



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC 24
14 a 17 de Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

ARQUITETURA DO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES DO SIN REQUISITOS E APLICAÇÕES

**Rui M. de Moraes^{1*}
Yi Hu²
Damir Novosel³**

**Héctor A. R. Volskis¹
Rui Mano²**

**Renan Giovanini¹
Celso Sardinha²
Virgílio Centeno⁴**

ONS¹ – KEMA Consulting² – infraSource Technology³ – Virginia Tech⁴

RESUMO

O trabalho apresenta a definição da arquitetura do sistema de medição sincronizada de fasores a ser implantado no Sistema Interligado Nacional – SIN. São discutidas as características únicas da arquitetura proposta e as suas vantagens, de forma a permitir que os fasores de tensão e corrente medidos por unidades de medição fasoriais (PMU) instaladas em várias subestações do sistema sejam transmitidos para concentradores de dados nos Agentes e no Operador Nacional do Sistema Elétrico. Os dados armazenados no Concentrador Central do ONS serão utilizados em aplicações de tempo real e para registro do desempenho dinâmico do SIN.

PALAVRAS-CHAVE

PMU, Sincrofasores, Medição sincronizada, Medição fasorial.

1.0 - INTRODUÇÃO

Mudanças significativas na estrutura setorial de energia elétrica vêm tornando a operação dos sistemas de potência cada vez mais complexa e aumentando a preocupação dos operadores dos sistemas com aspectos de segurança e confiabilidade do fornecimento.

O controle, a operação e a proteção dos sistemas de elétricos de potência enfrentam desafios crescentes. O direcionamento do despacho dos sistemas de energia pelo mercado, a introdução de um número cada vez maior de fontes da geração não convencionais (renovável, distribuída), e uma rede de transmissão progressivamente mais estressada têm aumentado a complexidade para operar, controlar e proteger um sistema interligado de grande porte, como o SIN.

A técnica tradicional de avaliação da segurança do sistema – baseada na combinação de processos de planejamento de longo, médio e curto prazo, supondo condições pré-definidas para o sistema elétrico, realizados anteriormente à operação em tempo real, e no uso das medidas oriundas dos sistemas SCADA atuais – é incapaz de prover o adequado suporte aos operadores do sistema para responder, em tempo real, às mudanças não esperadas do ponto de operação do sistema, tais como as decorrentes de desligamentos não programados e distúrbios generalizados.

Sistemas Especiais de Proteção – SEP, amplamente desenvolvidos com base em estudos pré-operacionais e em medidas localizadas, podem não ser capazes de atuar coordenadamente com os múltiplos sistemas e esquemas existentes e nem responder adequadamente para condições não previstas do sistema elétrico de potência.

(*) Rua da Quitanda, 196 – 11º andar – CEP 20.091-005 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: +55 21 2203-9809 – Fax: +55 21 2203-9411 – Email: rmoraes@ons.org.br

Estas preocupações acabam refletindo na busca por novas tecnologias para observar e controlar melhor os sistemas elétricos, de forma a permitir a sua utilização mais próxima dos limites de segurança – otimizando os investimentos – mas minimizando as interrupções de energia e contendo o efeito das faltas de modo a evitar a sua propagação que, em casos mais críticos, poderiam evoluir para desligamentos em cascata e até para blecautes de grandes proporções.

A medição sincronizada de fasores é uma tecnologia emergente. Esta técnica, desenvolvida já há alguns anos, teve sua utilização limitada no passado, em decorrência da baixa disponibilidade de comunicação entre as subestações. Atualmente, a medição sincronizada de fasores tem se tornado cada vez mais atrativa à medida que os produtos amadurecem e as redes de telecomunicações são expandidas. A necessidade de melhorar o ferramental para assistir os operadores do sistema para prevenir e evitar blecautes generalizados nos sistemas interligados de grande porte proporcionará, nos próximos anos, o estímulo para a implantação de Sistemas Globais de Medição, Proteção e Controle (*Wide-Area Measuring, Protection and Control – WAMPAC systems*).

A implantação da medição sincronizada de fasores num sistema de transmissão com as dimensões do sistema brasileiro é uma experiência única no mundo. Diversos pontos devem ser planejados e pré-definidos para que o resultado final obtido se traduza no ganho de qualidade esperado para a operação do sistema.

Os requisitos são ainda mais complexos se for considerado que o sistema deverá ser instalado de forma descentralizada, com as Unidades de Medição Fasorial - PMU adquiridas, instaladas, mantidas e operadas por diferentes agentes de transmissão. A arquitetura proposta deve ser expansível para acomodar o crescimento do sistema e ser projetada de forma a permitir a integração de novas funcionalidades, muitas das quais já em desenvolvimento.

2.0 - APLICAÇÕES PREVISTAS

Existe uma ampla gama de ferramentas para o monitoramento, controle e proteção dos sistemas elétricos de potência que podem ser aplicadas com um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) para melhorar a confiabilidade da operação dos grandes sistemas interligados, tais como o SIN. Para algumas destas aplicações, a tecnologia das PMU é indispensável, enquanto que para outras pode adicionar vantagens e melhorias adicionais.

