



**XXII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GAT/26  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

**UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA DA CTEEP – SUBSÍDIO À ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES NO SIN**

**Silvio Aparecido de Souza (\*); Elder Ferreira Kobayashi; Daniel Nascimento Barbin; Meronides J. Ramos**

**CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista**

**RESUMO**

A análise de perturbações, trata-se de uma atividade que é realizada pós-distúrbio e tem como objetivo definir as causas, consequências e responsabilidades envolvidas, gerando recomendações e sugestões para o melhoria contínua do desempenho operativo do sistema. A partir da utilização das unidades de medição fasorial sincronizadas, como subsídio à análise de perturbações, é possível verificar a abrangência de uma eventual ocorrência através dos fasores de tensão, corrente e frequência do sistema. Neste contexto, iremos ilustrar dois estudos de caso de análise de perturbações para ocorrências no Sistema Interligado Nacional (SIN), através do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS) da CTEEP.

**PALAVRAS-CHAVE**

Análise de Perturbações, Medição Fasorial Sincronizada, Sistema Interligado Nacional

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Em sistemas elétricos de potência um grande número de mensagens e alarmes é transmitido ao centro de controle após a ocorrência de distúrbios. Tais distúrbios possuem origem bastante diversificada, podendo ocorrer em qualquer parte do sistema. Os sistemas de proteção são responsáveis por detectar a ocorrência de uma anomalia e agir apropriadamente de modo a isolar somente a parte defeituosa do sistema. Essa ação busca evitar a propagação de qualquer perturbação a outras áreas interconectadas, o que poderia implicar na degradação da segurança operativa do SIN. Neste contexto, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) é um dos mais importantes Sistemas Especiais de Proteção – SEP, cujo objetivo é evitar, com a sua correta atuação, a ocorrência de blecautes no SIN. O ERAC monitora constantemente o equilíbrio entre carga e geração, com base na excursão da frequência do SIN, e, mediante estudos especiais, determinam o montante de carga para corte, divididos em diferentes estágios, de modo a manter tal equilíbrio [1], [2].

O crescimento dos sistemas elétricos de potência, devido ao aumento da demanda de energia elétrica e à sua necessidade de maior confiabilidade dos sistemas, bem como à necessidade de redução de custos, resultou em uma interligação cada vez maior entre os diversos sistemas de geração existentes. Os sistemas interligados são vantajosos na medida em que permitem menores reservas energéticas para atendimento em horários de pico; e com isso um menor número de máquinas operando em vazio para atender cargas súbitas, socorro mútuo entre os sistemas, compra e venda de energia entre eles e um melhor aproveitamento da diversidade hidrológica existente. Contudo, as interligações geram alguns inconvenientes. Com o aumento da dimensão do sistema, sua operação torna-se cada vez mais complexa [3]. Essa complexidade operacional tem demandado um constante aprimoramento dos instrumentos de monitoramento e controle em tempo real.

(\*) Alameda CESP, S/N – Fazenda Grande - CEP 13.212 - 437 Jundiaí, SP – Brasil

Tel: (+55 11) 4589-6607 – Fax: (+55 11) 4589-6604

Email: [sasouza@ctEEP.com.br](mailto:sasouza@ctEEP.com.br), [ekobayashi@ctEEP.com.br](mailto:ekobayashi@ctEEP.com.br), [dbarbin@ctEEP.com.br](mailto:dbarbin@ctEEP.com.br), [mramos@ctEEP.com.br](mailto:mramos@ctEEP.com.br)

Neste cenário, tem ganhado destaque o desenvolvimento de tecnologias inovadoras baseados em Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (*Synchronized Phasor Measurement Systems - SPMS*). O sistema de medição fasorial sincronizada pode melhorar o desempenho e confiabilidade no monitoramento das grandezas elétricas, local ou regional, fundamentais na observabilidade de sistemas de energia elétrica. Nestes sistemas, unidades de medição fasorial sincronizada (*Phasor Measurement Unit – PMU*), instaladas em subestações (SE's), são responsáveis pela aquisição sincronizada dos fasores de tensões e correntes, enviando-os continuamente a concentradores de dados (*Phasor Data Concentrators – PDC*) instalados normalmente em Centros de Operação. As PMUs são sincronizadas a partir de uma base de tempo comum a todos os equipamentos, utilizando o sistema GPS (*Global Positioning Systems*), de forma de que os sincrofases medidos por todos os equipamentos, em um mesmo instante de tempo, refletem um ponto de operação instantâneo do sistema elétrico.

