XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E
AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

ESTUDO E AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM PROTÓTIPO DE SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA INSTALADO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL

Ildemar C. Decker(*)
LabPlan/UFSC

Marcelo N. Agostini
LabPlan/UFSC

Breno T. Meyer
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Fernando H. Teodoro
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Daniel Dotta
UFSC

Sergio L. Zimath
Reason Tecnologia S.A.

RESUMO

Neste artigo apresentam-se os resultados recentes do projeto MedFasee-Eletrosul, uma parceria entre o LabPlan/UFSC, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e Reason Tecnologia S.A, para a implementação de um protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*) na rede de transmissão da Eletrosul. O sistema consiste de quatro Unidades de Medição Fasorial (PMU – *Phasor Measurement Unit*), instaladas em subestações de 525 kV, e um concentrador de dados (PDC – *Phasor Data Concentrator*), instalado na sede da Eletrosul, em Florianópolis. São descritas as PMUs, o concentrador de dados, o sistema de telecomunicações utilizado e os diversos aspectos relacionados à instalação e requisitos de capacidade operacional. Também são apresentados alguns resultados de desempenho do protótipo propriamente dito e do monitoramento e análise do comportamento do sistema elétrico, em regime normal de operação e sob perturbações.

PALAVRAS-CHAVE : Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, PMU, WAMS.

1.0 - INTRODUÇÃO

O interesse na tecnologia de medição fasorial sincronizada vem aumentando ao longo dos anos. Esse interesse ganhou forte impulso após os blackouts de grande porte ocorridos em diferentes países ao redor do globo. As análises pos-morten desses blackouts deixaram nítida a necessidade de melhor estimar o estado operacional do sistema, sendo este um elemento crucial para o aumento do desempenho e robustez do sistema elétrico quando da ocorrência de falhas críticas(1)(9). O reconhecimento que as redes de PMUs podem contribuir para a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico é baseado na sua capacidade de fornecer um acesso direto ao estado do sistema em qualquer instante de tempo. Há uma mudança de paradigma na operação do sistema, pois se pode finalmente monitorar a dinâmica do mesmo (1)(3). O diferencial dos SPMS em relação aos sistemas SCADA convencionais está na obtenção direta de fasores sincronizados no tempo, para instalações localizadas em qualquer ponto do sistema elétrico, e nas elevadas taxas de obtenção e envio dessas grandezas ao PDC. Desse modo, torna-se possível a monitoração e o controle da dinâmica do sistema elétrico em tempo real (4).
Os primeiros desenvolvimentos referentes a *Phasor Measurement Unit* (PMU) e as aplicações desta tecnologia foram realizados no final da década de oitenta. Esses desenvolvimentos foram fortemente limitados pela infraestrutura existente na época e a falta de suporte computacional para processamento das informações coletadas via rede. Atualmente, redes de centenas de PMUs estão instaladas e outras vêm sendo planejadas. Como exemplo de SPMS de grande porte cita-se o sistema chinês que hoje conta com mais de 400 PMUs instaladas e comissionadas para a operação (7).
Com essa tecnologia surgiu também o conceito de *Wide Area Measurement Protection and Control System* (WAMPAC), esses são constituídos basicamente por PMUs conectadas a um PDC, fornecendo medidas de

(*) Labplan – CTC -UFSC – CEP 88.040-900 Florianópolis, SC, – Brasil
Tel: (+55 48) 3721-9731 – Fax: (+55 48) 3721-7538 – Email: decker@labplan.ufsc.br

grandezas elétricas sincronizadas na forma de fasores, em tempo real, para aplicações envolvendo aspectos de monitoração, proteção e controle.

No presente artigo apresentam-se os resultados recentes do projeto MedFasee-Eletrosul, uma parceria entre o LabPlan/UFSC, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e Reason Tecnologia S.A, para a implementação de um protótipo de SPMS na rede de transmissão da Eletrosul. Na seção 2 descreve-se a arquitetura do protótipo, em termos gerais, e os equipamentos principais, em específico. Na seção 3 são descritos diversos aspectos relacionados ao processo de instalação dos equipamentos, à configuração física do protótipo, aos requisitos de comunicação e aos requisitos atuais de armazenamento. Na seção 4 apresentam-se os principais resultados de avaliação do SPMS, em relação ao desempenho do sistema de comunicação utilizado e aos resultados de análise do monitoramento do sistema elétrico sob perturbações. Finalmente na seção 5 apresentam-se os comentários finais e as conclusões.

