

MODERNIZAÇÃO NO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DO CENTRO DE OPERAÇÕES DO SISTEMA DE SUBESTAÇÕES DA USIMINAS – USINA IPATINGA ¹

Flávio Eduardo Perobele ²
João Carlos A. da Encarnação ³
Sergio Tetsuo Obana ⁴
Gláucia Vasconcelos ⁵

Resumo

Este trabalho está pautado no novo sistema de automação do Centro de Operações do Sistema de Subestações (COS). Este novo sistema foi resultado de um projeto que demandou desenvolvimento de *softwares*, atualização tecnológica de *hardware*, implementação de funcionalidades específicas em sistemas elétricos, adequação de *drivers* de comunicação aderentes às normas IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104 testes de validação e comissionamento na migração dos sistemas. A modernização do COS consistiu em amplo planejamento e programação conjugada com as manobras operacionais de cada subestação e entre as subestações. Foi adotada uma abordagem completa na verificação dos sinais de todas as UTRs (unidades de aquisição de dados) para validação. O sistema foi desenvolvido em uma nova plataforma Cliente/Servidor de supervisão e telecontrole. A nova plataforma configura-se atualmente por 26 aplicações integradas a um multiprojeto adequadamente escalonável para inserção de novas subestações. Estas aplicações foram desenvolvidas em frentes de projetos paralelos por integrantes de empresas contratadas e da Usiminas.

Palavras-chave: Subestação; Automação; Telecontrole.

MODERNIZATION IN THE AUTOMATION SYSTEMS OF CENTER OPERATIONS OF SUBSTATION OF USIMINAS – IPATINGA – MG – BRAZIL

Abstract

This paper concerns the modernization in the automation systems of Center Operations of Substation of Usiminas – Ipatinga – MG – Brazil. The developing of automation systems included hardware and software upgrade, drivers of communication apposite and adherent in IEC 60870-5-101 and IEC 60870-5-104 protocol, commissioning and validation tests.

The new system adopt platform client/server for monitoring 26 application integrated. The structure of software is multiproject and was draw for including new application in future. The application software was developed by different team of company hired and integrated into application server for supervision.

Keywords: Substation; Automation; Teleoperation.

¹ Contribuição técnica ao 14º Seminário de Automação de Processos, 6 a 8 de outubro de 2010, Belo Horizonte, MG.

² Analista de Sistemas da Automação, Gerência de Automação da Usiminas, Ipatinga, MG.

³ Assistente Industrial da Automação, Gerência de Automação da Usiminas, Ipatinga, MG.

⁴ Supervisor de Energia e Utilidades, Gerência de Produção e Distribuição de Energia e Utilidades, Ipatinga, MG.

⁵ Diretora de desenvolvimento de novos negócios IWS do Brasil Ltda.

1 INTRODUÇÃO

O Centro de Operações do Sistema de Subestações (COS) da usina de Ipatinga adota arquitetura de centro integrado de operações para supervisão e comandos de centenas de equipamentos referentes ao recebimento e distribuição de gás, água, energia elétrica e outros. Este centro integrado suporta as matrizes energéticas essenciais à produção da empresa.

O centro de operações supervisiona e telecomanda disjuntores e seccionadoras a partir do recebimento da energia elétrica em duas linhas de transmissão independentes de 230 kV. A área de atuação do COS abrange telecomandos nos equipamentos interligados em 69 kV, 11 kV e 3,3 kV.

O COS monitora atualmente 21 subestações distribuídas apropriadamente aos principais centros de gravidade da usina, banco de capacitores e filtros de harmônicos.

As interfaces (IHMs) de supervisão utilizadas no COS são totalmente intercambiáveis entre si para monitoração de qualquer subestação e de outros sistemas que estão integrados ao processo.

A busca por integração entre os sistemas digitais tem sido motivada pela necessidade cada vez maior de gestão das principais variáveis do processo e sua influencia provocada e/ou perturbada em outros processos interligados. Deste modo, o COS integra e monitora outros sistemas digitais, tais quais: sistema de medições *on-line* de energia elétrica de diversos multimedidores distribuídos nas áreas, geração própria advinda das termoelétricas, e o sistema de controle de demanda de energia contratada junto ao mercado de energia elétrica.