O principal objetivo deste artigo é ilustrar como um sistema de medição fasorial sincronizada pode auxiliar e enriquecer a análise de perturbações, especificamente neste trabalho, uma perturbação com repercussão a nível do SIN, com conseqüente atuação do ERAC. Será ilustrada também a abrangência desta perturbação na área de responsabilidade de operação da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista). O SPMS utilizado teve sua origem de um programa de Pesquisa e Desenvolvimento da CTEEP, com parceria entre LabPlan/UFSC e Reason Tecnologia. O protótipo implementado visa o monitoramento e análise do desempenho dinâmico do sistema elétrico, baseado em medidas fasoriais sincronizadas no sistema de 440 kV da CTEEP, com a instalação de PMUs em Ilha Solteira, Bauru, Cabreúva e Bom Jardim.

## 2.0 - SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA DA CTEEP

O SPMS da CTEEP é formado por cinco PMUs, instaladas em três subestações (SE), e um PDCS – *Phasor Data Concentrator System*, instalado em Bom Jardim, sendo o monitorado um dos corredores do sistema de 440 kV, propiciando a medição de grandezas em locais próximos a unidades de geração, instalações de interligação de diversos níveis de tensão e centros de carga. Cabe ressaltar que o projeto SPMS da CTEEP foi desenvolvido através de um P&D, ciclo 2006/2007, iniciado em 2009 e teve como executores o LabPlan/UFSC e a Reason Tecnologia. Desenvolveu-se também, um sistema de aquisição e processamento de medidas fasoriais em si, aplicativos de monitoração e análise da dinâmica em tempo real, de localização de faltas, e de apoio para análises *off-line* [4].

As PMUs utilizadas no projeto SPMS são uma funcionalidade de registradores digitais de perturbação Reason RPV (RPV304 e RPV310), com 16 canais analógicos de entrada, configuráveis para leitura de tensão ou corrente, que podem ser compostos em grupos de leitura, representando diversos esquemas de ligação (trifásico com ou sem neutro, bifásico ou monofásico). Estes equipamentos são compatíveis 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, sendo a taxa de aquisição interna de 256 pontos por ciclo da rede elétrica. Foram ainda utilizados relógios sincronizados por satélites (GPS), modelo Reason RT420. Cada PMU está conectada a um relógio GPS, o qual fornece sinais de referência temporal nos formatos IRIG-B000 com extensão CF (sinal PPS, norma IEEE 1344:1995), utilizado pela PMU para a sincronização do seu processo de aquisição.

O PDCS foi desenvolvido com uma arquitetura descentralizada e arranjo hierárquico entre PDCs, em dois níveis, Figura 1. No primeiro nível estão dispostos os PDCs *front end* (PDC FE), realizando a comunicação direta com as PMUs do SPMS e sendo responsável pela concentração de um determinado número de PMUs do sistema, bem como pelo gerenciamento da comunicação com estas PMUs, podendo ou não armazenar os sincrofases em seu banco de dados local. É sua função também realizar a ressincronização dos dados enviados pelas PMUs, uma vez que a transmissão de dados pelos *links* de comunicação é feita de maneira assíncrona. Após a ressincronização, cada PDC FE monta e envia adiante, na estrutura hierárquica, pacotes contendo dados das suas respectivas PMUs, dados estes relacionados a um mesmo instante de tempo. No segundo nível está presente o PDC mestre (PDC ME) que comunica-se com todos os PDCs FE, recebendo e armazenando os dados de todo o SPMS. Ele realiza a ressincronização dos dados enviados pelos PDCs FE e disponibiliza os sincrofases de todo o SPMS para as diversas aplicações, tanto em tempo real quanto para estudos *off-line* (dados históricos). A característica principal desta estrutura é a sua expansibilidade, onde, a medida que novas PMUs são adicionadas ao SPMS, novos PDC FE podem ser adicionados, de forma que a carga de processamento é dividida. Outra característica relevante da estrutura é que, sendo descentralizada, PDCs FE podem ser instalados remotamente, em subestações, por exemplo, desempenhando funções de armazenamento e ressincronização local [4].