2.0 - O PROJETO MEDFASEE ELETROSUL

O Projeto MedFasee-Eletrosul é componente do programa de P&D da Eletrosul Centrais Elétricas S.A., ciclo 2004/2005, e está sendo desenvolvido por meio de uma parceria entre o LabPlan/UFSC, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e Reason Tecnologia S.A. O objetivo principal é implementar um protótipo de SPMS no sistema de transmissão da Eletrosul. Neste contexto incluem-se a instalação de PMUs, o desenvolvimento e a implementação de um PDC, complementados pela seleção e implementação de aplicações de monitoração e de localização de faltas baseadas em sincrofasores. O protótipo é constituído basicamente por quatro PMUs instaladas em quatro subestações de 525 kV, respectivamente, Ivaiporã, Areia, Campos Novos e Nova Santa Rita, e um PDC, instalado na sede da empresa, em Florianópolis. Em todas essas subestações são medidos fasores trifásicos de tensão e corrente, os quais são continuamente enviados ao PDC, por meio do Sistema Integrado de Telecomunicações Digital da Eletrosul, a uma taxa de 60 frames de dados por segundo. Na Figura 1 mostra-se uma visão geral da localização geográfica das instalações das PMUs e do PDC.

2.1 Unidades de Medição Fasorial Sincronizada - PMU

As PMUs utilizadas no protótipo são uma funcionalidade de registradores digitais de perturbação modelo RPV, cedidos em comodato pela Reason Tecnologia S.A. Foram utilizados dois modelos deste equipamento: o RPV 304 (duas unidades) e o RPV 310 (duas unidades). O equipamento modelo RPV 304 possui até 16 canais analógicos de entrada, configuráveis para leitura de tensão ou corrente. Já o equipamento modelo RPV 310 pode possuir até 64 canais analógicos de entrada, igualmente configuráveis. Em ambos os tipos de equipamentos, os canais analógicos podem ser compostos em grupos de leitura, representando diversos esquemas de ligação (trifásico com ou sem neutro, bifásico ou monofásico). Há ainda uma interface de configuração baseada em WEB, a qual pode ser acessada via rede Ethernet a partir de um browser. A funcionalidade de PMU dos equipamentos é compatível com o padrão IEEE C37.118 (5), sendo os frames enviados e recebidos via rede Ethernet. A taxa de envio é configurável entre 10, 12, 15, 20, 30 ou 60 frames por segundo. A taxa de aquisição interna é de 256 pontos por ciclo da rede elétrica.
Para a sincronização dos equipamentos em cada subestação foram utilizados relógios sincronizados por satélites, via sistema GPS, modelo Reason RT1310. Este relógio fornece sinais de referência temporal nos formatos IRIG-B000 com extensão CF (sinal PPS, norma IEEE 1344:1995), o qual é utilizado pela PMU para a sincronização do seu processo de aquisição.

FIGURA 1: Visão geral da localização geográfica dos equipamentos do protótipo.

2.2 Concentrador de Dados – PDC (Revisar desenvolvimentos realizados)

O PDC é um elemento essencial em um SPMS, e tem como principais funções receber e reunir de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as de forma centralizada para o uso em aplicações e armazenamento de históricos da operação do sistema elétrico.
No âmbito do Projeto MedFasee Eletrosul, foi desenvolvido um PDC para a empresa, atendendo requisitos específicos do protótipo de SPMS implementado. Os equipamentos do protótipo de SPMS estão conectados através da Rede de Gerenciamento Remoto (RGR), uma rede segregada das redes corporativa e de operação. A RGR possui firewalls nos seus pontos de conexão com as demais redes lógicas da empresa que, por questões de segurança, controlam o fluxo de dados entre a RGR e as demais redes. Esta estrutura dificulta o acesso aos dados disponibilizados pelo PDC, por parte das aplicações, as quais são executadas em estações de trabalho conectadas à rede corporativa. Para viabilizar o acesso aos dados, a partir da rede corporativa, foi desenvolvida uma arquitetura diferenciada para o armazenamento dos dados fasoriais, conforme apresentado na Figura 2.
As quatro PMUs, instaladas respectivamente nas subestações de Ivaiporã, Areia, Campos Novos e Nova Santa Rita, enviam seus sincrofasores ao PDC, através da RGR. A comunicação é feita através de pacotes no formato IEEE C37.118, sobre protocolo UDP/IP. O PDC, instalado na Central de Oscilografia da empresa, recebe os dados e os armazena tanto em um banco de dados local, no próprio equipamento, quanto em um banco de dados externo à rede RGR, conectado diretamente à rede corporativa da empresa. Uma regra é configurada no firewall que conecta as redes RGR e corporativa, de forma que o PDC possa escrever os dados fasoriais diretamente no banco de dados externo, à medida que são recepcionados e alinhados. Tal regra permite a comunicação TCP/IP pela porta 3306, porta padrão do MySQL. As aplicações que fazem uso dos dados fasoriais acessam o banco de dados externo, diretamente na rede corporativa.