O sistema digital é baseado na plataforma SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que tipicamente configura-se como a melhor solução para monitoração e comunicação com unidades remotas de aquisição de dados.⁽¹⁾ Estas unidades remotas (UTRs) estão instaladas nas salas elétricas de cada subestação.

Para as subestações que detém uma quantidade elevada de equipamentos, são disponibilizadas interfaces (IHMs *PC Panel*) locais para supervisão e comandos. Estas interfaces são dedicadas às remotas de cada subestação e são devidamente intertravadas com o COS.

Os relés de proteção estão interligados ao sistema digital através das UTRs utilizando protocolos IEC 60870-5-103 e IEC 61850 nas aquisições mais recentes. Para garantir estampa de tempo sincronizado destes dispositivos autônomos ao sistema são utilizadas antenas e módulos de GPS (*Global Position System*) para 85% dos IEDs (*Intelligent Electronic Device*) instalados. Para as UTRs que não utilizam GPS é realizado diariamente sincronismo automático de relógio através de um aplicativo que faz a leitura de relógio de GPS *True Time* e faz as pequenas correções de tempo necessárias.

O projeto de modernização do COS consistiu em migrar a plataforma de *hardware* e *software* do sistema de supervisão e telecontrole para uma estrutura que atendesse melhor os requisitos de confiabilidade, manutenibilidade e escalabilidade dos processos. Nesta plataforma foram adquiridos novos servidores para aplicação e banco de dados, equipamentos de rede e servidores multiseriais, desenvolvimento e licenças de *softwares* aplicativos, e *drivers* de comunicação aderentes às normas IEC 60870-5-101⁽²⁾ e IEC 60870-5-104.⁽³⁾

A plataforma descontinuada era baseada em equipamentos com mais de quinze anos de uso e apresentava baixo índice de falhas. Porém, o tempo de reparo e restauração do sistema era elevado causando desconfortos e gastos operacionais.

Deste modo, indicadores de disponibilidade e qualidade do sistema eram significativamente afetados.

O *hardware* do servidor desativado tinha custo elevado de reposição, e este fator também sinalizava a necessidade de buscar equipamentos de padrão de mercado mais econômicos. Outro fator que evidenciava a procura por uma solução alternativa ao sistema era a laboriosa e limitada criação de novos *tags* físicos, o que restringia o desenvolvimento de novas aplicações.

A nova plataforma de supervisão e telecontrole foi elaborada, projetada, desenvolvida e montada de modo a aumentar a disponibilidade do sistema, facilitar a manutenção quando necessário e permitir inserção de novas aplicações e subestações no COS num mesmo ambiente de *software* integrado.

O desenvolvimento dos *softwares* aplicativos foi realizado por empresa contratada seguindo os padrões operacionais da Usiminas. Todas as aplicações e *drivers* foram desenvolvidas por equipes funcionais distintas e gradualmente integradas ao servidor de aplicação que na acepção de *software* configura-se em uma solução de multiprojetos. Esta solução possibilitou ao operador do sistema a navegação de telas de todas as subestações em interfaces totalmente intercambiáveis para supervisão.

A inserção de cada aplicação ao multiprojetos foi realizada após validação de todos os sinais e comandos em ambiente de testes. Para tal, foi utilizada a estação de engenharia e desenvolvimento que permitiu correções e adequações necessárias com impacto mínimo nos procedimentos operacionais do COS. O teste de comandos contou com a colaboração de equipes de operação e manutenção para a realização de manobras e verificação dos comandos nos relés de proteção. Esta atividade foi cuidadosamente planejada e executada com o sistema em operação, sem interferir no plano de produção da empresa.

A Usiminas tem demandado novos projetos de expansão e conseqüentemente, novas cargas e circuitos alimentadores são inseridos ao sistema elétrico. Contudo, o sistema digital modernizado do COS encontra-se pronto para receber e integrar ao servidor de aplicações a aquisição de novos sinais.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Arquitetura Digital

A estrutura adotada na arquitetura digital segue plataforma Cliente/Servidor em ambiente Windows 2003 Server. Este arranjo foi configurado de modo que novas estações clientes possam ser adicionadas ao sistema. Os servidores de aplicação são redundantes e configurados para serem ativados automaticamente caso ocorra anormalidades com o servidor ativo. A redundância também está contemplada nas especificações de *hardware* (fontes de alimentação, discos rígidos em RAID 5, placas de rede etc). As conexões entre as estações clientes e os servidores são realizadas através dos *switches* de comunicação em uma configuração cruzada de interligação.

