



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

CB/GPC/30

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – V

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

IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES NO SIN E AS LIÇÕES APRENDIDAS COM O PROJETO PILOTO DE AQUISIÇÃO DE PMUs ATRAVÉS DO OPENPDC PELAS EQUIPES DE ESTUDO ELÉTRICO E DE ANÁLISE DE EVENTOS DO ONS

Rafael Fernandes(*)
ONS

Alexandre Massaud
ONS

Mauro Muniz
ONS

Suelaine Diniz
ONS

Hector Volskis
ONS

RESUMO

Neste artigo aborda-se o projeto do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) em implantação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Sistema Interligado Nacional (SIN). São apresentados os ambientes e ferramentas. São também descritas as lições aprendidas pelas equipes de análise de eventos e oscilografia do ONS, por meio de projeto piloto, que faz uso de medição sincrofasorial de PMUs instaladas na baixa tensão e, mais recentemente, de PMUs já instaladas na alta tensão da Rede Básica de alguns Agentes.

PALAVRAS-CHAVE

Medição Sincronizada de Fasores, Concentrador de Dados Fasoriais, Aplicativos em Tempo Real, Arquitetura e Lições Aprendidas

1.0 - INTRODUÇÃO

As medições sincrofasoriais se tornaram importantes instrumentos para análise e monitoramento da rede de transmissão de energia elétrica.

As técnicas de sincronização de tempo evoluíram em conjunto com as técnicas de medição, tendo-se como resultado final a oportunidade de medição sincrofasorial e de diferença angular em tempo real [2,3].

A ocorrência de grandes “*blackouts*” nos sistemas de potência ao redor do mundo trouxe uma motivação adicional para o desenvolvimento e aplicação em larga escala das PMUs. Os fabricantes, os centros de pesquisa, os órgãos normativos e as universidades possuem o grande desafio de aprimorarem a tecnologia no âmbito internacional.

A operação do SIN representa um desafio único para o ONS, já que ela deve levar em conta considerações conflitantes como: economia, segurança, confiabilidade e preocupações ambientais, além de, frequentemente, condições meteorológicas imprevisíveis. A adoção de tecnologia avançada é um dos modos de enfrentar este desafio. O uso de ferramentas computacionais que fazem uso da medição sincrofasorial é uma mudança de paradigma tecnológico para a nova geração. Fornece uma plataforma para desenvolver e implantar várias aplicações que melhoram as operações do ONS. Ela torna mais eficiente a análise e identificação da causa básica de ocorrências.

(*) Rua Júlio do Carmo, n° 251 – 6° andar – CEP 20211-160 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 3444-9475 – Fax: (+55 21) 3444-9411 – Email: rafael.fernandes@ons.org.br

A análise de eventos consome atualmente muito tempo devido à natureza assíncrona das medições, que devem ser sincronizadas para que se possa obter qualquer análise significativa. No ONS, a função de pós-operação é tipicamente responsável pela análise pós-evento, podendo enfrentar atrasos devido a não existência de dados sincronizados para realizar sua análise eficientemente.

Um exemplo deste problema de falta de sincronismo entre as grandezas analisadas ocorreu durante um “blackout” nos Estados Unidos, em Agosto de 2003 [1]. A análise deste evento envolveu uma equipe grande de consultores e demandou muito tempo para a obtenção de resultados conclusivos em função de muitas informações registradas estarem em base de tempo distintas. A força tarefa de análise deste evento conclui, em 2006, a norma NERC Standard PRC018-1 [1] aonde, atualmente, é uma obrigação legal que todos os dados registrados devem estar com uma precisão de 2 ms ou melhor em relação à referência de tempo UTC (Universal (*Coordinated Time Scale*)).

A tecnologia da medição sincronizada de fasores vem se destacando como importante recurso para a obtenção de informações sobre o desempenho dos sistemas de energia elétrica, sendo explorada por diversas linhas de pesquisa em busca da melhoria da segurança destes sistemas [4,6].

O objetivo deste trabalho é mostrar os ganhos já obtidos com as informações coletadas via sistema de medição sincronizada de fasores e suas possíveis aplicações para a análise do desempenho de sistemas elétricos de potência.

2.0 - BENEFÍCIOS DE SE UTILIZAR A TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES

Devido à maturidade do uso da tecnologia dos SMSF a sua aplicação vem se ampliando nos principais centros de controle. Desta forma, destacam-se vários benefícios qualitativos ao se integrar as medições fasoriais às operações do SIN (Sistema Interligado Nacional).

Destacam-se, dentre outras aplicações, o refinamento na Estimação de Estado, melhorando a precisão em aplicações avançadas no âmbito do tempo real. O resultado disso é uma melhoria na determinação, em tempo real, de limites de estabilidade entre áreas ou regiões geoeletricas, avaliação de segurança elétrica, identificação de parâmetros de linhas de transmissão e detecção de dados inconsistentes – monitoramento da qualidade dos dados. Pode-se incluir, ainda, com maior precisão, melhores índices e níveis de carregamento inter-regionais e intra-regionais de importantes corredores de transmissão do SIN, como por exemplo, os corredores Norte-Sul (Sudeste), Norte-Nordeste ou Sul-Sudeste.

Em relação aos ganhos quantitativos de se utilizar a tecnologia dos SMSF, a otimização da transferência de energia em um importante corredor de energia inter-regional ganha destaque. Uma particularidade do balanço energético do Brasil é um modelo ímpar de afluência de água nas diferentes regiões.