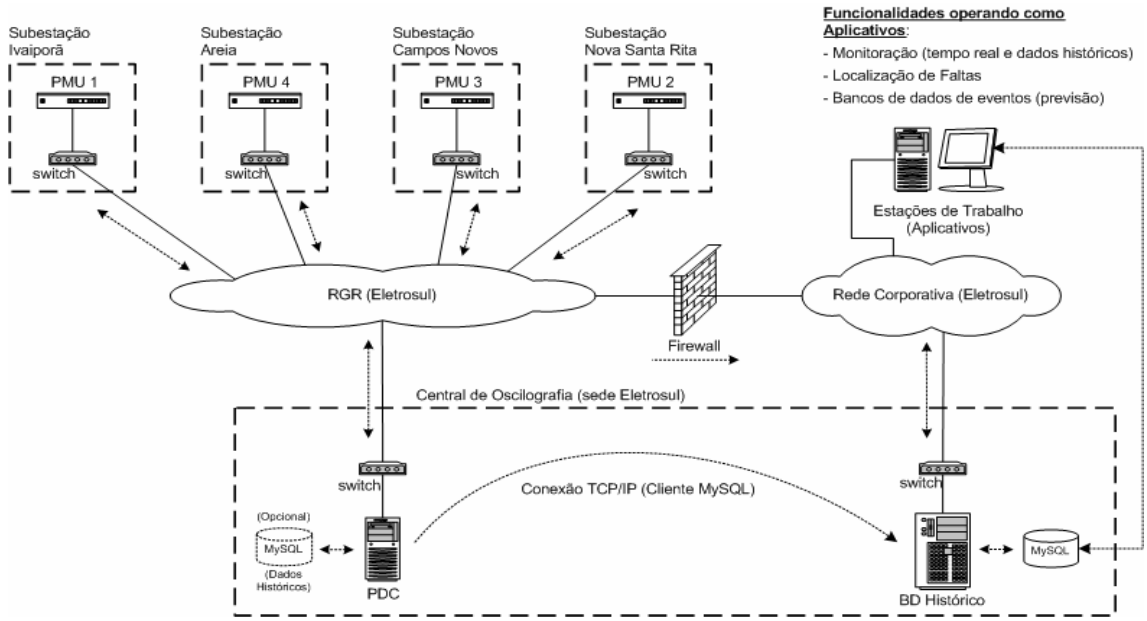


FIGURA 2 – Arquitetura do Protótipo SPMS da Eletrosul

O PDC foi desenvolvido integralmente usando-se modelagem orientada a objetos e implementado em linguagem de programação C/C++. O equipamento opera sob sistema operacional GNU/Linux, sendo o gerenciamento das funções de tempo real efetuado por meio do software RTAI (*Real Time Application Interface*). Para o armazenamento de dados históricos é utilizado um banco de dados MySQL.

2.3 Sistema de Telecomunicação

A existência de uma infra-estrutura de telecomunicações com suficiente largura de banda e elevados índices de segurança e disponibilidade é de importância fundamental para a operação adequado de um SPMS. A Eletrosul implantou recentemente o seu Sistema Integrado de Telecomunicações Digital (SIT-D), que é constituído por um anel em fibra óptica de alta capacidade e com ramificações em links de microondas digitais via rádio. O sistema utiliza a hierarquia SDH, possuindo 4 feixes de 622 Mbps. Esses feixes, na hierarquia mais baixa, fornecem 252 feixes de 2 Mbps. Cada feixe de 2 Mbps possui 63 canais de 64 kbps que são agrupados utilizando o sistema PDH. Os canais de 64 kbps são empregados para a comunicação com os equipamentos das subestações, sendo possível a utilização de canais com taxas superiores a 64 kbps, por meio de equipamentos específicos. Este sistema dispõe de grande capacidade de transmissão de informações, apresentando elevados índices de confiabilidade.

Atualmente os equipamentos do protótipo de SPMS encontram-se conectados à Rede de Gerenciamento Remoto (RGR) da Eletrosul. Em fase de implantação na empresa, a RGR é integrada ao SIT-D, descrito acima, apresentando alto desempenho e confiabilidade. A rede é constituída de um anel principal, com velocidade de 2 Mbps, e atende as principais subestações operadas pela Eletrosul, incluindo todas as subestações de 525 kV.

3.0 - ASPECTOS DA INSTALAÇÃO

3.1 O Processo de Instalação

O processo de instalação dos equipamentos nas subestações foi realizado conforme os seguintes passos: (i) análise das condições locais das instalações existentes; (ii) elaboração de projeto técnico; (iii) análise do sistema de telecomunicações; (iv) programação da instalação com o ONS; (v) adequação e configuração do PDC; (vi) instalação e comissionamento.
Na escolha das subestações a serem monitoradas foram considerados aspectos técnicos e econômicos, tais como: o aproveitamento da infra-estrutura existente de painéis, a disponibilidade de redes de alimentação e de telecomunicação; a importância geoelétrica da subestação; e a possibilidade de monitoração de linhas de transmissão em seus dois extremos.