As aplicações que se pretende implantar no SIN, com seus principais requisitos, são apresentadas a seguir.

2.1 Registro do desempenho dinâmico do sistema elétrico

A experiência tem mostrado que o registro do desempenho dinâmico de um sistema é particularmente útil na investigação posterior à ocorrência de perturbações, para obter e analisar a dinâmica do sistema e o desempenho dos sistemas de controle durante distúrbios de larga escala. A determinação das causas de grandes distúrbios é uma tarefa que pode levar meses até ser concluída e pode ser muito simplificada se um sistema de registro de distúrbios de longa duração for utilizado.

A tecnologia de medição sincronizada é um diferencial para a aplicação de registro da dinâmica de longa duração dos sistemas elétricos. A melhor exatidão das PMU e a possibilidade de utilização de taxas de amostragens mais elevadas possibilitam a captura de variações dinâmicas mais rápidas.

A aplicação de registro da dinâmica de longa duração do sistema é útil, também, para a determinação dos parâmetros das linhas de transmissão, dos modelos das cargas, das máquinas e seus sistemas de controle. Estes registros permitem validar e refinar os modelos do sistema utilizados nas análises e estudos de planejamento e para a operação do sistema. A captura da dinâmica do sistema é particularmente adequada para a validação das características destes modelos durante as variações dinâmicas de longa duração do sistema.

Os principais requisitos desta aplicação são os seguintes:

Localização das PMU:	Nas barras principais, considerando resultados de estudos de estabilidade para pequenos sinais
Tipo de dado:	Dados dinâmicos
Taxa de amostragem típica:	De 10 a 60 fasores por segundo
Latência:	Não crítica
Confiabilidade:	Crítica

2.2 Aplicações na operação em tempo-real

Aplicações em tempo real fornecem aos operadores do sistema o conhecimento do progresso das condições do sistema. Este conhecimento pode aumentar a eficiência da operação sob condições normais do sistema e

ajudar os operadores a detectar potenciais problemas e efetuar ações apropriadas durante condições anormais do sistema.

Atualmente, os operadores utilizam principalmente as informações das medidas obtidas pelos sistemas SCADA e/ou dos Estimadores de Estado para o monitoramento contínuo das condições do sistema. Estas medidas são tipicamente atualizadas com intervalos de alguns segundos. Isto pode fornecer informações adequadas para as operações normais, em estado permanente do sistema, mas pode não ser suficiente para suportar as decisões de operação em tempo-real, durante condições anormais do sistema. A tecnologia das PMU permite obter o estado do sistema em tempo mais curto e com melhor precisão. A maior taxa de amostragem destas medidas também permite aos operadores a visualização de certos fenômenos dinâmicos, tais como as oscilações de baixa frequência. Sem a medição sincronizada, os operadores do sistema não estarão aptos a detectar a existência destes fenômenos dinâmicos e não poderão tomar as medidas apropriadas para corrigir a situação.

A operação em tempo real do sistema pode também se beneficiar da utilização da tecnologia das PMUs antes mesmo que a completa observabilidade do sistema seja obtida. Adicionando-se medidas oriundas das PMUs nos estimadores de estado permite melhorar os sistemas SCADA/EMS, melhorando, por consequência, os processos que utilizam as medidas destes sistemas, tais como as ferramentas para cálculo do fluxo de potência ótimo (OPF), para avaliação de estabilidade dinâmica (DAS) e para avaliação da estabilidade de tensão (VSA).

Esta aplicação necessitará os seguintes requisitos:

Localização das PMU:	Localização para a melhoria da estimação de estados ou para plena observabilidade do sistema
Tipo de dado:	Fasores de tensões e correntes de seqüência positiva
Taxa de amostragem típica:	De 10 a 60 fasores por segundo
Latência:	Máxima de 2 segundo
Confiabilidade:	Não crítica

2.3 Monitoramento do ângulo de fase

O monitoramento dos ângulos de fase das tensões permite obter a diferença angular em tempo-real entre certos pares de barras do sistema. A medida da separação angular permite a identificação nos estágios iniciais de potenciais problemas, locais ou regionais.

A função básica de monitoramento de ângulo de fase já tem sido fornecida em ferramentas computacionais piloto ou comerciais e utilizadas na prática. Embora básico, o monitoramento angular pode ser utilizado numa variedade de aplicativos para auxiliar na operação em tempo-real os operadores do sistema, tais como:

- Monitoramento da separação angular ou da taxa de variação da separação angular entre duas barras ou duas partes da rede para determinar problemas no sistema.
- Medição dos ângulos de fase para os processos de recomposição do sistema. O ângulo de fase entre os terminais de uma linha de interligação aberta ou um disjuntor aberto pode guiar o operador para o fechamento do disjuntor. O fechamento será comandado somente se a diferença angular estiver abaixo de um valor pré-determinado.
- Utilização da informação angular para a determinação mais precisa da capacidade de transferência nominal das linhas de transmissão, baseada nas limitações de tensão, estabilidade e térmica.