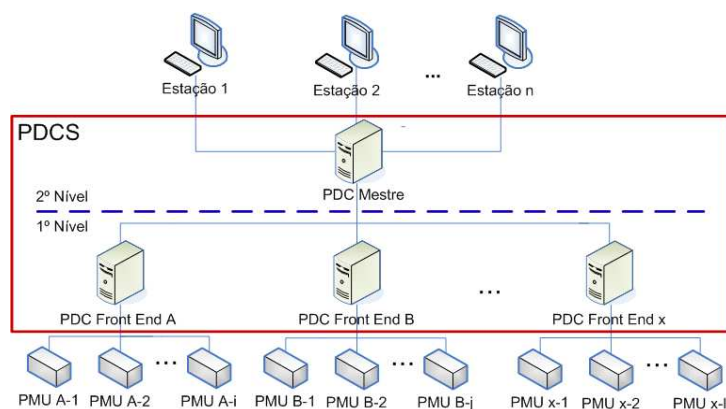


FIGURA 1 – Estrutura do PDCS Desenvolvido

### 3.0 - CARACTERÍSTICAS DA ARQUITETURA DO SPMS DA CTEEP

O SPMS da CTEEP apresenta taxa de transmissão de dados entre as PMUs e o PDCS é de 60 frames por segundo. São enviados quatro fasores por grandeza (trifásico + neutro), sendo que a medição nas PMUs é realizada de forma trifásica, e os fasores de neutro calculados pelas PMUs, e enviados nos frames de dados. A comunicação entre as PMUs e o PDCS na SE Ilha Solteira é realizada através de um *link* de comunicação externo entre a SE e Bom Jardim, baseado em *Multi Protocol Label Switching (MPLS)*, contratado no projeto. Para as SEs Bauru e Cabreúva utiliza-se a própria rede de comunicação do Sistema Integrado de Coleta Automática de Registros (SICAR) da CTEEP, conforme ilustrado na Figura 2.

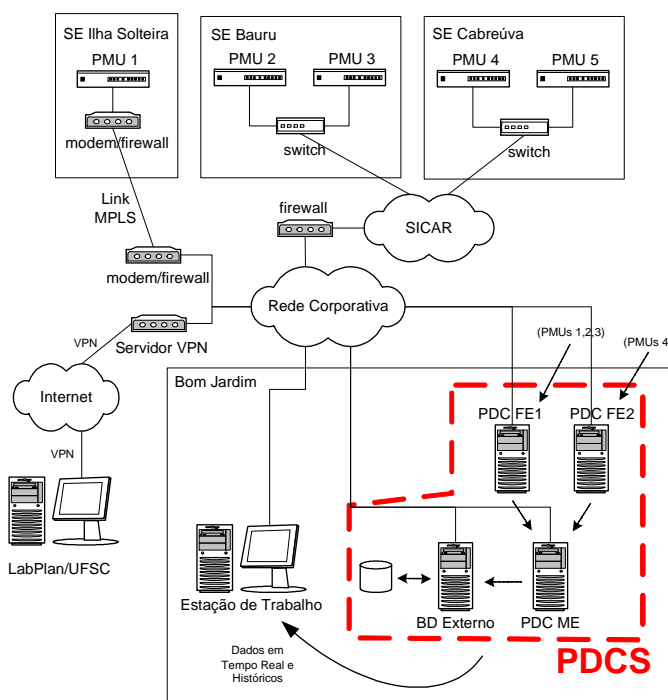


FIGURA 2 – Visão Geral da Arquitetura do Protótipo de SPMS

O PDCS em operação, desenvolvido em linguagem de programação C++, possui quatro equipamentos: PDC FE1, PDC FE2, PDC ME e um banco de dados externo. O PDC FE1 recebe os dados das PMUs 1, 2 e 3, instaladas em Ilha Solteira e Bauru, e o PDC FE2 recebe os dados das PMUs 4 e 5, instaladas em Cabreúva. O PDC ME recebe os frames de dados ressinchronizados de cada um dos PDCs FE, e armazena os dados históricos tanto no seu banco de dados interno quanto em um banco de dados externo, em outro equipamento, de forma redundante. Os dados históricos podem ser acessados pelos aplicativos tanto a partir do PDC ME quanto do banco de dados externo. O PDC ME disponibiliza ainda fluxos de dados em tempo real, contendo os dados de todas as PMUs do sistema. Estes fluxos de dados podem ser configurados para um ou mais aplicativos destinatários individualmente, ou mesmo usando multicast.

O banco de dados usado no PDCS é o MySQL. A estrutura de dados das tabelas internas do banco de dados necessita de, aproximadamente, 16 bytes para armazenar cada fasor enviado. Considerando-se um total de 68 fasores, a uma taxa de 60 frames por segundo, a capacidade necessária para o armazenamento de dados históricos em cada banco de dados é de aproximadamente 5,7 GB por dia. Considerando-se o sistema operacional e também o armazenamento de logs da operação de cada PDC, e que cada equipamento possui dois HDs SATA de 250 GB cada um, conectados em RAID 1 (espelhamento), estima-se uma capacidade total de armazenamento de 30 dias de dados históricos.

O processo de instalação das PMUs nas SEs começou no primeiro semestre de 2010, e, em março de 2011, todas as cinco PMUs encontravam-se instaladas nas respectivas SEs, bem como o PDCS em Bom Jardim.