3.2 Configuração do Protótipo de SPMS

A configuração atual do protótipo de SPMS envolve a monitoração de 45 fasores em quatro subestações de 525 kV, associados a tensões e correntes trifásicas de seis circuitos. Na Tabela 1 apresenta-se um quadro resumo dos equipamentos, locais das instalações, circuitos e grandezas monitoradas.

Tabela 1: Quadro resumo das instalações.

Localização das PMUs	Equipa-mento	Frame de Dados	Largura de Banda	Circuitos Monitorados	Fasores Trifásicos (Qtde.)
SE Ivaiporã 525kK	RPV 304	200 bytes	96 kbps	Ivaiporã–Londrina C.1 Ivaiporã–S.Santiago C.1 Ivaiporã–Areia	Corrente (3) Tensão e Corrente (6) Tensão e Corrente (6)
SE Areia 525kV	RPV 310	176 bytes	84,48 kbps	Areia – Ivaiporã Areia – C.Novos	Tensão e Corrente (6) Tensão e Corrente (6)
SE C.Novos 525kV	RPV 310	176 bytes	84,48 kbps	C.Novos – Areia C.Novos – Caxias	Tensão e Corrente (6) Tensão e Corrente (6)
SE N.S.Rita 525kV	RPV 304	128 bytes	61,44 kbps	N.S.Rita – Gravatai	Tensão e Corrente (6)
Sede da Empresa	PDC		326,4 kbps	Todos acima (6)	Todos acima (45)

3.3 Requisitos da Rede de Telecomunicações

As PMUs do protótipo de SPMS enviam dados formatados de acordo com a norma IEEE C37.118. Cada frame de dados neste formato possui 80 bytes fixos, mais 8 bytes por sincrofasor enviado, em razão do uso do protocolo UDP/IP sobre uma rede Ethernet. Considerando-se o número de sincrofasores enviados por cada PMU, conforme descrito na Tabela 1, e que a transmissão é feita a uma taxa de 60 frames de dados por segundo, os requisitos de largura de banda para cada PMU do protótipo são apresentados na quarta coluna da Tabela 1. No caso do PDC, que recebe os frames de dados de todas as PMUs, a largura de banda utilizada é dada pela soma das larguras de banda de cada PMU, ou seja, 326,4 kbps.

3.4 Requisitos de Armazenamento

O PDC atualmente em uso no protótipo de SPMS é uma versão adaptada para a empresa de um protótipo de PDC desenvolvido em um projeto anterior do LabPlan/UFSC (3). Este equipamento usa uma base de dados MySQL para o armazenamento de dados históricos. A estrutura de dados utilizada necessita de, aproximadamente, 47,3 bytes para armazenar cada sincrofasor enviado, já incluindo os bytes necessários para as indexações dos dados. Considerando-se que são enviados 45 sincrofasores, no total, a uma taxa de 60 frames de dados por segundo, a capacidade necessária para o armazenamento de dados históricos no PDC é de 10,3 GB por dia. Atualmente, os sincrofasores históricos são armazenados no PDC por até cinco dias, o que demanda uma capacidade de 51,4 GB. Esta capacidade diz respeito apenas aos sincrofasores históricos armazenados no PDC. Somando-se o espaço em disco utilizado pelos *logs* gerados pelo sistema, juntamente com o sistema operacional do equipamento, o PDC opera com uma ocupação média de aproximadamente 85% do seu HD, que tem capacidade total de 80 GB.

No âmbito do Projeto MedFasee-Eletrosul está em desenvolvimento um novo PDC, com características específicas para o SPMS da empresa. Neste PDC a estrutura da base de dados históricos foi re-projetada, considerando-se requisitos de desempenho e de armazenamento em HD para um número maior de sincrofasores.

4.0 - ANÁLISE DE DESEMPENHO

4.1 Processo de Aquisição de Dados

O acompanhamento do desempenho do sistema de telecomunicações, por meio da avaliação periódica da taxa de perda de dados, tem sido prioritário e constante no desenvolvimento do presente protótipo. Os resultados obtidos com a operação inicial do protótipo de SPMS, usando um PDC de laboratório, mostraram perdas de dados em torno de 0,05%. A partir da instalação do novo PDC da empresa, as perdas de dados foram reduzidas para valores abaixo de 0,001% na maior parte do tempo, o que significa uma perda de cerca de 2 sincrofasores em 216.000 enviados durante uma hora. Observam-se apenas ocorrências eventuais de perdas de dados mais elevadas, em alguns períodos. Estas ocorrências estão associadas a carregamentos eventuais mais elevados dos links de comunicação da rede RGR da empresa. Por exemplo, na Figura 3, são mostradas as perdas de dados em um período de 24 horas, relativas ao dia 06/02/2009.