Por exemplo, a informação em tempo-real da separação angular pode informar ao operador a iminência de problemas em sua área de supervisão e também fornecer informações sobre as áreas vizinhas. Com o apoio dos estudos pré-operacionais critérios para limites angulares podem ser estabelecidos para correlacionar a diferença angular com os limites de estabilidade da linha para transferência de potência. Esta aplicação pode permitir ao operador monitorar os limites de estabilidade da linha através da diferença angular ao invés dos tradicionais níveis de potência (MW).

Esta aplicação demanda os seguintes requisitos:

Localização das PMU:	Subestações terminais de linhas de interligação e barras próximas do centro de inércia do sistema
Tipo de dado:	Ângulos de fase das tensões das barras versus uma referência angular pré-definida
Taxa de amostragem típica:	1 fasores por segundo
Latência:	Máxima de 2 segundo
Confiabilidade:	Não crítica

2.4 Monitoramento de oscilações do sistema

Oscilações sustentadas ou fracamente amortecidas existem na maioria dos sistemas de potência, e representam uma ameaça para a segurança do sistema de potência e para a integridade dos geradores térmicos. Para a medição das oscilações é necessário registrar o comportamento da tensão de seqüência positiva da barra e as correntes de linha periodicamente a cada ciclo da freqüência fundamental. A utilização de PMU permite visualizar estas oscilações em tempo real. Para o monitoramento das oscilações de baixa freqüência é necessária a utilização de uma taxa de amostragem superior aquela normalmente utilizada pelos sistemas SCADA/EMS convencionais.

A aplicação para monitoramento das oscilações calculará a potência na linha, corredor ou interligação e apresentará o resultado num gráfico potência-tempo. Poderá ainda calcular e identificar a freqüência característica das oscilações de potência e apresentar esta informação para os operadores do sistema.

Se estas oscilações forem registradas em diferentes partes da rede, será possível determinar em tempo real os modos característicos de oscilação e seus amortecimentos. Com o conhecimento dos autovalores e autovetores do modelo linearizado do sistema de potência no estado corrente do sistema é possível estabelecer medidas para eliminar ou amortecer completamente tais oscilações.

Esta aplicação imporá os seguintes requisitos ao sistema:

Localização das PMU:	Subestações terminais de linhas de interligação e barras onde as oscilações forem mais observadas
Tipo de dado:	Dados dinâmicos
Taxa de amostragem típica:	10 fasores por segundo
Latência:	Máxima de 2 segundo
Confiabilidade:	Não crítica

3.0 - ARQUITETURA PROPOSTA PARA O SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES DO SIN

O Sistema de Medição Sincronizada de fasores proposto terá uma arquitetura de rede em três níveis utilizando tecnologia IP, conforme mostrado na Figura 1.

A arquitetura do sistema foi projetada para atender aos seguintes requisitos principais:

- Ser flexível para atender às necessidades do ONS e dos Agentes.
- Ser expansível para permitir o aumento do número de PMU.
- Garantir que os dados registrados não sejam perdidos quando ocorrer falhas nos canais de telecomunicações.
- Permitir o registro das oscilações típicas que ocorrem durante distúrbios, com freqüência máxima da ordem de 2 Hz.
- Atender às aplicações em tempo-real, garantindo que a latência dos dados não seja maior que 2 segundos.
- Permitir estabelecer requisitos adequados para a segurança das redes de informação do ONS e dos Agentes.

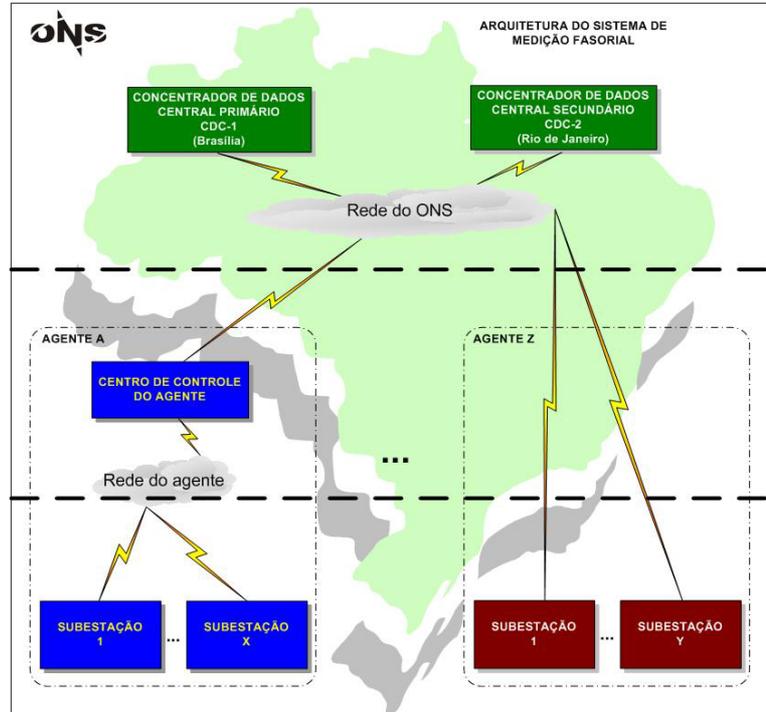


FIGURA 1 – Arquitetura do SMSF

O primeiro nível da arquitetura corresponde à rede local das diversas subestações onde as PMU serão instaladas

e é composto pelas PMU e por concentradores de dados fasoriais da subestação – SPDC. O segundo nível corresponde à rede local dos centros de controle dos agentes, onde opcionalmente pode ser instalado um concentrador central de dados do agente – APDC. O terceiro nível corresponde à rede do ONS, onde está prevista a instalação de dois concentradores centrais de dados, o primário – PCDC, a ser instalado no Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS, em Brasília e o secundário – SCDC, a ser instalado num centro regional do ONS.