#### 4.0 - FUNCIONALIDADES DESENVOLVIDAS

Ao longo deste projeto foram desenvolvidos alguns aplicativos para acesso e análise dos dados fasoriais como:

- a. **Configuração dos Terminais de Circuito:** Utiliza-se nos aplicativos desenvolvidos o conceito de “terminal de circuito” como entidade principal à qual os fasores são referenciados. Os terminais são configurados em arquivos de configuração próprios dos aplicativos, onde indica-se qual PMU que mede as grandezas relativas ao terminal, bem como a configuração dos canais fasoriais que formam o terminal (canais de tensão e de corrente).
- b. **Monitor de Dados Fasoriais:** Principal aplicativo do projeto, agrega os demais aplicativos, atuando como um ambiente integrado para acesso aos dados fasoriais. A interação com o aplicativo, permite a visualização das informações do respectivo terminal, mostrando-se qual PMU e os respectivos canais que formam aquele terminal, valores de base de tensão e de corrente, usados nos gráficos com valores em PU. Os botões na parte inferior da tela permitem acionar os demais módulos aplicativos.
- c. **Gráfico Polar:** Apresenta os fasores de tensão e de corrente de cada terminal, sequência positiva, plotados em um gráfico polar único. Os fasores são mostrados em tempo real, com uma atualização por segundo, com visualização da diferença angular entre as grandezas de cada terminal, podendo-se escolher o fasor de referência.
- d. **Gráfico no Tempo:** Apresenta as grandezas elétricas ao longo do tempo, em tempo real, com atualizações a cada segundo. Pode-se escolher entre módulo de tensão ou de corrente, diferença angular ou frequência, bem como quais terminais serão plotados.
- e. **Monitoramento de Oscilações Eletromecânicas:** Neste aplicativo observam-se os modos de oscilação presentes no sistema elétrico, a partir dos fasores de tensão medidos pelas PMUs. O aplicativo recebe dados enviados pelo PDCS, em tempo real, logo após o processo de resincronização completa do sistema, realizada pelo PDC mestre. Utilizando-se da *Fast Fourier Transform* (FFT) é calculado o espectro de frequências do sinal escolhido, selecionando o tamanho da janela de dados, o tempo de atualização de tela, bem como o terminal a ser monitorado e sua grandeza (frequência ou diferença angular de tensão).
- f. **Dados Históricos:** Permite realizar buscas de dados históricos no PDCS e gerar gráficos das grandezas fasoriais, subsidiando a análise do comportamento do sistema elétrico para um dado período de tempo. Neste módulo há ainda disponibilidade de análise dos modos de oscilação tanto a partir da FFT quanto do método de Prony.
- g. **Localização de Falhas:** Baseado no método de Johns e Jamalis [6] e na utilização dos sincrofasores de tensão e corrente, coletados em ambos os terminais do circuito, é possível a localização de falhas em linhas de transmissão.

#### 5.0 - SPMS COMO SUBSÍDIO À ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES NA CTEEP

A análise de perturbações, de pequeno ou de grande porte, trata-se de uma atividade que é realizada pós-distúrbio e tem como objetivo definir as causas, consequências e responsabilidades envolvidas, gerando recomendações e sugestões para a melhoria contínua do desempenho operativo do sistema [7]. A partir da utilização das unidades de medição fasorial sincronizadas, como subsídio à análise de perturbações de longa e curta duração, é possível verificar a abrangência de uma eventual ocorrência através dos fasores de tensão e corrente e informações de frequência do sistema. Neste contexto, iremos ilustrar dois exemplos de análise de perturbações para ocorrências no SIN, através do SPMS da CTEEP.

### 5.1 Estudo de Caso 1 - Análise da Perturbação do dia 03/10/2012 no SIN

No dia 03 de outubro de 2012, em decorrência da perturbação ocorrida às 20h55min, ocorreu a perda total da transformação 765/500/69 kV na SE Foz do Iguaçu – 60 Hz [8].

Consequentemente, ocorreu a perda da geração da UHE Itaipu – 60 Hz, inicialmente da ordem de 5.600 MW, e das usinas hidrelétricas e termelétricas que também saíram durante a evolução do distúrbio. O SIN experimentou uma subfrequência da ordem de 58,5 Hz, solicitando a atuação do 1º estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, desligando nestas regiões cerca de 6% de cargas pré-selecionadas (cerca de 3.163 MW), o que permitiu preservar a integridade do Sistema como um todo.