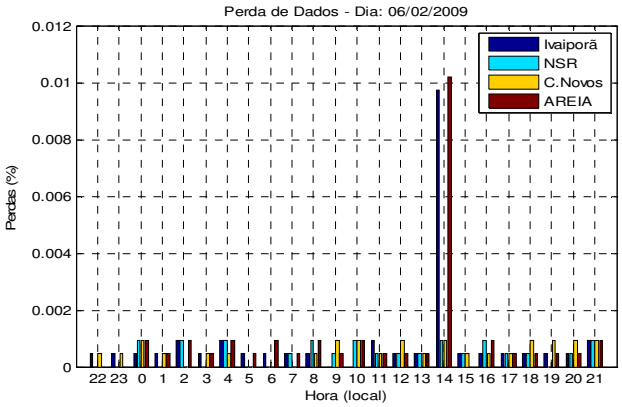
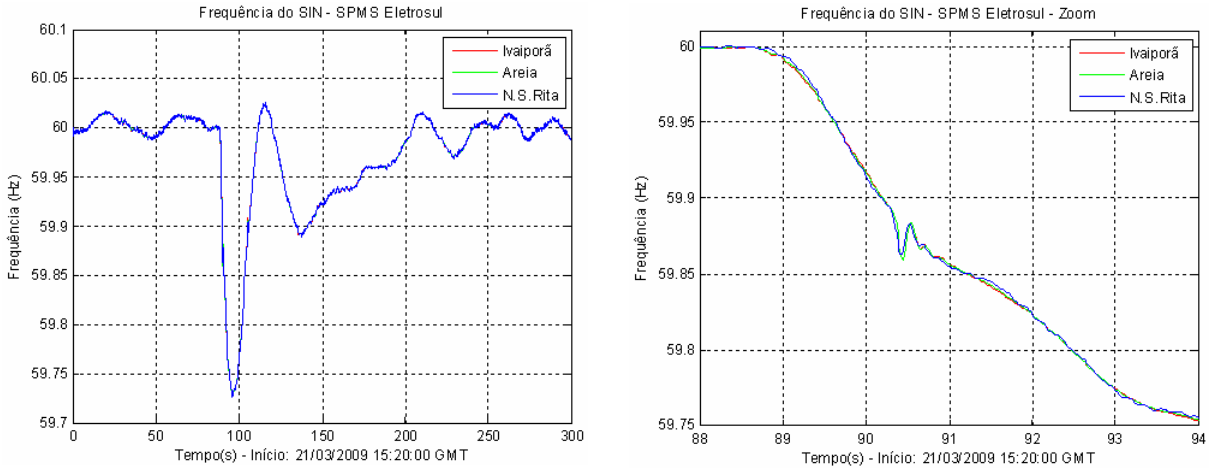


FIGURA 3: Percentuais de perda de dados no sistema de telecomunicações durante um dia típico.

4.2 Análise de Ocorrência no SIN

Conforme relatado no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, relativo ao dia 21/03/2009, publicado pelo ONS, neste dia, por volta das 12h21min, hora local, houve o desligamento da LT 500 kV Lajeado-Miracema, com consequente desligamento das UGs 1-5 (180MW cada) da usina Lajeado, rejeitando uma geração total de 900MW. A Usina Hidrelétrica de Lajeado situa-se entre os municípios de Lajeado e Miracema em Tocantins, TO, e conecta-se ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em Miracema, através da LT 500 kV Lajeado – Miracema. A subestação de Miracema localiza-se ao longo da Interligação Norte-Sul.



a) Evolução da Frequência b) Detalhe da Evolução da Frequência

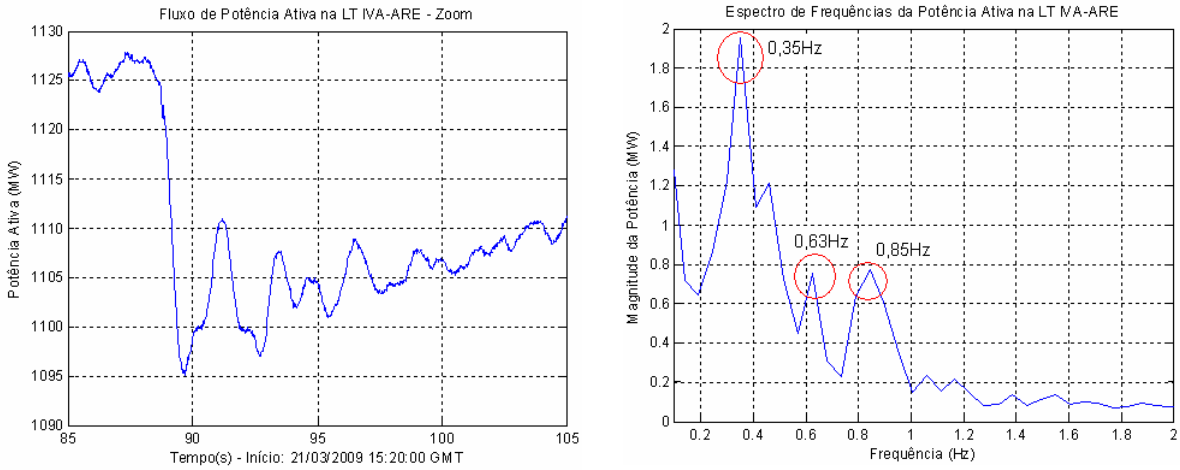
FIGURA 4 – Frequência do SIN – Protótipo Eletrosul

