

# Transdução Digital em Subestações de EHV com Controle de Qualidade de Energia Elétrica

M. Nakashima, A. R. Figueiredo, S. Gambini, CTEEP, J.A. Jardini, L.C. Magrini e C. A. B. Pariente, USP.

**Resumo**- Este trabalho relata a experiência obtida no desenvolvimento e implementação de um projeto de pesquisa e desenvolvimento visando estudar a aplicação transdutores digitais na análise da Qualidade de Energia Elétrica em subestações de EHV. Foram analisadas as diferentes tecnologias disponíveis e optou-se pela aquisição de equipamentos de diversos fabricantes presentes no mercado brasileiro. A aplicação objetivou analisar tanto a adequação qualitativa dos equipamentos disponíveis às normas da ANEEL no tocante a qualidade de energia, quanto uma comparação quantitativa dos mesmos em termos da precisão de diversos parâmetros de qualidade de energia (capacidade de amostragem em regime e de eventos transitórios, capacidade de ajuste de parâmetros para registro de eventos transitórios de SAG/SWELL, protocolos disponíveis, etc).

**Palavras-chave**—SAG, SWELL, IED, DNP, UCA.

## I. INTRODUÇÃO

Este documento descreve a metodologia empregada no longo do desenvolvimento do projeto "Aplicação de Sistemas Wireless em Subestações de HV", cujo produto final é um protótipo funcional instalado na SE Cabreúva. A estrutura deste artigo segue as diferentes etapas de implementação do projeto: A seção II trata do "Análise dos protocolos" de comunicação disponíveis para serem usados no projeto. A seção III é um análise das normas da Agencia Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, para qualidade de energia. A seção IV descreve as características dos equipamentos testados. A seção V trata da instalação feita em campo. A seção VI discute quesitos de confiabilidade e controle de acesso. A seção VII apresenta as conclusões do projeto. A seção VIII é dedicada aos agradecimentos e a seção IX contém as referencias bibliográficas.

## II. ANÁLISE DOS PROTOCOLOS

Nesta seção são descritos três protocolos para interoperabilidade entre dispositivos eletrônicos inteligentes denominados IEDs (do inglês *Intelligent Electronic Devices*) em

subestações de energia: DNP 3.0, IEC 60870-5 e UCA. Estes protocolos representam um primeiro passo para minimizar as dificuldades na automação de subestações, facilitando a comunicação entre IEDs provenientes de diferentes fabricantes. Esses protocolos serão finalmente comparados com o protocolo Modbus que não resenhamos neste relatório por ser mais conhecido. A SE Cabreúva foi escolhida pois apresenta quatro níveis de tensão: 440kV, 230 kV, 138kV e 13,8kV.

### A. UCA 2.0

O objetivo do UCA é melhorar significativamente a integração dos dados dos dispositivos quanto a informação e a automatização, reduzindo os custos para a engenharia, comissionamento, operação, monitoramento, diagnóstico, gerência de recurso, manutenção e aumentando a agilidade do ciclo de vida inteiro de uma subestação. O UCA difere da maioria dos protocolos anteriores, pelo uso de modelos de objetos dos dispositivos e dos componentes dos dispositivos. Estes modelos definem formatos de dados comuns, identificadores e controles, por exemplo, para dispositivos de subestações e dos alimentadores tais como: disjuntores, reguladores de tensão e relés. Os modelos especificam o comportamento padronizado (interoperabilidade) para as funções mais comuns dos dispositivos.

Os padrões aplicados pelo UCA (por exemplo: Ethernet, TCP/IP, e padrão de intercambio de mensagens MMS –do inglês Manufacturing Messaging Specification-, ver referência [7]) definem a transmissão de dados em tempo real e metadados. Mais de 3.000 objetos com seus nomes e tipos são especificados pelo padrão. Os metadados podem ser usados para a configuração e a verificação on-line da integração e configuração das bases de dados. Com esta auto descrição dos dados, reduz-se significativamente o custo da gerência de dados e diminui-se significativamente o tempo devido aos erros da configuração. Os modelos, os serviços e os protocolos do UCA para dispositivos de subestações estão sendo integrados atualmente no IEC 61850.

### B. IEC60870-5-T101

O IEC 61850 é baseado na necessidade e na oportunidade de se desenvolver protocolos padronizados de comunicação para permitir a interoperabilidade de IEDs de diferentes fabricantes ao mesmo tempo que apresenta um grau de con-

---

Este trabalho foi realizado com apoio financeiro da verba para P&D da ANEEL.

