



Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

A experiência da INTESA/Eletronorte na implantação de unidade de medição sincrofasorial (PMU) no COMC-LT7-03 e integração com os concentradores (PDC) do ONS - Dificuldade e soluções

**FELIPE CASTELAR TORRES SILVA(1); LEANDRO VIEIRA FERNANDES(2); LEONARDO GOMES LIMA(1);
VINÍCIUS LUNARTI VALADÃO(3);
ELN(1);Leme(2);INTESA(3);**

RESUMO

O presente trabalho apresenta um caso de sucesso de implantação da unidade de medição sincrofasorial no terminal da linha de transmissão, circuito 3 entre a subestação Colinas (SE COLINAS) e a subestação Miracema (SEMC) no estado do Tocantins (COMC-LT7-03). A referida linha de transmissão é de propriedade da empresa INTESA, que trabalhou em conjunto com a ELETROBRAS ELETRONORTE nesse processo de implantação, desde a concepção do projeto até a integração final com os sistemas concentradores de dados do ONS em Brasília e no Rio de Janeiro. A implantação foi autorizada à INTESA pela ReA 5861/2016 da ANEEL.

PALAVRAS-CHAVE

Medição sincrofasorial, PMU/PDC, SAGE.

1.0 - CONTEXTUALIZAÇÃO E A RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA

Em 2013 após reuniões realizadas com os agentes, o ONS apresentou projetos, requisitos mínimos e definição responsabilidades para a implantação de unidades de medição sincrofasorial (PMU). Coube à INTESA a responsabilidade de implantação do PMU na subestação Colinas referente à linha de transmissão de 500 kV Colinas – Miracema, circuito 3 (COMC-LI6-03) no estado do Tocantins. Após cadastro no sistema SGPMR do ONS, o projeto foi classificado como reforço do tipo VII, instalação ou substituição de equipamentos em subestações para aumento da observabilidade e controlabilidade do SIN, conforme Resolução Normativa 443/2011, alterada pela Resolução Normativa 643/2014. O reforço foi autorizado pela ANEEL através da Resolução Autorizativa nº 5.861, de 31 de maio de 2016 [1].

2.0 - PROJETO DE INSTALAÇÃO DA UNIDADE DE MEDIÇÃO SINCROFASORIAL NA SE COLINAS

O desafio mais relevante para execução desse projeto foi o prazo estabelecido na ReA 5861/2016. O empreendimento, autorizado em 07/06/2016, estabeleceu o prazo de 06 (seis) meses para conclusão e envio das informações sincrofasoriais ao ONS. Com o prazo exíguo, a opção adotada pelo projeto foi a simplicidade, aproveitando-se de recursos existentes, uma vez que neste prazo, até para empresas privadas, as execuções de todas as etapas de projeto de maneira segura requereriam tempo maior. Cita-se de modo geral as seguintes etapas de um projeto:

- A. Elaboração da concepção;
- B. Elaboração da Especificação Técnica, Projeto Básico e orçamento;
- C. Pesquisa de mercado;
- D. Contratação e compra de materiais;
- E. Elaboração do projeto executivo;

- F. Execução e testes em fábrica;
- G. Planejamento para execução em campo;
- H. Treinamento;
- I. Comissionamento e colocação em operação (envolvendo desligamento).

A simplificação do projeto se apegou ao fato de o ONS não ter vedado em documentos técnicos e reuniões com agentes que a função PMU pudesse ser realizada com o mesmo IED que realiza o registro de perturbações (oscilógrafo). Com isso, a substituição do IED existente por semelhante com o firmware capacitado para funcionalidade de PMU, garantiria realizar ambas as funções no mesmo equipamento, sem a necessidade de reformulação do projeto de conexão dos circuitos de corrente e tensão em campo e também sem a necessidade de instalação de novos painéis na SE COLINAS. O mesmo deveria ser realizado com o subsistema de sincronismo por GPS, que não sofreu alterações de projeto, apenas com atualização funcional. As fases de projeto A, D, G e I foram bastante simplificadas e as demais fases suprimidas por completo, com foco no atendimento ao prazo estipulado na resolução autorizativa. Apesar de bastante simplificado o projeto elétrico idealizado, a integração completa das informações geradas pelo IED na SE COLINAS aos concentradores de medição sincrofasorial do ONS ainda era um grande desafio tendo em vista o prazo de entrega do empreendimento.