Neste artigo apresenta-se uma breve análise desta ocorrência. Para isso, foram utilizados os registros do protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada (SPMS) da Eletrosul, e também do protótipo SPMS do Projeto

MedFreq (10). O SPMS da Eletrosul possui quatro PMUs, instaladas nas subestações de Ivaiporã (IVA), Areia (ARE), Campos Novos (CNO) e Nova Santa Rita (NSR), monitorando-se oito terminais de LTs. O SPMS do Projeto MedFasee possui nove PMUs, instaladas todas na rede de baixa tensão, em universidades ao longo das cinco regiões do país, respectivamente em Porto Alegre, RS (PUC-RS); Florianópolis, SC (UFSC); Curitiba, PR (UTFPR); São Carlos, SP (USP-SC); Rio de Janeiro, RJ (COPPE/UFRJ); Itajubá, MG (UNIFEI); Brasília, DF (UnB); Fortaleza, CE (UFC); e Belém, PA (UFPA).Estas PMUs medem os sincrofasores da tensão trifásica nas redes de alimentação, nos respectivos pontos de medição. Ambos os SPMS registram sincrofasores a uma taxa de 60 por segundo, armazenados em seus PDCs específicos.

4.2.1 Registro do Protótipo de SPMS da Eletrosul

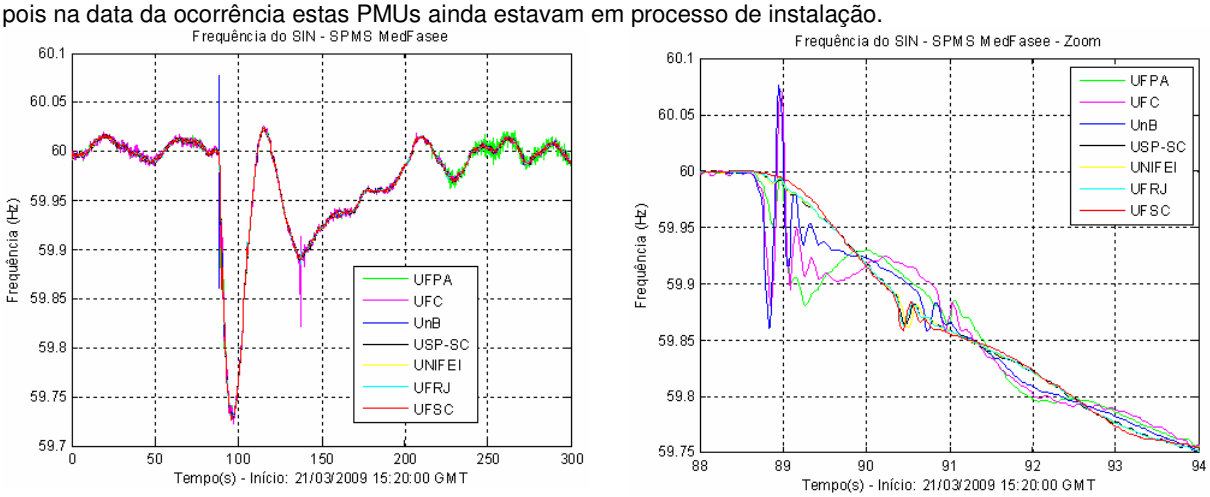
Na FIGURA 4 são apresentadas as curvas de frequência do SIN, medidas nas respectivas subestações. As curvas foram filtradas utilizando-se um filtro digital passa-baixa de 4ª ordem, com frequência de corte em 5Hz. Observa-se que a frequência atingiu um valor mínimo em torno de 59,73Hz, 7,9s após a ocorrência, registrando-se um decaimento de aproximadamente 0,034Hz/s. A frequência oscilou de forma coerente em todos os pontos de medição, inclusive nos instantes iniciais após a ocorrência. Nos gráficos a seguir não são apresentados registros da subestação de Campos Novos, pois a PMU instalada nesta subestação estava fora de operação no período da ocorrência.
Na Figura 5 é mostrada a potência ativa na LT 525 kV Ivaiporã – Areia, calculada a partir dos sincrofasores medidos na subestação Ivaiporã (a), bem como seu espectro de frequências (b). Nos segundos seguintes à ocorrência, o fluxo de potência ativa nesta LT, a qual integra a interligação entre os subsistemas Sudeste e Sul, apresentou oscilações com frequências de 0,35Hz, 0,63Hz e de 0,85Hz, sendo o primeiro modo de oscilação mais expressivo.