São previstas duas possibilidades de transferência dos dados das subestações para os PCDC e SCDC no ONS, através dos centros de operação dos agentes, utilizando a rede própria de telecomunicações dos Agentes ou por meio de canais diretos de comunicação das subestações até o centro de operação regional do ONS mais próximo.

Para atender ao requisito de latência máxima, a arquitetura do SMSF especifica que os dados de tempo real serão transmitidos no formato de dados previsto na norma IEEE C37.118, utilizando protocolo UDP/IP e endereçamento *multicast*. O endereçamento *multicast* tem como vantagem a possibilidade de envio dos dados para múltiplos servidores sem a necessidade de duplicação de informação nos caminhos comuns. Como o protocolo UDP/IP não possui garantia de entrega dos dados, todo o tráfego off-line será realizado utilizando o protocolo TCP/IP.

3.1 Arquitetura no nível das subestações

Na rede local da subestação os dados das PMU são enviados em tempo real diretamente ao SPDC da subestação, no formato IEEE C37.118, utilizando endereçamento IP *multicast*.

O SPDC coleta e armazena os dados das PMU por um período de tempo. Após este período os dados antigos serão sobrescritos por novos dados. Caso ocorra falha no único canal de comunicação entre a subestação e o Centro de Controle do Agente, o APDC ou CDC do ONS, após a normalização da comunicação, requisitará o dado faltante. As principais funcionalidades do SPDC são:

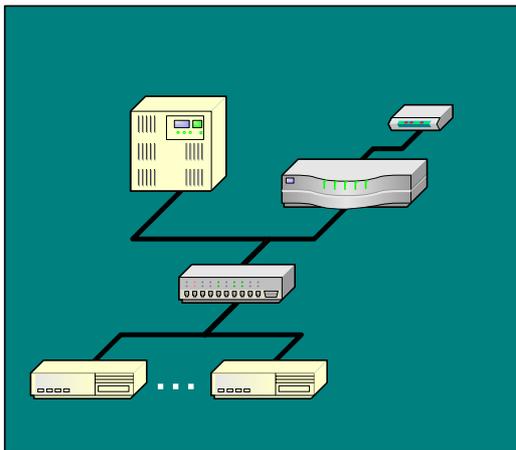


FIGURA 2 – Arquitetura do SMSF nas subestações

a) Alinhamento temporal dos dados das PMU: Os dados recebidos das diferentes PMU devem ser alinhados de acordo com a sua etiqueta de tempo. Dados de diferentes PMU podem ser recebidos em instantes de tempo diferentes. Desta forma, o SPDC necessita aguardar um período de tempo para permitir a chegada de todos os dados. O período de tempo de espera deve ser ajustável em cada subestação de acordo com o padrão de tráfego local, com o número de PMU e com os atrasos na rede local de cada subestação. Se os dados de determinada PMU não forem recebidos dentro do período de espera pré-estabelecido, eles serão considerados como perdidos.

b) Processamento de dados: Os dados recebidos das PMU podem ser processados para alterar a taxa de exteriorização de fasores, quando a taxa do SPDC for diferente. Este poderá ser o caso quando um agente optar por utilizar uma taxa de exteriorização de fasores diferente da utilizada pelo ONS. Nesta condição, as

PMU podem ser configuradas para enviar os dados a uma taxa de exteriorização mais elevada, cabendo ao SPDC repassá-la na taxa mais alta para o APDC e processar os dados para repassar um segundo conjunto de dados na taxa de exteriorização requisitada pelo CDC do ONS. Para este processamento, o SPDC deve realizar adequadamente a filtragem dos dados para evitar erros (“aliasing”). O SPDC também processará o conteúdo dos quadros do protocolo de envio dos dados de forma a incluir para o ONS e para o Agente apenas os dados fasoriais requisitados. O ONS utilizará apenas fasores de tensão e corrente de seqüência positiva, enquanto o agente poderá ter interesse no recebimento dos fasores das grandezas de fase.

c) Armazenamento de dados: Tanto os dados das PMU recebidos, quanto os processados, deverão ser armazenados no SPDC evitando perda de dados no caso de falha no processo de comunicação para o APDC ou CDC do ONS.

d) Reenvio de dados: Em caso de falhas na comunicação do SPDC com o APDC ou CDC do ONS, estes poderão requisitar ao SPDC os dados não recebidos.