Em síntese, para atendimento da resolução autorizativa, houve a necessidade das seguintes contratações:

- Substituição do IED existente de oscilografia, por um também munido da funcionalidade de medição sincrofasorial (PMU) e compatível com a norma C37.118 [2]. O modelo escolhido para essa finalidade foi o registrador digital RPV311 do fabricante GE/REASON, com firmware habilitado para processamento avançado da funcionalidade de PMU.
- Substituição dos dois computadores industriais para sistema SAGE existente na casa de comando da INTESA na SE COLINAS e a licença de software do CEPEL para habilitação funcionalidade de PDC.
- Contratação à operadora ALGAR de um canal de dados para conexão da RSS da Eletronorte para entrega dos dados no PDC do Rio de Janeiro, como definido pelo ONS, além disso, foi necessária a aquisição de módulos de interface Ethernet para disponibilização da comunicação em porta dedicada nos roteadores de borda da RSS.
- A GE/REASON foi contratada para instalação e configuração do IED na SE COLINAS e a ELETROBRAS ELETRONORTE foi contratada para concepção dos projetos e serviços de integração locais na SE COLINAS e também nos centros do ONS.

3.0 - PROJETO DE REDES E A INTEGRAÇÃO AO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRÓFASORIAL DO ONS EM BRASÍLIA E NO RIO DE JANEIRO

O submódulo 11.8 dos procedimentos de rede especifica que o ONS [3] designaria os endereços dos seus concentradores (PDC) para entrega dos dados sincrofasoriais. Foi definido e depois ratificado na rotina operacional RO-SC.BR.06 [5] do submódulo 10.22 que essa conexão deveria ser realizada com um PDC instalado no sistema de aquisição local (SAL) do COSR/NCO e com outro PDC instalado no SAL COSR/SE, em Brasília e no Rio de Janeiro, respectivamente. O projeto devia levar em conta uma especificação mínima compatível com o padrão classe A, definido no submódulo 13.2 [4]. Entretanto, restava claro nas reuniões iniciais que, diferentemente do sistema de supervisão e controle (SSC), os dois pontos de entrega já seriam considerados para efeitos de redundância no sistema de medição sincrofasorial (SMSF). Assim, para o SMSF não foram necessários canais de dados para o sistema de aquisição remotos (SAR) desses centros do ONS, como definido no submódulo 13.2 [4]. Ficou claro também a opção por utilizar a mesma infraestrutura da RSS da ELETROBRAS ELETRONORTE já utilizada para o SSC, desde que fosse disponibilizada uma interface de rede Ethernet dedicada para o SMSF.

O projeto de redes para integração ao SMSF definido junto ao ONS pode ser visualizado na Fig. 1. Para sua operacionalização foram necessárias adequações na RSS da Eletronorte na própria SE COLINAS, no SAL do COSR/NCO e no SAL do COSR/SE. Na subestação foi necessária reinstalação do sistema operacional em uma versão mais atual com o upd27 do SAGE nos servidores da casa de comandos da INTESA e integração direta desses servidores à RSS da Eletronorte. No SAL do COSR/NCO foi necessária disponibilização da interface dedicada ao SMSF em um dos roteadores previamente instalados. No SAL do COSR/SE foi disponibilizado pela operadora Algar um canal de dados para conectar a RSS ao COSR/SE. Além disso, foi necessária configuração de um novo roteador com a interface dedicada ao SMSF.

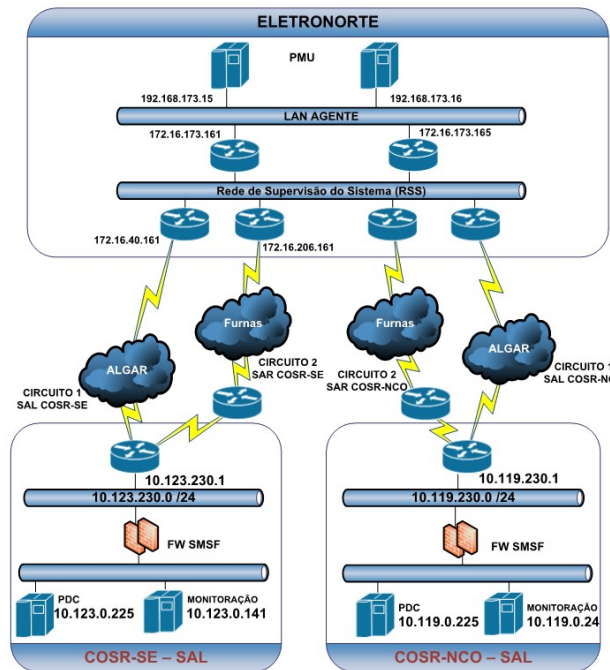


Fig. 1 - Integração ao SMSF do ONS.