A tecnologia de Medição Sincronizada de Fasores também oferece a possibilidade de se refinar (ou de se implantar novos) sistemas especiais de proteção (SEPs), que pode, em casos específicos, melhorar os limites de transferência de um corredor de transmissão.

3.0 - PROJETO PILOTO DO ONS

Com o objetivo de melhorar a confiabilidade e a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), vem explorando esta tecnologia através do uso de sincrofasores de 23 unidades de medição fasorial PMU (*Phasor Measurement Unit*) instaladas na baixa tensão em diversas universidades no Brasil, assim como 78 medições fasoriais instaladas na alta tensão de diversos agentes de transmissão.

A parceria entre o ONS e a UFSC já permite que os dados da medição sincronizada de fasores sejam utilizados no auxílio da análise de perturbações e avaliação do desempenho dinâmico do sistema, antes da conclusão do projeto do SMSF do SIN. Este foi um ganho de escala para as equipes de estudos elétricos do ONS, uma vez que tornou-se possível um aprofundamento da tecnologia no dia-a-dia da operação do SIN.

Além do processo de implantação do SMSF no SIN, o ONS vem trabalhando em conjunto com os agentes de transmissão na integração de PMU e, com a conclusão do projeto, pretende utilizar as informações obtidas também em aplicações em tempo real nos seus Centros de Operação.

4.0 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES

A notação fasorial é representada por funções senoidais através de números complexos considerando uma determinada frequência. Uma função definida pela equação: $x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi)$ tem a sua representação fasorial independente da frequência do sinal: $X_{rms} e^{j\varphi} = X_{rms} \angle \varphi$ (2) como pode ser vista na Figura 1 abaixo.

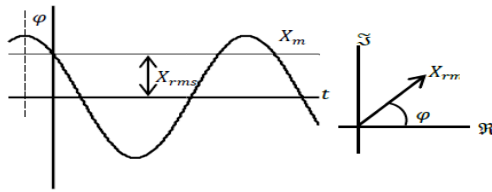


FIGURA 1 - Representação fasorial do sinal

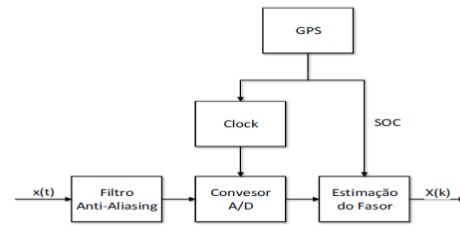


FIGURA 2 - Arquitetura básica de uma PMU, Fonte: (Phadke; Thorp, 2008)

A padronização da medição sincrofásorial está referida na norma IEEE C37.118-2011 [12], sendo que um sincrofator é um fator calculado a partir de amostras de onda do sinal medido, utilizando um sistema de referência de tempo. A representação de um sincrofator é dada pela Equação: $\left(X_m/\sqrt{2}\right)e^{j\theta}$, onde $\theta = 2\pi\Delta f t + \varphi$ (2) e $\left(X_m/\sqrt{2}\right)$ é o valor RMS da onda, sendo θ o desvio angular instantâneo considerando uma função cosseno na frequência nominal do sistema, sincronizada através do sistema UTC (*Universal Time Coordinated*).

Se o sistema apresentar um desvio de frequência Δf em relação à sua frequência nominal, cada nova amostra de sincrofator enviada pela PMU girará em relação à amostra anterior com uma taxa Δf como pode ser observado na Figura 3 abaixo. De modo resumido, se o sinal adquirido apresentar uma frequência diferente do seu valor nominal, o fator terá uma magnitude constante, no entanto o ângulo θ da sequência de fatores variará com uma taxa constante dada por: $\theta = 2\pi(f - f_0)t$. Através de definição da norma [12], este valor de ângulo deverá estar entre -180° e 180° .

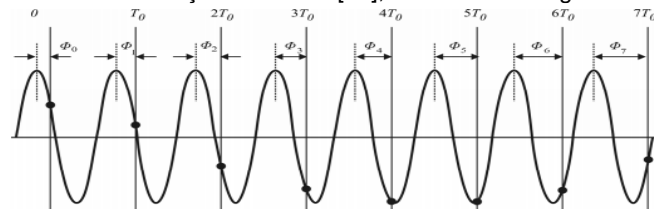


FIGURA 3 Variação do ângulo do sincrofator provocado pelo desvio de frequência (Norma)

4.1 Exemplo de Montagem de Um Frame no Formato C37.118

De modo a um melhor entendimento de como um PDC alinha os fatores internamente, um sincrofator utiliza a referência de tempo UTC da seguinte forma:

Frame [n] = SOctime[n] + Fracsec[n]/Timebase. No caso de exemplo abaixo, Timebase=16777215.

O SOctime (Second of Century) é o total de segundos desde o primeiro instante do ano de 1970. Convertendo o valor 58bffa74, no formato hexadecimal, em valor decimal, tem-se: 1488907124.