Através das informações levantadas do *SMPS* da CTEEP, foi possível uma verificação imediata da magnitude da perturbação, uma vez que a informação de frequência ilustrada na Figura 3, oriundas de PMUs instaladas em SE's de 440kV da CTEEP, relata uma subfrequência (58,5 Hz) no SIN, cujo patamar atingido foi responsável pela atuação do 1º estágio do ERAC na área CTEEP. A Figura 4 ilustra o comportamento da tensão durante o processo de retomada de carga do sistema.

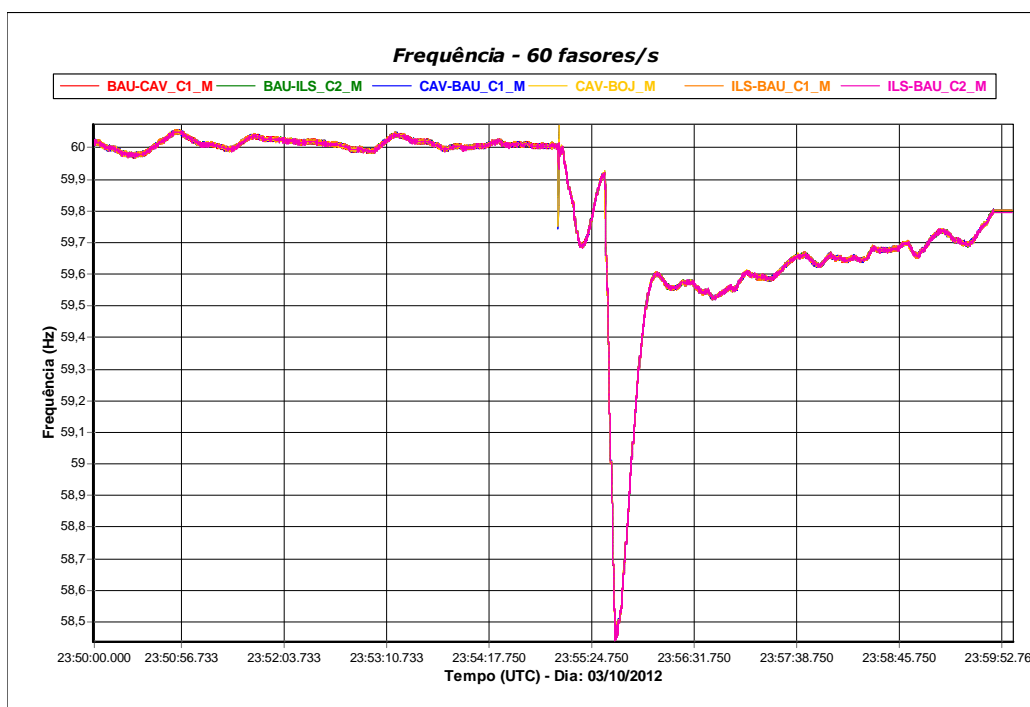


FIGURA 3 – Monitoramento da Frequência Através do SPMS – Estudo de Caso 1

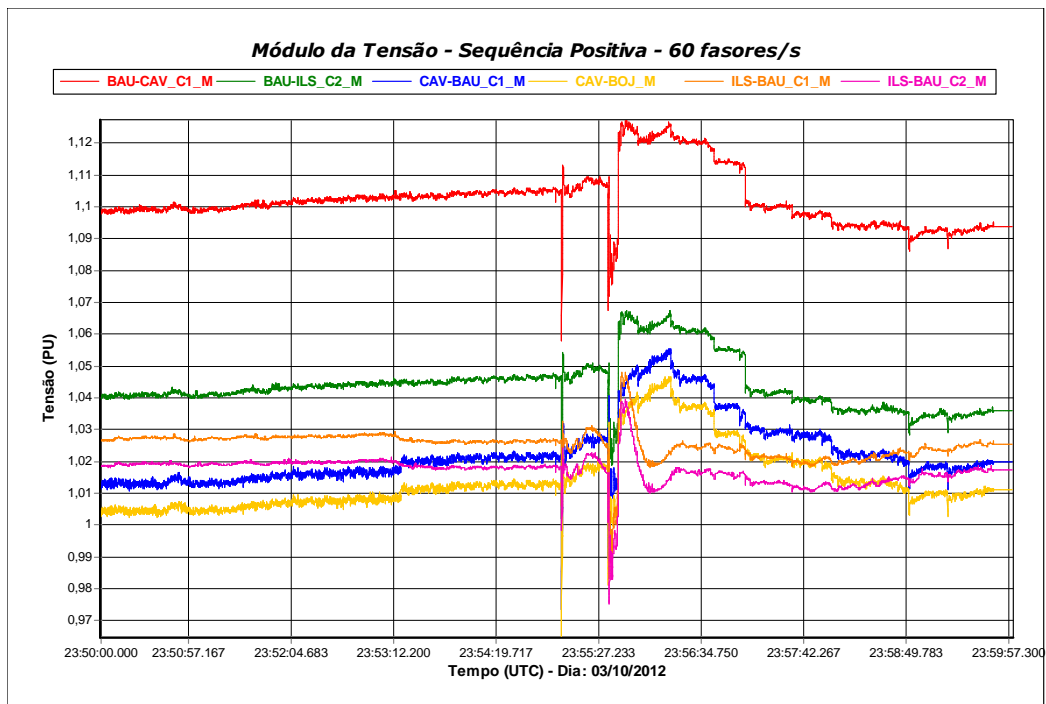


FIGURA 4 – Monitoramento da Tensão Através do SPMS – Estudo de Caso 1

## 5.2 Estudo de Caso 2 - Análise da Perturbação do dia 15/12/2012 no SIN

No dia 15/12/2012, às 17h55min (Horário Brasileiro de Verão – HBV), ocorreu perturbação envolvendo o Sistema Interligado Nacional – SIN, com origem na UHE Itumbiara [9].

No horário assinalado ocorreu o desligamento automático de 5 das 6 Unidades Geradoras (UG1, UG2, UG3, UG4 e UG5) em operação na citada UHE, rejeitando 1.025 MW para o SIN. Simultaneamente ocorreu o desligamento da LT 500 kV Emborcação – Itumbiara, neste terminal e o Banco de Autotransformadores local AT53, 500/345/13,8 kV, no lado de 500 kV.