Os testes funcionais iniciais de integração foram realizados com sucesso, ora formalizado na rotina operacional RO-SC.BR.06 [5], no que diz respeito à rede de comunicação. A latência entre o SAGE na SE COLINAS e os concentradores PDC do ONS não ultrapassou 50ms para o teste de conectividade (PING), parametrizado para transmissão de pacotes de 1000 bytes.

4.0 - APLICAÇÃO DO SAGE/CEPEL COMO CONCENTRADOR DE DADOS SINCRÓFASORIAIS NA SE COLINAS E SUA INTEGRAÇÃO AOS CONCENTRADORES DO ONS

Como mencionado, houve a necessidade de atualização do sistema operacional e da versão do SAGE para habilitação da funcionalidade de PDC local. Apesar de o projeto se tratar de apenas um terminal de linha, a utilização do PDC SAGE teve a finalidade de atender as definições da rotina operacional RO.SC.BR.05, que prevê a entrega dos nomes lógicos dos sincrofasores "CHANNEL NAME" como definido pelo ONS. O IED instalado para esse projeto de medição sincrofásorial, utiliza nomenclatura própria, não configurável, distinta do que foi definido nessa rotina operacional. Outra vantagem de utilização do SAGE, é em uma futura ampliação da instalação, não seria necessária qualquer alteração de arquitetura no que diz respeito a conexão com os concentradores PDC do ONS, sendo o SAGE um concentrador local de fato.

A versão disponível do SAGE, na época da implantação, permitia duas opções: utilizar os mesmos nomes lógicos definidos na base de dados do IED, o RPV311 no caso; ou utilizar os nomes lógicos definidos na própria base de dados do SAGE. Assim o agente não poderia reter em sua base de dados um padrão próprio de nomes de sincrofasores, distinto do padrão definido pelo ONS. O suporte do CEPEL foi acionado e houve a rápida disponibilização de uma correção (patch) permitindo a definição de um padrão próprio de nomenclatura lógica do sincrofasores e o repasse das desses sincrofasores com os nomes definidos na rotina operacional do ONS. O SAGE utiliza apenas o frame de configuração CFG-2, permitindo 16 bytes para configuração dos nomes lógicos. A rotina operacional RO.SC.BR.05, ao contrário do que está definido no submódulo 11.8 [3], prevê a utilização preferencial do frame de configuração CFG-3 da norma, com a configuração de nomes com até 256 bytes. Entretanto, o ONS admitiu a utilização do CFG-2 com a justificativa de o SAGE não atender ao padrão preferido.

O RPV311 da GE/REASON utilizado nesse projeto não possui implementação de transporte dos fluxos sincrofásoriais em protocolo TCP/IP. Nesse caso, o SAGE também foi utilizado para essa conversão de protocolo de transporte, considerada mais apropriada para trafegar em redes IP metropolitanas, uma vez que, o TCP/IP se encarrega do controle de fluxo e retransmissão e reordenação de pacotes perdidos. Para efeitos de processamento do fluxo em tempo real de sincrofasores a perda de pacotes e a latência são consideradas fundamentais. Deste modo, a aquisição dos sincrofasores do RPV311 é realizada em UDP/IP e o repasse aos concentradores do ONS é realizado em TCP/IP. A ligação TCP/IP, naturalmente, possui overhead e utiliza banda de transmissão maior do que o fluxo em UDP/IP. A Fig. 2 mostra que o fluxo com os 6 sincrofasores da linha COMC-LT6-03 repassado ao COSR/SE, em vermelho, e o mesmo fluxo recebido do RPV311 localmente na SE COLINAS, em azul. A ocupação de banda percebida é cerca de 20% maior devido ao overhead do protocolo TCP/IP.