A arquitetura prevista pelo projeto SMSF, para o nível da subestação, é mostrada na Figura 2. Suas principais características são:

- a) Utilização de rede IP privada com suporte para endereçamento IP *multicast*.
- b) Uso preferencial de fibra óptica nas ligações entre as PMU e o SPDC.
- c) Uso obrigatório de um SPDC na subestação.

3.1.1 Requisitos técnicos das PMU

A PMU é o componente principal de um sistema de medição sincronizada de fasores. É um instrumento que realiza a amostragem sincronizada das tensões e correntes analógicas trifásicas. A base de tempo utilizada para a amostragem é sincronizada por meio de um único sinal proveniente de uma fonte de tempo externa. A utilização da mesma fonte de tempo externa, por PMU instaladas em diferentes locais do sistema elétrico, garante a sincronização das amostras em todos os pontos de medição. Para tanto, é necessário dispor de uma referência de tempo única, disponível em qualquer ponto de instalação da PMU. Referências de tempo com disponibilidade em qualquer ponto do globo podem ser obtidas dos sistemas de posicionamento global (*Global Positioning System - GPS*). Os GPS são sistemas de navegação por satélites. O mais utilizado atualmente é o NAVSTAR, mantido pelos Estados Unidos com finalidades militares e liberado para uso civil. O NAVSTAR é composto por uma constelação de mais de duas dúzias de satélites GPS que divulgam por ondas de rádio sinais precisos de tempo.

Os fasores de tensão e corrente trifásicas medidos pelas PMU, são utilizados para calcular outras grandezas derivadas, tais como os fasores de tensão e corrente de seqüência positiva correspondentes, potência ativa e reativa. As PMU também medem a frequência e a variação da frequência. As grandezas medidas pela PMU são exteriorizadas continuamente em uma taxa ajustável entre 5 e 60 quadros por segundo, normalmente no formato de dados definido na norma IEEE C37.118. Cada quadro possui, além das grandezas medidas, a etiqueta de tempo correspondente ao instante da medição, permitindo alinhar os dados de diferentes PMU em um concentrador de dados.

O processo de cálculo dos fasores é um ponto chave do desempenho das PMU. O fasor é uma representação matemática de uma forma de onda senoidal tomando como referência para a determinação do ângulo de fase o instante do início da amostragem e considerando a frequência constante. O conceito de fasor com frequência variável, como ocorre na prática, não é claramente definido e pode gerar diferentes interpretações.

Para evitar que PMU de diferentes fornecedores apresentassem desempenhos incompatíveis a norma IEEE C37.118 definiu limites de erros permissíveis, em condições limites. Os limites estabelecidos para as PMU do SMSF do SIN foram baseados no Nível 1 de conformidade previsto na norma IEEE C37.118, com modificações adicionais para atender requisitos específicos.

TABELA 1 - Limites de Erro Permissíveis para Conformidade com o Nível 1

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

A Tabela 1 sumariza o nível de conformidade requerido das PMU para as aplicações do SIN e TVE é o Erro Vetorial Total (Total Vector Error), conforme definido na norma IEEE C37.118. Para o cálculo do TVE, admite-se que a magnitude, o ângulo e a frequência permaneçam constantes no período de coleta, ou seja, o TVE é definido para a PMU em regime permanente.

A implantação descentralizada de um sistema de medição fasorial envolve, obrigatoriamente a utilização em conjunto de PMU de diferentes fornecedores. Um ponto chave no projeto é a necessidade de garantir que todas as PMU apresentem o mesmo desempenho, de forma a permitir a comparação de suas medidas. Se as medidas das PMU não forem compatíveis, a comparação pode não ser trivial e o conjunto de medidas pode representar inadequadamente o desempenho do sistema elétrico de potência.

A necessidade de definir claramente os requisitos das PMU e possibilitar a verificação da adequação das diversas PMU é primordial para o sucesso do projeto.

No caso do projeto conduzido pelo ONS, os requisitos técnicos das PMU foram definidos, os ensaios para a confirmação dos mesmos foram identificados e a metodologia para a realização dos ensaios preparada. Pretende-se que a realização dos ensaios seja atribuída a uma instituição com expertise técnica no assunto e laboratórios de ensaios adequados.

3.2 Arquitetura no nível dos centros de controle dos agentes

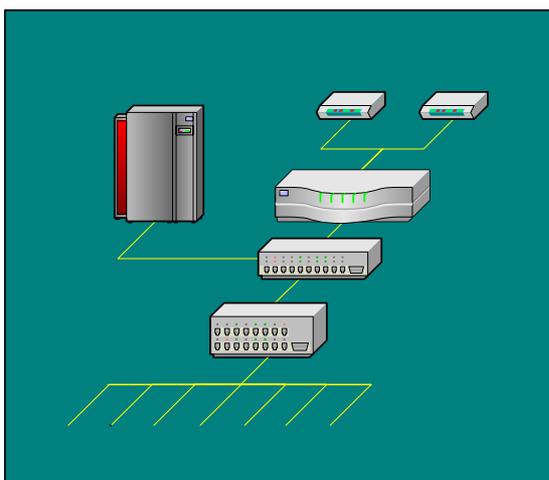


FIGURA 3 – Arquitetura do SMSF nos Centros de Operação dos Agentes

Os dados dos SPDC das diversas subestações são encaminhados para o Centro de Controle do Agente. Quando estes dados chegam à rede dos Centros de Controle dos Agentes, são imediatamente direcionados ao PCDC e SCDC no ONS através dos canais de comunicação entre os Centros de Controle dos Agentes e a rede do Centro de Controle do ONS.