a) Potência Ativa b) Espectro de Frequências

FIGURA 5 – Fluxo de Potência Ativa na LT 525kV Ivaiporã – Areia (terminal Ivaiporã)

4.2.2 Registros do Protótipo de SPMS da Baixa Tensão
Nos gráficos da Figura 6 são apresentas as curvas de frequência nos pontos de medição do SPMS do Projeto MedFreq. As curvas foram filtradas utilizando-se um filtro digital passa-baixa de 4ª ordem, com frequência de corte em 5Hz. Não são apresentados registros das PMUs em Curitiba, PR (UTFPR) e em Porto Alegre, RS (PUC-RS), pois na data da ocorrência estas PMUs ainda estavam em processo de instalação.

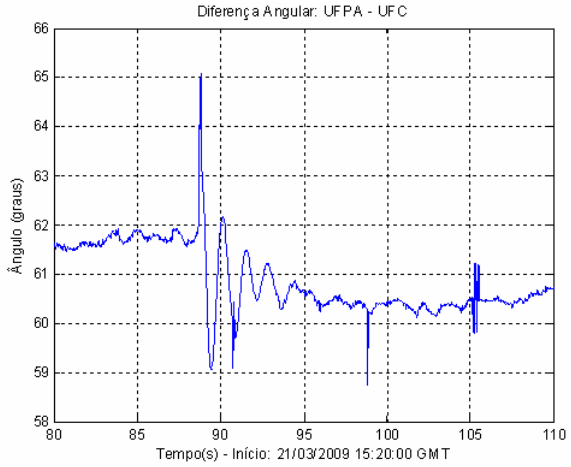


a) Evolução da Freqüência b) Detalhe da Evolução da Frequência

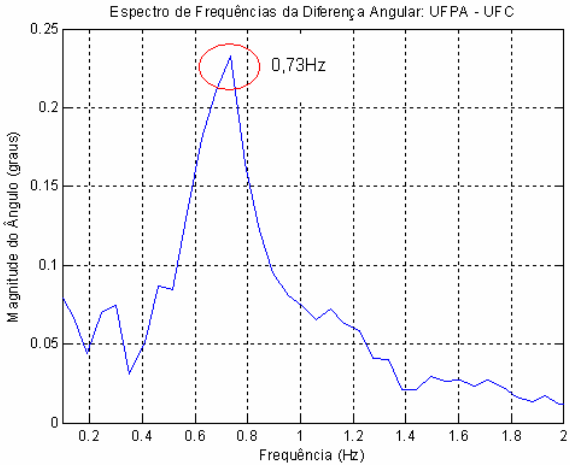
FIGURA 6 – Frequência do SIN

Na Figura 7 são mostrados os gráficos das principais diferenças angulares registradas durante a ocorrência, em um período de 30s em torno do instante da ocorrência, bem como seus espectros de frequência.
Os pontos de medição considerados no cálculo destas diferenças angulares de tensão estão localizados em diferentes regiões geográficas do SIN, e, portanto, cada uma destas diferenças angulares pode ser associada ao intercâmbio de potência nas respectivas interligações regionais, conforme abaixo:

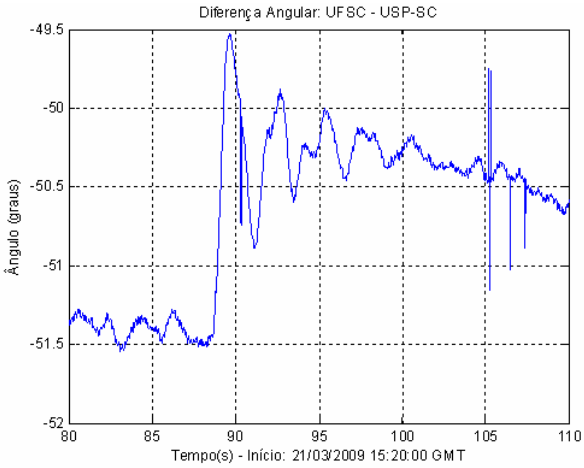
- UFPA – UFC → Interligação Norte-Nordeste (N-NE)
- UFPA – UFSC → Interligação Norte-Sul (N-S)
- UFSC – USP-SC → Interligação Sul-Sudeste (S-SE)