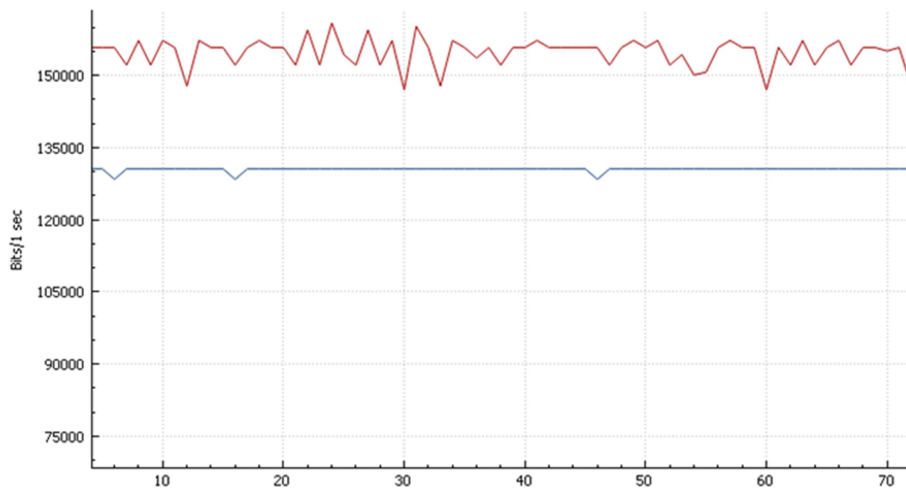


Fig. 2 – Banda ocupada pelos fluxos sincrofasoriais provenientes do RPV311 em UDP/IP (em azul) e o repasse ao PDC do COSR/SE em TCP/IP (em vermelho).

Após a implementação, os testes funcionais demonstraram latência total inferior aos 500ms como previsto na RO-SC.BR.06. A latência de comunicação interna na SE COLINAS, entre o SAGE e o RPV311 foi medida da ordem de 108ms. Com a latência da rede metropolitana medida em torno de 50ms, os tempos medidos pelos concentradores do ONS ficaram em média de 115ms e máxima de 335ms. As perdas de frames C37.118 também foram verificadas inferiores ao solicitado na rotina operacional, de 5% para um teste de 8 horas. De fato, as perdas verificadas são muito menores do que o requerido pela rotina operacional, inferiores a 0,01%. Conexão entre o SAGE e o RPV-311 é feita no mesmo par de switches Ethernet na SE COLINAS. Em condições semelhantes, os testes em laboratório de calibração do CEPEL com uma unidade RPV311 não mostraram perdas de frames nos testes de longa duração. Ressalta-se que as condições de rede local são fundamentais para esse desempenho, uma vez que, que o fluxo UDP/IP na instalação não possui capacidade de retransmissão.

Os indicadores de qualidade da medição sincrofasorial, definidos no campo STAT da PMU no frame de dados C37.118, demonstraram logo no início da operação comercial falha de sincronismo. A manutenção foi acionada e corrigiu o defeito substituindo o cordão óptico que faz a conexão IRIG-B entre a unidade de sincronismo por GPS e o RPV311. Após a correção a operação normal foi reestabelecida sem qualquer indicador de defeitos. Constatou-se que o RPV311, apesar de possuir módulos distribuídos RA332, faz todo o processamento das unidades lógicas de PMU em sua unidade central. Assim, mesmo que haja mais de uma PMU lógica configurada, os indicadores no campo STAT se comportam em bloco para um mesmo RPV311. Percebeu-se também que parte dos campos previsto na norma e na rotina operacional não é implementada por esse equipamento. O suporte da GE/REASON também foi acionado para correção dessa implementação.

Um fator determinante para o desempenho descrito acima foi a substituição do hardware obsoleto que rodava o SAGE na SE COLINAS. Tanto o processador mais moderno quanto uma quantidade mais abundante de memória física instalada resultam em rodar a função de PMU sem comprometer as demais funções SCADA e de IHM local dos servidores instalados na SE COLINAS. Os gráficos da Fig. 3 mostram os percentuais de utilização de memória no novo servidor instalado e em operação, munido de 16GB de memória física. Mesmo com a função PDC/PMU habilitada no servidor SAGE, as demais funções SCADA e de IHM foram preservadas. Os visores de telas e alarmes não apresentaram lentidão, tampouco, operações na base de tempo real, como reconhecimento de múltiplos alarmes simultaneamente, não foram afetadas.

A título de ilustração de como essa estratégia de substituição foi acertada, a Fig. 4 mostra a situação verificada em outra subestação, em que não houve a substituição do hardware. O processador e a memória física de 4GB são semelhantes às da SE COLINAS antes da substituição do hardware. O cenário verificado é bem diferente. Na primeira parte o gráfico é mostrada a utilização de memória antes da atualização para a nova versão do SAGE e habilitação da função de PDC/PMU. A inflexão mostra o incremento significativo da utilização da memória física e da memória cache após essa atualização do SAGE. O uso do swap em disco, em contrapartida, diminuiu bastante. A resposta dos visores de alarmes e de telas e operações na base de tempo real apresentaram lentidão. Apesar de não impactar na funcionalidade de gateway SCADA e PDC C37.118, houve uma degradação significativa da qualidade na funcionalidade de IHM. Um script para limpeza de memória cachê periódico foi programado no agendador de tarefas do sistema operacional. O gráfico em forma de dente de serra mostra o comportamento após cada limpeza. Esse procedimento diminuiu os efeitos de lentidão, mas a substituição desse hardware ainda é recomendada.

