

Universidade Federal de Santa Catarina
Centro Tecnológico
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica
(LabPlan)

Relatório Técnico Interno

LabPlan RT - 01/2003

**Sistemas de Medição Fasorial: Estudo e
Análise do Estado da Arte**

Elaborado por:

Juliana Gubert Ehrensperger

Orientador:

Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

Florianópolis, Setembro de 2003

Índice

Lista de Figuras.....	iii
Lista de Tabelas.....	iv
1. Introdução	1
2. Tecnologia de Medição Fasorial: Aspectos Gerais	3
2.1. Introdução.....	3
2.2. Origem e Desenvolvimento do Sistema de Medição Fasorial.....	4
2.3. Fontes de Sincronização e o Sistema GPS	5
2.4. O Sistema de Medição Fasorial	6
2.5. Aplicações de Sistemas de Medição Fasorial.....	7
3. Constituição de um Sistema de Medição Fasorial.....	8
3.1. Introdução.....	8
3.2. A Unidade de Medição Fasorial	9
3.2.1. Estrutura Básica.....	9
3.2.2. Processo de Medição Fasorial	9
3.2.3. Formatação das Medidas Fasoriais	11
3.3. O Concentrador de Dados	13
3.3.1. Definição e Funções Básicas.....	13
3.3.2. Estrutura Física e Aplicativos de Software	14
3.4. Canais de Comunicação.....	15
4. Utilização e Desenvolvimento dos Sistemas de Medição Fasorial	17
4.1. Introdução.....	17
4.2. Estados Unidos da América	18
4.2.1. O Projeto WAMS.....	18
4.2.1.1. O Sistema SCE(“Southern California Edison Co.”).....	19
4.2.1.2. O Sistema BPA (“Bonneville Power Administration”).....	24
4.2.2. Outras Instalações	26
4.3. França.....	27
4.4. Países Nórdicos.....	30
4.4.1. Islândia.....	33
4.4.2. Dinamarca	34
4.5. Brasil	36
5. Conclusões	40
6. Referências	43
6.1. Referências Bibliográficas	43
6.2. Referências Eletrônicas	46

Lista de Figuras

Figura 2.1- Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial	6
Figura 3.1- PMU: Estrutura Básica.....	9
Figura 3.2 – PDC:Funções Básicas.....	15
Figura 4.1 – Sistema de Medição Fasorial do SCE.....	20
Figura 4.2 – Registros da Perturbação de 4 de Agosto de 2000 no Sistema SCE	21
Figura 4.3 – Espectro de Frequência das Potências Associadas à Vincent.....	22
Figura 4.4 – Estado do Sistema Pré-Distúrbio	23
Figura 4.5 – Tela de Apresentação dos Dados em Tempo Real no Sistema BPA	25
Figura 4.6 – Visão Geral Esquemática do Plano de Defesa contra Perda de Sincronismo	30
Figura 4.7 – Registros das Perturbações Causadas pelo Religamento de Linhas de Transmissão.....	35
Figura 4.8 –Espectro de Frequência Associadas ao Registro de Potência Ativa	35
Figura 4.9 – Resultados Comparativos entre Simulações e Medições.....	36

Lista de Tabelas

Tabela 4.1- Quadro Síntese de PMUs Instaladas	26
Tabela 4.2 – Localização das PMUs e Número de Linas Monitoradas	39
Tabela 5.1 – Quadro Geral das Atuais Implementações	40
Tabela 5.1 – Quadro Geral das Atuais Implementações (continuação)	40

Capítulo 1

1. Introdução

Desde a instalação dos primeiros geradores e linhas de transmissão até os dias de hoje, os sistemas elétricos têm se tornado mais interligados e extensos, abrangendo grandes áreas e atendendo a demandas cada vez maiores. A intensificação deste processo, somado a fatores como a desregulamentação do setor e a contínua incorporação de novas tecnologias de equipamentos, têm aumentado sobremaneira a complexidade operacional dos sistemas de energia elétrica. Surge então a necessidade de um constante aprimoramento dos métodos e instrumentos dedicados à monitoração e controle da operação destes, em tempo real.

Dentre as novas tecnologias que vêm sendo propostas, a medição fasorial sincronizada tem recebido grande atenção de grupos de pesquisas e de empresas do setor elétrico, em âmbito mundial. Este novo sistema de medição destaca-se pelo uso das unidades de medição fasorial, mais conhecidas como PMUs (“Phasor Measurement Units”). Por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização, fornecida pelo sistema GPS (“Global Positioning System”), as PMUs viabilizam a realização da medição de grandezas fasoriais em instalações geograficamente distantes, a uma taxa de até 60 medidas por segundo e com precisão angular adequada aos requisitos das aplicações. Tais características vêm de encontro as necessidades tecnológicas atuais e potencializam o desenvolvimento de novos paradigmas para a supervisão e controle do sistema em tempo real.

Por se tratar de um assunto onde os primeiros registros de pesquisas e aplicações são relativamente recentes, o presente Relatório Técnico tem como objetivo introduzir o tema ‘Medição Fasorial Sincronizada’. Para tanto, realizou-se um estudo do estado da arte, abordando aspectos relativos ao surgimento e a constituição desta nova tecnologia e seu atual estágio de desenvolvimento e aplicação.

Informações relevantes que auxiliaram na caracterização dos sistemas de medição fasorial foram obtidas em trabalhos de pesquisa realizados no Virginia Tech, local onde foram concebidos os primeiros protótipos de PMUs. De modo a se obter uma visão geral do grau de desenvolvimento e dos tipos de aplicações que vêm atualmente sendo implementadas a partir de medições fasoriais, pesquisou-se as experiências registradas em diferentes países. A síntese deste trabalho está consolidada no presente documento.

O Capítulo 2 é dedicado à apresentação geral da tecnologia de medição fasorial, suas origens e os fatores que motivaram o seu desenvolvimento. O Capítulo 3 aborda os aspectos relativos à constituição dos sistemas de medição fasorial, fornecendo maiores detalhes sobre cada um dos equipamentos envolvidos e suas funcionalidades. O Capítulo 4 discorre sobre as experiências e pesquisas desenvolvidas considerando o uso de PMUs em diferentes países, como Estados Unidos, França, Dinamarca, entre outros. O Capítulo 5 encerra o trabalho apresentando uma visão geral obtida a partir do estudo do estado da arte e algumas conclusões referentes à análise deste.

Este Relatório Técnico compõe parte do trabalho de dissertação de mestrado da autora em desenvolvimento no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan), vinculado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEEL) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O trabalho tem a orientação do professor Ildemar Cassana Decker e contou com a colaboração dos engenheiros Marcelo Neujahr Agostini e Sergio Luiz Zimath e dos professores Aguinaldo Silveira e Silva e Arlan Luiz Bettioli.

Capítulo 2

2. Tecnologia de Medição Fasorial: Aspectos Gerais

2.1. Introdução

A partir do início da década de 60, a operação dos sistemas elétricos de potência evoluiu no sentido de ser realizada remotamente, através dos centros de controle. Estes centros, que passaram a representar um nível hierárquico superior na malha de controle do sistema, agregaram as funções de controle automático de geração (CAG) e de controle supervisorio do sistema. O CAG tem como função controlar a geração das principais usinas, de modo a manter a frequência aproximadamente constante e dentro de uma faixa próxima ao seu valor nominal, bem como controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. O sistema supervisorio executa o controle remoto de abertura e fechamento dos disjuntores e dispositivos para regulação de tensão (SIMÕES COSTA, 2002).

Motivado pelo subsequente desenvolvimento na área de computação e de telecomunicações, bem como pelas crescentes dificuldades em se coordenar informações e operar sistemas de potência cada vez mais interligados, a partir do sistema supervisorio desenvolveu-se o sistema de monitoração baseado em requisitos de controle de segurança. O sistema de monitoração e controle de segurança engloba atividades como monitoração de segurança, seleção e análise de contingências, controle preventivo, entre outras (VANTI, 2000; SOUZA, 2002).

Atualmente, este sistema é implementado com base em dados provenientes de um conjunto de telemidas redundantes, digitais e analógicas, que compõe o sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”). Estes dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados através de ferramentas computacionais chamadas Configurador de Rede e Estimador de Estados, para que se conheça a configuração em tempo real do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras. Entretanto, o processamento destas medidas não é imediato, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado real do sistema, mas sim uma estimativa baseada na redundância das medidas do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real.

No decorrer dos últimos anos, vários trabalhos de pesquisa (PHADKE, 1993; WILSON, 1994; HART, 2001) têm abordado a possibilidade da obtenção de medidas fasoriais e, atualmente, o desenvolvimento de um sistema de medição fasorial baseado em equipamentos denominados PMU's ("Phasor Measurement Units") é uma realidade que se apresenta como uma forte tendência de utilização futura. Ao contrário do processo de estimação de estados, todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização fornecida por um sinal de GPS ("Global Positioning System"). Assim, este sistema realiza medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, possibilitando o conhecimento do real estado do sistema elétrico.

2.2. Origem e Desenvolvimento do Sistema de Medição Fasorial

A partir da visão geral apresentada, sobre os recursos atualmente utilizados na operação dos sistemas elétricos, revela-se a importância do conhecimento das grandezas fasoriais associadas as barras do sistema, como sendo um dado essencial ao emprego das ferramentas implementadas de monitoração de segurança, análise de contingências, entre outras. Conforme previamente comentado, nos sistemas atuais, este perfil de tensões complexas é obtido através de estimação de estados, procedimento este que envolve um determinado tempo de processamento.

O desenvolvimento de técnicas de medição baseadas no uso de computadores (conversão analógica/digital) possibilitou a obtenção de grandezas complexas por meio do processamento de Transformadas Discretas de Fourier (DFT) dos sinais analógicos amostrados em um período de tempo. Sabe-se, todavia, que obter o perfil de tensões e correntes complexas de um sistema em um dado instante, significa dizer que as grandezas medidas e convertidas em fasores encontram-se sob uma referência comum, o que só é possível se estas são amostradas a partir da mesma base de tempo.

A tarefa de sincronização de amostragem torna-se bastante simples em se tratando de medições realizadas dentro de uma mesma subestação, visto que os pulsos de clock de amostragem podem ser facilmente distribuídos para os vários dispositivos de medição. O mesmo, entretanto, não se pode afirmar sobre a implementação de um sistema de medição fasorial, em que medidas devem ser efetuadas em subestações separadas por longas distâncias. Neste caso, a sincronização dos pulsos de amostragem não é realizada de modo trivial. Percebe-se então que, até recentemente, o principal fator limitante para a implementação efetiva deste sistema de medição residiu na dificuldade em se utilizar fontes eficazes de sincronização, capazes de determinar com

precisão o instante da aquisição das medidas nos dispositivos de medição instalados por todo o sistema.

2.3. Fontes de Sincronização e o Sistema GPS

Reconhecendo a importância e as novas perspectivas que um sistema de medição fasorial traria às atividades de monitoramento e operação do sistema elétrico, muitas pesquisas e tentativas foram feitas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações remotas. Ao longo deste tempo, cogitou-se a utilização de diferentes meios de comunicação para se efetuar a distribuição dos pulsos de amostragem, tais como redes de fibra ótica, sinais AM (“Amplitude-Modulated”), microondas e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (“Geostationary Operational Environmental Satellite”). Todavia, nenhum demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão (PHADKE, 1993).

A partir do início da década de 90, por motivo da operação americana Tempestade no Deserto, realizada no Oriente Médio, tomou-se conhecimento do Navstar Global Positioning System – hoje amplamente conhecido como sistema GPS. Este sistema, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilômetros, foi inicialmente projetado com o objetivo de fornecer a instrumentos de navegação dados relativos a coordenadas de posição. Além disto, os satélites transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão normalmente maior a $1\mu\text{s}$, que pode ser recebido por estações receptoras na Terra (PHADKE, 1993).

Surge, com isto, a possibilidade de se utilizar este sinal de pulso como fonte de sincronização para as medidas fasoriais. Considerando a frequência de 60 Hz, um erro no pulso de sincronização da ordem de $1\mu\text{s}$, implica na existência de um erro da ordem de $0,021^\circ$, o que satisfaz amplamente aos requisitos de precisão exigidos por qualquer aplicação atualmente vislumbrada para um sistema de medição fasorial (PHADKE, 1993).

Em um futuro próximo, haverá também a possibilidade do uso do sistema INMARSAT (“International Maritime Satellite System”) que, quando devidamente consolidado, apresentará uma alternativa ao uso da fonte GPS, visto que este sistema disponibilizará um sinal de pulso que também preencherá os requisitos de precisão e confiabilidade atualmente exigidos (IEEE, 1995).

2.4. O Sistema de Medição Fasorial

O elemento base que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, chamada PMU. Entretanto, a estrutura deste sistema também depende de outros equipamentos, como as estações de recepção do sinal de GPS, o concentrador de dados e links de comunicação entre as PMUs e o concentrador.

Os aspectos particulares que compreendem cada um destes equipamentos serão abordados no decorrer deste documento. Entretanto, a estrutura geral de um sistema de medição de fasores pode ser representada pela ilustração da Figura 2.1.