A severidade da perturbação resultou na perda de sincronismo entre os sistemas Acre/Rondônia e Norte/Nordeste/Centro-Oeste e deste último com o Sul/Sudeste. Como consequência, foram desligados circuitos dos troncos de 230 kV, 345 kV e 500 kV por atuação de suas proteções de distância e trip por perda de sincronismo, em função da instabilidade eletromecânica verificada, que foi mais acentuada em Minas Gerais. Além das LTs foram desligando também de maneira generalizada no SIN unidades geradoras de várias Usinas Hidráulicas e Térmicas.

A abertura dos circuitos citados resultou na separação física dos sistemas, com formação de três ilhas de carga e geração, constituídas pelas regiões:

- Norte, Nordeste e parte do Centro-Oeste;
- Sul e Sudeste e;
- Sistema Acre-Rondônia.

A ilha formada pelas regiões Sul e Sudeste experimentou déficit de geração, com a frequência atingindo o valor de 57,8 Hz, com atuação dos três primeiros estágios do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC.

No total houve interrupção de aproximadamente 8.000 MW de cargas nas regiões Sul e Sudeste por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC. Verificou-se também, a interrupção de aproximadamente outros 1.704 MW de cargas pelo desligamento das linhas nos Estados de Minas Gerais (678 MW), Mato Grosso (553 MW), Acre/Rondônia (87 MW) e Goiás (386 MW).

Da mesma forma, foram levantadas as informações do SMPS da CTEEP, constatando a magnitude da perturbação ocorrida. A Figura 5 relata a subfrequência atingida na perturbação (57,5 Hz) no SIN, cujo patamar foi suficiente para levar a atuação do 3º estágio do ERAC na área CTEEP. A Figura 6 ilustra o comportamento da tensão durante o processo de retomada de carga do sistema.