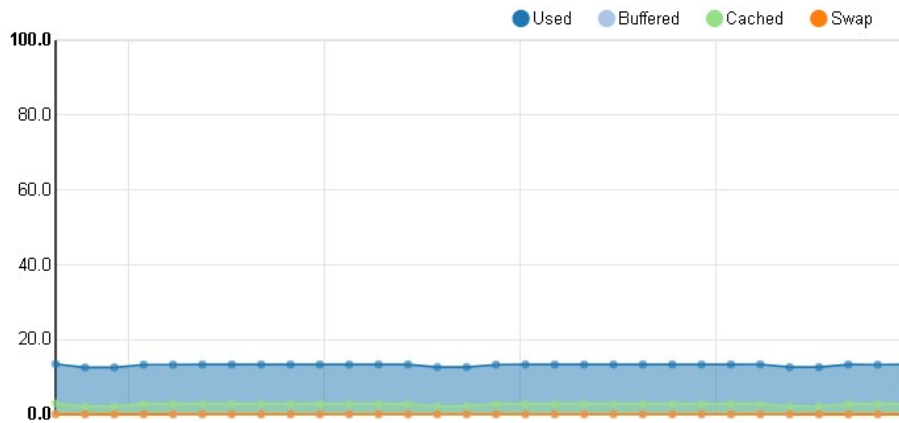


Fig. 3 – Percentual de utilização de memória no servidor SAGE da SE COLINAS com função de PDC (memória física instalada de 16GB).

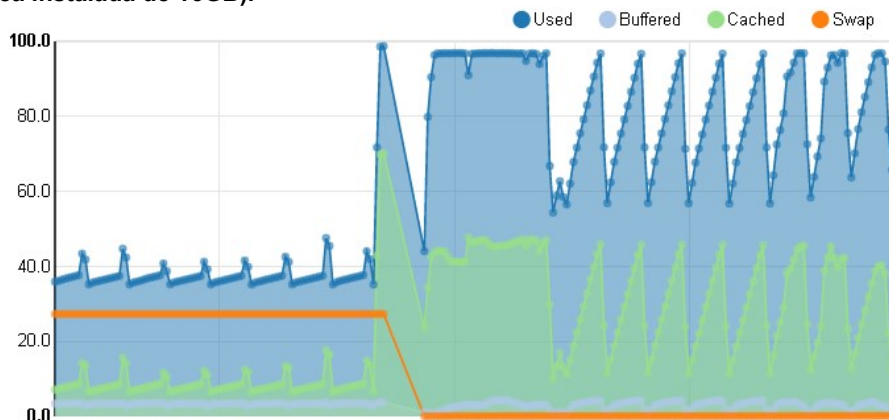


Fig. 4 – Percentual de utilização de memória de um servidor com SAGE obsoleto (memória física 4GB) antes e depois da atualização e habilitação da função PDC.

5.0 - DESENVOLVIMENTO DE UM PROJETO DE ENGENHARIA PADRÃO E PRÓXIMOS EMPREENDIMENTOS DE MEDIÇÃO SINCRÓFASORIAL AUTORIZADOS À ELETROBRAS ELETRONORTE

Na ELETROBRAS ELETRONORTE, tendo em vista a mesma ReA 5861/2016, a fase de elaboração e concepção também se encontrava em desenvolvimento. Assim, as definições de interesse com o tratamento das informações geradas pelo PMU, no âmbito da empresa e externamente, bem como o dimensionamento da infraestrutura de armazenamento e transporte de informação estavam em aberto. Alinhou-se que, dado o contrato de O&M firmado à época, a INTESA adequaria futuramente o seu sistema aos padrões definidos pela ELETROBRAS ELETRONORTE.

A ReA 5861/2016 autorizou à ELETROBRAS ELETRONORTE a implementação de medição sincrofásorial 26 terminais de linhas em 07 subestações, em um prazo de 36 meses. Assim restou tempo suficiente para maturação do padrão e formalização da especificação técnica.