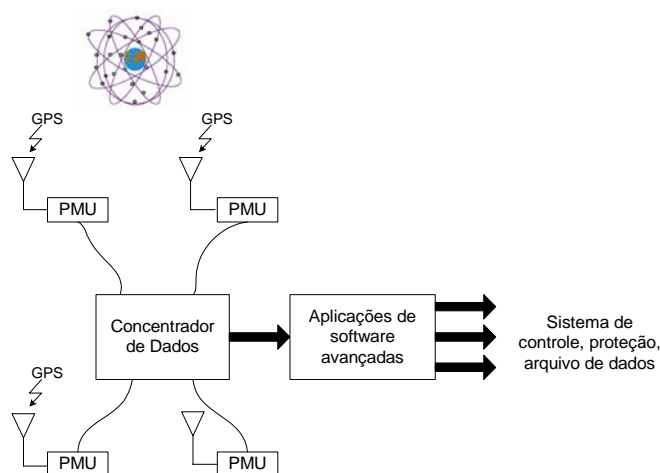


Figura 2.1- Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial

A recepção do sinal de um pulso por segundo, emitido pelo sistema GPS, fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. De modo geral, as grandezas amostradas constituem-se das tensões e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações (HART, 2001).

A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de seqüência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier (PHADKE, 1993).

Seguindo o formato determinado pelo padrão IEEE 1344, os fasores calculados pelas PMUs são enviados, através de canais adequados de comunicação, ao concentrador de dados. Este concentrador, por sua vez, reunindo as medidas de magnitude e ângulo das barras, poderá dispor de uma 'foto' do estado do sistema, relativa a um instante de tempo bastante próximo do estado real.

2.5. Aplicações de Sistemas de Medição Fasorial

As futuras aplicações e o impacto que esta nova tecnologia terá na operação dos sistemas elétricos tem sido tema de muitos estudos e discussões. Entretanto, já é possível se vislumbrar a ocorrência de mudanças substanciais na filosofia atualmente empregada para o controle de sistemas elétricos, visto que a medição fasorial abre a possibilidade de que a realimentação das malhas seja feita a partir de grandezas relacionadas a instalações geograficamente distantes.

O próprio processo de estimação de estados deverá sofrer significativas modificações, abandonando parte dos atuais programas computacionais que destinam-se a estimar as tensões complexas das barras do sistema. Atualmente, é necessária a resolução de um sistema de equações bastante dispendioso computacionalmente e, devido à lentidão do processo, a presente tecnologia é incapaz de fornecer informações sobre o estado dinâmico do sistema (HART,2001). Acredita-se que através da medição fasorial, grande parte do atraso inerente ao processo será eliminado e os centros de operação poderão avançar no sentido do aprimoramento dos instrumentos de análise de segurança da operação em tempo real.

Também no que se refere à proteção de sistemas elétricos, especialmente controle de estabilidade e perda de sincronismo, muitas pesquisas vêm sendo feitas e projetos pilotos sendo implementados. Procurou-se, no desenrolar deste documento, abordar em maior detalhe os aspectos relativos as possíveis aplicações de um sistema de medição fasorial.

Capítulo 3

3. Constituição de um Sistema de Medição Fasorial

3.1. Introdução

Atualmente, os trabalhos de pesquisa que retratam a questão dos sistemas de medição fasorial e suas possíveis aplicações, têm sido unânimes em considerar a estrutura apresentada no capítulo anterior (Figura 2.1) como sendo a forma padrão na qual estes sistemas de medição tem sido estruturados (PHADKE, 1993; WILSON, 1994; HART, 2001).

Todavia, no trabalho em que descreve uma aplicação do monitoramento do sistema através de medições fasoriais, FAUCON; (1997) aborda a possibilidade de se utilizar diferentes arquiteturas para compor este sistema de medição. Considerando que os mecanismos de proteção requerem um curto tempo de reação e um alto grau de confiabilidade, diferentes estruturas foram comparadas segundo requisitos de eficiência, confiabilidade e custo. Este estudo, que considerou a utilização de uma arquitetura descentralizada (em que cada PMU distribuiria suas medidas para todas as demais PMUs), acabou por identificar a estrutura centralizada (em que as medições são todas enviadas ao concentrador), como sendo a mais adequada ao atendimentos destes requisitos.

Portanto, as referências que serão feitas aos sistemas de medição fasorial no decorrer deste trabalho terão como base a arquitetura centralizada, em que o fluxo de dados ocorre no sentido das PMUs para o concentrador, sendo este um elemento único em uma determinada área de controle.

A partir deste ponto, surge a necessidade de se abordar em maior detalhe os elementos principais que constituem um sistema de medição fasorial, sendo estes: a unidade de medição fasorial (PMU), o concentrador de dados e os links de comunicação existentes entre a PMU e o concentrador.

3.2. A Unidade de Medição Fasorial

3.2.1. Estrutura Básica

A PMU é o elemento no qual o sistema de medição fasorial está baseado. É este equipamento que realiza a aquisição das tensões e correntes das barras do sistema, processa os dados amostrados, efetuando assim a medição das grandezas fasoriais, para, em seguida, enviá-las ao concentrador de dados.

A estrutura da PMU pode ser compreendida de modo simplificado a partir da Figura 3.1. Basicamente, este equipamento é composto por um sistema de aquisição – a que pertencem os filtros *anti-aliasing*, o circuito oscilador (*phase-locked oscillator*) e o módulo de conversão analógica/digital; e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal de GPS.

Atualmente, algumas PMUs já possuem um *'buffer'* de memória local que lhe permite exercer a função de um gravador digital de perturbações, embora com capacidade de armazenamento limitada (ELFORSK, 2000).

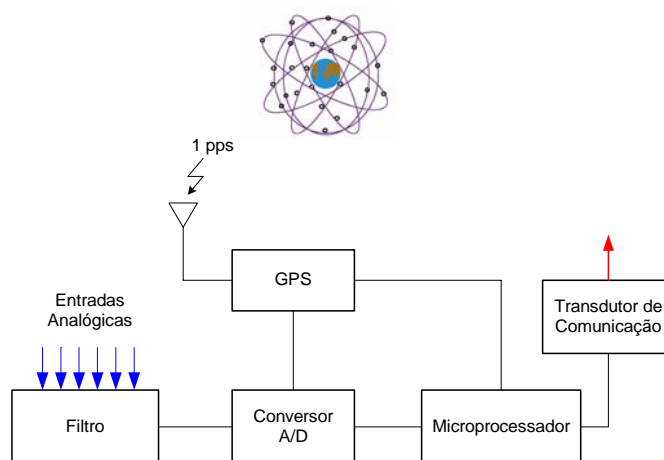


Figura 3.1- PMU: Estrutura Básica

3.2.2. Processo de Medição Fasorial

Continuamente, o sistema GPS envia para as estações receptoras o sinal de um pulso por segundo (PPS). Considerando que este trem de pulsos é enviado com precisão maior do que $1\mu\text{s}$ e que pode ser recebido por estações distantes entre si com igual precisão, concretiza-se a possibilidade de fazer com que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em pontos pertencentes a diferentes subestações.

Deste modo, a partir dos secundários dos transformadores de corrente e de potencial, são realizadas aquisições simultâneas dos sinais analógicos de corrente e tensão, respectivamente. Cabe lembrar que, anterior a este processo, ocorre a filtragem dos sinais amostrados, com o objetivo de evitar o efeito de *aliasing*¹.

Sincronizadas as medidas, o sinal de 1 PPS é dividido em um número maior de pulsos, de modo a aumentar o número de amostras dentro do período de um segundo. Segundo PHADKE (1994), uma taxa de amostragem de 720Hz, que na frequência nominal de 60Hz equivale a 12 aquisições por ciclo, tem se mostrado suficiente em muitas aplicações.

Realizada a conversão A/D (Analogica/Digital), diferentes métodos podem ser empregados no tratamento dos dados, de modo a se efetuar a medição das grandezas fasoriais. Entre estes, há o processo de medição por demodulação ou ainda o método baseado na passagem por zero (“zero-crossing”) das ondas. No entanto, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é hoje a ferramenta matemática mais utilizada no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema (PHADKE, 1994).

Na prática, a conversão das amostras em medidas fasoriais através da DFT resume-se à implementação da seguinte expressão matemática:

$$\dot{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_C - jX_S); \quad (3.1)$$

onde:

$$X_C = \sum_{K=1}^N x_K \cos K\theta; \quad (3.2)$$

$$X_S = \sum_{K=1}^N x_K \sen K\theta; \quad (3.3)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f \tau. \quad (3.4)$$

Sendo que N representa o número de amostras realizadas em um período da frequência nominal do sistema (f) e τ o intervalo de amostragem correspondente.

Considerando que a DFT realiza o tratamento de dados adquiridos simultaneamente nos diferentes pontos de medição, tem-se a garantia de que os fasores resultantes encontram-se sob a mesma referência temporal e podem, portanto, ser utilizados para se conhecer o estado real do sistema em um dado instante.

¹ *aliasing*: criação de uma falsa frequência durante o processo de amostragem, devido à uma baixa taxa de amostragem. Para se evitar este efeito, a taxa de amostragem – chamada de taxa de Nyquist, deve ser maior do que o dobro da maior componente de frequência que se deseja medir.

Todavia, ainda que esta ferramenta possa ser implementada com facilidade, o fato da expressão (3.1) representar um cálculo não recursivo implica em um certo desperdício de esforço computacional. Desta forma, com o objetivo de se implementar um algoritmo mais eficiente, utiliza-se normalmente a DFT em sua forma recursiva.

Considerando $X(r)$ como sendo a medida fasorial correspondente ao conjunto de amostras $x\{k = r, (r+1), \dots, (N+r-1)\}$ e assumindo a existência de um novo conjunto de dados $x\{k = (r+1), (r+2), \dots, (N+r)\}$, o fasor $X(r+1)$ correspondente será obtido a partir da expressão:

$$X(r+1) = X(r) + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (x_{N+r} - x_r) \varepsilon^{-jr\theta} \quad (3.5)$$

Além do ganho computacional, o uso da expressão recursiva confere à medição o benefício de evitar o defasamento angular entre os fasores obtidos sucessivamente a cada processamento de uma nova série de amostras (PHADKE, 1994).

Obtidas as medidas de correntes e tensões de linha, a componente de seqüência positiva pode ser facilmente calculada pelo microprocessador interno à PMU e, considerando que o sistema opera em regime permanente e com freqüência nominal, este conjunto de tensões e correntes de seqüência positiva reunidas fornecem o estado real do sistema elétrico.

Observa-se, entretanto, que uma das particularidades da Transformada Discreta de Fourier, é o fato de que o uso desta ferramenta matemática fornece como resultado apenas a componente de freqüência fundamental dos sinais amostrados. Portanto, no caso do sistema estar operando em regime permanente, o cálculo da DFT é exato, considerando que as aquisições são realizadas a taxas de amostragem razoáveis. O mesmo não se pode afirmar quando da ocorrência de perturbações, que introduzem nas ondas de tensões e correntes outras componentes de freqüência. Neste caso, a DFT pode apenas estimar as medições outrora obtidas (WILSON, 1994).

3.2.3. Formatação das Medidas Fasoriais

Após o processo de medição, as medidas são formatadas segundo o padrão IEEE 1344 (1995), para serem então enviadas ao concentrador de dados.

Considerando o estágio atual de conhecimento e aplicação dos sistemas de medição fasorial, bem como o desenvolvimento futuro desta tecnologia, o padrão IEEE 1344 tem como objetivo estabelecer um formato comum para as medidas fasoriais, facilitando assim a transmissão de dados e informações entre os equipamentos que compõe o

sistema, sejam estas unidades de medição ou concentradores. Além disto, é também objetivo deste documento estabelecer critérios de medição de modo a garantir que equipamentos fabricados por diferentes empresas apresentem medidas coerentes entre si.

Desta forma, o padrão IEEE 1344 enumera requisitos para a sincronização de amostragem e conversão de dados para fasores, bem como determina formatos específicos para os dados de etiquetas de tempo e envio das medidas fasoriais por parte das PMUs.

No que diz respeito aos requisitos da fonte de sincronização, a norma estabelece que o sinal deve ser transmitido a todos os locais onde se realizam medições, fornecendo a informação do segundo do século (SOC – “Second of Century”) de acordo com a UTC (“Universal Time Coordinated”) a uma taxa de 1 PPS, com uma confiabilidade superior a 99,87% – equivalente a uma falha por mês. Além disto, o sinal de sincronização deverá ser suficientemente preciso de modo a permitir que os equipamentos de medição fasorial mantenham-se em sincronismo dentro da faixa de 1 μ s, incluindo os erros associados ao recebimento local do sinal e à fonte de sincronização.

Ao abordar os aspectos relacionados à transmissão dos dados, o padrão IEEE 1344 considera que as PMUs podem enviar ao concentrador três tipos de informações, organizadas em pacotes compostos por uma seqüência de bits, chamados “frames”. Obrigatoriamente, todos os “frames” devem especificar o tempo no qual a informação se refere (fornecido pelo SOC) e o tipo de dado que está sendo enviado. Embora a norma cogite a possibilidade de envio de outros tipos de informações no futuro, atualmente apenas os seguintes “frames” estão definidos:

- *“Frame de Dados (Data Frame)”*:

Sendo este o único tipo de dado transmitido pelas PMUs durante o estado de operação normal do sistema de medição, este “frame” envia ao concentrador as medidas fasoriais dos canais monitorados, o desvio de freqüência do sistema e a taxa de variação desta.

- *“Frame de Cabeçalho (Header Frame)”*:

Embora a norma não especifique um formato padrão para este tipo de “frame”, é previsto que este será um arquivo ASCII contendo informações relacionadas à PMU, transdutores, algoritmos e filtros analógicos utilizados.