44223	31.942575	189.23.119.136	192.168.254.11	SYNCHRCData Frame
44247	31.959731	189.23.119.136	192.168.254.11	SYNCHRCConfiguration Frame 2
44249	31.961151	189.23.119.136	192.168.254.11	SYNCHRCData Frame
44271	31.976103	189.23.119.136	192.168.254.11	SYNCHRCData Frame
44295	31.994149	189.23.119.136	192.168.254.11	SYNCHRCData Frame

```

[+] Frame 44247: 1266 bytes on wire (10128 bits), 1266 bytes captured (10128 bits) on 0
[+] Ethernet II, Src: PaloAlto-00:0c:12:00:1b:17:00:01:12, Dst: e0:db:55:0f:45:2c (e0:db:55:0f:45:2c)
[+] Internet Protocol, Src: 189.23.119.136 (189.23.119.136), Dst: 192.168.254.11 (192.168.254.11)
[+] User Datagram Protocol, Src Port: 61014 (61014), Dst Port: 4715 (4715)
[+] IEEE C37.118 Synchronization Protocol, Configuration Frame 2
[+] Synchronization word: 0xaa31
[+] Framesize: 1224
[+] PMU/DC ID number: 15
[+] SOC time stamp (UTC): 2017-03-08 12:35:00
[+] Time quality flags
[+] Fraction of second (raw): 0
[+] Configuration data, 8 PMU(s) included
[+] Resolution of fractional second time stamp: 16777215
[+] Number of PMU blocks included in the frame: 8
0030 58 bf 74 00 00 00 00 00 ff ff ff 00 08 4c 54 ...LT

```

Frame [0] = 1488907124 + 0/16777215 = 0 seg

Frame [1] = 1488907124 + 16667/16777215 = 1488907124,01667 seg

Frame [2] = 1488907124 + 33333/16777215 = 1488907124,03333 seg

E assim por diante...

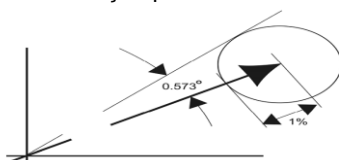
Aonde o intervalo de tempo Δt deve ser sempre 0,01667 sec, para 60 frames/seg

Source: Wireshark

5.0 - ERRO TOTAL VETORIAL

Para determinar a qualidade da medição de sincrofatores nas condições de testes supracitadas, na Norma IEEE C37.118.1-2011 [12] é definido que os erros de amplitude e de fase sejam avaliados de forma conjunta, através do índice denominado pela TVE, onde: X_r e X_i são respectivamente, as partes real e imaginária do fator verdadeiro e \hat{X}_r e \hat{X}_i as partes real e imaginária do fator fornecido pela PMU, n é o índice que identifica o fator na sequência de amostras. Como pode ser visto, o TVE permite, com um único valor, avaliar de forma combinada o erro de sincronização de tempo, de ângulo de fase e de magnitude.

Para a maioria das situações, a Norma estabelece que o TVE deve respeitar o limite de 1%. Isto quer dizer que TVE $\leq 0,01$. Esta restrição pode ser visualizada na Figura abaixo.



$$TVE = \sqrt{\frac{[\hat{X}_r(n) - X_r(n)]^2 + [\hat{X}_i(n) - X_i(n)]^2}{[\hat{X}_r(n)]^2 + [\hat{X}_i(n)]^2}}$$

FIGURA 4 – Cálculo do TVE

Qualquer fasor respeitará o limite de 1% de TVE, desde que sua extremidade esteja dentro do círculo representado na Figura acima. Para estar de acordo com a Norma, o fasor poderá ter até 1% de erro de magnitude, desde que não apresente nenhum desvio de fase. Por outro lado, se não houver erro de magnitude, o desvio de fase pode ser de até $0,573^\circ$.

$$wt = 0,573^\circ = 0,01 \text{ rad} \rightarrow 2\pi f_{\text{sin}} \Delta t = 0,573^\circ = 0,01 \text{ rad} \rightarrow \Delta t = 26 \mu\text{seg}$$

As Figuras 5 e 6 mostram o comportamento em relação ao erro de magnitude para alguns valores de erro de fase. Como pode ser observado, o erro de magnitude é exatamente o valor do TVE, quando não há a presença de erro angular. A mesma análise é realizada pela Figura 6. Vale lembrar que além do TVE a Norma ainda trabalha com outros indicadores como o Erro de Frequência (*Frequency Error – FE*) e o Erro de Taxa de Variação de Frequência (*Rate of Change of Frequency Error – RFE*), utilizados para avaliar ambos os sinais, que também são enviados pela PMU.

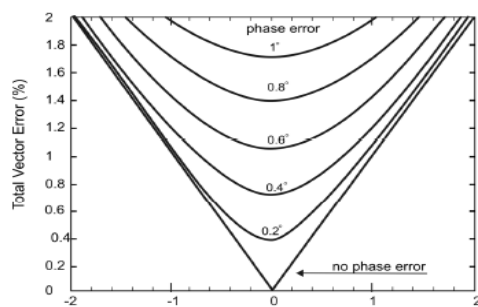


FIGURA 5 - Estimativa de erro de Magnitude (%) Fonte C37.118.1-2011

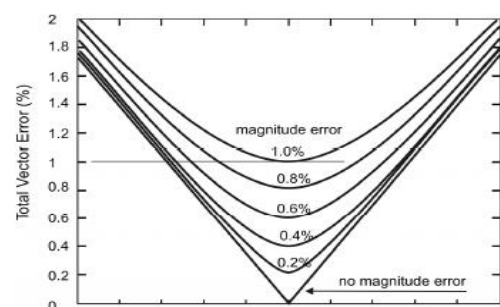


FIGURA 6 - Estimativa de erro de Ângulo de Fase (%) Fonte C37.118.1-2011

6.0 - NOTA TÉCNICA DO ONS, REQUISITOS DA NORMA E O MÓDULO 11.8 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

A Nota Técnica do ONS 115/2014, Rev2016 [11], estabelece os requisitos de confiabilidade para o atendimento ao SMSF do ONS composto de PMU – Unidades de Medição de Fasorial - instaladas nas subestações dos Agentes. Dentre esses requisitos consistem os seguintes:

1. Precisão de sincronismo de $26\mu\text{s}$ (para TVE – Total Vector Error de 1%);
2. SLA de 99,98% (considerando-se os dois pontos de entrega combinados);
3. Idade do dado (da medição à entrega) de 500 ms.