Em um primeiro momento foram estudados a norma C37.118 [2] e documentos técnicos fornecidos pelo ONS. Após os esses estudos e reuniões com todos os envolvidos, começou-se a se escrever o que a ELETROBRAS ELETRONORTE imaginava que seria o ideal em termos de especificações técnicas. Com isso, foram realizadas reuniões com os fabricantes SEL, GE, ABB e Siemens, onde foram sugeridas alterações nas especificações considerando as condições de mercado. Boa parte do input desses fabricantes foi acatada. Por fim, a ELETROBRAS ELETRONORTE realizou um trabalho junto ao CEPEL, que fez diversas críticas positivas à especificação técnica inserindo as necessidades do SAGE PDC e da ferramenta PDC Explorer.

Ao final do trabalho as condições para contratação do projeto PMU já estariam descritas em um documento de projeto de engenharia padrão, batizado de PEP-000-559003 [8]. Esse documento embasou todo o processo de contratação e implantação do projeto PMU na ELETROBRAS ELETRONORTE. Esse projeto PMU estava em fase final de implantação durante a redação desse informe técnico. O documento de engenharia padrão pode ser disponibilizado a quem interessar por meio dos contatos dos autores.

6.0 - ATENDIMENTO AO NORMATIVO C37.118 E AOS NORMATIVOS DO ONS:

O relatório de ensaios com o equipamento calibrador Fluke 6135A emitido pelo Laboratório de Medição Fasorial Síncrona do CEPEL (LabPMU) revelou aderência do RPV311 da GE/REASON à norma C37.118, no que diz respeito ao erro vetorial total. Esse erro vetorial, pelos requisitos definidos no submódulo 11.8 [3], deve ser inferior a 1%. Posteriormente a implantação em campo, esses testes foram repetidos em conjunto com o fabricante e a ELETROBRAS ELETRONORTE, inserindo o repasse do SAGE-PDC em série com o RPV311. Os testes também foram satisfatórios com relação a aderência a norma. Ambos os relatórios emitidos pelo LabPMU estão disponíveis a quem interessar por meio dos contatos dos autores desse informe técnico. Ressalta-se que o erro vetorial total não pode ser verificado em campo, uma vez que requer o uso de instrumento de calibração padrão.

No que diz respeito aos normativos do ONS, destacam-se os documentos que foram gerados e que sintetizam os principais requisitos definidos no submódulo 11.8 [3] e nas rotinas operacionais do submódulo 10.22, RO-SC.BR.05 [6] e RO-SC.BR.06 [5]: a planilha padrão descritiva dos fluxos de medição sincrofasorial e o diagrama de topologia de integração ao SMSF do ONS. Como previsto nas rotinas operacionais ambos os documentos foram gerados e ajustados junto ao ONS e subsidiaram toda a implementação, desde os recursos de redes e telecomunicações até os próprios fluxos de medição sincrofasorial.

7.0 - DIFICULDADES E SOLUÇÕES TÉCNICAS E ADMINISTRATIVAS ENCONTRADAS DURANTE A IMPLANTAÇÃO DO PROJETO

Como mencionado, o prazo de implantação definido na resolução autorizativa foi sem dúvida o maior desafio desse empreendimento. A INTESA se preparou para atender dentro do prazo de 6 meses, sem atrasos que impactassem o recebimento das receitas associadas ao empreendimento. A instalação dos concentradores do ONS, entretanto, acabou sendo o maior gargalo na disponibilização definitiva dos dados e medição sincrofasorial. Com a indisponibilidade desses concentradores, acordou-se provisoriamente a entrega dos dados por uma via alternativa, que já era utilizada pela ELETROBRAS ELETRONORTE para enviar medições do tramo oeste, no estado do Pará. Essa ligação conectava os concentradores provisórios (OpenPDC) da ELETROBRAS ELETRONORTE, em Belém, e do ONS, no Rio de Janeiro. Assim o recém-instalado IED, RPV311, foi integrado de modo provisório ao concentrador em Belém, que por sua vez, repassava a medição sincrofasorial do COMC-LI7-03 ao ONS, via link de Internet.