- *“Frame de Configuração (Configuration Frame)”*

Este tipo de “frame” deverá ser transmitido por meio de um arquivo binário, contendo informações que possibilitem ao concentrador configurar a PMU no sistema de medição fasorial. Para tanto, as seguintes informações deverão compor este pacote:

nome da subestação em que a PMU está instalada, o número de fasores a serem medidos, o número de canais digitais monitorados, os nomes de cada canal – suas unidades e fatores de conversão no caso dos canais analógicos, a frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medições.

É importante citar o fato de que esta norma não define completamente todas as questões relacionadas à troca de informações entre PMUS e PDC e que, portanto, deve ser utilizada em conjunto com outros documentos, citados em IEEE (1995).

3.3. O Concentrador de Dados

Embora haja um número crescente de trabalhos de pesquisa retratando o uso e possíveis aplicações de sistemas de medição fasorial, assim como o claro interesse por parte de operadores independentes de diversos mercados de energia elétrica, poucas companhias atualmente dispõem de um sistema de medição fasorial constituído.

A BPA (“Bonneville Power Administration”) seguida da SCE (“Southern California Edison”), ambas companhias norte-americanas pertencentes ao WECC (“Western Electric Coordinate Council”), tendo sido motivadas pelo desenvolvimento do projeto WAMS (“Wide Area Measurements System”) destacam-se como sendo as primeiras empresas a utilizar medições realizadas por PMUs para fins de monitoramento e análises pós-perturbações, (ELFORSK, 2000). Por este motivo, grande parte das informações contidas a respeito das atribuições do concentrador de dados e do modo como as medidas têm sido recebidas e armazenadas, baseiam-se na experiência destas empresas. Todavia, uma vez que o processo de implementação desta tecnologia encontra-se em estágio inicial, é importante salientar que os aspectos relativos ao PDC a seguir retratados estão em processo de desenvolvimento e não constituem um padrão estabelecido.

3.3.1. Definição e Funções Básicas

O concentrador, referido como PDC (“Phasor Data Concentrator”), é um elemento único em um sistema de medição de uma determinada área de controle e tem como principal função receber e reunir de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para o uso em aplicações.

Segundo o projeto WAMS, as PMUs enviam as medidas fasoriais das tensões e correntes de seqüência positiva para o concentrador a uma taxa de 30 fasores por segundo (ELFORSK, 2000). Os dados são recebidos pelo PDC de forma assíncrona e, utilizando as etiquetas de tempo (“*time-tags*”) com as quais são formatados, são ordenados de modo a formar conjuntos de medidas fasoriais referentes ao mesmo

instante de tempo. Além das medidas fornecidas pelas PMUs, existe a possibilidade de haver intercâmbio de informações entre concentradores, como é o caso do canal de comunicação que liga os sistemas controlados pela BPA e a SCE (CEC, 1999; ELFORSK, 2000).

Este processo é realizado continuamente, gerando um fluxo de dados capaz de representar o estado do sistema de forma bastante próxima à situação em tempo real, e que pode ser armazenado em memória ou apresentado graficamente em monitores. Estas funções podem ser normalmente executadas utilizando-se computadores pessoais e, portanto, cabe ao concentrador direcionar o fluxo de informações para estes terminais.

Considerando o papel centralizador desempenhado pelo PDC, as implementações realizadas pelo BPA e SCE consideram atribuição deste equipamento monitorar o estado do sistema de medição fasorial, no que se refere à disponibilidade e funcionamento das unidades de medição. Através deste monitoramento, o concentrador deve ainda verificar junto às PMUs a existência de perturbações no sistema elétrico e, caso alguma medição aponte para isto, os dados a serem recebidos na seqüência devem ser armazenados por um determinado período de tempo (normalmente 3 minutos).

3.3.2. Estrutura Física e Aplicativos de Software

Todas as funções anteriormente descritas são realizadas por meio da implementação de rotinas computacionais, atualmente desenvolvidas por universidades conveniadas e pelos laboratórios de pesquisa vinculados as companhias de energia.

Segundo o relatório de especificação do uso de medidas fasoriais para operação e monitoramento de sistemas elétricos emitido pela CERTS (“Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions”, 2000) os concentradores instalados pelo projeto WAMS operam atualmente utilizando as seguintes rotinas:

- “PMU Data Acquisition Program”

Tem como função receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros concentradores e correlacioná-los, através das etiquetas de tempo para, em seguida, escrevê-los em um *'buffer'* circular de memória.

- “*PMU Data Storage Program*”

Programa que tem como função verificar as entradas de dados à procura de perturbações sinalizadas por alguma PMU. Ao ser detectada esta situação, o concentrador deve criar um arquivo com os dados do sistema referentes aos 55 segundos anteriores à ocorrência do evento e aos 3 minutos decorrentes a este.

- “ *PMU Data Broadcasting Program* ”

Trata-se de uma rotina de distribuição de dados que faz a leitura de cada linha do ‘buffer’ circular de memória tão logo esta é preenchida e transmite os dados recebidos para qualquer aplicativo implementado ao sistema de medição.

- “ *PMU Self-Monitoring Program* ”

Executa as funções de monitoramento das funções do PDC e das PMUs instaladas, além de manter um arquivo com o histórico das falhas de todas as PMUs, perdas de sincronismo, erros de transmissão e falhas nas rotinas do concentrador.

A respeito de sua estrutura física, o concentrador é constituído de uma Unidade de Processamento Central (CPU) com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, um disco rígido de memória para a gravação de perturbações, entradas seriais para a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

Através da ilustração da Figura 3.2 é possível adquirir uma idéia mais clara de como o concentrador está inserido no sistema de medição fasorial, sua importância e de que forma ocorre a interface com os demais componentes do sistema.

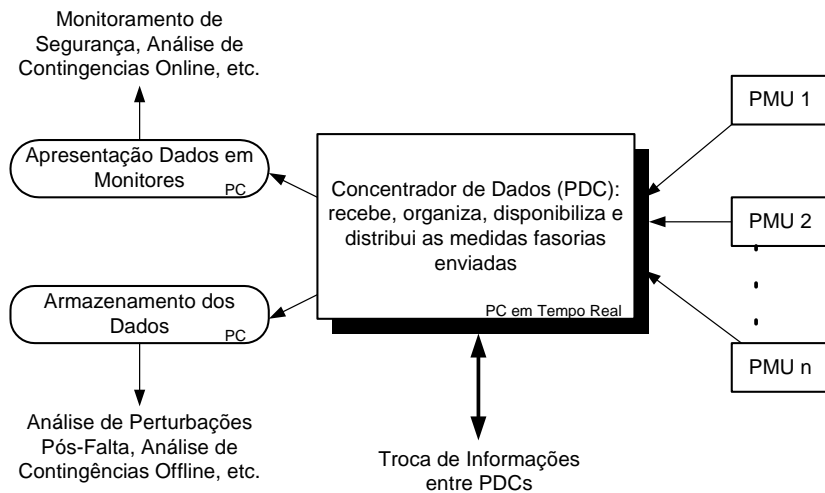


Figura 3.2 – PDC:Funções Básicas

3.4. Canais de Comunicação

Considerando a estrutura e operação dos sistemas de medição fasorial, os canais de comunicação têm como função claramente definida viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o concentrador, assim como permitir a troca de informações entre concentradores de diferentes áreas.

Atualmente, os canais de comunicação considerados para uso em sistemas de medição fasorial incluem opções de estruturas que operam tanto através de meios físicos específicos quanto através de tecnologia sem fio, amplamente denominada “*wireless*”. A opção pelo emprego desta tecnologia implica no uso de canais de microondas ou de sistemas de satélites, sendo que hoje o mais cogitado seria o sistema LEO (“Low-Earth Orbiting”). Já no que se refere ao emprego de tecnologias ‘com fio’ diversas são as escolhas possíveis, entre estas o uso de linhas telefônicas, cabos de fibra ótica ou mesmo a rede de baixa e média tensão, o que pressupõe o emprego de tecnologia PLC (“Power Line Communication”) (NADUVATHUPARAMBIL, 2002).

Poucos trabalhos foram até hoje realizados abordando a questão dos atrasos de comunicação envolvidos na transmissão de dados dos sistemas de medição fasorial. Sabe-se, entretanto, que o desempenho e a rapidez no envio de informações estão bastante associados com o tipo de canal de comunicação escolhido.

Haja visto que muitas das aplicações vislumbradas para o uso futuro deste sistema (controle e operação em tempo real, por exemplo) requerem altas taxas de atualizações de dados, é possível se estabelecer uma estreita relação entre o tipo de aplicação desejada e o requisito de eficiência do canal de comunicação. Considera-se, no entanto, que todas as estruturas anteriormente citadas podem ser utilizadas para correções em tempo real de situações de instabilidades que podem levar ao colapso do sistema elétrico. Neste caso, as vantagens e desvantagens de cada canal de comunicação devem ser pesadas de modo a se escolher a opção mais adequada, que corresponda aos requisitos financeiros e técnicos, determinados pelas características particulares de cada sistema de potência (NADUVATHUPARAMBIL, 2002).

Capítulo 4

4. Utilização e Desenvolvimento dos Sistemas de Medição Fasorial

4.1. Introdução

A medição fasorial sincronizada é uma tecnologia bastante recente e a identificação de suas aplicações tem despertado grande interesse da comunidade científica, uma vez que este tema tem sido abordado no desenvolvimento de muitos trabalhos de pesquisa. Embora existam projetos englobando o uso de PMUs em diferentes lugares, a ampla exploração de suas potencialidades ainda é uma realidade futura. Entretanto, operadores de sistemas elétricos de vários países têm dado o primeiro passo neste sentido, na medida em que vêm instalando unidades de medição fasorial em suas subestações e hoje utilizam os dados obtidos para finalidades específicas.

Atualmente, as experiências relatadas com PMUs estão relacionadas com o registro de perturbações, monitoração da segurança, controle de emergência e implementações de caráter experimental. Neste âmbito, o presente capítulo procura registrar e analisar as experiências envolvendo a utilização de sistemas de medição fasorial, identificadas em sistemas de energia elétrica de diferentes países do mundo. Busca-se, através do estudo e da análise do estado da arte, apontar as perspectivas futuras de desenvolvimento desta tecnologia em termos de aplicações. Considerando também o aspecto relativo ao prosseguimento deste trabalho de pesquisa, o domínio destas informações forneceria subsídios para se identificar as possíveis linhas de investigação e se determinar os tópicos que serão a seguir contemplados.

Vários países apresentam estudos e relatos de implementações que têm por objetivos desenvolver as potencialidades dos sistemas de medição fasorial instalados, tais como Japão, China, Estados Unidos, Dinamarca, Islândia, entre outros. Todavia, maior atenção foi dedicada às experiências registradas na França, nos países escandinavos integrantes do Nordel e nos Estados Unidos, sendo que este último registra o maior número de PMUs instaladas em seu sistema. Do mesmo modo, relata-se o estágio em que se encontra o cenário brasileiro que, embora ainda não registre a instalação de PMUs, manifesta um crescente interesse pelo assunto.

4.2. Estados Unidos da América

O sistema elétrico norte-americano é coordenado por diferentes órgãos independentes de operação (os chamados ISO – “Independent System Operator”) e compreende, portanto, vários subsistemas. Até o presente momento, o maior número de registros e as mais diversificadas experiências utilizando PMUs encontram-se nos Estados Unidos, onde mais de dez subsistemas, administrados por diferentes companhias, possuem unidades de medição fasorial instaladas em suas subestações.

O nível de desenvolvimento desta tecnologia é, contudo, bastante distinto entre os casos registrados. Os sistemas administrados pelo TVA (“Tennessee Valley Authority”) e AEP (“American Electric Power”) têm dado os primeiros passos rumo à implementação de um sistema de medição fasorial (CEASE, 1994; SCHULZ, 1989), enquanto que alguns sistemas componentes de WECC (“Western Electric Coordinating Council”), motivados pelo projeto WAMS (“Wide Area Measurement System”), já buscam o desenvolvimento de ferramentas de monitoramento do sistema elétrico utilizando medidas fasoriais (CERTS, 2000; HAUER, 2003; BALLANCE, 2003).

Em vista disto, este trabalho concentrará suas atenções nas experiências registradas pelos sistemas administrados pela SCE (“Southern California Edison”) e BPA (“Bonneville Power Administration”), ambos componentes do WECC; embora as aplicações registradas na interligação Flórida-Geórgia e nos sistemas do TVA e AEP sejam também abordadas, porém brevemente.

4.2.1. O Projeto WAMS

Ao final do ano de 1989, as empresas BPA (“Bonneville Power Administration”) e WAPA (“Western Area Power Administration”) uniram-se ao Departamento de Energia norte-americano e estabeleceram o que seria a primeira etapa do projeto WAMS (“Wide Area Measurement System”), que tinha como objetivo inicial determinar as necessidades, em termos de pesquisa e desenvolvimento, relativas à operação futura dos sistemas elétricos em ambientes desregulamentados.

O desenvolvimento do trabalho apontou o fato de que o estabelecimento de um mercado de energia elétrica sob competição impõe as empresas do setor um cenário mais incerto, e que o modo mais eficiente para suprir as exigências futuras seria através de melhorias nos instrumentos utilizados no controle operação dos sistemas. Não obstante, constatou-se que o aprimoramento destas funções requer a obtenção de medições amplas do sistema elétrico, que forneçam um maior conhecimento das características e do comportamento do mesmo (HAUER, 1999). Estas idéias foram as

principais contribuições obtidas, uma vez que possibilitaram o desenvolvimento de uma visão mais apurada dos sistemas elétricos futuros e determinaram as etapas seguintes do projeto.

