

Sincrofasores Redefinindo os Sistemas SCADA

Mangapathirao V. Mynam, Ala Harikrishna e Vivek Singh, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário — As ferramentas avançadas de monitoramento dos sistemas de potência usam dados das unidades terminais remotas (“remote terminal units” – RTUs), relés de proteção e transdutores para fornecer informações para os operadores do sistema. Essas informações são vitais para a operação do sistema de potência numa base diária e sob contingências do sistema. Contudo, o mecanismo usado para restituição dos dados dos dispositivos é assíncrono e relativamente lento. A natureza assíncrona dos dados não fornece informações precisas da diferença angular entre dois nós do sistema. Além disso, a taxa baixa de transmissão de dados pode ser muito lenta para coletar diversas perturbações de curta duração na rede. Alternativamente, as unidades de medição fasorial (“phasor measurement units” – PMUs) amostram a tensão e a corrente várias vezes por segundo e efetuam a estampa de tempo de cada amostra com precisão. Esta tecnologia pode ser usada para fornecer informações do sistema de potência em tempo real, coerentes e de alta velocidade, as quais não são disponibilizadas pelos sistemas já existentes de supervisão e aquisição de dados (“supervisory control and data acquisition” – SCADA).

Este artigo discute o sistema SCADA existente e o sistema de monitoramento de uma área ampla (“wide-area monitoring system” – WAMS) recentemente instalado no Centro de Despacho de Carga da Região Norte (“Northern Regional Load Despatch Centre” – NRLDC) da “Power Grid Corporation of India Limited” (PGCIL). O trabalho apresenta a infraestrutura de comunicação usada pelo WAMS e as ferramentas para monitorar e arquivar os dados sincronizados no tempo. O artigo também discute os eventos do sistema registrados na rede da PGCIL após a instalação do WAMS e de que forma o WAMS forneceu informações críticas que não eram disponibilizadas pelos sistemas SCADA existentes.

I. INTRODUÇÃO

Os estimadores de estado são normalmente usados para estimar o estado do sistema de potência; os operadores do sistema de potência usam essas informações para tomar decisões sobre a operação do sistema de potência tanto para condições normais quanto diante de contingências. O processo inicial de um estimador de estado é executado pelo sistema de supervisão e aquisição de dados (“supervisory control and data acquisition” – SCADA), que reúne dados do sistema tais como magnitudes da tensão, valores de potência ativa e reativa, e topologia do sistema através do estado dos disjuntores. O estimador de estado usa essas informações e as impedâncias do sistema para estimar o estado do sistema de potência. O sistema SCADA efetua periodicamente uma varredura nos dispositivos que coletam as informações, os quais podem incluir as unidades terminais remotas (“remote terminal units” – RTUs), relés de proteção e transdutores, para obter os dados. Uma varredura completa do número elevado de dispositivos pode levar de 2 a 10 segundos. Durante condições normais do estado de regime, o tempo longo da varredura não é motivo de preocupação. Entretanto, quando o

estado do sistema varia durante a varredura, os dados restituídos não mais representam com precisão o estado do sistema [1]. A Fig. 1 mostra um sistema SCADA executando uma varredura assíncrona de todas as RTUs para coletar os dados do sistema.

A natureza lenta e assíncrona do sistema SCADA não fornece informações do sistema de potência em janelas de tempo de subsegundos para o estimador de estado. Portanto, um SCADA/EMS (“energy management system” – sistema de gerenciamento de energia) não fornece medições dinâmicas do estado do sistema de potência. A promissora tecnologia dos sincrofasores, disponível desde o início dos anos 80, fornece dados de alta velocidade e coerentes. Esta tecnologia se tornou mais atrativa e econômica com a disponibilização dos receptores de GPS (“Global Positioning System”). Alguns fabricantes incluem os sincrofasores nos relés de proteção como um recurso padrão, o que torna a tecnologia mais atrativa e difundida. Os sincrofasores fornecem medições fasoriais das tensões e correntes baseadas numa referência de tempo comum; a fonte de tempo do GPS é uma dessas referências de tempo comum. Usando os sincrofasores, o estado do sistema de potência pode ser medido, quando comparado à estimação de estado efetuada através de um SCADA/EMS tradicional. A Fig. 2 mostra uma forma de onda senoidal com representação no domínio do tempo e fasorial, onde A é a amplitude do sinal e ϕ é o ângulo de fase.