De modo a garantir a precisão de sincronismo de tempo de até $26\mu\text{s}$, é necessário manter-se um erro de fase, de magnitude do fasor medido pela PMU e também um erro máximo em relação ao sincronismo de tempo e, para esta última condição, deve-se garantir um erro máximo tempo de *holdover* do relógio local instalado na Subestação.

7.0 - IMPLANTAÇÃO DO PROJETO SMSF (SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES)

A implantação do SMSF do SIN é um projeto do ONS que prevê a instalação inicial de PMU em 31 subestações da Rede Básica, estrategicamente identificadas no SIN. Os Centros de Controle dos principais operadores de sistema no mundo, realizam os seus processos com a utilização de um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), os quais são integrados, normalmente a um sistema de gerenciamento de energia – EMS (*Energy Management System*).

O sistema SCADA é responsável pela aquisição das medidas das grandezas elétricas relacionadas aos equipamentos do sistema, as quais são enviadas aos Centros de Controle via as unidades RTU (*Remote Terminal Unit*). Já o sistema EMS é responsável pelo tratamento e aplicação dos dados recebidos pelo sistema SCADA. Contudo, o principal problema é que as medidas aquisitadas pelo SCADA e enviadas ao EMS não possuem uma mesma referência de tempo.

Atualmente, o sistema utilizado pelo ONS em seus Centros de Controle, tanto para a aquisição quanto para o tratamento dos dados, é o REGER (Rede de Gerenciamento de Energia). Quando as medidas das grandezas elétricas dos equipamentos elétricos chegam ao REGER, as mesmas são referenciadas temporalmente.

O propósito de implantação do SMSF no SIN tem por objetivo melhorar os processos da segurança eletroenergética e, também a evolução e modernização dos recursos dos atuais Centros de Operação.

Os principais objetivos da utilização do SMSF no ONS são:

- Permitir a análise do comportamento dinâmico do SIN, determinando as causas de distúrbios eletromecânicos, obtenção de subsídios para reajustes dos controladores das unidades geradoras, identificando novas medidas operativas, eventual necessidade de implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção (ECE/ECS) e validação de modelos eletrodinâmicos.
- Disponibilizar ferramentas de apoio à tomada de decisão na operação em tempo real que façam uso da medição sincronizada. Isto será realizado através da inclusão de fasores nos sistemas EMS/SCADA, aperfeiçoamento do estimador de estado e desenvolvimento de aplicativos específicos.

Conforme resolução nº 170/2005 da ANEEL, cabe ao ONS a especificação das características técnicas do SMSF. As PMU serão adquiridas, instaladas, operadas e mantidas pelos agentes proprietários das subestações selecionadas e o desempenho destes equipamentos é crítico para o sucesso do SMSF. A tabela 1 mostra o histórico do projeto no ONS e, como base comparativa, a evolução da norma.

Tabela 1 – Evolução do Projeto SMSF

Evolução do Projeto SMSF	
Ano	Atividade
2005	Estudos técnicos para localização das PMU
2006-07	Elaboração da Especificação Técnica do SMSF
2008	Estudos técnicos para aplicação da tecnologia de sincrofasores para suporte à decisão em tempo real
2009	Processo de certificação de PMU
2011	Parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)
2012	Início das tratativas com MME/BIRD para financiamento dos Concentradores de Dados Fasoriais do ONS
2012-13	Avaliação por meio de implantação de Pilotos de Sistemas de Concentração de Dados Fasoriais (PDC) e suas aplicações para sincrofasores
2013	Especificação Técnica de Requisitos de Telecomunicações para a Rede de Dados Sincrofasoriais (RDS)
2015/16	Análise das Propostas dos Proponentes
2017	Anúncio do Vencedor do Certame e Início do Projeto PMU pelo ONS

Tabela 2 – Evolução da Norma IEEE e IEC

Evolução da Norma		
Ano	Codificação	Resumo
1991	IEEE Std C37.111-191	Especificações Arquivo Comtrade
1995	IEEE Std 1344	Primeira Emissão – especificações exclusivas medição sincronizada.
2001	IEEE Std 1344 Rev.2001	Revisão da Norma
2005	IEEE C37.118	Evolução da Norma: Requisitos de desempenho, exatidão da medição e introdução do conceito deTVE.
2011	IEEE Std C37.118.1	Requisitos de medição para o fasor incluindo frequência e taxa de variação de frequência. Duas classes distintas: M(Medição) e P(Proteção).
2011	IEEE Std C37.118.2	Requisitos de Transferência de Dados.
2013	IEEE Std C37.244	Guia para os requerimento do PDC (Tratamento, processamento de dados, etc)
2013	IEEE Std C37.242	Guia para comissionamento, informação sobre sincronização, calibração, teste e instalação PMUs.
2014	IEEE Std C37.118	Revisão da Norma: relaxamento em relação a alguns ensaios dinâmicos e em regime permanente.
2016	IEC/IEEE 60255-118-1 Ed.1: Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems -	Início da Elaboração da Norma duplo logo IEC/IEEE pela IEC na versão CD.

O projeto do SMSF do SIN prevê, inicialmente, a instalação de PMU para monitoramento de terminais de linhas de transmissão em 31 subestações da Rede Básica, totalizando 181 terminais monitorados. Estas subestações estão identificadas na Figura 7, agrupadas de acordo com a área do SIN à qual pertencem. Já a Figura 8 é uma visão geral da localização das PMU do SMSF do SIN por estados e principais interligações.