A comunicação entre o servidor de aplicação e as UTRs tipo LSA Sinaut e ILEX é realizada através de dois módulos multiseriais.

A rede física utilizada na interligação entre o centro de supervisão e as diversas unidades remotas (UTRs) de cada subestação mescla soluções com topologias digitais em estrela – para UTRs existentes há mais de dez anos – e em anel ótico para as UTRs recentemente instaladas. Este anel ótico possui seis pares de fibras e percorre toda a extensão da usina. A Figura 1 ilustra esta arquitetura digital.

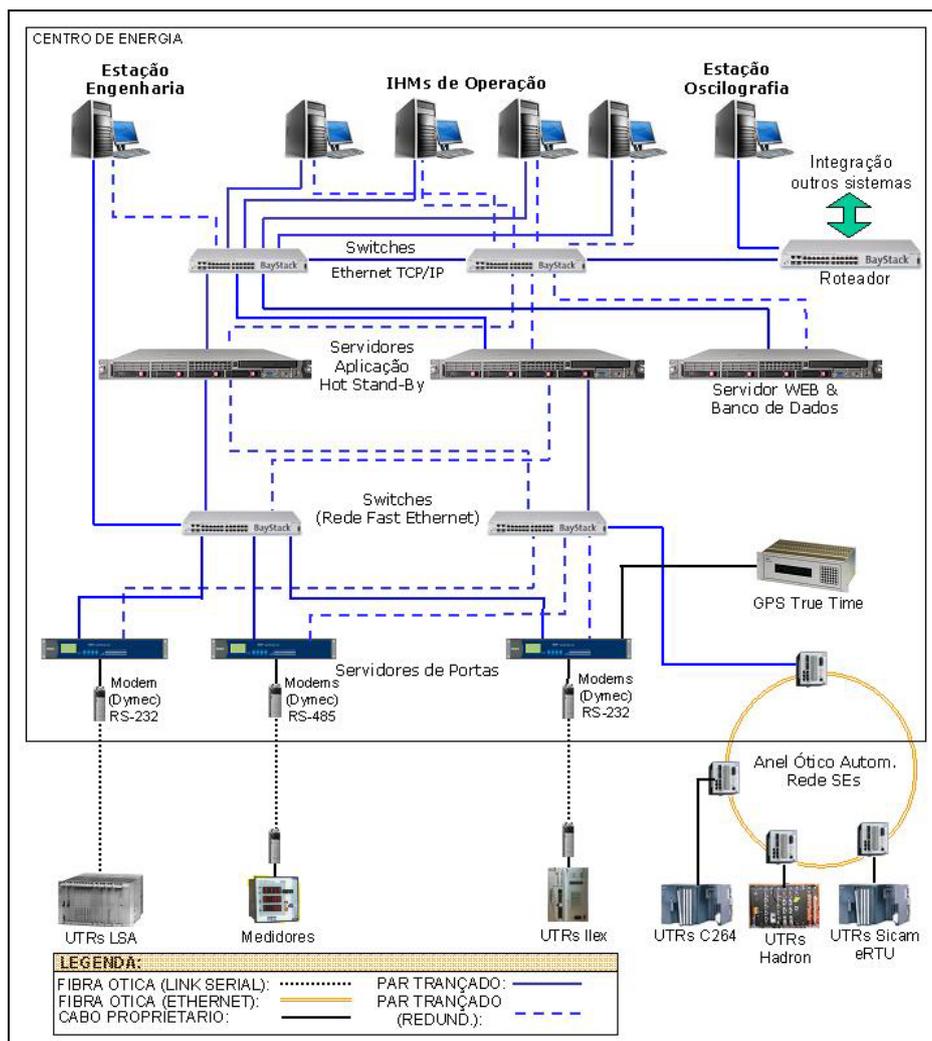


Figura 1. Arquitetura digital.⁽⁴⁾

As UTRs C264, mostradas na figura 1, utilizam o protocolo IEC 60870-5-104. As demais UTRs do sistema digital adotam o protocolo IEC 60870-5-101. Em ambos os casos a comunicação é estabelecida através de *drivers* instalados e configurados nos servidores de aplicação. Estas configurações foram definidas pelo perfil de interoperabilidade (*Interoperability Profile*)⁽⁵⁾ de cada UTR.