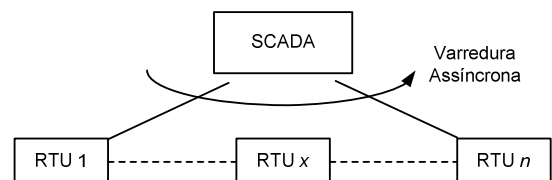


Fig. 1. Sistema SCADA executando uma varredura assíncrona das RTUs

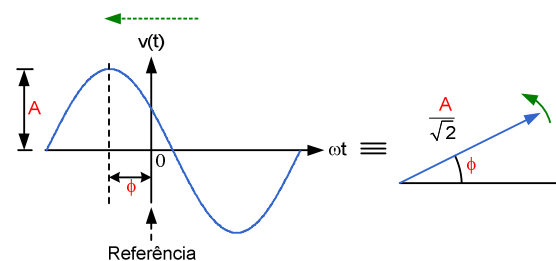


Fig. 2. Representação fasorial de uma forma de onda senoidal

A empresa “Power Grid Corporation of India Limited” (PGCIL) instalou um sistema de monitoramento de uma área ampla (“wide-area monitoring system” – WAMS) baseado em sincrofasores para propiciar visibilidade dos nós críticos de seu sistema de 400 kV. O sistema fornece a diferença dos

ângulos de fase, juntamente com as magnitudes da tensão de fase, fluxo de potência, frequência e taxa de variação da frequência. O sistema também oferece as funções de armazenamento e reprodução dos dados para análises pós-eventos. Analisamos dois eventos de grande porte através dos dados fornecidos pelos sistemas WAMS e SCADA. O WAMS provou ser útil na análise dos eventos e forneceu detalhes das dinâmicas do sistema que não eram disponibilizados previamente devido à natureza assíncrona e à taxa baixa de transmissão de dados do sistema SCADA.

II. SCADA NO SISTEMA DE POTÊNCIA DA ÍNDIA

O sistema de potência indiano é dividido em cinco redes regionais para propiciar flexibilidade operacional. A Fig. 3 mostra as redes regionais: as regiões norte, oeste, sul, leste e nordeste. A rede sul é conectada assincronamente ao resto do sistema através de um link de transmissão CC.



Fig. 3. O sistema de potência da Índia tem cinco redes regionais

Um sistema SCADA/EMS supervisiona, controla, otimiza e gerencia os ativos de geração, transmissão e distribuição. A funcionalidade típica de um SCADA/EMS inclui:

- Aquisição de dados das RTUs e relés de proteção.
- Pós-processamento de dados para verificações de integridade e escala.
- Armazenamento de dados para análise posterior.
- Registros da sequência de eventos.
- Estimativa de estado.
- Controle de geração manual e automático.
- Previsão de carga.
- Análise de contingências.
- Ferramentas off-line para fluxo de potência, contingências e planejamento.
- Interface do operador para visualização e programação adicional para aplicações customizadas.

O SCADA/EMS do sistema de potência da Índia possui uma arquitetura interligada [2]. A Fig. 4 mostra a transferência de dados do nível da subestação para o Centro Nacional de Despacho de Carga (“National Load Dispatch Centre” – NLDC).

A transmissão de dados das subestações para o(s) centro(s) de controle é efetuada através de uma combinação de sistemas Carrier de linhas de transmissão, micro-ondas e links de fibra óptica. O uso de sistemas de comunicação com faixa de banda dedicada melhorou enormemente a confiabilidade dos dados. O monitoramento on-line de todos esses dados permite que o operador de despacho de carga regional tenha ampla percepção da rede regional, bem como dos links inter-regionais. Dados similares são disponibilizados em todos os centros de despacho de carga estaduais (“state load dispatch centres” – SLDCs), tornando mais fácil para os operadores obter as medições requeridas para controle da segurança e de seu sistema de forma mais interativa e efetiva.

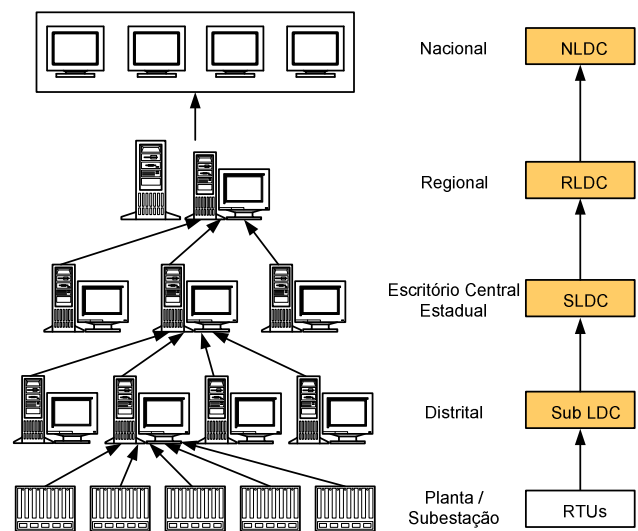


Fig. 4. Fluxo de dados da subestação para o NLDC

Além das ferramentas de monitoramento e controle fornecidas pelo SCADA, a PGCIL desenvolveu ferramentas para monitorar a diferença do ângulo de fase entre os nós críticos do sistema usando as medições do SCADA [3]. A Equação (1) calcula a diferença do ângulo de fase baseando-se na equação de transmissão de potência tradicional.

$$\delta = \sin^{-1} \left(\frac{P \cdot X}{|V1| \cdot |V2|} \right) \quad (1)$$

onde:

P é a transferência de potência ativa entre os Nós 1 e 2.