A instalação de um concentrador de dados (APDC) no centro de controle do Agente é opcional. Se o agente instalar seu próprio APDC o dado será também direcionado para ele, através do processo de endereçamento IP *multicast*. Caso o agente tenha interesse em usar os dados do SMSF no seu sistema SCADA/EMS não é necessário que estes dados sejam concentrados no APDC, uma vez que podem ser recebidos diretamente no sistema SCADA/EMS através do endereçamento *multicast*.

A arquitetura prevista pelo projeto SMSF do SIN, para o Centro de Operação do Agente, é mostrada na Figura 3.

3.3 Requisitos de telecomunicações

O sistema de telecomunicações para o SMSF será composto por uma rede de longa distância (*Wide-Area Network – WAN*) interligando as redes locais (*Local Area Network – LAN*) das subestações, os centros de controle dos Agentes, os centros de operação regionais (COSR) e o centro de operação nacional (CNOS).

Suas principais características são as seguintes:

- Rede privada: A rede deve ser uma rede confiável para segurança adequada do sistema e garantir a largura de banda e desempenho requerida pelo SMSF.
- Rede de tecnologia IP: Os dados de tempo real no formato IEEE C37.118 dos diversos SPDC serão transportados utilizando o protocolo UDP/IP. Os dados coletados pelos APDC ou CDC do ONS (incluindo os dados perdidos durante falhas de telecomunicações) e outros dados de controle (comando, configuração, etc.) serão transportados usando o protocolo TCP/IP.
- Suporte a endereçamento IP *multicast*: Os dados de tempo real dos SPDC serão enviados para endereços IP *multicast* e recebidos tanto pelos CDC do ONS, quanto opcionalmente pelo APDC.

TABELA 2 – Tempo máximo para cada etapa de processamento e comunicação

Processamento na PMU	30 ms
Tráfego na LAN da Subestação	30 ms
Processamento no SPDC	650 ms
Latência no canal da Subestação ao CC Agente	200 ms
Tráfego na LAN do CC Agente	30 ms
Latência do canal do CC Agente CC ao COSR	100 ms
Tráfego na LAN do COSR	30 ms
Latência do canal COSR ao CNOS	100 ms
Tráfego na LAN do CNOS	30 ms
Processamento no CDC	800 ms
TOTAL	2.000 ms

Nos requisitos apresentados na Tabela 2, a latência dos canais de telecomunicação corresponde apenas ao tempo de ida.

4.0 - CONCLUSÃO

Os sincrofasores representam uma mudança do paradigma tecnológico da medição dos sistemas elétricos de potência, realizada atualmente pelos sistemas SCADA convencionais e a sua aplicação permitirá melhorias no planejamento e operação dos grandes sistemas elétricos de potência, até então não disponíveis.

A possibilidade de prevenção de grandes blecautes, o registro do comportamento dinâmico do sistema elétrico, para a análise do seu desempenho após a ocorrência de distúrbios de longa duração e aplicações para suporte à operação em tempo real oferece fortes motivos para a implantação de um sistema de medição sincronizada de fasores no SIN.

Embora esta tecnologia esteja disponível há alguns anos sua aplicação, além de alguns projetos de pesquisa, está limitada atualmente a aplicações específicas. Aplicações em larga escala vêm sendo consideradas atualmente, nos EUA e na China. As dificuldades atuais para interoperabilidade de PMU de diferentes fornecedores e a inexistência de fornecedores para alguns componentes dos sistemas WAMPAC podem refletir a falta de orientação da indústria, talvez motivada, por indefinição dos usuários finais (empresas de energia elétrica) que ainda não se convenceram das vantagens de sua aplicação.

Uma forma de habilitar esta nova tecnologia e usufruir mais rapidamente seus benefícios é analisar as aplicações desejadas e seus requisitos, definindo cuidadosamente as especificações do sistema e sua estratégia de implantação.

Um sistema WAMPAC de grande porte necessita transmitir e armazenar uma grande quantidade de dados e envolve um número considerável de interessados. Estes sistemas devem suportar uma ampla faixa de aplicações para os seus interessados e, conseqüentemente, acomodar diferentes requisitos para aplicações diversas.

Um dos maiores desafios é assegurar o desempenho consistente de PMU de diferentes fornecedores que deverão ser adquiridas, instaladas e mantidas por diferentes agentes. Ensaios de homologação, definição clara dos requisitos e procedimentos de ensaios, além da realização dos ensaios em uma entidade qualificada são medidas importantes para superar esta dificuldade.