Outro desafio encontrado foi a contratação dos canais para o SAL do COSR/SE no Rio de Janeiro. Após a sinalização de que o sistema do ONS já estava pronto para receber os dados da SE COLINAS por meio de um link dedicado, a INTESA buscou no mercado empresas que prestassem o serviço de telecomunicações para integrar a RSS da ELETROBRAS ELETRONORTE ao COSR/SE. Todas as operadoras consultadas teriam que instalar novos acessos no SAL do COSR/SE para prover o referido recurso de telecomunicações. A especificação inicial da ELETROBRAS ELETRONORTE para esses canais não pode ser atendida (canais seriais tipo E1) por restrições das operadoras. Houve a contratação de um canal tipo MetroEthernet à operadora Algar. Com isso, foi necessária a compra de módulos adicionais, não previstos inicialmente, para o roteador de borda no SAL do COSR/SE, afim de que o mesmo pudesse alcançar a RSS por meio de canal Ethernet e mesmo assim manter as conexões independentes com a rede do SSC e do SMSF, como preconiza o submódulo 11.8 [3].

Tanto na implantação física em campo, dos circuitos de tensão conectados ao módulo de aquisição RA332 do IED RPV311, quanto na configuração lógica dos fluxos de medição sincrofasorial para o ONS havia uma dúvida com relação a medição de tensão das barras da SE COLINAS. Nos encontros iniciais e no próprio submódulo 11.8, o ONS dá a entender que a medição da tensão das barras a qual a linha de transmissão pode estar conectada deve ser encaminhada para seus concentradores PDC. Entretanto, são solicitadas as medições de tensão das barras apenas dos agentes concessionários donos desses ativos. No caso da INTESA, que acessa a barra da SE COLINAS, essa informação não deveria ser enviada. Ressalta-se que a ReA 5861/2016 também não foi clara com relação a esse assunto, uma vez que, menciona apenas a linha de transmissão e não as barras da SE COLINAS.

Ao contrário da nota técnica do ONS 115/2014 [7], revisão de 2015, restou claro durante os trabalhos com a PMU da SE COLINAS que, em outros casos onde seja necessário o envio dessas informações de tensão das barras, as mesmas devem estar em unidades PMU lógicas distintas daquela com as informações de tensão e corrente da linha de transmissão, uma vez que, as informações de frequência e taxa de variação da frequência devem ser calculadas de modo independente das informações da linha. Deve-se ater ao detalhe que as medições de todas as frequências devem utilizar a mesma fase de referência a qual se tomou a medição primária da tensão das barras (TP). Apesar de suprimidos os sincrofasores de tensão de barra do fluxo enviado para o ONS, nesse empreendimento utilizou-se a fase B para cálculo da frequência da linha, mesma fase conecta os transformadores TPC das barras ao RA332.

Por fim, destaca-se que diferentemente de todos os outros conversores de protocolo implementados no SAGE, o conversor que realiza a função PDC/PMU do SAGE não implementa controle de acesso, permitindo que qualquer endereço externo que alcance o servidor SAGE possa iniciar a transmissão de fluxos C37.118. Embora seja limitado o número máximo de conexões, entende-se que esse controle de acesso é fundamental para garantir a

segurança e o desempenho operacional dos servidores SAGE. Mitigou-se o impacto dessa situação com parametrizações na RSS para que apenas os concentradores PDC do ONS pudessem fazer requisições de aos servidores SAGE para inicialização dos fluxos de medição sincrofásorial.

8.0 - CONCLUSÃO

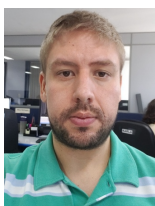
O projeto de implantação do SMSF do ONS será um marco para o Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo em vista os benefícios que trará: novas facilidades de análise, recomposição e monitoramento. Os dados disponibilizados por meio da tecnologia de sincrofasores permitem que parâmetros sistêmicos sejam avaliados em tempo real com uma resolução muito maior do que medição SCADA tradicional. Nesse trabalho, foi possível junto ao CEPEL realizar a primeira integração do SAGE-PDC com o SMSF do ONS. Destacou-se como fator relevante ao desempenho do SMSF a infraestrutura computacional e de comunicações. Para atendimento dos requisitos definidos na norma C37.118 [2] e nos normativos próprios do ONS ficou clara a importância das estratégias de projeto utilizadas na implantação do PMU no terminal da linha COMC-LI6-03.