Área Rio de Janeiro	Área Norte	Sistema 765 kV / Link DC
Angra 500 kV	Imperatriz 500 kV	Foz do Iguaçu 765 kV
Cachoeira Paulista 500 kV	Lechuga 500 kV	Ibiúna 500 kV
	Presidente Dutra 500 kV	Itaberá 765 kV
	Tucuruí 500 kV	Ivaiporã FUR 765 kV
		Tijuco Preto 765 kV
Área Sul	Área Mato Grosso	Área SP
Areia 525 kV	Jauru 230 kV	Água Vermelha 440 kV
Bateias 525 kV		Bauru 440 kV
Campos Novos 525 kV	Área Acre/Rondônia	Cabreúva 440 kV
Itá 525 kV	Porto Velho 230 kV	Ilha Solteira 440 kV
Ivaiporã (ESU) 525 kV	Samuel 230 kV	
Nova Santa Rita 525 kV		
Área Minas Gerais	Área Nordeste	Interligação Norte-Sudeste
Itumbiara 500 kV	Fortaleza 500 kV	Colinas 500 kV
Jaguara 500 kV	Paulo Afonso 500 kV	Serra da Mesa 500 kV
Ouro Preto 345 kV		

FIGURA 7 – Subestações onde estarão localizadas as PMU do SMSF do SIN.

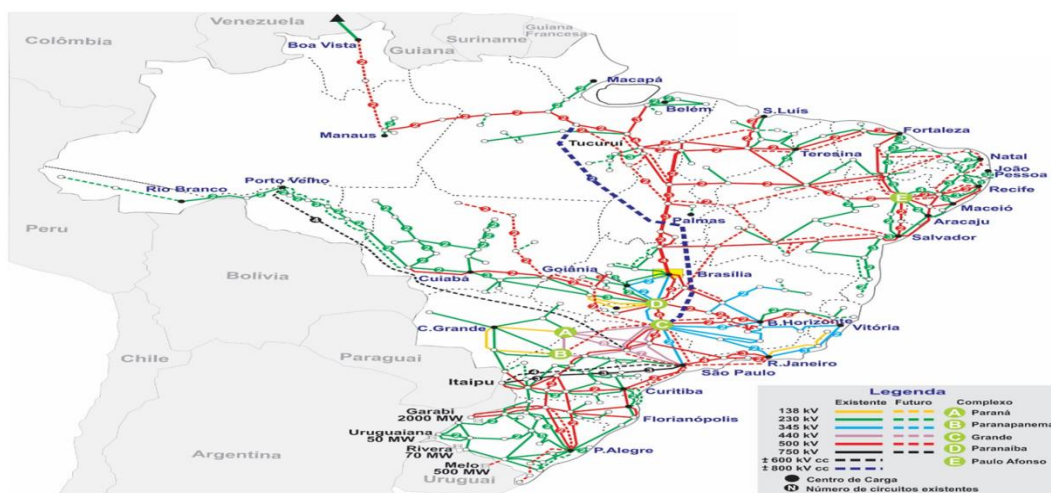


FIGURA 8 – Visão geral da localização das PMU do SMSF do SIN.

O projeto está dimensionado para a aquisição de dados de até 1000 PMUs. A escolha das referidas 31 subestações se deu com o objetivo de se avaliar o comportamento dinâmico do SIN, na condição inicial do projeto. Ressalta-se a estratégia adotada em se iniciar a operação do SMSF com um número reduzido de PMUs, por conta dos desafios a serem enfrentados e superados.

Este será um projeto de referência mundial, aonde importantes e complexos algoritmos serão implementados para uso no PDC do ONS. Haverá um total de oito aplicativos em tempo real, sendo: monitoramento da frequência, da corrente e tensão, do ângulo, do fluxo de potência, da estabilidade oscilatória, do suporte à recomposição, da detecção e localização do evento e da determinação do limite de transferência dinâmica. Haverá também monitoramento de alarmes em tempo real, sendo: frequência, variação de frequência, da magnitude e ângulo da tensão, da magnitude e ângulo da corrente, valores digitais e valores customizados. Os aplicativos de análise serão: plotagem de valores, análise espectral, análise modal e análise de eventos. Diante de todos estes aplicativos, o sistema ainda deverá validar e gerar as bases de dados com o sistema existente do REGER e outras interfaces customizadas.

7.1 Arquitetura do SMSF do SIN

A responsabilidade pela instalação dos PDCs (Phasor Data Concentrator) no CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) em Brasília, e no COSR-SE (Centro Regional de Operação Sudeste) no Rio de Janeiro é do ONS, por meio da empresa fornecedora contratada para este fim. A contratação da GE Grid Solutions se deu por meio do processo licitatório entre o Ministério de Minas e Energia (MME), Banco Mundial (BIRD) e o projeto META.

A taxa de exteriorização das PMUs será de 60 sincrofases/s. Cada PMU enviará medidas trifásicas fasoriais de tensão e corrente, além da frequência e da taxa de variação de frequência. Em média, uma PMU carregará a rede em torno de 50kbts/s, de modo que a infraestrutura de rede seja compatível para o tráfego das informações sincrofatorias. As medidas serão enviadas, ao mesmo tempo, para os dois Centros de Operação (CNOS e COSR-SE). A escolha por dois PDCs distintos visa atender o critério de redundância para o caso de falha em um dos dois PDCs. A Figura 10 mostra a visão geral da arquitetura do SMSF do SIN, onde pode-se observar que os dados serão enviados em tempo real das subestações diretamente aos PDCs do ONS através da RDS (Rede Digital de Sincrofases).