O projeto de um sistema de medição fasorial desta natureza requer uma abordagem centralizada para assegurar o atendimento aos requisitos gerais de: (1) suportar múltiplas aplicações; (2) ser altamente escalável para permitir sua implantação gradual; (3) maximizar o uso de produtos de prateleira; (4) minimizar o uso de recursos de telecomunicação.

Um projeto inicial do sistema adequado é a chave para o sucesso da implantação de um sistema de medição em larga escala e para o controle dos seus custos, uma vez que correções posteriores de eventuais deficiências do projeto podem não ser fácil de acertar e ter custo elevado.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KEMA, "Brazilian Phasor Measuring System Architecture Design", September, 2006.
- [2] KEMA, "Brazilian Phasor Measuring System Technical Specifications – Phasor Measurement Unit", July, 2006.
- [3] IEEE Standard for Synchrophasors for Power System, IEEE Standard C37.118-2005, March 2006.
- [4] Novosel, D. and Hu,Y., "Tutorial on PMU Technology and Applications," International Conference on Synchrophasor Measurement Applications, Rio de Janeiro, Brazil, June 2006.
- [5] Hu, Y, Madani, V., Moraes, R., Novosel, D., "Requirements of Large-Scale Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems", 10th Annual Fault and Disturbance Analysis Conference, Atlanta, US, April 30-May 1, 2007.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Rui Menezes de Moraes é responsável pela implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores para o Sistema Interligado Nacional – SIN, um projeto de abrangência nacional conduzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Atua também no desenvolvimento de ferramentas para análise de perturbações para utilização no ONS. Engenheiro Especialista do ONS coordenou a redação dos submódulos dos Procedimentos de Rede relativos à proteção de sistemas elétricos. De 1985 a 2000 foi pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, onde desenvolveu projetos de relés de proteção e ensaios em sistemas de proteção. De 1978 a 1985 trabalhou na LIGHT Serviços de Eletricidade na área de Proteção e Medição, realizando ensaios e manutenção em sistemas de proteção. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense – UFF em 1977 e obteve o grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ em 1981. Foi professor da cadeira de Proteção de Sistemas Elétricos nas Universidades Federal Fluminense e Veiga de Almeida. É instrutor do curso de especialização em proteção ministrado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente está em doutoramento na área de Computação Aplicada à Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense. É autor e co-autor de diversos trabalhos técnicos na área de proteção de sistemas elétricos. É membro do IEEE e sócio individual do CIGRÉ.

Héctor A. R. Volskis nasceu em 1962 no Rio de Janeiro, RJ. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense – UFF em 1984 e possui pós-graduação em engenharia econômica pela UFRJ, análise de sistemas pela UERJ e sistemas de controle pela UFSC. De 1985 a 1999 trabalhou na ELETROBRÁS como engenheiro no desenvolvimento de programas de análise de redes (Estimador de Estado, Configurador de Redes e Fluxo de Potência do Operador) aplicados ao sistema de supervisão e controle em Tempo Real do Centro Nacional em Brasília. Desde 1999 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, exercendo o cargo de Especialista na Assessoria de Supervisão e Controle, onde está envolvido com o desenvolvimento e instalação de Sistemas de Supervisão e Controle, programas de Análise de Redes para apoio à tomada de decisão em Tempo Real e com a Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN. Pode ser contatado pelo e-mail hectorvolskis@ons.org.br.

Renan Giovanini nasceu em Porto Ferreira, SP, em 1974. Formou-se em engenharia elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos – USP em 1998 e obteve o Mestrado em Engenharia Elétrica em 2000 e Doutorado em 2005, ambos na Escola de Engenharia de São Carlos. Atualmente trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, exercendo o cargo de Engenheiro Sênior, onde está envolvido com o desenvolvimento e instalação do Sistema Integrado de Análise de Perturbações do ONS e com a Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN. Pode ser contatado pelo e-mail renan.giovanini@ons.org.br.

Yi Hu recebeu seu diploma de B.Sc. na Universidade do Sudeste da China em 1982 e o grau de M.Sc. no Instituto de Pesquisa em Automação de Nanjing (NARI), China em 1984, ambos em engenharia elétrica. Recebeu o grau de Ph.D. em engenharia elétrica e computação na Universidade de Manitoba em 1994. Trabalhou na NARI, ABB, TEKELEC, atualmente é consultor principal da KEMA Consulting. É consultor líder das áreas de proteção e controle de sistemas de potência, modelagem e análise de sistemas elétricos, ensaios e garantia de qualidade. O Dr. Hu é detentor de 13 patentes nos EUA, tendo sido autor e co-autor de mais de 10 artigos técnicos. Atualmente, está envolvido ativamente em projetos para implantação de sistemas de medição sincrofásorial de grande porte. É integrante da Força Tarefa de Requisitos de Desempenho do EIPP, trabalhando com outros membros da equipe em roteiros de ensaio para homologação do desempenho de PMU. Está trabalhando como gerente de projeto e integrante de equipes de projeto em inúmeros projetos relacionados a aplicações e implantação de grande sistema de medição por PMU em larga escala e de medição e controle sistêmicos. É Sênior Member do IEEE.