Nas UTRs Hadron e Sicam eRTU são utilizados módulos para encapsular mensagens seriais em Ethernet para interligação através do anel óptico da automação.

Para todas as UTRs, o modo de comunicação, a partir do servidor de aplicação, é caracterizado como ponto-a-ponto. Ou seja, existe um *driver* independente em execução para comunicação com cada UTR. Todavia, o desenvolvimento do *driver* foi para cada tipo de UTR sendo possível instanciá-los para cada área aplicada. O desenvolvimento dos *drivers* foi realizado por empresa contratada com suporte da Usiminas para análises dos telegramas e testes funcionais.

A Figura 2 ilustra uma pequena amostra de mensagens e pacotes de dados trocados entre UTR e servidor de aplicação. Numa rápida análise, observa-se nos parâmetros em destaque (*type identifier 100, common address of ASDU, link address*), uma solicitação de GI (*General Interrogation*), a partir do servidor, para a UTR através da porta 1234 (a). A UTR confirma a solicitação (b) e o servidor devolve mensagem reconhecendo o comando (c). Posteriormente, a UTR inicia processo de

comunicação nas formas Solicitada e Não-Solicitada e parametrizações nos modos *Balanced* e *Unbalanced*.

A modalidade de comunicação *Balanced* configura-se como um protocolo de comunicação não-solicitado, em que a UTR envia espontaneamente ao sistema supervisor os chamados “telegramas”, contendo os valores alterados na subestação. Além disso, tanto a UTR quanto o sistema supervisor podem ser Mestre ou Escravo na comunicação.

Recentemente foram instalados e integrados ao sistema outros modelos de UTRs utilizando o protocolo de comunicação IEC 60870-5-101 na modalidade *Unbalanced*. Como *Unbalanced*, o protocolo IEC 60870-5-101 configura-se como um protocolo de comunicação solicitado, em que o sistema supervisor (Mestre) precisa enviar mensagens periódicas requisitando dados à UTR (Escravo).⁽⁶⁾

Para estabelecer a comunicação entre o servidor de aplicação e as UTRs foi utilizado, como auxílio na configuração do *driver* de comunicação, o perfil de interoperabilidade (*Interoperability Profile*) da UTR de cada modelo e fabricante.

Os relés de proteção (IEDs) são interligados ao sistema digital utilizando o protocolo IEC 60870-5-103, nas UTRs LSA Sinaut, ou através de mensagens aderentes à norma IEC 61850 nos IEDs adquiridos recentemente. Em todos os casos, a estampa de tempo de um evento gerado a partir de um IED, é registrada na lista de ocorrências do supervisor com o tempo do relógio do próprio IED e não do relógio da UTR.

A Figura 3 representa os modos de interligação e sincronização de GPS dos IEDs ao sistema de supervisão.