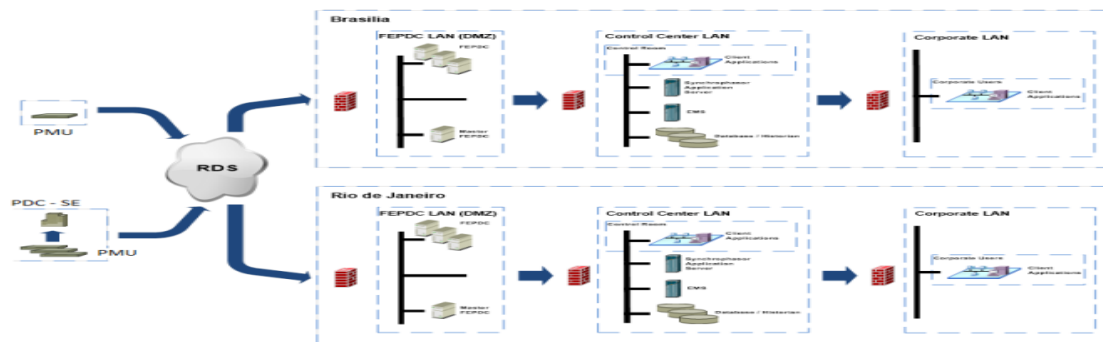


FIGURA 10 – SMSF do SIN: Visão Geral

A arquitetura do PDC também pode ser vista na Figura 11 abaixo. Ela envolve uma estrutura de dois níveis com múltiplos FEPDC (Front-End Phasor Data Concentrator) e um PDC mestre MPDC (Master Phasor Data Concentrator). Os FEPDCs são responsáveis pela ordenação das informações recebidas, de acordo com as etiquetas de tempo, podendo também realizar outras tarefas de processamento antes do envio dos dados ao MPDC. Caberá ao MPDC o arquivamento dos dados na base de dados e no histórico de dados/eventos. O MPDC também é o responsável pelo envio dos dados para os aplicativos em tempo real e de análise.

O SMSF do SIN possuirá três categorias de aplicativos: Gerenciamento Topológico de PMU, Interface Gráfica do Usuário e Aplicativos de Sistemas de Potência. O Gerenciamento Topológico de PMU é o subsistema responsável por todas as configurações dos PMU, tais como: inclusão, exclusão e ajuste de medidas. A Interface Gráfica do Usuário apresentará as informações através de camadas (Sistema de Informações Geográficas – GIS, topologia da rede, diagramas de subestações, informações das PMU) e também englobará o subsistema de Controle de Usuário (administradores, configuradores e usuários de aplicativos).

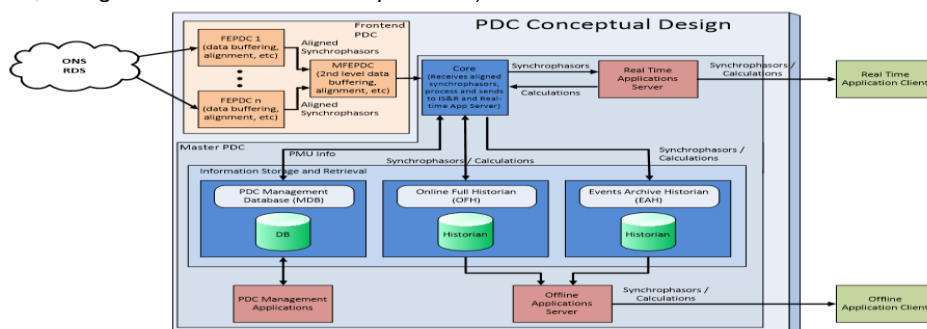


FIGURA 11 – Diagrama dos PDCs do SMSF do SIN.

Os Aplicativos de Sistemas de Potência englobarão tanto os aplicativos em tempo real (monitoração, alarmes) como os de análise (análise modal, espectral, de eventos).

8.0 - APLICAÇÕES ENVOLVENDO O PROJETO PILOTO CONVÊNIO ONS-UFSC

Na etapa do projeto piloto, por meio de convênio entre o ONS e a UFSC, muitas análises foram realizadas pelas equipes de proteção, controle e estudos do ONS. A instalação destas PMUs se encontra na Baixa Tensão, como pode ser verificado na Figura 12 abaixo, totalizando atualmente 23 PMUs. Neste projeto piloto também foi possível aquisitar PMUs da Alta Tensão, totalizando mais 78 PMUs.



FIGURA 12 – PMUs da Baixa Tensão – Projeto Piloto do ONS-UFSC

Destacam-se muitas análises já realizadas e, como exemplo, apresenta-se a seguir três eventos reais de perturbações no SIN.

8.1 Detecção e Mitigação de Oscilações

No dia 06/03/2012, às 17h03 min, foram observadas oscilações de frequência e tensão através dos dados de medição sincronizada de fasores coletados nas PMUs. A Figura 13 mostra a oscilação observada na frequência para esse evento [9].