X é a reatância entre os Nós 1 e 2.

V1 e V2 são as tensões nos Nós 1 e 2.

A diferença do ângulo de fase fornece uma indicação do stress do sistema. Usando os resultados de estudos off-line e experiências operacionais, os operadores disparam ações corretivas baseando-se na diferença angular entre os nós do sistema. Uma das limitações reportadas consiste na lentidão da atualização das medições fornecidas pelo sistema SCADA,

que é da ordem de 2 a 10 segundos. Adicionalmente, o método de cálculo da diferença angular depende da reatância do sistema, a qual depende da topologia do sistema.

III. TECNOLOGIA DOS SINCRÓFASORES

A tecnologia baseada nos sincrofases é usada em todo o mundo para visualização de dados e aplicações de análises posteriores. A Norma para Sincrofases dos Sistemas de Potência IEEE C37.118 (“IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems”) define os sincrofases, fornece os requisitos para a qualidade das medições, e especifica o protocolo para a transferência de dados [4]. A Norma define fases sincronizados como fases calculados a partir de amostras de dados usando um sinal de tempo padrão como referência para a medição. A referência de tempo normalmente usada é o GPS. A janela de dados da mensagem IEEE C37.118 inclui as informações da qualidade dos tempos (“time-quality”) envolvidos fornecidas por relógios do satélite e/ou receptores do GPS. É muito importante supervisionar as aplicações baseadas em sincrofases usando estas informações. A Norma enfatiza que os relógios do GPS devem ser compatíveis com IRIG-B, com extensões adicionais para fornecer as informações da qualidade dos tempos para a unidade de medição fasorial (PMU).

Os sincrofases são adequados para os fenômenos nos estados de regime e quase regime (não são adequados para condições transitórias como faltas), bem como para oscilações perceptíveis de baixo nível. A Fig. 5 mostra a magnitude da resposta de um filtro de sincrofasor para um sistema de potência em 50 Hz. Este filtro processa 50 mensagens por segundo. Baseando-se na magnitude da resposta, o filtro tem um “passa-banda” na faixa de 43.0 a 57.0 Hz e tem uma atenuação acima de -25 dB para todas as outras frequências.

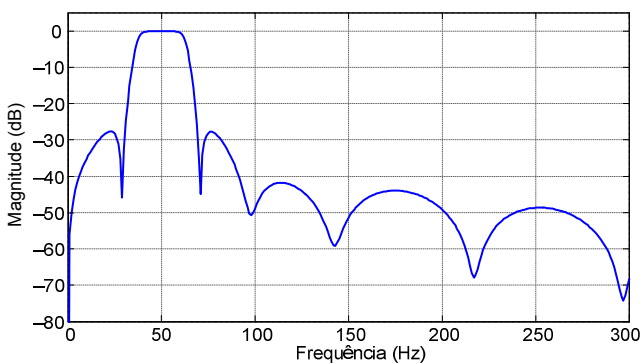


Fig. 5. Filtro do sincrofasor para 50 mensagens por segundo

A Fig. 6 mostra o diagrama de blocos de um sistema baseado em sincrofases. As PMUs conectadas ao relógio do satélite via GPS enviam as medições fasoriais de corrente e tensão para um concentrador de dados fasoriais (“phasor data concentrator” – PDC) a uma taxa de 25 mensagens por segundo, por exemplo. O PDC recebe os dados de várias PMUs, sincroniza os dados no tempo, e fornece o pacote de dados (“super packet”) para as aplicações a montante. O “super packet” é um pacote de dados de medições fasoriais de diferentes PMUs com uma estampa de tempo comum. As

implementações típicas de PDCs estabelecem um período de mensagem em espera para dar tempo para receber os dados de todas as PMUs; os dados que chegarem fora do período de mensagem em espera serão preenchidos com zero e sinalizados para uma PMU fora de sincronismo.