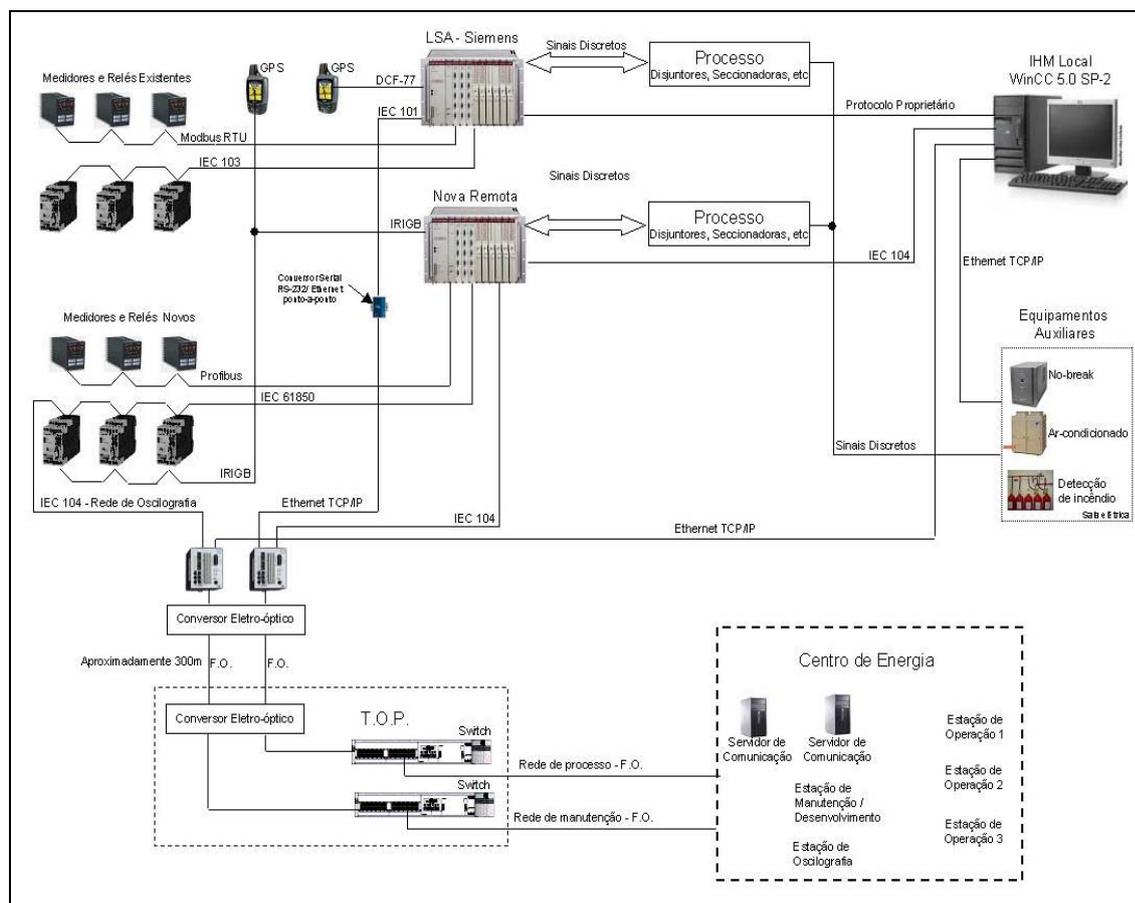


Figura 3. Interligação dos IEDs ao COS.

3 RESULTADOS

3.1 Software de Supervisão

O COS dispõe, para supervisão e comandos, de estações de trabalho em monitores de 24 polegadas *wide screen* com recursos de áudio embutido. Foi utilizado para a supervisão e telecontrole o *software* Indusoft Web Studio V6.1 SP6 instalado para uma configuração Cliente/Servidor. O servidor é instanciado pelas estações clientes a partir de um complemento do Indusoft chamado *secure viewer*. Este complemento também é responsável por redirecionar o servidor em situações nas quais o servidor *stand-by* passa a ser o componente ativo do sistema em caso de falhas.

A estrutura do *software* utiliza diversas planilhas de comunicação codificadas para cada subestação e categorizadas para cada tipo de sinal (*single-point, double-point, comand*). Nestas planilhas são declarados os endereços dos sinais vinculados entre UTRs, *driver* de comunicação e servidor de aplicação. Dentre os sinais endereçados inclui-se: estados equipamentos elétricos, medições de energia, alarmes e eventos, estados de falha dos cartões, estados da comunicação e telecomandos equipamentos.

Para organização nas declarações dos sinais ao *software* foi elaborada codificação para representar atributos de cada sinal. Nesta codificação inclui-se: origem, tipo do sinal, equipamento, sequencial do equipamento e nome curto do sinal. Cada atributo tem a quantidade de caracteres fixos e com tamanho total de cada código (*tag*) definido em 32 caracteres.

No servidor de aplicações estão declarados e em utilização aproximadamente 15.000 *tags* físicos e 5.000 *tags* lógicos. Estes *tags* lógicos são utilizados para diversas rotinas de cálculos e animação de objetos na tela de supervisão.

O *software* aplicativo foi desenvolvido considerando a inclusão de algumas funcionalidades que auxiliam na supervisão do COS, tais quais:

- *pop-ups* de equipamentos contendo detalhes do estado físico e lógico, botões de comandos, e campo texto para inserção de comentários;
- navegação das telas gráficas a partir de teclas funcionais;
- mosaico de defeitos;
- lista de ocorrências *on-line* e históricas com seletor de datas. nesta listagem pode-se selecionar: alarmes, alarmes críticos, eventos de processo, eventos de usuário, ou todos. nos alarmes é registrado o instante de reconhecimento do operador sendo possível editar comentários em cada ocorrência;
- monitoração dos equipamentos digitais de cada subestação;
- gráficos de tendência com grupos predefinidos;
- manutenção nos parâmetros de alarmes de variáveis analógicas;
- sincronismo automático de relógio das UTRs;
- controle de acesso de acordo com o privilégio de cada grupo usuário (operação, supervisão e manutenção).