No anos subsequentes, o projeto WAMS passou a ser desenvolvido em outros subsistemas do WECC, agregando esforços conjuntos do EPRI (“Electric Power Research Institute”), universidades (Virginia Tech, Cornell University, entre outras) e laboratórios de pesquisa (Sandia, PNNL – “Pacific Northwest National Laboratory”). Paralelamente, foi consolidado o desenvolvimento das primeiras PMUs e, através de alguns projetos, o WAMS passou a dedicar esforços na implementação de sistemas de medição fasorial. Neste contexto, destaca-se o projeto RP 3717, lançado pelo EPRI em 1993, que promoveu a instalação das primeiras PMUs comercialmente desenvolvidas nos sistemas da BPA, WAPA, SCE, entre outros pertencentes ao WECC (BHARGAVA,1999).

Atualmente, as chamadas “tecnologias WAMS” englobam não apenas PMUs, mas também PDCs, PPSMs (“Portable Power System Monitor”) e todos os equipamentos e ferramentas de análise que viabilizam realizar e interpretar medidas amplas dos sistemas de energia elétrica. Recentes relatórios publicados pela BPA (HAUER, 2003) mostram que vários sistemas membros do WECC participam e utilizam os conhecimentos e tecnologias desenvolvidos pelo projeto WAMS. Entretanto, os sistemas da SCE e BPA são os que têm apresentado os mais adiantados resultados relativos à implementação e uso dos sistemas de medição fasorial.

4.2.1.1. O Sistema SCE(“Southern California Edison Co.”)

O sistema elétrico administrado pela SCE compreende uma grande parte da área englobada pelo WECC que, por sua vez, estende-se por toda a costa oeste americana, do norte do México ao sul do Canadá. A topologia deste sistema caracteriza-se pela presença de longas linhas de transmissão, elos de corrente contínua e dispositivos FACTS, enquanto que a ocorrência de oscilações inter-áreas (na faixa entre 0,2 e 1Hz) é uma das principais preocupações em relação ao comportamento dinâmico.

Segundo BALLANCE (2003), a origem dos fatores que motivam o interesse pelas informações fornecidas por sistemas de medição fasorial reside no processo de desregulamentação pelo qual o sistema norte-americano tem passado. Ao longo dos últimos anos, as incertezas geradas por esta transição têm se refletido em vários aspectos, tais como: dificuldades na expansão dos sistemas de transmissão e sobrecarregamento das linhas, aumento do número de produtores independentes (tendência à geração distribuída) e um crescente grau de interdependência dos sistemas. A conjunção de todos estes fatores resulta em um aumento significativo da complexidade

operativa dos sistemas de energia elétrica, levando à necessidade de desenvolvimento de novas ferramentas para a monitoração dos mesmos.

A implementação de um sistema de medição fasorial foi iniciada a partir de 1995 quando, sob o escopo do projeto RP 3717, foram instaladas quatro PMUs e um concentrador de dados. Após o término deste projeto, a SCE deu prosseguimento ao desenvolvimento desta tecnologia, juntamente com a BPA (BHARGAVA, 1999). Até 2003, o sistema de medição passou a ser constituído por 11 PMUs (Figura 4.1), que enviam medidas fasoriais sincronizadas para o PDC através de um canal digital de fibra ótica de alta velocidade (BALLANCE, 2003).

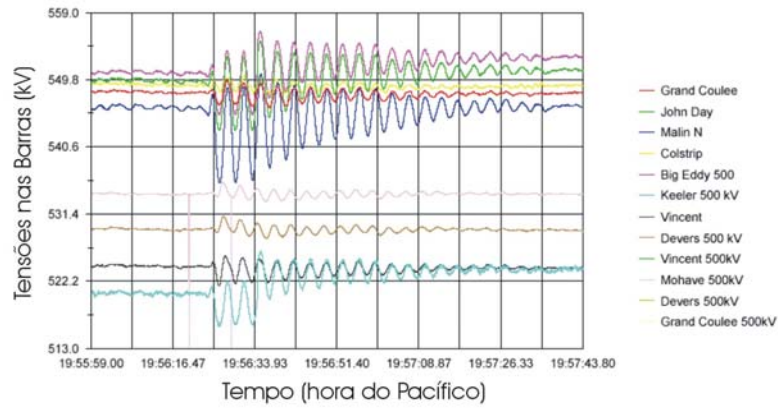


Figura 4.1 – Sistema de Medição Fasorial do SCE

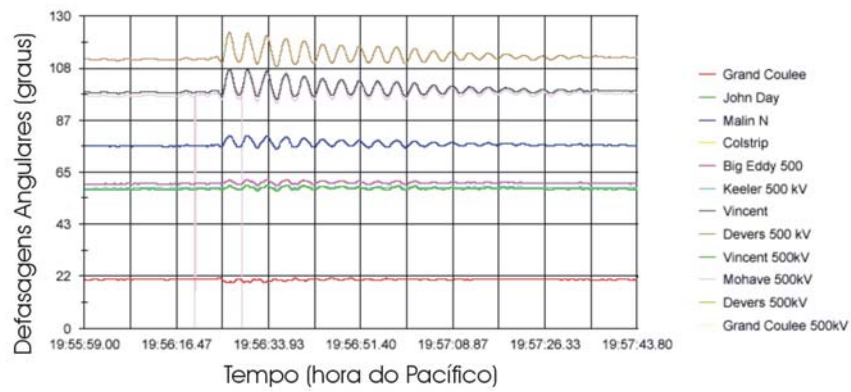
Além disto, um canal analógico de microondas interconecta os concentradores de dados dos sistemas da BPA e SCE, permitindo o intercâmbio de informações entre ambos e sugerindo a criação de uma hierarquia composta por concentradores locais e concentradores globais, que poderá ser tema de futuros estudos.

Até o presente momento, o desenvolvimento das aplicações tem se baseado na análise posterior dos registros fasoriais, reunidos e armazenados pelo concentrador de dados. Embora estes registros sejam realizados mesmo quando o sistema opera em regime permanente, é durante a ocorrência de eventos que se tem obtido as informações mais significativas para os propósitos atuais.

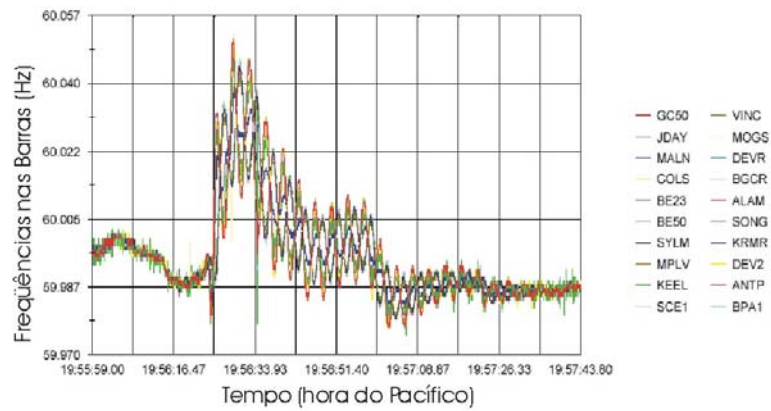
Um bom exemplo é apresentado pelos registros fasoriais das Figuras 3.2, que retratam o comportamento do sistema quando da abertura da linha Alberta – British Columbia, ocorrida em 4 de agosto de 2000.



4.2(a)



4.2(b)



4.2(c)



4.2(d)

Figura 4.2 – Registros da Perturbação de 4 de Agosto de 2000 no Sistema do SCE

Neste caso, representou-se graficamente os dados relativos as tensões, freqüências, ângulos e fluxos de potência ativa associados as barras do sistema, correspondentes ao minuto anterior à perturbação e aos dois minutos seguintes a esta.

Algumas aplicações efetivas deste sistema de medição fasorial são identificadas a partir da observação direta dos dados. A visão global do estado do sistema possibilita a rápida determinação das condições de operação pré-falta, bem como a seqüência de eventos decorrentes do distúrbio.

Por outro lado, são também apontadas aplicações relativas à validação dos modelos do sistema utilizados em estudos e simulações. Este caso, entretanto, requer o desenvolvimento de ferramentas de análise que possibilitem a identificação de parâmetros comparativos entre os sistemas real e modelado. Uma destas metodologias desenvolvidas destina-se à detecção dos modos dominantes de oscilação presentes no sistema e seus respectivos amortecimentos. O processamento dos registros de uma perturbação através da Transformada Rápida de Fourier (FFT – “Fast Fourier Transform”) fornece o espectro de freqüências associado à grandeza considerada.

No exemplo em questão esta análise foi realizada a partir dos fluxos de potência associados as linhas de uma determinada barra do sistema (Figura 4.2(d)), de onde obteve-se o espectro de freqüências representado pela Figura 4.3.

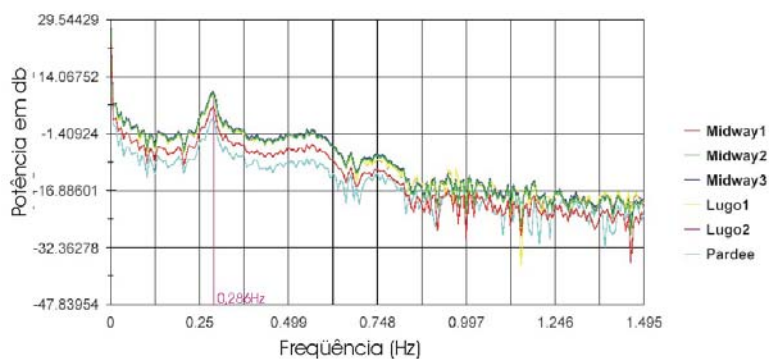


Figura 4.3 – Espectro de Freqüência das Potências Associadas à Barra de Vincent

O resultado fornecido pela FFT revela a existência de modos dominantes que oscilam com a freqüência aproximada de 0,286Hz. De modo similar, métodos tradicionais de análise no domínio do tempo possibilitam a identificação de seus amortecimentos. De posse destes dados, determina-se os autovalores do sistema para o ponto de operação considerado. Uma vez conhecidos alguns dos parâmetros reais do sistema elétrico, a sua comparação com os parâmetros anteriormente calculados permite que se valide modelos de simulações, ou mesmo que se aprimore os projetos de controladores outrora realizados a partir de informações menos exatas.

Contudo, o interesse atual da SCE tem se concentrado no desenvolvimento de aplicações ligadas ao monitoramento do sistema (BALLANCE, 2003). Vários são os aspectos que deseja-se monitorar, entre estes o desempenho dos sistemas de controle de geradores, o comportamento da carga em determinadas áreas e os níveis de estresse e estabilidade do sistema como um todo e de subsistemas integrantes.

A partir de estudos realizados, verificou-se que a diferença angular entre as tensões das barras de Grand Coulee (pertencente à BPA) e Devers fornece uma indicação razoável sobre o nível de estresse estático do sistema compreendido pelo WECC.

Reverendo o caso da abertura da linha Alberta – British Columbia através de um diagrama fasorial das tensões das barras do sistema (Figura 4.4), observou-se que no momento de ocorrência da perturbação a defasagem entre Grand Coulee e Devers aproximava-se de 90°, apontando um alto grau de carregamento do sistema.

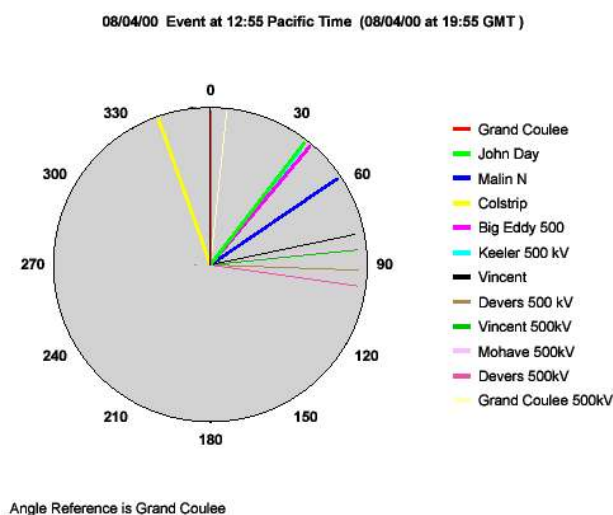


Figura 4.4 – Estado do Sistema Pré-Distúrbio

Atualmente, a visualização gráfica dos registros fasoriais realizados (Figuras 4.1 - 4.4) é obtida após alguns minutos. Entretanto, o próxima etapa a ser alcançada é a implementação de ferramentas que possibilitem a visualização das grandezas fasoriais medidas em tempo real. Avalia-se que, com isto, as ferramentas de análise já desenvolvidas poderiam ser empregadas no monitoramento contínuo do sistema.

Sabe-se, todavia, que o nível de estabilidade de um sistema de energia elétrica está relacionado a amplos aspectos da operação deste, o que impede que se utilize as informações de defasagens angulares entre uma ou mais barras do sistema como índices plenos de avaliação. Diante desta questão, acredita-se que trabalhos futuros deverão identificar qual o tipo de estudo deve ser feito sobre o sistema de modo a determinar índices de desempenho que, conjuntamente, revelem o grau de

carregamento no qual o sistema está submetido. A partir de então, poderia se avaliar da melhor maneira de que forma as informações provenientes de sistemas de medição fasoriais poderiam ser empregadas no monitoramento em tempo real. Considera-se, contudo, que a informação relativa ao carregamento do sistema não é suficiente para se determinar o grau de estabilidade do mesmo. Estudos sobre a margem de segurança frente a possíveis contingências são de grande importância para uma correta avaliação.

