calcular os correspondentes fasores. Os fasores são calculados com base em uma referência absoluta de tempo (UTC), tipicamente derivada de um receptor GPS.

PPS - Pulso por Segundo. Um sinal consistido de um ter de pulsos retangulares ocorrendo a uma frequência de 1 Hz, com a borda crescente sincronizada em segundos UTC (coordenada universal de tempo). Este é tipicamente gerado por receptores GPS.

Religamento automático - Refere-se ao religamento de linhas de transmissão através de relés ou dispositivos automáticos especiais.

Religamento manual - Trata-se de religamento feito pelo operador ou por telecontrole através do COS.

Religamento em anel - Termo empregado para informar que um Sistema Elétrico ou uma parte dele forma um circuito fechado.

Religamento em paralelo - Termo empregado para informar que dois sistemas ou dois equipamentos estão ligados em fase um com o outro.

Religamento em sincronismo - Termo empregado para informar que duas ou mais grandezas senoidais da mesma espécie têm a mesma frequência, mesmo valor eficaz e mesmo defasamento angular.

Sincronismo - O estado em que sistemas conectados de corrente alternada, máquinas ou suas combinações operam a mesma frequência e onde o defasamento de ângulos de fase entre tensões é constante, ou varia com valor médio constante e estável.

SOC - *Second of Century* (Segundo do Século), número definido de acordo com o protocolo de tempo da rede (*Network Time Protocol* -NTP). O número SOC é o tempo UTC em segundos calculado na meia-noite de 1º de janeiro de 1900.

Taxa de Amostragem - Número de amostras (medidas) por segundo feita por um conversor analógico/digital.

Taxa de Nyquist - Uma taxa que é igual a duas vezes ao valor da maior componente de frequência em um sinal analógico de entrada. O sinal analógico deve ser amostrado (*sampled*) a uma taxa maior do que a taxa de Nyquist para ser representada em forma digital.

TCP/IP - **TCP/IP** é um protocolo de baixo nível para uso principalmente em Ethernet ou redes relacional. A maioria dos protocolos de alto nível usa TCP/IP para transportar os dados. TCP/IP provê uma conexão altamente confiável em redes não confiáveis, usando somas de verificação, controle de congestão e reenvio automático de dados ruins ou perdidos. TCP/IP requer tempo para proceder a um reconhecimento ("handshake") de novas conexões e bloqueará a conexão se dados perdidos estiverem sendo reenviados.

TVE - Total Vector Error (Erro Total do Vetor) - Medida de um erro entre o valor teórico do fasor do sinal medido e o fasor estimado.

UDP/IP - UDP/IP é um protocolo de IP de baixo nível que provê comunicação de baixa latência através da Ethernet ou redes relacional UDP/IP não provê qualquer controle de erro ou reenvio de dados ruins ou perdidos. O dispositivo ou software de aplicação precisará verificar a correção dos dados. Todavia, o UDP/IP não requer tempo de reconhecimento (*handshaking*) e não bloqueará, tornando-se ideal para comunicações em tempo real.

UTC - *Coordinated Universal Time* (Tempo Universal Coordenado). O UTC representa a hora do dia no meridiano primal da Terra (0° de longitude).