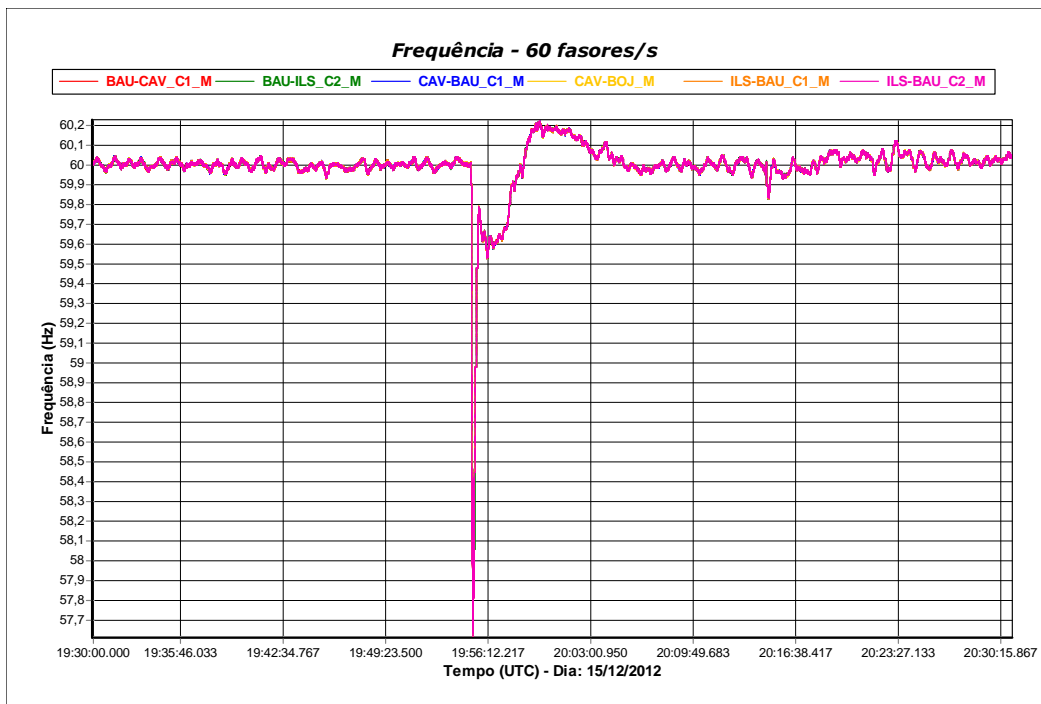


FIGURA 5 – Monitoramento da Tensão Através do SPMS – Estudo de Caso 2

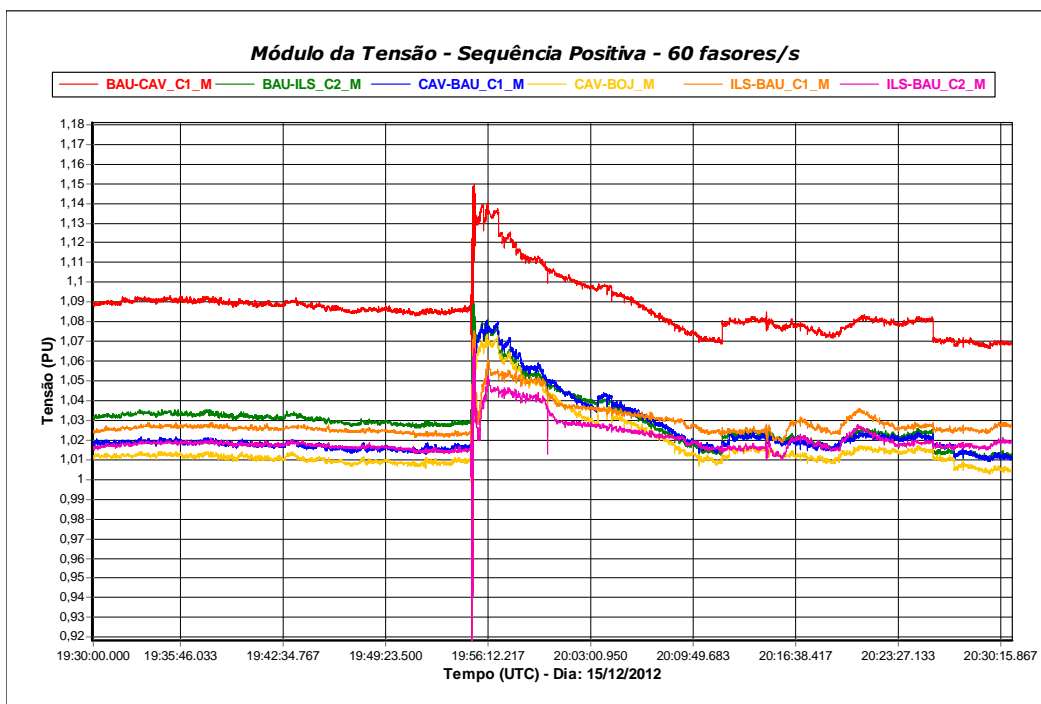


FIGURA 6 – Monitoramento da Tensão Através do SPMS – Estudo de Caso 2

## 6.0 - CONCLUSÕES

A análise de perturbações em sistemas de potência, tem sua importante contribuição para o setor elétrico devido ao seu papel primordial de definição das causas, consequências e responsabilidades envolvidas para cada ocorrência, seja esta de pequeno ou porte. Decorrente destas análises, recomendações e sugestões são geradas para o melhoria contínua do desempenho operativo do sistema. A utilização de unidades de medição fasorial em sistemas elétricos de potência tem ganhando cada vez mais destaque nos fóruns nacionais e internacionais, devido sua vasta possibilidade de aplicação. Proteções sistêmicas, as quais retratam esquemas de proteção e/ou condições específicas de operação, podem fazer uso da medição fasorial sincronizada, visando aumentar a eficiência e segurança da operação, melhorar o desempenho e sensibilidade de relés e sistemas de proteção, e, ainda, possibilitar a aplicação de proteções adaptativas.