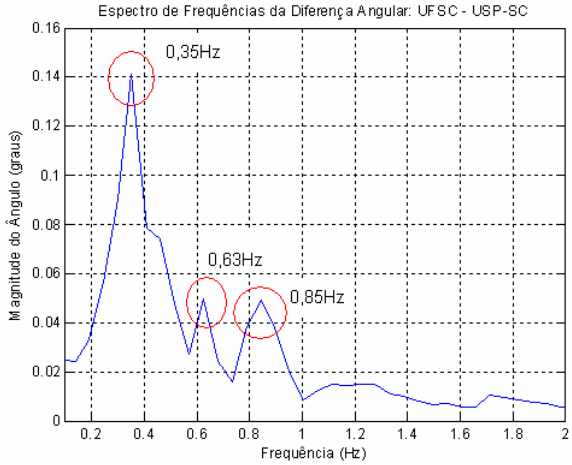
a) Diferença Angular entre as Tensões Medidas em Belém, PA (UFPA); e em Fortaleza, CE (UFC)



b) Espectro de Frequências da Diferença Angular UFPA – UFC



c) Diferença Angular entre as Tensões Medidas em Florianópolis, SC (UFSC); e em São Carlos, SP (USP-SC)



d) Espectro de Frequências da Diferença Angular UFSC – USP-SC

FIGURA 7 – Sinais de diferenças angulares e espectros de frequência

Pode-se observar nos gráficos da Figura 7, que a ocorrência na LT 500 kV Lajeado – Miracema, com consequente rejeição de geração na UHE Lajeado, excitou diferentes modos de oscilação, nas diferentes interligações regionais. Ressalte-se a semelhança entre os espectros de frequências da diferença angular entre a UFSC e a USP-SC

(regiões Sul e Sudeste), Figura 7.d, e do fluxo de potência ativa na LT 525kV Ivaiporã – Areia. Esta LT integra a interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste e Sul, e em ambos os espectros estão presentes os modos de oscilação com frequências de 0,35Hz, 0,63Hz e de 0,85Hz, sendo o primeiro modo de oscilação mais expressivo.

5.0 - CONCLUSÕES

Neste artigo foram descritos resultados do primeiro ano da experiência da instalação e monitoramento de desempenho do primeiro protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada instalado no SIN, mais especificamente no sistema de transmissão de 525 kV da Eletrosul. O processo de definição dos locais e as instalações propriamente ditas dos equipamentos foram realizados em cerca de 8 meses, envolvendo diversos setores da empresa nos três estados do sul do Brasil. Desde meados de setembro de 2007, o protótipo opera em sua configuração plena enviando ao PDC, a uma taxa de 60 frames por segundo, dados de 45 fasores correspondentes a tensões e correntes trifásicas de quatro subestações de 525 kV. O desempenho da rede de telecomunicações tem sido avaliado freqüentemente, verificando-se taxas médias de perda de dados inferiores a 0,001%. Também foi freqüente a realização de estudos de desempenho do sistema elétrico, em regime normal de operação e sob perturbações, usando-se dados do protótipo de SPMS. Nos estudos de análise de perturbações apresentados foram observados os parâmetros de diversos modos de oscilação inter-área do SIN, mesmo estando os pontos de medição distante geograficamente da perturbação. Os resultados obtidos do protótipo instalado na rede de transmissão da Eletrosul são semelhantes aqueles obtidos do protótipo instalado na baixa tensão e cobrindo as cinco regiões geográficas do SIN.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) U.S.-Canada Power System Outage Task Force. (2004) Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canadá: Causes and Recommendations. [Online]. Disponível: http://www.nerc.com.

(2) DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D. & ZIMATH, S. L. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Desenvolvimentos e Aplicação na Monitoração de Freqüência do Sistema Elétrico Brasileiro. Revista Eletroevolução, Brasil, v. 44, p. 38-47, 2006a.

(3) DECKER, I. C.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M. N.; ZIMATH, S. L. & e SILVA, A. S. Performance of a Synchronized Phasor Measurement System in Brazilian Power System. IEEE Power System Society General Meeting, Montreal, Canada, Jun, 2006b.

(4) DOTTA, D.; SILVA, A. S. & DECKER, I. C. Power System Small-Signal Angular Stability Enhancement using Synchronized Phasor Measurements. IEEE Power System Society General Meeting, Tampa, USA, Jun, 2007.

(5) IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Standard C37.118-2005, Jun. 2005.

(6) MORAES, R. M.; Volskis, H. A. R.; GIOVANINI, R.; HU, Y., MANO, R.; SARDINHA, C.; NOVOSEL, D. & CENTENO, V. Arquitetura do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN: Requisitos e Aplicações, SNPTEE, Outubro, 2007.

(7) XIE, X.; XIN, Y.; XIAO, J.; WU, J. & HAN, Y. WAMS applications in chinese power system. IEEE – Power & Energy Magazine, v. 1, p. 54– 63, June 2006.

(8) R. Klump, R. E. Wilson, and K. E. Martin, "Visualizing Real-Time Security Threats Using hybrid SCADA/PMU Measurement Displays" *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, U.S.A. 2005.

(9) G. Andersson, et al., "Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance, "In.: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, Novembro. 2005.

(10) Projeto MedFreq. (2008) [Online]. Disponível: http://www.medfasee.ufsc.br/novo/index_frame.php.