Rui Mano possui grande experiência como consultor, engenheiro e gerente de projeto, nas áreas de SCADA/EMS e Tecnologia da Informação (incluindo os sistemas de comunicação associados), para implantação de sistemas no Brasil e na América do Sul, juntamente com consultores internacionais e com fornecedores de sistemas. Participa atualmente do projeto do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN e coordena o Plano Diretor de Evolução dos Centros de Controle do ONS. Formado engenheiro eletrônico em 1971, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), foi Gerente de Projeto e Coordenador Técnico do projeto de um sistema de Automação de Distribuição, na CEB, sendo responsável pelo desenvolvimento de software do sistema DMS completo baseado em Linux. Foi ainda Gerente do Projeto e Coordenador Técnico da especificação técnica do projeto SIGA relativo ao portal na internet do ONS, e coordenou e participou da especificação e/ou projeto dos sistemas SCADA/EMS do ONS, da ITAIPU, da ELETROSUL (DETRE e COT atual) e da CENACE/TRANSELETRIC (Equador). Liderou também o desenvolvimento e é atualmente o Consultor Principal do Programa de Auditoria e Garantia de Receita da KEMA (RAAP) para redução de perdas de energia. Ensinou ciência da computação na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

Celso Sardinha Araújo é coordenador da KEMA para o projeto do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN, bem como do projeto para aplicações em tempo real. Formado engenheiro eletricitista em 1964 pela

Universidade Federal Fluminense – UFF trabalhou em projetos e estudos de sistema na CHESF até 1971 e em projetos de linhas de transmissão e subestações em consultoras privadas nacionais até 1999. Tem experiência como projetista, coordenador de projeto e gerente de implantação de mais de 2000 km de LT e dezenas de subestações até 500kV, além de alguma experiência em usinas hidrelétricas, como Paulo Afonso III, para empresas como CHESF, ELETRONORTE, LIGHT, ELETROPAULO, etc. Trabalhou para o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, da ELETROBRÁS, entre 1995 e 1999, onde desenvolveu trabalhos de aferição dos resultados obtidos em diversos projetos de economia de energia, coordenou a elaboração dos Planos Anuais de Financiamento às Concessionárias com recursos da RGR – Reserva Global de Reversão e fiscalizou a implantação física de diversos desses projetos junto às Concessionárias. Prestou serviços ao ONS entre 1999 e 2001, com destaque para o gerenciamento de projeto e implantação dos Esquemas de Controle de Segurança (ECS) de Adrianópolis, Jaguará, Brasília Sul, Assis, Itumbiara e Bandeirantes, decorrentes dos estudos de contingências realizados pelo ONS, ELETROBRÁS E CEPEL, Comissão Mista constituída pelo MME, posteriores ao blecaute de março de 1999. Participou ainda da equipe de trabalho para o ONS na preparação da documentação e na avaliação das propostas da licitação do fornecimento e implantação do Projeto SIGA.

Damir Novosel é presidente da Divisão de Tecnologia da InfraSource. Antes de se juntar à InfraSource em 2006, era presidente de Transmissão e Distribuição da KEMA Consulting nos EUA. Exerceu também várias posições na ABB inclusive a de vice-presidente de gestão de produtos globais na área de automação e de gerente do grupo de consultoria em sistemas de potência. O Dr. Novosel tem mais de 23 anos de experiência em trabalhos com concessionárias elétricas e fornecedores. Desenvolveu e prestou consultoria em diversos conceitos e métodos para melhorar o planejamento, a operação e a manutenção dos sistemas de potência. Seu trabalho garantiu-lhe reconhecimento e reputação internacional, sendo eleito “Fellow do IEEE”. Possui 16 patentes americanas e internacionais. Publicou mais de 80 artigos em revistas técnicas e em conferências, em várias áreas de gestão e de análise de sistemas de potência. O Dr. Novosel contribuiu para inúmeros tutoriais do IEEE e do CIGRE, guias de aplicação, normas, relatórios e outras publicações nas áreas de controle e automação dos sistemas de potência. É co-autor do artigo “Getting a Grip on the Grip” publicado na revista Spectrum do IEEE e contribuiu para o Yearbook de Ciências e Tecnologia publicado em 2006 pela Editora McGraw-Hill. Atualmente é coordenador da Força-Tarefa para determinação dos Requisitos de Desempenho do Projeto EIPP (Eastern Interconnection Phasor Project) e é o editor principal do capítulo “Projeto e Implantação de um Plano de Defesa Geral Coordenado” no âmbito da Força-Tarefa 38.02.24 “Plano de Defesa Para Contingências Extremas” do CIGRÉ.

Virgilio A. Centeno é Professor Assistente na Virginia Polytechnic Institute and State University em Blacksburg, Virginia, USA. Recebeu seus diplomas de B.Sc. M.Sc. e Ph.D. em Engenharia Elétrica na Virginia Polytechnic Institute and State University. Esteve ativamente envolvido no desenvolvimento da primeira Unidade de Medição Fasorial (PMU) experimental e comercial. Seu principal interesse é a pesquisa em monitoramento de Sistemas de Potência e medição sincronizada de fasores. É membro do IEEE.