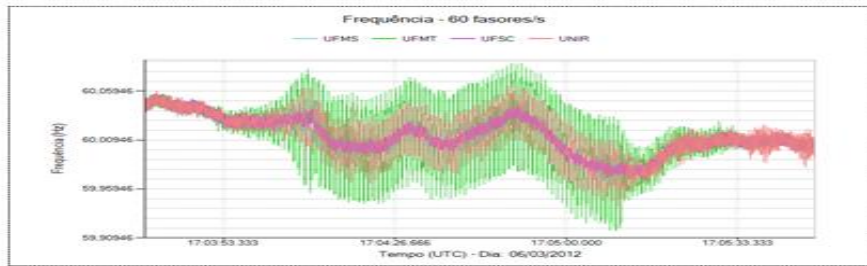


FIGURA 13 – Oscilação de frequência observada no dia 06/03/2012 através dos dados de medição sincronizada de fasores do Projeto MedFasee [7].

Através do espectro de frequências, observou-se que a oscilação correspondia a um modo de oscilação de 1,09 Hz com origem provável em um modo local de determinada usina da área Mato Grosso com o SIN. Foram iniciados estudos pelo ONS para investigação do fenômeno, chegando-se à conclusão que os ajustes dos PSS (*Power System Stabilizers*) da UHE Cachoeira Dourada não contemplavam a configuração praticada na época da observação das oscilações. O resultado do estudo culminou na implantação de novos ajustes para os PSS, de modo a garantir o amortecimento das oscilações [7].

8.2 Análise de Perturbações

No dia 03/10/2012, às 20h55min (horário de Brasília), devido a um curto-circuito na SE Foz do Iguaçu, ocorreu a separação da UHE Itaipu 60 Hz do SIN, levando à atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) nas regiões Sul/Sudeste/Centro-oeste e Acre-Rondônia. Os registros de medição sincronizada de fasores do Projeto MedPlot permitiram a observação do desempenho da frequência do SIN durante a perturbação, como mostra a figura 14. Como pode ser observado, através dos registros da medição sincronizada de fasores é possível identificar o instante da ocorrência do curto-circuito que deu origem à perturbação, a atuação dos dois estágios da Lógica 1 do Esquema de Controle de Emergência (ECE) do tronco de 765 kV, que levou ao corte das duas unidades geradoras da UHE Itaipu 60 Hz, e a abertura total da transformação da SE Foz do Iguaçu, seguida de perda de geração da UHE Itaipu 60 Hz [10].

A figura 15 também mostra o desempenho da frequência do SIN durante a perturbação, visto por meio dos dados obtidos pelo sistema SCADA. O círculo roxo mostra a região de observação contemplada na Figura 14, que corresponde a um período de tempo de aproximadamente 40s. Pela comparação entre as duas figuras, é possível perceber o aumento da resolução da região de interesse fornecido pela utilização dos dados de medição sincronizada de fasores.

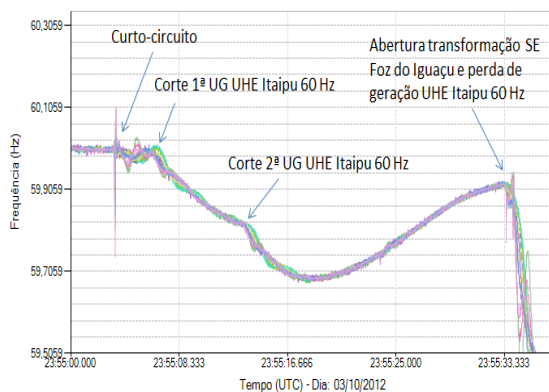


FIGURA 14 – Dados de PMU

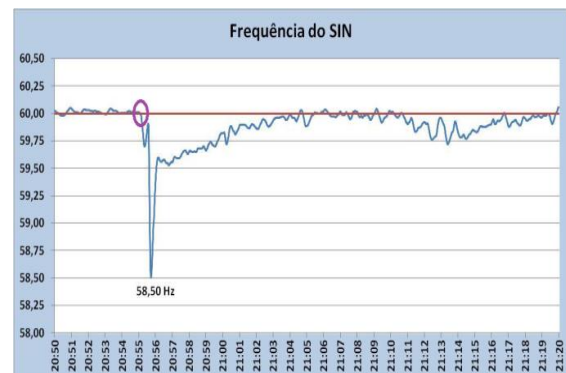


FIGURA 15 – Dados SCADA

8.3 Aplicações em Tempo Real

Nas principais aplicações em tempo real do SMSF do SIN relacionam-se às monitorações de oscilações de baixo amortecimento e do sistema de transmissão, através da informação dos módulos de tensões e correntes, diferenças angulares e frequência do sistema. O objetivo destas aplicações é disponibilizar ferramentas de apoio à tomada de decisão na operação em tempo real, através do fornecimento de alarmes, auxílio na recomposição do sistema e aumento da consciência situacional do sistema após perturbações. Atualmente o ONS, no âmbito do projeto piloto, faz uso do software Medplot *Real Time* para o monitoramento da oscilação eletromecânica de baixa frequência, dos fasores de tensão e corrente e também da frequência. Ainda é possível monitorar a frequência de oscilação eletromecânica de baixa frequência de alguns corredores do SIN.

9.0 - CONCLUSÃO

O uso da medição sincronizada de fasores vem crescendo muito rapidamente entre os grandes operadores de sistema no mundo, já tendo atingido maturidade relevante em relação a poucos anos atrás, tanto em relação a evolução da tecnologia como das normas técnicas. Como mostrado neste artigo, através de algumas ocorrências no SIN, o uso da medição sincrofásorial foi essencial para uma melhora no resultado da análise. Já em relação à implantação do projeto SMSF, sob responsabilidade do ONS, é um projeto abrangente, dadas as características e as dimensões do Sistema Interligado do SIN, cujo sucesso se dará pela integração entre o Operador e os Agentes.