Neste trabalho foram utilizadas informações levantadas do *SMPS* da CTEEP, oriundas de PMUs instaladas em SE's de 440kV da CTEEP, para subsidiar a análise de perturbações de repercussão nacional. De forma imediata, pode-se perceber a magnitude das perturbações ocorridas, pela considerável subfrequência observada no sistema elétrico. Os instantes de início e fim de tais variações, bem como suas respectivas magnitudes, podem auxiliar as equipes de análise de perturbações quanto ao confrontamento de informações de atuação dos estágios que compõem o ERAC do SIN, para ocorrências deste porte.

No tocante geral à análise de perturbações, a utilização destas grandezas vem se tornando, gradativamente, uma importante ferramenta para compreensão dos fenômenos que ocorrem durante uma perturbação. Um aspecto positivo a ser comentado é a disponibilização destas informações em tempo real, as quais, refletem um ponto de operação instantâneo do sistema elétrico e, com isso, permitem a tomada de decisão com segurança e assertividade, favorecendo a operação do sistema com confiabilidade.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS; "Sistemas Especiais de Proteção", Procedimentos de Rede, Submódulo 11.4.
- (2) ONS, RE-3-055-2011; "Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC – Leituras de 14/01/2010, 18/08/2010 e 15/12/2010".
- (3) Newton G. Bretas, Luis Fernando C. Alberto; "Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos" Editora USP, 20XX.
- (4) Decker, I. C.; Dotta, D.; Agostini, M. N; Bastos, M. R.; Zimath, S. "Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada no Sistema de Transmissão de 440kV da CTEEP": XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE. Florianópolis, SC, Outubro de 2011.
- (5) IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. IEEE Standard C37.118-2005. Junho de 2005.
- (6) JOHNS, A. T.; JAMALIS, S. "Accurate Fault Location Technique for Power Transmission Lines". IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. PAS-137, n. 6, pp. 395-402. Novembro de 1990.
- (7) Viotti, F. A.; Moraes, R. M. "A Análise de Perturbações no Atual Contexto Setorial": VII Seminário Técnico de Proteção e Controle - STPC. Rio de Janeiro, RJ, Junho de 2003.
- (8) ONS; "Relatório de Análise de Perturbação – RAP" - ONS RE 3/0192/2012.
- (9) ONS; "Relatório de Análise de Perturbação – RAP" - ONS RE 3/006/2013.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Silvio Aparecido de Souza** é Engenheiro Eletricista, com ênfase em Eletrotécnica, pela Universidade Federal de Mato Grosso (2001), Mestre em Qualidade da Energia Elétrica (2004) e Doutor em Proteção de Sistemas Elétricos, todos pela Escola de Engenharia de São Carlos (USP). Possui 11 anos de experiência em temas relacionados a sistemas elétricos de Potência Trabalha, desde Dezembro de 2008 na área de estudos de sistemas de proteção, no Departamento de Operações da CTEEP.

**Daniel Nascimento Barbin** é Engenheiro Eletricista pela Faculdade Politécnica de Jundiaí (2005), Especialista em Proteção de Sistemas Elétricos (2010) pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Iniciou sua carreira no Setor Elétrico Brasileiro em 1996, como estagiário (técnico eletrotécnico) na CPFL. Em 1998 ingressou na CESP/CTEEP, trabalhou durante nove (9) anos na área de Manutenção em Comando, Controle e Proteção. Desde 2007 trabalha como Engenheiro de Análise de Perturbações no Departamento de Operações da CTEEP.

**Elder Ferreira Kobayashi** é Engenheiro Eletricista pela Universidade Paulista (2002). Possui MBA em Engenharia e Gestão de Manufatura e Manutenção pela Universidade de São Paulo (2008) e Especialização em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (2010). Possui 18 anos de experiência no setor Elétrico Brasileiro e desde 2007 trabalha como Engenheiro de Análise de Perturbações no Departamento de Operação da CTEEP.

**Meronides Jonnel Ramos** é Engenheiro Eletricista pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (1986). Possui especialização em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (2003). Iniciou a carreira como engenheiro de projetos de controle e proteção de usinas hidrelétricas e subestações. Em 1994 ingressou na Companhia Energética de São Paulo- CESP atuando na área de proteção de sistemas de potência. Após a cisão da CESP seguiu na área de proteção de sistemas pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, onde exerce desde 2007 a função de coordenador da área de estudos de operação e proteção.