Nos últimos anos, as aplicações de sincrofases foram além das visualizações e das análises posteriores [5]. Uma aplicação de corte automático de geração utilizando dados dos sincrofases é discutida em [6]. A referência [7] fornece informações sobre a detecção e controle de ilhamento. Hoje, existem controladores disponíveis que permitem aos consumidores implementar esquemas de ações corretivas (“remedial action schemes” – RASs) e esquemas de proteção da integridade do sistema que processam dados coerentes (“super packets”) e enviam comandos de controle de volta para o sistema de potência [8]. Os sincrofases estão sendo usados no sistema SCADA/EMS por muitas concessionárias. Algumas delas são a Southern California Edison, a Consolidated Edison e a San Diego Gas & Electric. O objetivo principal de tornar os sincrofases disponíveis para o SCADA/EMS consiste em melhorar a estimação de estado. A referência [9] afirma que um sistema adequadamente baseado em PMUs melhora significativamente os resultados da estimação de estado.

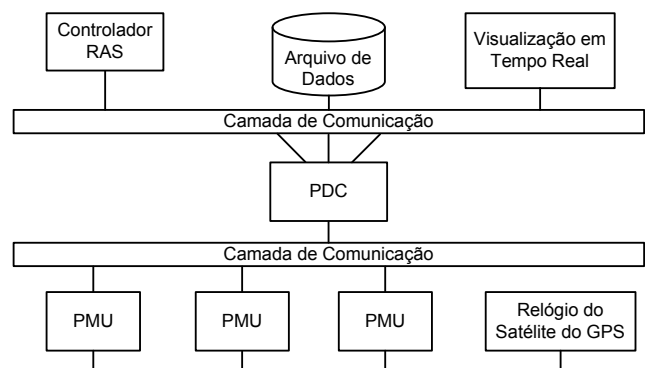


Fig. 6. Diagrama de blocos de um sistema baseado em sincrofases

IV. SISTEMA DE SINCRÓFASORES DA PGCIL

O sistema de sincrofases implementado no norte da Índia consiste de PMUs, relógios via satélite GPS e um PDC, juntamente com um pacote de softwares de aplicação. Quatro locais de monitoramento foram selecionados para a primeira fase do projeto; em cada local, foram instalados uma PMU e um relógio via satélite. Cada PMU foi conectada para medir tensões e correntes trifásicas, além do estado do disjuntor. As PMUs estão em conformidade com a Norma IEEE C37.118 Nível 1 e são configuradas para transmitir os dados dos sincrofases através do Protocolo de Controle de Transmissão (“Transmission Control Protocol” – TCP) com 25 mensagens por segundo, usando a IEEE C37.118. A Fig. 7 mostra as localizações dos quatro pontos de medição fasorial, bem como a localização do Centro de Despacho de Carga da Região Norte (“Northern Regional Load Despatch Centre” – NRLDC) onde foi instalado o PDC.

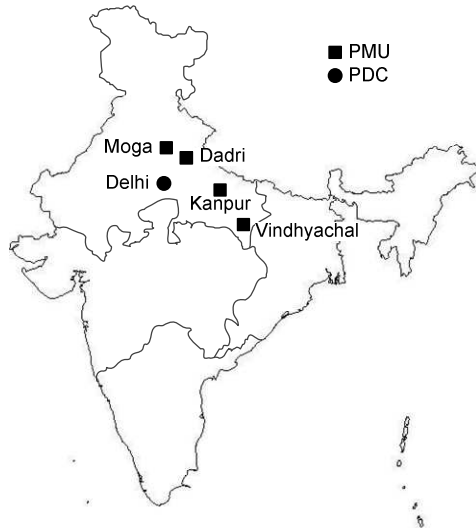


Fig. 7. Localizações das PMUs na região norte da Índia

Duas das instalações são subestações de chaveamento de 400 kV, e as duas remanescentes são subestações de alta tensão CC. O PDC instalado no NRLDC efetua a sincronização dos tempos, suporta os clientes de acordo com a Norma IEEE C37.118, e fornece a interface do usuário para efetuar os cálculos vetoriais baseados nos dados sincronizados no tempo. Este PDC também tem capacidade para enviar comandos de controle para as PMUs. Um conversor foi instalado para permitir a conversão da interface Ethernet para a interface G.703 do multiplexador (MUX). Um link de comunicação de 64 kbps é usado para transmitir os dados das PMUs para o PDC. O pacote de softwares de aplicação inclui o seguinte:

- Software de visualização para o operador monitorar tanto os dados em tempo real a 25 mensagens por segundo quanto os dados arquivados baseando-se na janela de tempo especificada pelo usuário.
- Histórico de dados para armazenamento dos dados dos sincrofasores.
- Integração dos dados dos sincrofasores alinhados no tempo com o SCADA existente via protocolo OPC.

Os dados em tempo real fornecidos para o operador incluem: magnitude da tensão, fluxo de potência ativa e reativa, frequência, taxa de variação da frequência em relação ao tempo (df/dt), e diferença do ângulo de fase entre os nós configurados pelo usuário. A Fig. 8 mostra a instalação em um dos locais de aquisição dos sincrofasores. A Fig. 9 mostra o PDC e o servidor do histórico de dados no NRLDC.