Apesar do SMSF do SIN ainda não estar em operação, a utilização dos dados de medição sincronizada de fasores do Projeto Piloto do ONS, vem permitindo ao ONS a exploração nesta tecnologia, resultando em experiência fundamental para a implantação do projeto SMSF do SIN.

Esta experiência pregressa demonstrou a importância de implantação do projeto no SIN, destacando-se as possibilidade de avaliação do desempenho dinâmico, análise de perturbações, auxílio na localização e diagnóstico das causas, identificação de eventos e necessidade de ajustes em equipamentos de controle, como o PSS, assim como de novos esquemas especiais de proteção.

Além disso, o ONS prevê que as possíveis aplicações em tempo real permitirão o aperfeiçoamento do processo de estimação de estados, a redução do impacto e do tempo de recomposição após perturbações e o aumento da consciência situacional, auxiliando a tomada de decisão em tempo real, com reflexos diretos e positivos sobre a segurança e a flexibilidade operativa do SIN.

10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] B. Baumgartner, C. Riesch, M. Rudigier “The Future of Time Synchronization in the Electric Power Industry, Omicron electronics GmGH.
- [2] H.A. Volskis, J.T.C.Pardal “Implantação e Aplicação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN”, EDAO-Encontro para Debates de Assuntos de Operação, Novembro 2014
- [3] A. Phadke et al., “The Wide World of Wide-area Measurement”, *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 6, n. 5, 2008.
- [4] NASPI - North American SyncroPhasor Initiative [Online] <https://www.naspi.org>
- [5] R. Avila-Rosales et al., “Impact of PMU Technology in State Estimation”, CIGRÉ Session 42, Paris, França, 2008.
- [6] I. C. Decker et al., “Experience of WAMS Development and Applications in Brazil”, *17h Power Systems Computation Conference*, Estocolmo, 2011.
- [7] MedFasee – Projeto de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica, UFSC [Online] www.medfasee.ufsc.br
- [8] P. E. M. Quintão et al., “Detecção e Mitigação de Oscilações Mal Amortecidas no Sistema Interligado Nacional – Exploração de Medição Fasorial Sincronizada e Ferramentas de Análise Linear”, *XIII SEPOPE*, Foz do Iguaçu, 2014.
- [9] ONS RE 3/192/2012, “Análise da perturbação do dia 03/10/2012 iniciada às 20h55min na SE Foz do Iguaçu e culminado com a separação da UHE Itaipu 60 Hz do SIN”, *Relatório de Análise de Perturbação*, ONS, 2012.
- [10] Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, M.A. Pai, Alex Stankovic
- [11] Nota Técnica ONS NT 0115/2014, Rev 2016. Requisitos Mínimos para Unidades de Medição de Fasores (PMU) e Rede de Sincrofases do Agente.
- [12] Synchrophasor Measurements Under the IEEE Standard C37.118.1-2011 With Amendment C37.118.1a, Revision 2014.

11.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael de Oliveira Fernandes é engenheiro eletricitista com ênfase em Sistema de Potência graduado pela Universidade Federal de Itajubá em 2001. É Mestrando em Sistema de Potência pela Unicamp/Campinas, na área de estabilidade com aplicação envolvendo medição sincronizada fasorial. Possui experiência nas áreas de Proteção Elétrica, Estudos Elétricos e Medição Fasorial. Atualmente é Engenheiro Sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Membro da comissão de estudos da IEC TC95-MT04 (Funções de Proteção e Guias de Aplicação), do GO15 (C2TF4), do Cigré-B5 e do WGB5.62 (Life Cycle Testing of Synchrophasor Based Systems used for Protection, Monitoring and Control).



Alexandre Massaud é engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Estadual do Estado do Rio de Janeiro em 1971. Entre os anos de 1972 e 1973 trabalhou como engenheiro eletricitista na Light SESA. De 1974 a 1977 trabalhou na Eletrosul – Centrais Elétricas do Sul do Brasil, com análise de sistemas elétricos. De 1978 a 1995 trabalho na Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras, atuando em diversas atividades relacionadas ao planejamento de sistemas elétricos. Deste então, trabalha no ONS – Operador Nacional do Sistem Elétrico com análise de sistemas elétricos.



Mauro Pereira Muniz, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 1985, com mestrado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 1991. Em 1999, concluiu o curso de Master's Certificate in Project Management pela The George Washington University e, em 2008, o Curso de Capacitação Institucional do Setor Elétrico – CAISE pela PUC-RJ. De 1985 a 2000 trabalhou na Promon Engenharia Ltda. Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS com análise de sistemas de potência, ocupando atualmente o cargo de gerente executivo da Gerência Executiva de Estudos Especiais, Proteção e Controle – GPE.



Suelaine dos Santos Diniz, engenheira eletricitista com ênfase em Eletrônica/Telecomunicações graduada pela Universidade Gama Filho em 1994 e Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica no Instituto Militar de Engenharia - IME – Área de Processamento de Sinais em 1997. Atualmente é Engenheira Sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.



Hector Volskis é graduou-se em Engenharia Elétrica pela UFF em 1984. Realizou três cursos de pós-graduação: Análise Suporte de Sistemas Computacionais pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro-UERJ em 1987, Engenharia Econômica e Administração Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ em 1990 e o Curso Avançado em Controle de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC em 1994. Já trabalhou em empresa de consultoria (Hidroservice) e na ELETROBRÁS. Atualmente é Engenheiro Especialista em Supervisão e Controle em Tempo Real na Assessoria de Supervisão e Controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Áreas de interesse: Análise de Redes, Estimação de Estado, Supervisão e Controle, Controles de Sistemas e Medição Sincrofasorial.