4.2.1.2. O Sistema BPA (“Bonneville Power Administration”)

O sistema elétrico administrado pela BPA apresenta características bastante similares ao da SCE, com elos de corrente contínua e extensas linhas de transmissão, onde são registradas a ocorrência de oscilações inter-áreas.

O desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial na BPA é contemporâneo ao desenvolvimento das primeiras PMUs, uma vez que este sistema foi utilizado como área de testes para a instalação dos primeiros protótipos desenvolvidos pelo Virginia Tech em 1986 (MARTIN, 1997). Entretanto, as primeiras PMUs comercialmente desenvolvidas foram instaladas somente em 1993, sob o projeto EPRI RP 3717. Atualmente, dentre as empresas pertencentes ao WECC e participantes do projeto WAMS, a BPA destaca-se na liderança do processo de desenvolvimento de novas aplicações relacionadas ao uso de medidas fasoriais.

Até o ano de 2001, o sistema de medição fasorial implementado contava com oito PMUs instaladas (CERTS, 2000) e a perspectiva atual é de que este número seja ampliado para treze PMUs até o final de 2003. Durante o processo de implementação de seu sistema de medição fasorial, a BPA empenhou-se no desenvolvimento de um concentrador de dados próprio, que hoje é utilizado por outras empresas ligadas ao WECC, como é o caso da SCE. Tão importante quanto a realização concreta deste concentrador, a definição das funcionalidades atribuídas a este equipamento (discutidas na Seção 3.2) representou uma grande contribuição no sentido de proporcionar uma visão mais clara das potenciais aplicações dos sistemas de medição fasorial.

Embora as questões relacionadas ao atual mercado de energia estabelecido não sejam explicitamente apontadas nas referências existentes, a BPA tem buscado, no desenvolvimento das tecnologias de medições amplas do sistema elétrico, lidar com os anseios frequentemente associados a este cenário. Este fato é claramente percebido a medida em que as aplicações descritas têm procurado solucionar problemas relacionados ao aprimoramento dos processos de planejamento, operação e controle dos sistemas elétricos, determinação em tempo real das capacidades de transmissão das linhas, entre outros.

Atualmente, as aplicações desenvolvidas na BPA assemelham-se muito as descritas na SCE. A observação dos registros dos eventos tem contribuído na determinação das condições operativas do sistema no instante da falta, bem como na identificação da seqüência de eventos decorrentes desta. A exemplo da SCE, ferramentas de análise como a FFT tem possibilitado a validação de alguns modelos empregados na representação de elementos do sistema elétrico. Um resultado bastante significativo foi obtido após a análise dos dados referentes a um evento, ocorrido em 7 de Junho de 2000. Nesta ocasião, verificou-se que um conhecido modo de oscilação existente entre as regiões Norte-Sul (Canadá-Califórnia) apresentava na realidade um amortecimento duas vezes menor do que o modelado até então. A partir deste dado, ajustes deverão ser realizados em alguns dos controladores envolvidos (HAUER, 2003).

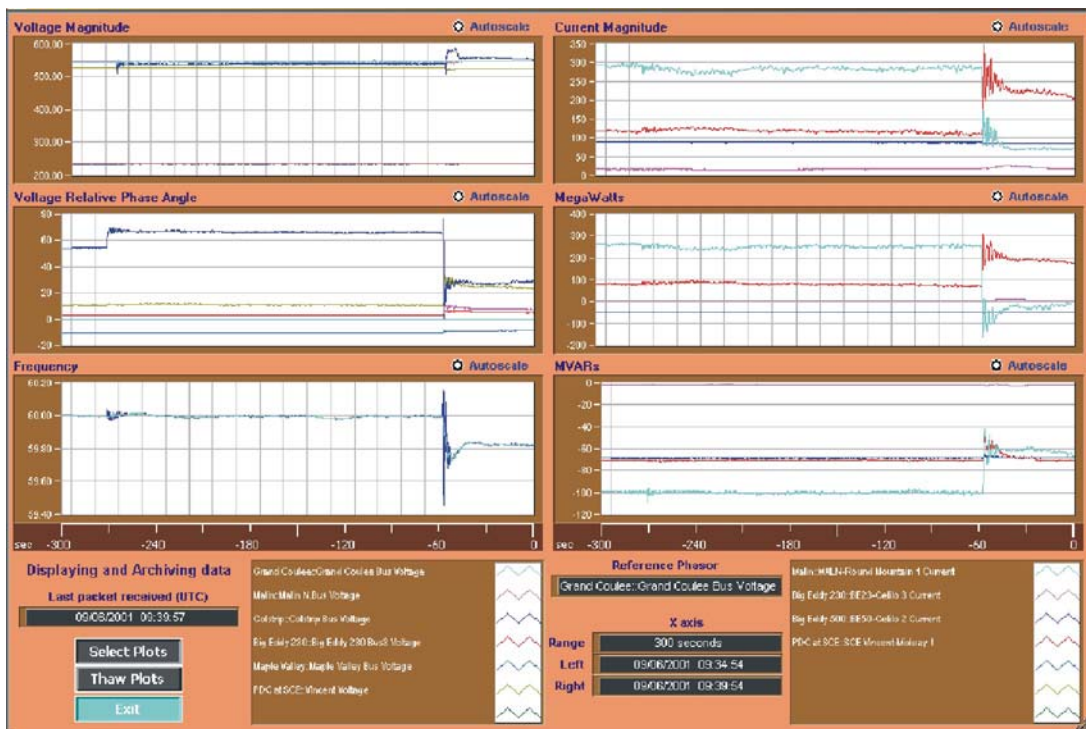


Figura 4.5 – Tela de Apresentação dos Dados em Tempo Real no Sistema BPA

Ao contrário da SCE, em que um período de tempo da ordem de minutos é requerido para que se disponha dos registros para visualização, as medidas fasoriais reunidas e organizadas pelo concentrador de dados do sistema da BPA podem ser acompanhadas em tempo real, através das ferramentas de interface desenvolvidas (Figura 4.5).

Atualmente, as ferramentas de avaliação do comportamento do sistema – como a avaliação dos modos de oscilação, amortecimentos, etc., são executadas posteriormente à ocorrência de perturbações. A BPA pretende, contudo, estudar as possibilidades de

uso de outras ferramentas e implementá-las, juntamente com as já desenvolvidas, de modo a serem executadas continuamente, a partir dos dados de tempo real.

4.2.2. Outras Instalações

Além das experiências registradas nos sistemas da BPA e SCE, outras empresas componentes do WECC possuem PMUs instaladas em suas subestações. É o caso dos sistemas administrados pelo APS (“Arizona Public Service”), PG&E (“Pacific Gas & Energy”), BC Hydro (“British Columbia Hydro”), entre outras empresas, que até 2001 reuniam um total de 16 PMUs instaladas, conforme os dados da Tabela 4.1.

Tabela 4.1- Quadro Síntese de PMUs Instaladas

Empresa	PMUs instaladas
APS (“Arizona Public Service”)	3
PG&E (“Pacific Gas & Energy”)	3
BC Hydro (“British Columbia Hydro”)	3
WAPA (“Western Area Administration Power”)	2
SRP (“Salt River Project”):	2
LDWP: (“Los Angeles Department of Water & Power)	3
Total	16

Percebe-se que, até o período considerado, na maior parte destas empresas não existia a implementação de um sistema de medição fasorial, uma vez que ainda não dispunham de um concentrador de dados. Entretanto, informações recentemente obtidas junto a profissionais ligados à BPA e WAPA revelam que este quadro tende a evoluir, com a instalação de mais PMUs e a utilização crescente dos dados fasoriais nas ferramentas de análise desenvolvidas.

Este cenário também se aplica a outros sistemas externos ao WECC, como os controlados pelo TVA (“Tennessee Valley Authority”) e AEP (“American Electric Power”), que registram a instalação de quatro PMUs em suas áreas de abrangência. Embora não haja registros recentes sobre a evolução da tecnologia de medição fasorial no sistema AEP, estudos preliminares foram realizados prevendo que, uma vez instalado, este sistema poderia fornecer informações a estimadores de estados e esquemas de proteção, assim como desempenhar funções ligadas a registros de eventos e monitoramento do sistema (SCHULZ, 1989). Seguindo esta mesma linha de aplicações, mas priorizando os aspectos relacionados à estimação de estados (CEASE, 1994), o TVA atualmente desenvolve junto à ABB um concentrador de dados e pretende

ampliar seu sistema dentro de um curto período de tempo, com a instalação de mais dez unidades de medição fasorial.

Estudos realizados no Virginia Tech, contemplando o uso de medidas fasoriais sincronizadas em esquemas de proteção adaptativa contra perda de sincronismo, levaram à instalação de um protótipo para testes em cooperação com o EPRI e as empresas Georgia Power Company e Florida Power and Light (CENTENO, 1997).

Considerando que o sistema elétrico que abrange as regiões da Flórida e da Georgia pode ser representado por um modelo de duas máquinas ligadas por uma linha de transmissão, foram desenvolvidos algoritmos baseados no critério de áreas iguais que recebem como informações de entrada medidas fasoriais realizadas por PMUs.

O sistema implementado era constituído basicamente por duas PMUs instaladas junto aos relés de proteção, localizados nas extremidades das linhas de transmissão de 500kV, que interligam a península da Flórida com o estado da Georgia.

No caso da perda de uma linha de transmissão, os fasores seriam utilizados na determinação imediata do estado pré-falta do sistema para a seguinte aplicação do critério de áreas iguais (nos algoritmos executados pelos relés) de modo a se identificar um quadro de instabilidade transitória. Na ocorrência de uma perda de geração, o critério de áreas iguais seria novamente utilizado, tendo como dado de entrada o novo valor da potência mecânica, obtida através do processamento das medidas fasoriais por meio de um algoritmo recursivo.

Este sistema, entretanto, foi instalado em caráter experimental, no período entre outubro de 1993 e janeiro de 1995 e não encontra-se em operação atualmente.

4.3. França

Ao contrário da maioria dos países europeus, o sistema elétrico francês segue um modelo vertical. Embora estando sujeitos as figuras dos agentes regulador e operador do sistema, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia são maioritariamente controlados pela companhia estatal EdF (“Electricité de France”).

Assim como todos os sistemas elétricos de grande porte, o sistema francês também conta com esquemas especiais que visam evitar situações de colapso ou, diante da ocorrência destas, impedir que tais situações se espalhem e provoquem um blecaute de grandes proporções.

O fenômeno de perda de sincronismo, também conhecido como instabilidade transitória, caracteriza-se pela ocorrência de oscilações angulares crescentes e não amortecidas em um ou mais geradores conectados ao sistema elétrico. Este fenômeno pode surgir tanto de forma espontânea, quando as linhas estão próximas do seu limite

máximo de transferência de potência, quanto a partir de uma grande perturbação, como um curto-circuito não eliminado com suficiente rapidez (FAUCON, 1997). Trata-se de uma situação de difícil controle, visto que desenvolve-se muito rapidamente e exige, portanto, um tempo de reação bastante curto para evitar que se alastre.

Referindo-se especificamente à proteção contra instabilidade transitória, desde o início dos anos 70 até meados dos anos 90, os procedimentos tomados consistiam no isolamento da zona de ocorrência da falta, de modo a se evitar a propagação da perturbação. Este esquema, chamado Plano de Defesa, era normalmente implementado através de dispositivos automáticos locais, responsáveis por detectar situações de perda de sincronismo e isolar a região afetada do resto do sistema. Entretanto, diante do crescente carregamento imposto às redes de transmissão, constatou-se que tais dispositivos não manteriam a sua eficiência e, a partir de então, passou-se a considerar a necessidade de implantação de um novo esquema de proteção contra perda de sincronismo. O desenvolvimento deste sistema teria como meta principal confinar as conseqüências de um quadro de instabilidade transitória em termos de extensão e duração de corte de carga, evitando a ocorrência de um blecaute e fazendo com que a situação normal de operação fosse mais rapidamente restabelecida.

Neste novo Plano de Defesa, o sistema elétrico seria dividido em regiões pré determinadas, caracterizadas através da similaridade do comportamento transitório dos geradores ali incluídos, o que significa também dizer que cada região seria composta por um grupo de geradores coerentes. Ao se constatar, com suficiente segurança, que qualquer zona apresenta um quadro de perda de sincronismo, esta seria isolada do resto do sistema de forma extremamente rápida (em até 1 segundo) através da abertura das linhas de extra-alta tensão. No caso em que a região a ser isolada fosse exportadora de uma quantidade razoável de energia, o isolamento da área deveria ser acompanhado por um simultâneo procedimento de corte de carga em zonas não afetadas, de modo a se prevenir um colapso. A partir desta idéia, estudos realizados mostraram que tal plano só poderia ser implementado de modo eficaz através do uso de um sistema coordenado, baseado na reunião e comparação centralizada dos ângulos das tensões de determinados pontos do sistema (DENYS, 1992).

Iniciou-se então, em um esforço concentrado do Centro de Pesquisas ligado à EdF, estudos buscando desenvolver um equipamento capaz de realizar medições de ângulos de grandezas como tensões e correntes. Muito embora a bibliografia existente se refira ao equipamento desenvolvido como um 'medidor de fase' (DENYS, 1992; FAUCON, 1997), as características enumeradas a respeito do mesmo o identificam com uma PMU.

Tão logo as primeiras unidades de medição fasorial foram desenvolvidas, a EdF iniciou a implementação do chamado Plano Coordenado de Defesa contra Instabilidade

Transitória. Inicialmente através de um protótipo, instalou-se cinco PMUs conectadas através de linhas dedicadas a um centro de aquisição e tratamento dos dados. A partir desta primeira experiência, foram realizados testes que confirmaram a efetividade do Plano de Defesa para a finalidade almejada. Além disto, aproveitando a disponibilidade dos dados reunidos pelo centro de processamento, implementou-se um sistema de monitoramento e registro de perturbações (DENYS, 1992).