Considera-se uma aplicação bastante palpável do SMSF, sua utilização em sistemas especiais de proteção (SEP) e também de em sistemas de controle automático de tensão (CAT). A ELETROBRAS ELETRONORTE iniciou um projeto piloto para comparar a assertividade de ações de controle de SEP implementados na empresa com ações de controle processadas a partir de um concentrador de medições sincrofásoriais próprio. Adicionalmente, nesse PDC serão configuradas as ferramentas de monitoração de distâncias angulares (PhasorMon) e assistência para fechamento de redes em anel (LoopAssist) já disponíveis no SAGE. Outro futuro trabalho será a verificação de desempenho e a aplicação de correções nas redes locais das subestações onde estão sendo instaladas unidades PMU da ELETROBRAS ELETRONORTE, tendo em vista que essa rede local tem afetado de maneira significativamente o desempenho do SMSF, ainda que dentro dos valores de requisitos mínimos definido pelo ONS.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) “Resolução Autorizativa Nº 5.861” – ANEEL, 2016;
- (2) “Standard C37.118.1 2011 for Synchrophasor Measurements for Power Systems” – IEEE, 2011;
- (3) “Submódulo 11.8: Sistema de Medição de Sincrofasores” – ONS, Revisão 2016.12, 2016;
- (4) “Submódulo 13.2: Requisitos Mínimos de Telecomunicações” – ONS, Revisão 2016.12, 2016;
- (5) “Submódulo 10.22: Rotina Operacional RO-SC.BR.06 – Testes para Integração dos Dados Fasoriais dos Agentes no SMSF” – ONS, Revisão 0, 2018.
- (6) “Submódulo 10.22: Rotina Operacional RO-SC.BR.05 – Identificação de PMU, de Fasores e de Fluxos Sincrofásoriais Enviados ao SMSF” – ONS, Revisão 1, 2019;
- (7) “Nota Técnica 115/2014: Requisitos Mínimos para Unidades de Medição de Fasores (PMU) e Rede de Sincrofasores do Agente” – ONS, Revisão 2, 2016.
- (8) “PEP-000-559003: Especificação Técnica para Sistema de Medição Sincrofásorial – SMSF” – ELETROBRAS ELETRONORTE, Revisão 1, 2016.
- (9) HU, Yi; CENTENO, Virgílio; ARAÚJO, Celso; Et. Al. – “Aplicação das PMU e seus Requisitos” – Projeto ESTAL, KEMA, 2007.

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Felipe Castelar Torres Silva nasceu em Brasília – DF em 1984, graduou-se em Engenharia de Controle e Automação (Mecatrônica) pela Universidade de Brasília – UnB em dezembro de 2006. Fez pós-graduação ciência de dados no Instituto de Gestão e Tecnologia da Informação IGTI em 2018 e MBA em Gestão Empresarial pela UNICSUL. Desenvolve desde 2007 suas atividades no departamento de tempo real e supervisão da ELETROBRAS ELETRONORTE, especialmente com sistemas de suporte à operação e redes de comunicação operativa.



Leandro Vieira Fernandes nasceu em Brasília – DF em 1983, graduou-se em Engenharia Elétrica no Instituto de Ensino Superior de Brasília – IESB em dezembro de 2007. Trabalhou 14 anos como prestador de serviços (Themag e Leme) no departamento de Engenharia de Projeto de Proteção e Controle da ELETROBRAS ELETRONORTE, como coordenador de projetos de transmissão. Trabalhou 1 ano e 8 meses na Plena O&M, como engenheiro de manutenção de Proteção, Controle e Comunicação. Atualmente desempenha suas atividades na Companhia Energética de Brasília CEB, como Engenheiro de Manutenção de Subestações.



Leonardo Gomes de Lima nasceu em Belém – PA em 1960, graduou-se em Engenharia Eletrônica pela Universidade Federal do Pará – UFPA em 1985, Fez pós-graduação Gerência de Redes de Telecomunicações na UNB em 1998. Possui MBA Empresarial pela Fundação D. Cabral em 2000. Gerente de produção da divisão de Vila do Conde da ELETROBRAS ELETRONORTE, durante 15 anos. Foi Superintendente de Manutenção da Transmissão na sede da ELETROBRAS ELETRONORTE durante 4 anos. Atualmente desempenha atividades de Engenheiro e coordenador de empreendimentos no departamento de Engenharia de Projeto de Proteção e Controle da ELETROBRAS ELETRONORTE.



Vinícius Lunarti Valadão nasceu em Itumbiara – GO em 1989, graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia pela Universidade Federal de Uberlândia – UFU em dezembro de 2012. Possui MBA em Gerenciamento de Projetos pelo IBMEC em 2018. Atualmente é Engenheiro de Planejamento e Controle, vinculado à Gerência de O&M, desempenhando atividades de operação (pré e pós) da INTESA (Equatorial) e dos novos empreendimentos da Equatorial Transmissão.