A Figura 4 apresenta uma tela de supervisão da subestação Alto-Forno mostrando um *pop-up* de comando de um disjuntor.

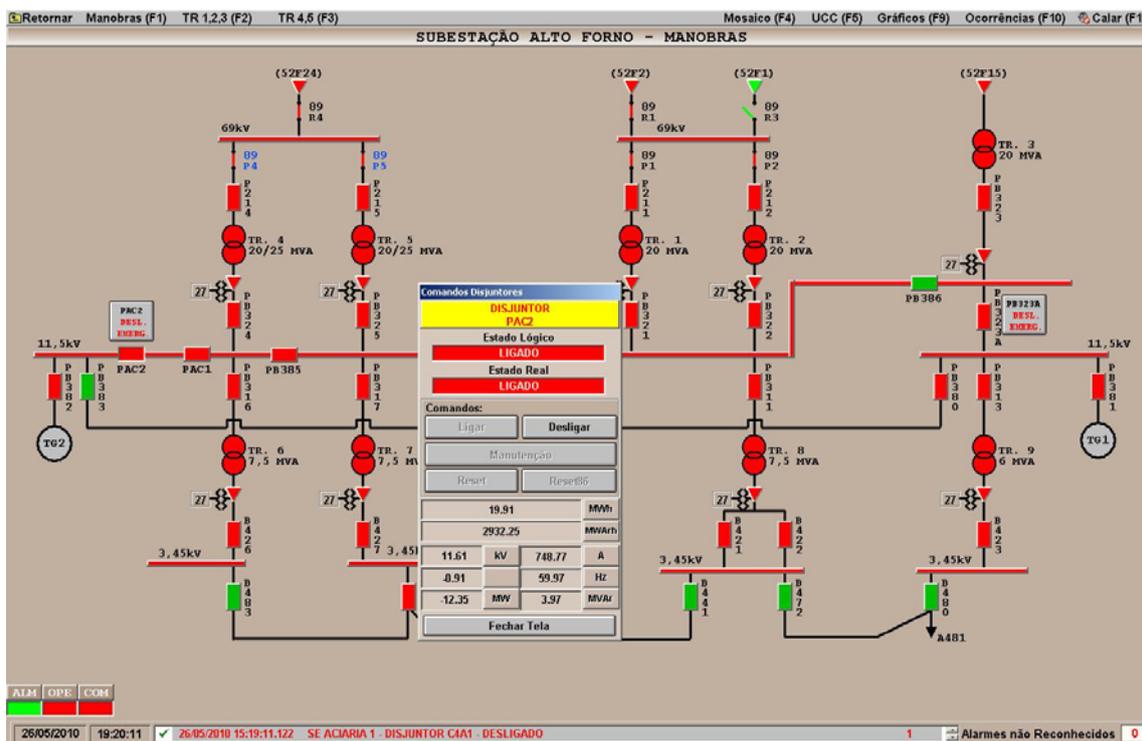


Figura 4. Tela gráfica de supervisão.

3.2 Relatórios

Todos os registros de alarmes, eventos, comandos e ativos do sistema de supervisão Indusoft são armazenados em um servidor de banco de dados. Neste servidor, a plataforma de guarda dos dados é o SQL Server 2005 Enterprise.

Para geração e exibição dos relatórios do sistema integrado das subestações foi desenvolvido um aplicativo em linguagem de programação C#. Os relatórios são acessados através de *browser* WEB com controle de permissão para acesso e manutenção das informações. Os grupos de usuários criados se classificam em Gestão, Operação, Supervisão e Automação.

Neste aplicativo WEB estão disponíveis estratificações para diversos relatórios referentes ao controle de demanda de energia elétrica filtradas por período selecionado. Outras estratificações também disponíveis referem-se aos ativos do sistema, tais quais: número de atuações de disjuntores, seccionadores e comutação de *taps* em determinado período, gráfico de pareto para os equipamentos que mais apresentaram alarmes/defeitos nos circuitos auxiliares, numero de falhas de comunicação de cada UTR, utilização de CPU e memória dos servidores etc.