Dentro de poucos anos, o sistema elétrico francês passou a contar com um novo esquema especial de proteção, baseado nas informações fornecidas por medições fasoriais, conforme relata FAUCON (1997). A partir da idéia inicial, proposta por DENYS (1992), o sistema elétrico francês foi dividido em cerca de vinte áreas que compreendem os vários grupos de geradores coerentes. Operando segundo uma arquitetura centralizada, as medições fasoriais realizadas localmente pelas PMUs são enviadas a um computador central. Este computador, por sua vez, é responsável pelo processamento e comparação em tempo real das medidas angulares recebidas.

Conhecendo os ângulos relativos das tensões de todas as áreas, o ponto central, como também é chamado (ver Figura 4.6), possui uma visão geral da operação em tempo real do sistema, que o habilita a monitorá-lo continuamente com relação a um quadro de instabilidade transitória. Uma vez detectada esta situação, o computador central deve decidir sobre o isolamento de determinadas áreas e cortes de carga no sistema, tendo também como tarefa o envio destas ordens aos disjuntores localizados nas subestações remotas.

Entretanto, considerando a rapidez com que um quadro de perda de sincronismo evolui e a gravidade das conseqüências decorrentes a este, a estrutura do Plano de Defesa obedece a rígidos requisitos de confiabilidade e tempo de resposta. Atualmente, estas exigências são atendidas estabelecendo a troca de informações a partir de uma estrutura de comunicação rápida e redundante. Neste caso, as PMUs enviam ao computador central as medidas fasoriais (a uma taxa de 20 Hz) por meio de canais de microondas e via satélite. A mesma estrutura é também utilizada pelo computador central no envio de ordens de abertura de disjuntores e cortes de carga.

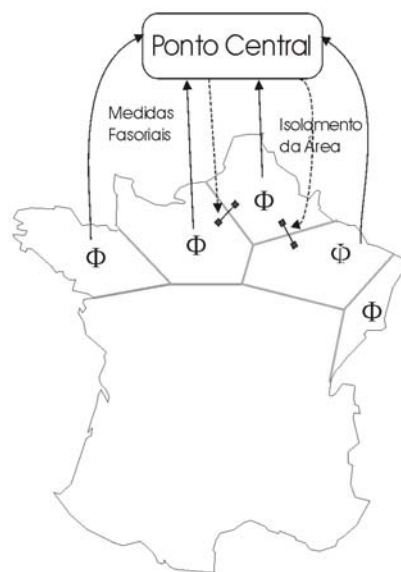


Figura 4.6 – Visão Geral Esquemática do Plano de Defesa contra Perda de Sincronismo

Até o ano de 1997, o Plano de Defesa esteve operando em caráter experimental. Um longo período de validação foi iniciado, com os objetivos de verificar a cumprimento dos requisitos de confiabilidade e tempo de resposta, além de procurar garantir a boa condição de operação do sistema. Com base nos bons resultados obtidos, o Plano de Defesa Coordenado entrou em operação efetiva na região sudeste francesa em 1998.

4.4. Países Nórdicos

Os operadores da transmissão dos países nórdicos – Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia, estabeleceram entre si um vínculo de cooperação, constituído através do sistema Nordel. Por meio do fornecimento e troca de subsídios técnicos, esta organização tem como principal objetivo criar condições para a operação eficiente e harmônica do mercado comum de energia entre os países componentes, visando o seu constante desenvolvimento. Até 1999, sua capacidade instalada estava em torno de 90 GW e o consumo médio per capita ainda hoje corresponde ao mais alto da Europa (Site Nordel). Sua estrutura de rede caracteriza-se por apresentar extensas linhas conectando regiões distantes, compensadas através de capacitores série controlados. As matrizes energéticas dos países inseridos são bastante distintas. A Dinamarca, por exemplo, tem como meta até 2005 fazer com que 20% de sua geração seja proveniente de fontes eólicas. Já a Noruega baseia grande parte de seu fornecimento em usinas hidrelétricas, enquanto que a Suécia faz uso considerável de fontes hidráulicas e nucleares. Os fatores sazonais, aos quais estes sistemas estão sujeitos, torna difícil a atividade de previsão do comportamento dos fluxos de potência

ao longo dos anos. Entretanto, há um intenso intercâmbio de energia entre os países membros, assim como com outros mercados, como Alemanha e Rússia (Site Eltra1, Site Eltra2).

Ao longo dos últimos anos, os países que compõem o Nordel, bem como muitos outros países da Europa, tem passado por um processo de desregulamentação de seus mercados energéticos. Embora não esteja totalmente concluído, tal processo obriga à tomada de decisões estratégicas que acabam por ter conseqüências futuras na operação do sistema. A Suécia, por exemplo, prevê o desativamento de várias unidades nucleares e, de modo a compensar a deficiência gerada, conta com a entrada em operação de um elo de corrente contínua com a Polônia (chamado SwePol Link). A Dinamarca, por conta de sua política em prol do uso de fontes eólicas, enfrentará desafios técnicos relativos à operação do sistema, principalmente no que se refere ao controle de frequência (ELFORSK, 2000). Estes e outros casos ilustram o panorama de mudanças que cerca o sistema nórdico (ELFORSK, 2000).

Considerando o pioneirismo na implementação de inovações tecnológicas e a constante preocupação destes países em se antecipar diante das dificuldades futuras, foi apresentado no início de 2000 um estudo realizado com o suporte da Lunds Univesitet, buscando verificar a aplicabilidade do sistema WAMS na realidade do cenário nórdico. Vale lembrar, que a implementação deste sistema (“Wide Area Measurement System”) ao WECC (“Western Electric Coordinate Council”) envolveu o emprego de unidades de medição fasorial (PMUs) como instrumentos de medição e monitoramento em tempo real do sistema elétrico.

Em uma primeira etapa deste estudo, ELFORSK (2000) procurou apresentar um grande volume de informações englobando a origem, a constituição, as aplicações utilizadas e o atual estágio de desenvolvimento do projeto WAMS. Paralelamente, buscou levantar dados relativos ao Nordel que lhe permitiram, por fim, avaliar como este sistema poderia se valer da nova tecnologia.

Até o final de 1999, época da conclusão do estudo, verificou-se que o sistema Nordel operava de forma bastante segura e estável, apresentando poucos problemas quanto ao seu desempenho dinâmico. Os modelos utilizados foram considerados bastante precisos, a medida em que os resultados das simulações apresentavam-se bastante coerentes com o comportamento real diante de perturbações.

Entretanto, em vista de um futuro próximo trazido pelo processo de desregulamentação iniciado em 2000, considerou-se que a situação deverá evoluir para outro cenário. Conforme anteriormente citado, os países membros trabalham no desenvolvimento de vários projetos que farão com que as matrizes energéticas se modifiquem. Com isto, os fluxos de energia entre os submercados tendem a se tornar

mais intensos, acarretando em alterações na dinâmica do sistema. Prevendo os anseios que o mercado desregulamentado apresentará, o estudo passa a considerar relevante o acesso a novos tipos de medições, capazes de aprimorar os modelos existentes. Deste modo, ELFORSK (2000) vislumbra-se a possibilidade de desenvolver esquemas mais eficientes de proteção, tendo como objetivo final aumentar a capacidade de transferência de potência nas linhas.

A partir de uma análise mais aprofundada, observou-se que a utilização de medições fasoriais sincronizadas encontra aplicabilidade tanto quando utilizadas em ferramentas de análise off-line quanto em aplicações em tempo real. No que se refere ao acesso dos dados off-line, as medições realizadas pelas PMUs são de grande interesse para a análise de perturbações, a medida em que acompanham a evolução de grandezas como tensões e correntes complexas em pontos estratégicos de subestações, geradores e cargas.

O monitoramento de perturbações em subestações torna-se útil no fornecimento de dados que podem ser utilizados como referência no ajuste dos modelos dinâmicos adotados para o sistema. Não obstante, realizando-se um monitoramento contínuo das cargas quando da ocorrência de distúrbios, obtêm-se informações mais detalhadas sobre o comportamento dinâmico das mesmas, uma vez que no decorrer destes períodos os consumidores ficam sujeitos a níveis de tensão diferentes dos experimentados normalmente. Esta aplicação é bastante interessante, considerando a possibilidade de se aprimorar os modelos de carga existentes, hoje bastante simplificados quando comparados aos utilizados para os demais componentes do sistema.

A utilização de um fluxo de dados fasoriais enviados continuamente também é vista com interesse. Com base nestas medições, poderiam ser desenvolvidos sistemas de monitoramento em tempo real, que dariam suporte a esquemas especiais de proteção, bem como ao processo de restauração do sistema, quando da ocorrência de eventos com perda de carga ou geração. Além disto, a partir deste fluxo contínuo de dados se poderia monitorar os modos de oscilação existentes entre as grandes linhas de interligação do sistema, especialmente as que fazem uso de compensação série.

Com base no estudo realizado, o relatório por fim recomenda a introdução da tecnologia existente no projeto WAMS ao sistema Nordel. Entretanto, decorridos três anos desde a publicação deste documento (ELFORSK, 2000), pouco se tem notícia sobre a efetiva implementação de aplicações baseadas no uso de PMUs. Alguns dos casos encontrados na literatura referem-se aos sistemas elétricos da Islândia (SAMUELSSON, 2002) e Dinamarca (RASSMUSSEN, 2003) que atualmente contam

com PMUs instaladas para fins de testes, realizados pela ABB (“Asea Brown Boveri”) em conjunto com os operadores da transmissão destes países.

4.4.1. Islândia

A malha de transmissão islandesa é baseada na combinação de uma rede em 220 kV, que liga o Sul com o Sudeste, e um anel em 132 kV, que contorna todo o país. O centro de geração localiza-se ao Norte, enquanto que os principais centros de carga encontram-se ao Sul e Sudeste, na região de Reykjavik (SAMUELSSON, 2002). Estes sistemas, que apresentam os centros de geração distantes dos centros de carga, são especialmente suscetíveis à ocorrência de oscilações de potência nas principais linhas de interligação, indicando um índice de amortecimento insuficiente que reduz sobremaneira os limites de transmissão. Neste casos, a solução mais viável economicamente é a inserção de controladores, sendo o PSS (“Power System Stabilizer”) o mais comumente utilizado.

Este controlador normalmente atua a partir de sinais de entrada locais, como velocidade do eixo do gerador, frequência, potência ativa de saída, entre outros. Todavia, o atual desenvolvimento dos sistemas de comunicação tem tornado possível o uso de sinais de entrada remotos. Neste contexto, o operador do sistema de transmissão islandês (Landsvirkjun), em conjunto com a Lunds Universitet e a ABB, estudou a possibilidade de se utilizar medidas realizadas por PMUs como sinais de entrada de PSSs (SAMUELSSON, 2002).

Com base em simulações realizadas com o uso dos pacotes computacionais EUROSTAG e Matlab, determinou-se os modos de oscilação existentes entre as regiões Norte e Sul, a partir de cenários estabelecidos quando da ocorrência de diferentes perturbações. De posse destes dados, dois sistemas de controle do tipo PSS foram projetados de forma distinta, para terem assim seus desempenhos posteriormente comparados. Um deles atuaria a partir do sinal local de velocidade do eixo do gerador, enquanto que o outro processaria um sinal remoto proveniente das medidas de PMUs.

Atualmente, a Islândia possui duas unidades de medição fasorial instaladas em seu sistema, localizadas em pontos estratégicos dos centros de geração e de carga. Considerando que estes equipamentos tem a capacidade de efetuar e enviar continuamente uma série de medidas sincronizadas no tempo, considerou-se interessante realizar o projeto de um PSS que recebe como sinal de entrada remota a diferença de frequência registrada pelas PMUs.

Ambos os projetos foram realizados de modo convencional (SILVA, 2002), no domínio da frequência e utilizando um modelo linearizado do sistema. Com base neste mesmo modelo, acrescido dos controladores, verificou-se os modos de oscilação

existentes, para os diferentes cenários de perturbações consideradas anteriormente. Além da análise modal revelar a estabilidade do sistema quando do uso de qualquer um dos dois PSSs, os resultados obtidos foram também bastante semelhantes. O mesmo ocorreu para a análise de grandes perturbações, feita a partir de simulações no domínio do tempo.

Entretanto, o caso aqui retratado ainda não caracteriza-se como uma aplicação concretamente implementada, é sim um estudo bastante fundamentado do uso de PMUs em ferramentas de controle.

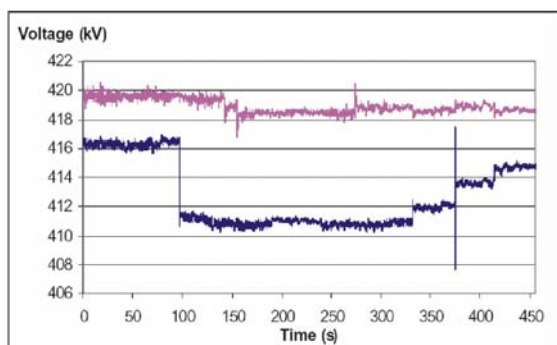
4.4.2. Dinamarca

O sistema elétrico que abrange a região leste da Dinamarca é conectado aos demais sistemas componentes do Nordel (com exceção da Islândia) através de uma interligação com o sul da Suécia, formada por dois circuitos duplos de 132 kV e 400 kV, que percorrem parte do território dinamarquês.