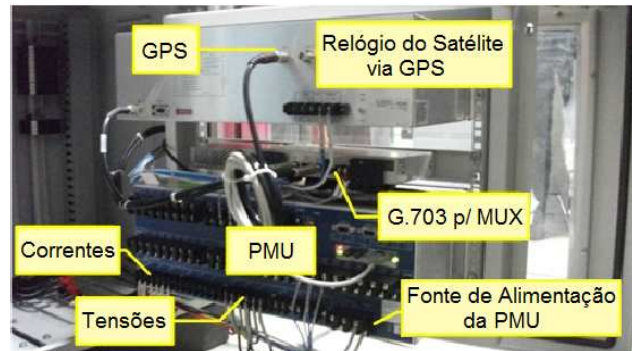


Fig. 8. Instalação na subestação

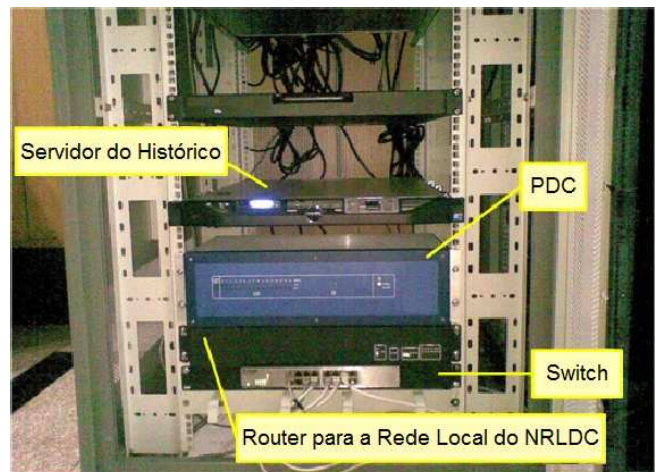


Fig. 9. Instalação no NRLDC

V. ESTUDOS DE CASO

Analisamos dois eventos do mundo real para comparar a qualidade e a relevância dos dados disponibilizados pelo SCADA e pelas medições dos sincrofasores.

A. Perda de Geração

O primeiro evento é uma perda de geração; a PGCIL informou que o desligamento das linhas de transmissão disparou a perda de geração. Usamos os dados deste evento para comparar a precisão das medições de frequência.

A Fig. 10 mostra as medições de frequência do sistema SCADA e das PMUs. Inicialmente, a frequência aumentou com a perda de carga e, em seguida, começou a diminuir após a perda da geração. As medições de frequência do SCADA mostram um erro constante de 70 mHz. Usamos uma fonte de teste de alta precisão para validar as medições de frequência das PMUs; sua precisão é melhor que 1 mHz. As medições de frequência das PMUs podem ser usadas como referência para verificar a operação apropriada dos relés de subfrequência. Não podemos usar as medições do SCADA para fazer esta validação devido à baixa taxa de transferência dos dados. Na prática atual, as concessionárias têm que recuperar os registros de oscilografia dos relés de subfrequência ou dos registradores digitais de faltas (se disponíveis) para validar a operação do relé. O limite de frequência típico dos relés de subfrequência no sistema da PGCIL é de 48.8 Hz, e o ajuste típico do temporizador para o corte de carga é de 8 a 10 ciclos. Para manter a estabilidade do sistema de potência, o sistema da

PGCIL também requer relés do tipo df/dt com ajuste de 0.1 Hz por segundo. Além da frequência, a mensagem do sincrofasor inclui df/dt . Conforme mencionado anteriormente para a frequência, podemos usar as medições df/dt incluídas na mensagem do sincrofasor para verificar a operação correta dos relés df/dt .

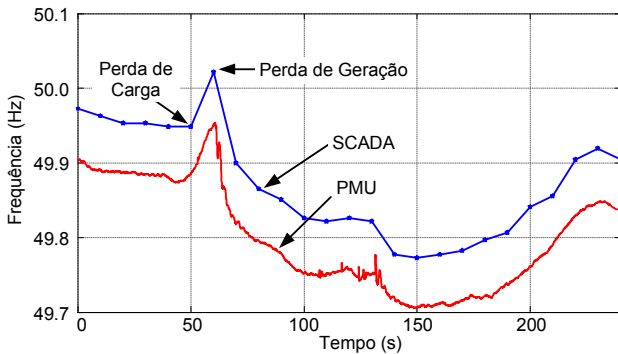


Fig. 10. Medições de frequência do SCADA têm erro de offset de 70 mHz

B. Perda Grande de Geração Após uma Falta

O segundo evento consiste numa grande perda de geração após uma falta no sistema. Várias linhas de transmissão foram desligadas, e centenas de megawatts de cargas foram rejeitados, o que resultou em trip nos geradores. Usamos os dados deste evento para verificar a coerência das medições dos sincrofasores e mostrar as informações valiosas que as medições dos sincrofasores fornecem para análise e monitoramento do sistema de potência.