Outra funcionalidade operacionalizada no aplicativo WEB é o cálculo automático de disponibilidade do sistema, que representa o percentual de tempo mensal e anual nos quais os equipamentos digitais (servidores, UTRs e rede) estiveram disponíveis para utilização pela operação.

A Figura 5 mostra um gráfico de pareto acumulado para a energia ativa dos principais consumidores na usina de Ipatinga.

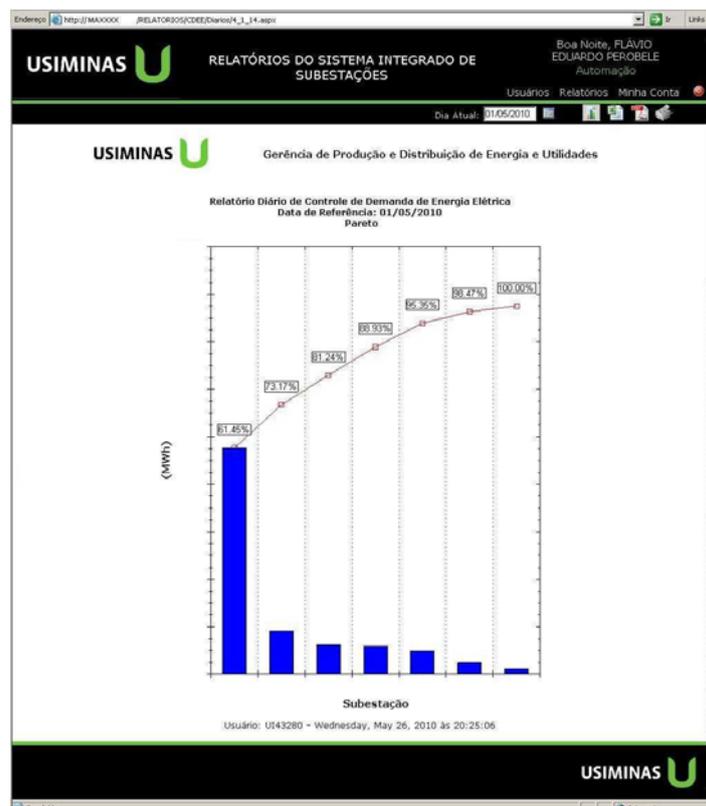


Figura 5. Gráfico de pareto acumulado de energia ativa.

3.3 Sincronismo de Relógio

Algumas falhas nos sistemas elétricos geram um efeito comumente conhecido como “avalanche de eventos/alarmes”. Esta situação se caracteriza por uma sequência de alarmes e eventos ocorrendo em um curto intervalo de tempo. Para garantir estampa de tempo sincronizado nos diversos dispositivos de aquisição de dados são utilizados módulos GPS. Deste modo, a estampa de tempo do evento registrado e apresentado nas estações de supervisão é o valor primário sentido no próprio IED, seja atuado no relé de proteção ou na UTR.

Nas instalações da usina de Ipatinga são utilizados equipamentos GPS que adotam o protocolo de sincronização em IRIG-B, DCF-77 e protocolos proprietários. Para cada grupo de dispositivos sincronizados em seu respectivo GPS observou-se desempenho adequado às necessidades do sistema.

Em algumas UTRs que não dispõem de módulos GPS, são utilizadas rotinas para correções no relógio das unidades através de aplicativo de sincronismo que faz leituras referenciais a partir de GPS *True Time* localizado no centro de operações do sistema. Este sincronismo de relógio é realizado automaticamente e diariamente nas UTRs (subestações com tensão máxima 69 kV).

A cada sincronismo realizado é gerado um arquivo texto para verificação do tempo corrigido. A confirmação destes sincronismos foi obtida gerando eventos simultâneos em UTRs de diferentes tipos e monitorando a estampa de tempo nas ocorrências da estação de supervisão.

A figura 6 apresenta os resultados de um teste realizado entre a UTR LSA e UTR ILEX na averiguação do sincronismo realizado por este aplicativo. Os eventos foram gerados no mesmo instante para ambas as UTRs e pode-se constatar um pequeno débito de tempo no momento do sincronismo. Este débito de tempo é devido,

principalmente, à soma de tempo gasto na leitura do GPS *True Time*, leitura e processamento de escrita da UTR.

Nestes resultados empíricos observa-se pequena variabilidade nas amostragens coletadas e com desvio padrão muito baixo. Deste modo, passou-se a considerar um valor adicional referente a este débito de tempo para cada UTR no momento do sincronismo.