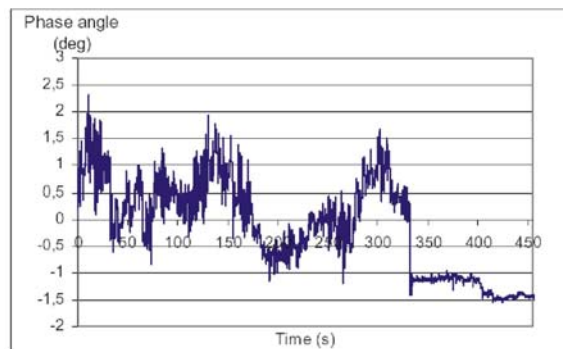
Com o objetivo de se obter informações sobre o comportamento dinâmico deste sistema, foram instaladas duas PMUs em pontos que abrangem a interconexão Leste Dinamarca – Suécia, de modo a efetuar medidas durante uma abertura programada dos circuitos de 400 kV. Desta forma, caso houvesse a ocorrência de algum evento durante este período, as medidas fasoriais obtidas forneceriam dados para uma análise posterior (RASMUSSEN, 2003).

No decorrer das três semanas em que estas linhas estiveram indisponíveis, as unidades de medição fasorial realizaram registros contínuos, armazenados no local de aquisição para serem posteriormente reunidos e organizados cronologicamente.

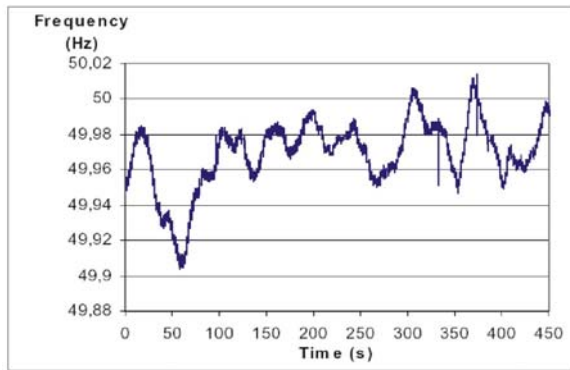
Como durante o período de registros não foram observados distúrbios significativos no sistema – muito embora a situação favorecesse à ocorrência destes, foram analisados dados obtidos durante a etapa de religamento das linhas, apresentados pelas Figuras 4.7 (RASMUSSEN,2003).



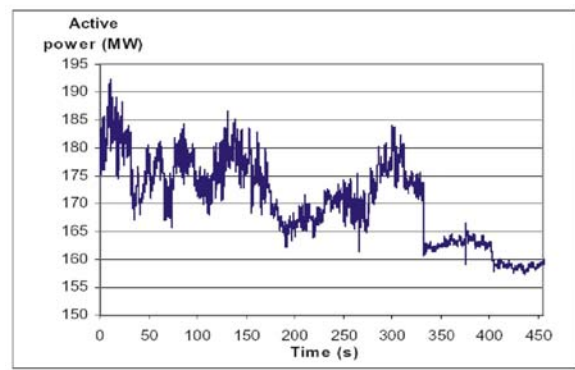
4.7 (a)



4.7 (b)



4.7 (c)



4.7 (d)

Figura 4.7 – Registros das Perturbações Causadas pelo Religamento de Linhas de Transmissão

A exemplo do tipo de análise realizada nos sistemas norte-americanos da SCE e BPA, os registros das oscilações do fluxo de potência nas linhas (Figura 4.7(d)) foram também processados por meio da Transformada Rápida de Fourier (FFT), possibilitando a detecção dos modos dominantes de oscilação do sistema (Figura 4.8).

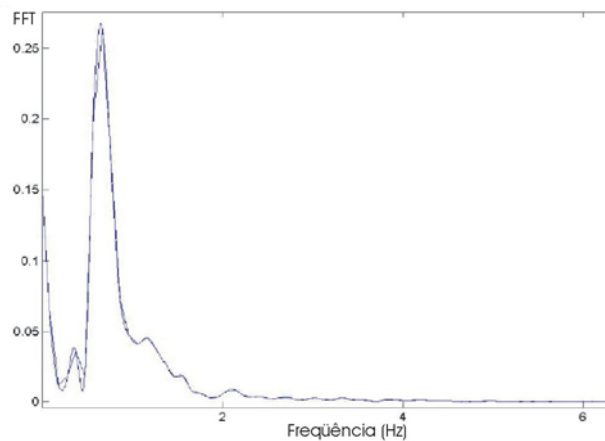


Figura 4.8 –Espectro de Frequência Associadas ao Registro de Potência Ativa

De fato, a análise harmônica confirmou a existência de um conhecido modo de oscilação de 0,7 Hz, presente entre os sistemas da Suécia e leste da Dinamarca.

Para fins de validação dos modelos dos sistemas atualmente utilizados, a situação de reconexão das linhas de 400 kV foi simulada, utilizando-se o pacote computacional PSS/E (“Power System Simulator for Engineering”), de onde foram obtidos os seguintes resultados comparativos, apresentados pela Figura 4.9.

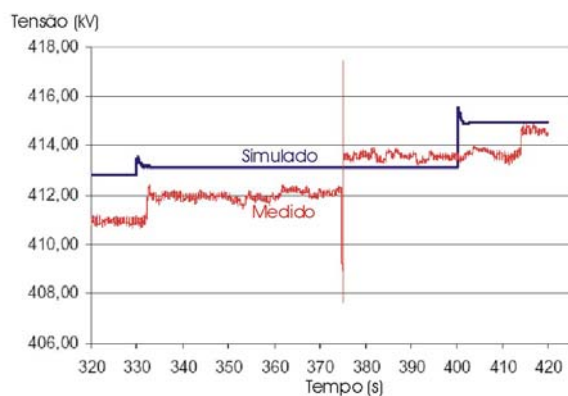


Fig. 4.9 (a)

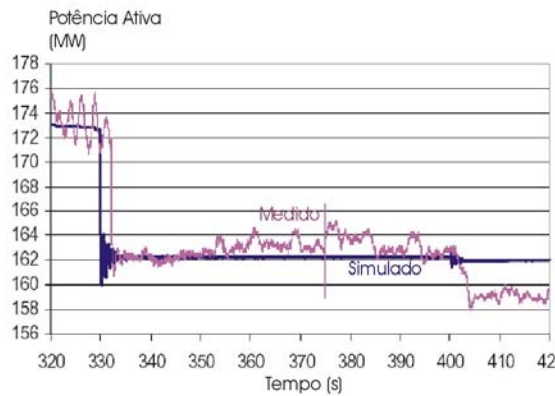


Fig. 4.9 (b)

Figura 4.9 – Resultados Comparativos entre Simulações e Medições

Analisando as experiências registradas nos sistemas componentes do Nordel, observa-se que o desenvolvimento desta tecnologia tem ocorrido sobretudo a partir de pesquisas realizadas por universidades e laboratórios ligados a empresas, em especial a ABB. No entanto, ao contrário de outros países pesquisados, os sistemas implementados nos países escandinavos utilizando PMUs são instalados unicamente em caráter experimental e temporário. Até o presente momento, não existem sistemas de medição fasorial constituídos de concentradores de dados ligados as PMUs através de um sistema de comunicação operando em regime permanente. Percebe-se, contudo, o interesse despertado pelo uso de medidas fasoriais no desenvolvimento de aplicações voltadas ao monitoramento dos sistemas e ferramentas de controle, como é o caso do estudo sobre o uso de PSSs.

4.5. Brasil

Até o início dos anos 90, o sistema elétrico brasileiro operava segundo um modelo vertical, em que o Estado detinha o controle de quase todas as empresas de geração, transmissão e distribuição. Seguindo a tendência mundial, que caminhava em direção ao estabelecimento de mercados energéticos sob competição, este setor passou por um processo de desregulamentação. Embora ainda não exista um mercado de energia elétrica plenamente consolidado, atualmente o sistema elétrico estrutura-se de modo desverticalizado, em que vários agentes de geração, transmissão e distribuição operam segundo as determinações do Operador Independente (ONS – Operador Nacional do Sistema) e de acordo com as normas previstas pelo agente regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica).

Dentre as funções do ONS, a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros figura

como sendo a principal destas. Busca-se, com isto, manter e melhorar os índices de qualidade e confiabilidade da energia elétrica oferecida aos consumidores (Site ONS, 2003).

Para atingir este objetivo, o operador realiza uma ampla série de atividades, muitas destas envolvendo estudos sobre o desempenho dinâmico do sistema, nos quais estão baseados o planejamento elétrico de curto e médio prazos. Quanto mais seguras e consistentes forem as informações provenientes destes estudos melhor será o subsídio dado à implementação de esquemas eficientes de proteção e controle, e maior a garantia de validade dos modelos desenvolvidos para os elementos do sistema, tornando os estudos de análise de perturbações mais confiáveis.

Sabe-se, entretanto, que fatores como a interligação de grandes sistemas, a utilização de modulação de potência reativa e a presença de elos de corrente contínua contribuem para o aumento da faixa das oscilações operativas, fazendo com que as oscilações de longa duração tornem-se mais variáveis e imprevisíveis, aumentando a complexidade dinâmica do sistema elétrico (GOMES, 1997).

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto por dois grandes subsistemas: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Norte/Nordeste, atualmente interligados por uma linha de 500kV, denominada Interligação Norte-Sul. A matriz energética apresenta clara predominância hidráulica, com centros de geração distantes dos centros de consumo, que faz com que, dependendo das condições hidrológicas, ocorra a necessidade de grandes transferências de energia entre bacias. Este fato, por sua vez, leva o sistema a condições de carregamento elevado em partes da rede tronco. Outras conseqüências são a inversão de fluxo em determinados elementos da rede e a redução localizada de inércia devido ao desligamento de várias unidades geradoras em usinas cujos reservatórios estão com pouco volume de armazenamento. Além disto, estudos sobre o comportamento dinâmico atual revelam a possibilidade de ocorrência de oscilações inter-áreas na linha de interligação dos sistemas Norte-Sul, além de oscilações eletromecânicas de baixa frequência e baixo amortecimento entre determinadas máquinas e o restante do sistema (GOMES, 1997; ONS, 2001).

Deve se acrescentar ao cenário futuro o fato de que a expansão da oferta deverá passar pelo aumento da participação de unidades termelétricas (usinas a gás), mais restritivas quanto à operação em subfrequência, bem como a entrada em operação de novas linhas de corrente contínua. Somado a isto, considera-se também a experiência de outros países que, ao passarem pelo processo de reestruturação, verificaram maiores dificuldades em obter dados e informações suficientes para desenvolver estudos consistentes sobre o comportamento dinâmico do sistema (GOMES, 1997).

Com base neste contexto, que apresenta ao Operador Independente a responsabilidade de operar e gerenciar um sistema elétrico de crescente complexidade, tem despertado o interesse pelo desenvolvimento e uso de sistemas de medição fasorial, inicialmente para fins de registro de perturbações e estudos off-line.

Em outubro de 2000, o ONS publicou a especificação de um sistema de oscilografia de longa duração, que apresenta como característica básica a realização de amostras simultâneas e sincronizadas das tensões e correntes de pontos selecionados do sistema elétrico. O processo de amostragem seria realizado por PMUs instaladas nas usinas e subestações sendo que, em condições pré determinadas, os valores seriam transferidos para um concentrador de dados central para análise posterior. Além disto, o documento define também os pontos estratégicos nos quais as PMUs deverão ser instaladas, com base em um estudo preliminar realizado por técnicos do setor (GOMES, 1997). Com isto, o Operador busca obter subsídios para a realização de tarefas como estudos sobre o comportamento do sistema, análise de perturbações e o aprimoramento dos esquemas de proteção (ONS, 2001).

A relação das subestações a serem monitoradas por PMUs pode ser observada na Tabela 4.2.

Segundo o documento de especificação, este sistema de oscilografia facilitaria sobremaneira a realização de estudos que visam reconstituir o estado do sistema pré-distúrbio, tão importantes para a análise de ocorrências e para a definição e avaliação do desempenho de esquemas especiais de proteção.

Novamente considerando a dificuldade do ONS, imposta pelo modelo desverticalizado, em se obter dados sobre a operação do sistema, a implementação de um sistema de medição fasorial torna-se de fundamental importância para possibilitar a análise de perturbações. Esta tarefa, que tem como objetivo definir causas, conseqüências e responsabilidades envolvidas na ocorrência de um evento, busca também fornecer recomendações e sugestões para a melhoria contínua do desempenho operativo do sistema. Considerando o cenário atual, a análise de contingências revela-se bastante importante ao operador do sistema pois, ao definir as causas de um distúrbio e apontar responsabilidades, as empresas envolvidas estarão sujeitas à multas impostas pela agência reguladora e processos por parte de consumidores.

Além de facilitar as atividades de supervisão e análises pós-contingências, o ONS prevê que o emprego de PMUs em um sistema de oscilografia possibilitará a ampliação dos conhecimentos sobre o comportamento das cargas e demais elementos do sistema elétrico, permitindo a validação e o aprimoramento de modelos utilizados em estudos de estabilidade de tensão, controle de carga-freqüência, estabilidade a longo termo,

entre outros. Como resultado final, o operador espera obter uma melhoria da qualidade e confiabilidade da energia suprida pelos consumidores.