A Fig. 11 mostra a comparação das medições do SCADA e dos sincrofasores de duas subestações diferentes. As medições da frequência efetuadas pelos sincrofasores das Subestações A e B coincidem perfeitamente. Este é um resultado lógico porque as Subestações A e B estão localizadas próximas uma da outra quando comparadas com a localização da perturbação. Entretanto, as medições do SCADA mostram um deslocamento (“offset”) similar ao da Fig. 10 e uma falta de alinhamento, que não existem.

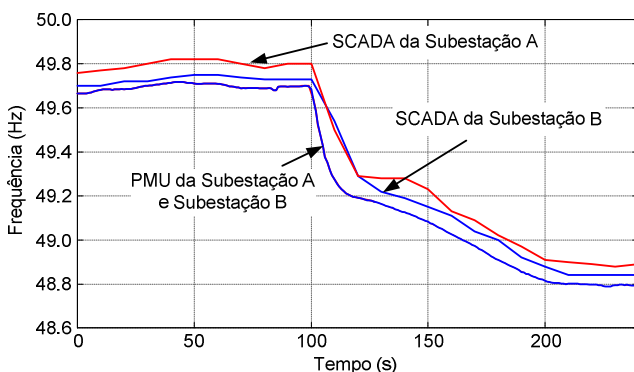


Fig. 11. Sincrofasores fornecem medições de frequência coerentes

1) Oscilações do Sistema

Durante este evento, foram observadas pequenas oscilações do sinal da magnitude do fasor de tensão nas quatro instalações das PMUs. A Fig. 12 mostra as magnitudes de tensão na fase A das quatro instalações. Neste evento

particular, a oscilação foi amortecida dentro de segundos. O SCADA, com a sua taxa de transmissão de dados lenta, não pode fornecer essas informações detalhadas.

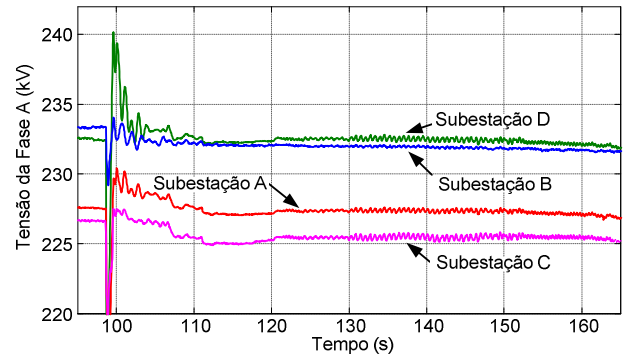


Fig. 12. Magnitude da tensão da fase A dos sincrofasores

Com o objetivo de avaliar o comportamento da oscilação e a taxa de amortecimento associada, foram realizadas análises de Prony [8] na potência ativa de uma linha de transmissão saindo da Subestação C. Os modos típicos de oscilação para oscilações entre áreas são da ordem de 0.2 a 0.7 Hz, e para oscilações locais são da ordem de 0.7 a 2.0 Hz [10]. A taxa negativa de amortecimento resulta em oscilações crescentes, levando o sistema ao colapso.

A Fig. 13 mostra oscilações na potência ativa de 10 MW e uma taxa de amortecimento de 9% antes da perturbação. A frequência de oscilação é de aproximadamente 2.6 Hz antes e depois do evento; entretanto, o percentual da taxa de amortecimento cai de 9% para 4.6% como resultado do evento. Estes resultados devem alertar os engenheiros e operadores do sistema e fazê-los investigar a causa. Durante o blackout de agosto de 1996 na região oeste da América do Norte, a taxa de amortecimento associada com o modo entre áreas decresceu de +8.9% para -3.22% quando o sistema entrou em colapso. A Fig. 14 mostra o fluxo de potência da linha de transmissão Malin-Round Mountain 500 kV que interliga Califórnia e Oregon, juntamente com os resultados da análise modal. Hoje, existem ferramentas disponíveis para avaliar o modo das oscilações e as taxas de amortecimento associadas em tempo real, permitindo fornecer um alerta antecipado para os operadores do sistema.