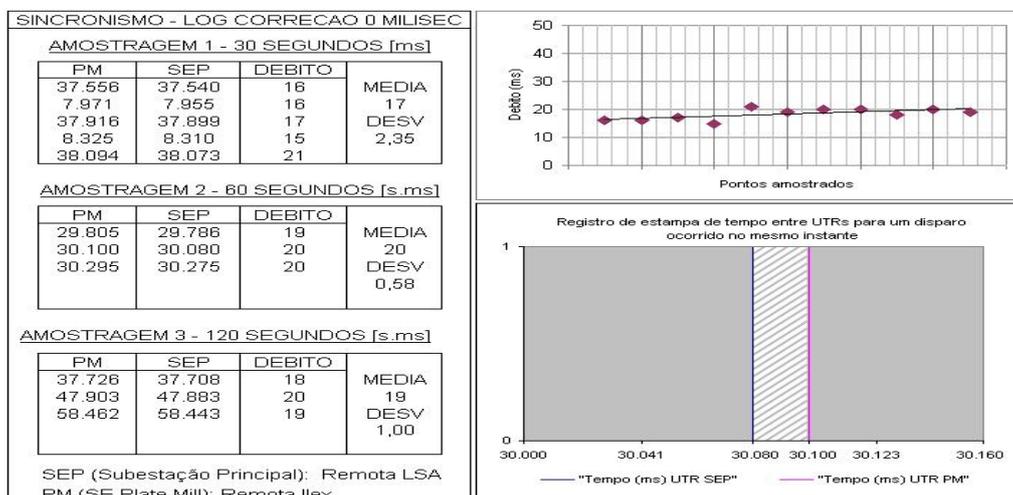


Figura 6. Comparativo de sincronismo de relógio.

4 CONCLUSÃO

A visão geral das subestações num centro integrado permite que técnicos e operadores assimilem com mais facilidade todos os diagramas unifilares elétricos e as distribuições de carga da empresa.

Com a monitoração de ativos dos equipamentos elétricos, espera-se evidenciar rapidamente para a equipe de operação quadros de recorrentes defeitos bem categorizados. Na monitoração dos transformadores vislumbra-se implantar sensoriamento e análise de informações, tais como: criação de curvas de evolução de temperatura do óleo e dos enrolamentos e medição *on-line* da umidade.

Para validação dos aplicativos desenvolvidos foram realizados testes em todos os sinais das UTRs e relés de proteção. Deste modo, além de confirmação e adequação nos sinais digitais foram também identificadas e corrigidas algumas anormalidades nos circuitos elétricos.

Um aumento na disponibilidade do sistema já é observado nos primeiros meses deste ano sendo contabilizado pequeno número de ocorrências de rápido restabelecimento do sistema. Os números de disponibilidade obtidos sinalizam indicadores em torno 99,95%.

Para aumentar a redundância de alguns elementos no sistema, estão sendo realizadas algumas melhorias na interligação serial, sejam estas: inserção de elementos passivos na divisão dos canais seriais e paulatina migração das conexões seriais em estrela para o anel óptico de automação.

Com a utilização de um servidor exclusivo para banco de dados será possível armazenar uma quantidade maior de dados. Avaliando o crescimento diário no tamanho da base de dados, estima-se que as informações possam ser armazenadas no próprio servidor por dez anos.

O sistema integrado de supervisão e telecontrole das subestações da usina tem proporcionado aos técnicos que operam o sistema maior segurança operacional com confiabilidade, flexibilidade e conforto nos procedimentos de manobras operacionais.

REFERÊNCIAS

- 1 BOYER, S. A. SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition. 3 ed. New York: ISA, 2004.
- 2 IEC 60870-5-101. Transmission Protocols, companion standards especially for basic telecontrol tasks.
- 3 IEC 60870-5-104. Transmission Protocols, Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
- 4 Catalogo de Automação da Usiminas - Março 2010 – Versão 2.0.
- 5 GORGA, J. A. H.; OLIVEIRA P.R.P. Apostila: Protocolos de comunicação em Sistemas Elétricos de Potência - IEC 61850. Treinamento Jahgor Automação, 2010.
- 6 BERTAZINI, E. Análise de funções de um conversor de protocolos de comunicação para automação elétrica, baseado na utilização da linguagem de modelagem unificada. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.