Tabela 4.2 – Localização das PMUs e Número de Linas Monitoradas

Subestação (Transmissora)	No de Circuitos Monitorados (Tensões e Correntes Trifásicas)
SE Tucuruí 500 kV (Eletronorte)	5
SE Imperatriz 500 kV (Eletronorte)	7
SE Pres. Dutra 500kV (Eletronorte)	7
SE Boa Esperança 500kV (CHESF)	2
SE Paulo Afonso 500kV (CHESF)	5
SE Fortaleza 500kV (CHESF)	2
SE Camaçari 500kV (CHESF)	3
SE Miracema 500kV (Eletronorte)	5
SE Serra da Mesa 500kV (Furnas)	6
SE Samambaia 500kV (Furnas)	5
SE Itumbiara 500kV (Furnas)	4
SE Itumbiara 345kV (Furnas)	4
SE São Simão 500kV (CEMIG)	3
SE Jaragua 500kV (CEMIG)	4
SE Jaragua 345kV (CEMIG)	4
SE Furnas 345kV (Furnas)	7
SE Marimbondo 500kV (Furnas)	3
SE Marimbondo 345kV (Furnas)	1
SE Adrianópolis 500kV (Furnas)	4
SE Adrianópolis 345kV (Furnas)	6
SE Cachoeira Paulista 500kV (Furnas)	7
SE Água Vermelha 500kV (CTEEP)	3
SE Água Vermelha 440kV (CTEEP)	3
SE Ilha Solteira 440kV (CTEEP)	3
SE Jupiá 440kV (CTEEP)	4
SE Bauru 440kV (CTEEP)	10
SE Itaberá 765kV (Furnas)	6
SE Tijuco Preto 765kV (Furnas)	3
SE Tijuco Preto 345kV (Furnas)	9
SE Ivaiporã 765kV (Furnas)	6
SE Ivaiporã 500kV (Eletrosul)	5
SE Ibiúna 345kV (Furnas)	11
SE Foz do Iguaçu 765kV (Furnas)	3
SE Areia 500kV (Eletrosul)	7
SE Itá 500kV (Eletrosul)	6
SE Gravataí 500kV (Eletrosul)	2

Capítulo 5

5. Conclusões

O estudo do estado da arte realizado sobre os sistemas de medição fasorial e suas atuais aplicações contemplou as experiências mais significativas registradas até o presente momento. Sabe-se, contudo, da existência de implementações e pesquisas desenvolvidas em outros países, tais como Japão, México, China, entre outros.

Com o intuito de apresentar uma visão global das experiências retratadas, o quadro a seguir (Tabela 5.1) sintetiza de forma geral os registros explorados.

Tabela 5.1 – Quadro Geral das Atuais Implementações

SEE	País	Número de PMUs instaladas	Status PDC	Funcionalidades Aplicações Desenvolvidas/em Desenvolvimento	Pretensões Futuras
SCE	EUA	11 (2003)	Operando. Recebe medidas de até 32 PMUs a uma taxa de 30Hz. Conectado ao PDC da BPA	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação, nível de carregamento)	Utilizar os modelos aprimorados dos SEE para desenvolvimento de esquemas mais eficientes de proteção e controle. Visualização das medidas em tempo real. Implementação de um sistema de monitoramento em tempo real
BPA	EUA	13 (2003)	Operando. Recebe medidas de até 64 PMUs a uma taxa de 30Hz. Conectado ao PDC da SCE	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos e aprimoramento de esquemas de controle com base nos novos parâmetros obtidos. Visualização das medidas em tempo real. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação, nível de carregamento)	Implementação de um sistema de monitoramento em tempo real. Pesquisas sobre o desenvolvimento de novos esquemas de controle, utilizando medidas fasoriais
TVA	EUA	4 (2000) Perspectiva de instalação de mais 10 PMUs	Não existe (aguardando PDC da ABB)	PMUs realizam registros locais de perturbações. Pesquisas em conjunto com o Virginia Tech sobre o uso de medidas fasoriais em estimadores de estados	Pretende-se integrar as medidas de PMUs ao uma ferramenta de modelagem (QPF). Através deste ferramenta pretende-se complementar e refinar o atual estimador de estados, melhorando o seu modelo
EdF	França	5 (1992)	Operando. Recebe medidas a uma taxa de 20 faores/s	Controle emergencial. Detecção de um quadro de perda de sincronismo e medidas de isolamento de áreas e cortes de carga	Ampliar a área englobada pelo controle

Tabela 5.1 – Quadro Geral das Atuais Implementações (continuação)

SEE	País	Número de PMUs instaladas	Status PDC	Funcionalidades Aplicações Desenvolvidas/em Desenvolvimento	Pretensões Futuras
Landsvirkjun	Islândia	2 (2002) em um sistema de testes	Não existe	Projeto de PSS utilizando medidas fasoriais (diferença de frequência entre os pontos medidos) como sinal de entrada.	Prosseguimento de testes com o objetivo de explorar e ampliar as funcionalidades das PMUs
Elkraft	Dinamarca	2 (2002) em um sistema de testes	Não existe	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação)	Prosseguimento de testes com o objetivo de explorar e ampliar as funcionalidades das PMUs
ONS	Brasil	0 (2003)	Não existe	-	Implementação de um sistema oscilografia de longa duração, baseado em medidas fasoriais provenientes de PMUs

A tabela apresentada confirma a idéia de que o interesse pela tecnologia de medição fasorial tem se manifestado em vários países, organizados sob diferentes tipos de mercados de energia elétrica. Entretanto, a observação deste quadro revela que os graus de desenvolvimento desta tecnologia é bastante distinto entre os sistemas elétricos investigados. Atualmente, o país que apresenta maior avanço na implementação de sistemas de medição fasorial e no desenvolvimento de tecnologias ligadas a estes são os Estados Unidos, onde destaca-se os sistemas coordenados pela SCE e BPA.

Entretanto, alguns pontos comuns podem ser identificados entre as experiências descritas. Percebe-se que a grande maioria das pesquisas e implementações realizadas são resultados de parcerias entre empresas ligadas à operação dos sistemas elétricos, universidades e laboratórios de pesquisas independentes ou vinculados as empresas que desenvolvem PMUs. Pode-se afirmar que o projeto WAMS desenvolveu os seus trabalhos a partir deste tipo de cooperação, da mesma forma que os experimentos realizados nos países nórdicos vêm reunindo esforços de operadores da transmissão, universidades – com destaque à Lunds Universitet e departamentos de pesquisas da ABB. Recentemente, esta empresa também se uniu ao TVA e ao Virginia Tech (NUQUI, 2001) em um projeto que visa a implementação de um estimador de estados baseado em informações fornecidas por PMUs.

Embora os países investigados apresentem diferentes perfis de organização de seus setores elétricos, a maior motivação apontada para a implementação dos sistemas de medição fasorial advém da crescente necessidade de se dispor de mais e melhores informações sobre o comportamento dos sistemas de energia, como uma forma de contrapor o constante aumento da complexidade operativa.

Uma vez identificado o estágio atual de desenvolvimento, a análise do estado da arte leva ao questionamento de uma série de pontos ligados as possíveis aplicações futuras e seus impactos nas metodologias tradicionais empregadas no monitoramento dos sistemas de energia elétrica, dado que esta atividade vêm sendo especialmente contemplada nas ferramentas desenvolvidas com base em medições fasoriais.

Vários estudos e experiências indicam a possibilidade do uso dos registros fasoriais na validação e no aprimoramento dos modelos empregados nas análises do comportamento do sistema. Não existem, contudo, registros que apresentam métodos claros a serem utilizados para a realização desta tarefa.

A mesma situação ocorre diante das expectativas de que os sistemas de medição fasorial possam contribuir para que se tenha uma informação mais segura e atualizada do estado operativo do sistema elétrico. Muitos estudos ainda devem ser realizados para que se possa, através da análise de um conjunto de informações, determinar parâmetros relativos a índices de estresse e níveis de carregamento.

Percebe-se, portanto, que a inserção desta nova tecnologia abre um campo de investigação bastante amplo, que compreende uma grande diversidade de temas a serem explorados em futuros trabalhos de pesquisa.

Capítulo 6

6. Referências

6.1. Referências Bibliográficas

- BALLANCE, J.W.; Bhargava, B.; et al.; 2003. Monitoring Power System Dynamics using Phasor Measurement Technology for Power System Dynamic Security Assessment. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH (Jun 2003: Bologna, Itália). *Proceedings*.
- BHARGAVA, B.; 1999. Synchronized Phasor Measurement System Project at Southern California Edison Co. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (Jul 1999: Edmonton, Canadá). *Proceedings*. p. 16–22.
- CEASE, T.W.; Feldhaus, B.; 1994. Real-time Monitoring of the TVA Power System, *IEEE Computer Applications in Power*, New York, , v. 7, n. 3 (Jul), p. 47–51.
- CEC (California Energy Commission); 1999. *Strategic Energy Research – Phasor Measurement Units*, California.
- CENTENO, V.; Phadke, A.G.; Edris, A.; 1997. Na adaptative out-of-step relay with Phasor Measurement. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION (6.: Jul 1997: Nottingham, Reino Unido). *Proceedings*. p. 210-213.
- CERTS (Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions); 2000. Functional Specification for Security Monitoring Prototype Workstations for Dispatchers and Operating Engineers using Synchronized Phasor Measurements, 1ª versão.
- DENYS, P.; Counan, C.; et al.; 1992. Measurement of Voltage Phase for the Future Defense Plan against Losses of Synchronism, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 7, n. 1 (Jan), p. 62-69.
- ELFORSK; 2000. *Wide Area Measurements of Power System Dynamics – The North American WAMS Project and its Applicability to the Nordic Countries*.

Lund, Suécia.

FAUCON, O; Dousset, L.; 1997. Coordinate Defense Plan Protects Against Transient Instabilities, *IEEE Computer Applications in Power*, New York, v.10, n.3 (Jul), p. 22-26.

GOMES, P.; Viotti, F.; et al.; 1997. Análise das Necessidades de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil. In: SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (14.: Out 1997: Belém, Pará). *Anais*. P. 210-213.

HART,D.G.; Gharpure, V.; Novosel, D. et al.; 2001. PMUs – A new approach to power network monitoring, *ABB Review 1/2001*, pp. 58-61.

HAUER, J.F.; 2003. Integrated Monitor Facilities for the Western Power System: The WECC WAMS in 2003, Draft report of the WECC Disturbance Monitoring Work Group, v.1, Bonneville Power Administration.

HAUER, J.F.; Mittelstadt, W.^a; et al.; 1999. Evaluation and Demonstration of Technology for the New Power System, Summary Final Report, v.1, Bonneville Power Administration.

IEEE; 1995. *Standard for Synchrophasors for Power Systems*, IEEE 1344. New York.

MARTIN, K.E.; 1997. Phasor Measurements on the BPA Transmission System, BPA Working Note.

NUQUI, R.F.; 2001. *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*, Blacksburg, Estados Unidos. Dissertação (Doctor of Philosophy In Electrical Engineering) – Virginia Polytechnic Institute.

NADUVATHUPARAMBIL, B.; Valenti, M.C.; Feliachi, ^a; 2002. Communication Delays in Wide Measurement Systems. In: SOUTHEASTERN SYMPOSIUM ON SYSTEM THEORY (34.:Morgantown:2002). *Proceedings*. P. 118 –122.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico); 2001. *Especificação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração*, 1ª Revisão, Rio de Janeiro.

PHADKE, A.G.; 2002. Synchronized Phasor Measurements – A Historical Overview. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION:ASIA PACIFIC IEEE/PES (1.:Out 2002: Asia). *Proceedings*. P.

476-479.

- PHADKE, A.G.; Pickett, B.; Adamiak, M. et al.; 1994. Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 9, n. 1 (Jan), p. 442-452.
- PHADKE, A.G.; 1993. Synchronized Phasor Measurement in Power Systems, *IEEE Computer Applications on Power Systems*, New York, v. 6, n. 2 (Apr), p. 10-15.
- RASMUSSEN, J.; Jørgensen, P.; 2003. Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event in Eastern Denmark. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH (Jun 2003: Bologna, Itália). *Proceedings*.
- SAMUELSSON, O. Jóhannsdóttir, H.; et al.; 2002. Power System Damping in Iceland based on Phasor Measurements. In: POWER SYSTEMS INFRASTRUCTURES FOR THE FUTURE (1.:2002:Beijing). *Proceedings*.
- SCHULZ, R.P.; VanSlyck, L.S.; Horowitz, S.H.; 1989. Applications of Fast Phasor Measurements on Utility Systems, In: POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATION CONFERENCE, (1.:May, 1989: Seattle). *Papers*. P. 49-55.
- SILVA, A. S.; Simões Costa, A.J.A.; 2002. Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência, Apostila. LABSPOT/EEL/UFSC.
- SIMÕES COSTA, A.J.A.; Salgado, R.; 2002. Análise de Segurança em Sistemas Elétricos de Potência, Apostila. LABPLAN/EEL/UFSC.
- SOUZA, A.; 2002. *Segurança Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica sob o Paradigma de Serviços Ancilares*. Florianópolis. Proposta de Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- VANTI, M. V.; 2000. *Uma Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Considerando Restrições de Estabilidade Transitória*. Florianópolis. Proposta de Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- WILSON, R.E.; 1994. PMUs (Phasor Measurement Units). *IEEE Potentials*, New York, , v. 13, n.2 (Apr), p. 26-28.

6.2. Referências Eletrônicas

Site Eltra1:http://www.eltra.dk/media/1033_12010.pdf, em 8/05/2003

Site Eltra2:http://www.eltra.dk/media/1030_14376.pdf, em 8/05/2003

Site Nordel:<http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=116>, em 9/05/2003

Site ONS: <http://www.ons.org.br>, em 12/05/2003