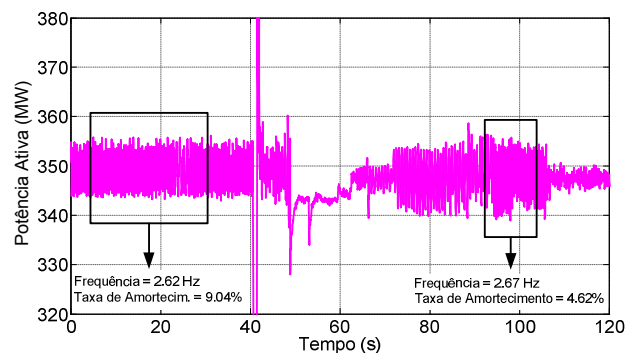


Fig. 13. Oscilações do fluxo de potência ativa

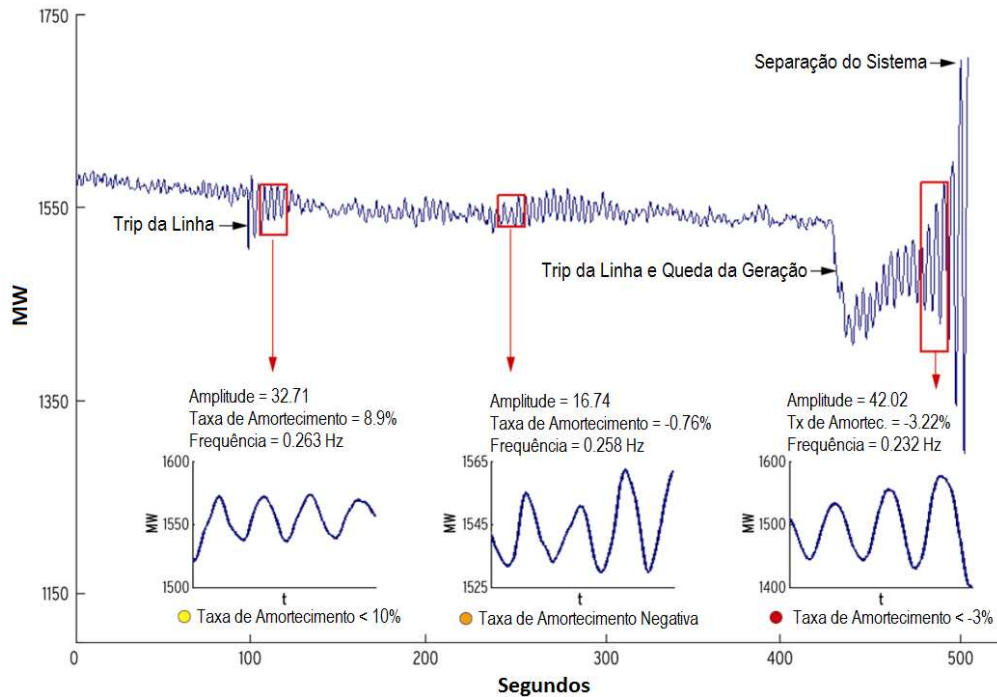


Fig. 14. Fluxo de potência na LT Malin-Round Mountain durante o blackout de agosto de 1996

2) Diferença do Ângulo de Fase

Uma das principais vantagens do uso de sincrofasores é a capacidade de fornecer dados coerentes de diferentes partes da rede. Os engenheiros e os operadores do sistema precisam conhecer as tendências das diferenças dos ângulos de fase da tensão entre grupos de geradores conectados e as principais interconexões para monitorar a estabilidade do sistema. A diferença do ângulo de fase também fornece informações para os operadores do sistema sobre a margem disponível de transferência de potência. Não se pode obter, com precisão de alta resolução, as diferenças dos ângulos de fase da tensão usando as medições baseadas no SCADA. A Fig. 15 mostra a diferença do ângulo de fase da tensão durante a perturbação entre os locais onde foram instaladas as PMUs.

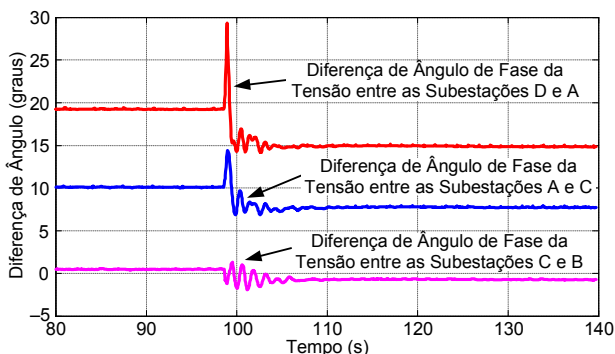


Fig. 15. A diferença do ângulo entre as Subestações D e A é a maior quando comparada à diferença de ângulo entre outras subestações

VI. CONCLUSÕES

Os sincrofasores fornecem dados coerentes de alta velocidade (subsegundo) que não são obtidos através das medições tradicionais do SCADA, visando monitorar a dinâmica do sistema de potência. Os itens a seguir destacam os detalhes e resultados da instalação na PGCIL:

- A PGCIL instalou um dos primeiros sistemas baseados em sincrofasores da Índia como um projeto piloto para explorar as capacidades dos sincrofasores. Quatro PMUs foram instaladas em nós críticos da rede de 400 kV. Um PDC, juntamente com softwares de visualização e análise, foi instalado no NRLDC.
- A análise de duas ocorrências de grande porte, visando comparar a relevância e a qualidade dos dados, mostrou que uma das medições de frequência do SCADA estava com um erro de 70 mHz.
- As varreduras assíncronas das medições do SCADA resultaram em medições de frequência diferentes. Esta diferença não existia no sistema de potência, conforme demonstrado pelas medições de frequência dos sincrofasores.
- As medições de frequência e df/dt na mensagem do sincrofasor foram usadas para validar a operação dos relés de subfrequência e df/dt .
- Os sincrofasores fornecem informações das oscilações de baixo nível; ferramentas estão disponíveis para calcular em tempo real a frequência de oscilação e a taxa de amortecimento. Um caso de teste mostrou uma oscilação de 2.6 Hz com uma taxa de amortecimento menor que 5%.

- Os sincrofasores fornecem informações da diferença do ângulo de fase da tensão, as quais são críticas para que os operadores do sistema de potência possam monitorar a estabilidade do sistema de potência.

VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Sr. P. K. Agarwal da Power Grid Corporation of India Limited pela sua contribuição para os estudos de caso, bem como pela cuidadosa revisão efetuada.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] M. Donolo, "Advantages of Synchrophasor Measurements Over SCADA Measurements for Power System State Estimation," SEL Application Note (LAN2006-10), 2007. Available: <http://www.selinc.com>.
- [2] P. K. Agarwal, "Indian Power System SCADA Project." Available: http://www.nrldc.org/docs/SCADAinIndianPowerSystem_PKA.pdf.
- [3] S. K. Soonee, S. R. Narasimhan, R. K. Porwal, S. Kumar, R. Kumar, and V. Pandey, "Application of Phase Angle Measurement for Real Time Security Monitoring of Indian Electric Power System – An Experience," CIGRE C2-107.2008.
- [4] IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE C37.118-2005.
- [5] A. Guzmán, D. Tziouvaras, E. O. Schweitzer, III, and K. E. Martin, "Local and Wide-Area Network Protection Systems Improve Power System Reliability," proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2004.
- [6] E. Martínez, N. Juárez, A. Guzmán, G. Zweigle, and J. León, "Using Synchronized Phasor Angle Difference for Wide-Area Protection and Control," proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2006.
- [7] J. Mulhausen, J. Schaefer, M. Mynam, A. Guzmán, and M. Donolo, "Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future," proceedings of the 64th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, May 2010.
- [8] E. O. Schweitzer, III, D. Whitehead, A. Guzmán, Y. Gong, and M. Donolo, "Advanced Real-Time Synchrophasor Applications," proceedings of the 35th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2008.
- [9] L. Kondragunta and A. Moore, "Using Synchrophasor Data for State Estimation Enhancement," proceedings of the 2nd International Conference on Monitoring of Power System Dynamics Performance, St. Petersburg, Russia, April 2008.
- [10] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.

IX. BIOGRAFIAS

Mangapathirao (Venkat) Mynam recebeu seu MSEE da University of Idaho em 2003 e seu BE em engenharia elétrica e eletrônica da Andhra University College of Engineering, Índia, em 2000. Ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) em 2003 como engenheiro de proteção associado na divisão de serviços de engenharia. Atualmente, trabalha como engenheiro de pesquisas líder na área de pesquisa e desenvolvimento da SEL. Ele foi selecionado para participar do 15th Annual U.S. Frontiers of Engineering Symposium da U.S. National Academy of Engineering (NAE). É membro do IEEE.

Ala Harikrishna recebeu seu BTech em engenharia elétrica e eletrônica da Jawaharlal Nehru Technological University, Hyderabad, Índia, em 2005. Ele tem experiência em sistemas de controle, sistemas de gerenciamento de edifícios, automação de subestações e automação de processos. Trabalhou por quase cinco anos como engenheiro de projetos e engenheiro de campo em sistemas de automação para diversas indústrias. Após ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2008, tem trabalhado em desenvolvimento, testes e comissionamento de projetos de automação e integração de subestações, incluindo aplicações de sincrofasores e IEC 61850 na Índia.

Vivek Singh recebeu seu BE em engenharia eletrônica e telecomunicações da Mumbai University, Mumbai, Índia, em 2005. Ele tem experiência em sistemas de controle e automação, e automação de subestações. Trabalhou por quase cinco anos como engenheiro de campo em sistemas de automação para diversas indústrias. Após ingressar na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em 2008, tem trabalhado em desenvolvimento, testes e comissionamento de projetos de automação e integração de subestações, incluindo aplicações de sincrofasores e IEC 61850.