M. Nakashima, A. R. Figueiredo, e S. Gambini, trabalham na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (e-mail: {mnakashima, arfigueiredo, sgambini}@ctEEP.com.br).

L.C. Magrini e C. A. B. Pariente são pesquisadores do Grupo de Automação, Geração, Transmissão e Distribuição da POLI-USP (e-mail: magrini@pea.usp.br, lupus@usp.br).

fiabilidade adequado e que dê suporte às funções específicas da automação elétrica. A interoperabilidade dentro da norma IEC 61850 é definida como a habilidade de operar sobre um mesmo caminho de comunicação, compartilhando informação e comandos. Do ponto de vista de uma concessionária há também necessidade do intercâmbio entre IEDs ou a habilidade de substituir um dispositivo fornecido por um fabricante, por um outro dispositivo desenvolvido por um outro fabricante, sem ter de fazer mudanças nos demais elementos no sistema.

O objetivo da IEC 61850 é o de estabelecer um padrão que se comprometa com exigências de desempenho, de custo, e que ao mesmo tempo, suporte aos futuros desenvolvimentos. A principal utilidade do padrão é a livre troca de informações entre IEDs. O padrão deve suportar as funções da automação elétrica e conseqüentemente, tem que considerar as exigências operacionais, principalmente com relação aos tempos envolvidos em sistemas de proteção.

As funções operacionais são identificadas e descritas, a fim definir seu impacto nas exigências do protocolo de comunicação (por exemplo, quantidade dos dados a serem transmitidos, as restrições no tempo de transmissão, etc.). O protocolo padrão de comunicação IEC 61850, emprega padrões existentes e princípios de comunicação já aceitos.

### C. DNP3.0

A companhia GE Harris Canada Inc. (anteriormente chamada Westronic Inc.) desenvolveu, em 1990, o protocolo DNP, para aplicação tanto em sistemas SCADA quanto em automação de distribuição DA (do inglês distributed automation). Os focos principais foram as necessidades atuais e futuras dessas áreas. O protocolo DNP foi projetado para ser adequado para uso em aplicações altamente seguras, e com velocidade e taxa efetiva de transferência de dados moderadas. A definição do protocolo DNP é altamente flexível e não especifica nenhuma plataforma de hardware específica.

Em 1993, o documento de definição do protocolo "DNP 3.0 Basic 4", foi liberado para domínio público e os direitos de propriedade do protocolo foram transferidos para o grupo de usuários DNP, formado em outubro de esse ano. Como resultado, hoje em dia o DNP é um protocolo aberto. Em janeiro de 1995 foi formado o Comitê Técnico do grupo de usuários DNP, para estudar melhorias no protocolo e submetê-las, para aprovação, ao grupo de usuários. Uma das tarefas do comitê foi publicar as definições de subconjuntos DNP no documento "DNP Subset Definitions", que estabelece padrões para implementação de subconjuntos e superconjuntos do protocolo DNP.

A Tabela I apresenta um resumo comparativo dos protocolos comentados brevemente acima, em comparação ao Modbus; os cabeçalhos das colunas têm o seguinte significado: UCA significa "UCA 2.0", IEC significa "IEC60870-5-T101"; DNP significa "DNP3.0".

TABELA I  
RESUMO COMPARATIVO DOS PROTOCOLOS

Característica	Modbus	UCA	IEC	DNP
Modelo OSI de 3 camadas	Não	Sim	Sim	Sim
Quantidade de usuários	1000's	<100	100's	>500
Projetado para ambiente de estações	Não	Sim	Sim	Sim
Grupo de usuários e comitê técnico	Não	Não	Não	Sim
Documentação em revisão final	Não	Sim	Sim	Sim
Documentação de protocolo de teste definido	Não	Não	Não	Sim
Programas independentes de validação do protocolo	Não	Não	Não	Sim
Caminho para migrar a melhores arquiteturas	Não	Sim	Sim	Sim
Sincronização de tempo e eventos com "Time-stamp"	Não	Sim	Sim	Sim
Opera ponto-a-ponto e com vários "Mestres"	Não	Sim	Não	Limitado
Clientes não solicitados não precisam ser varridos	Não	Sim	Não	Sim
Segmentação de mensagens	Não	Sim	Não	Sim
Transferência segura de arquivos	Não	Sim	Sim	Sim
Faz "broadcast" mensagens	Não	Sim	Sim	Sim
Dados definidos pelo usuário	Não	Sim	Não	Sim

### III. AS NORMAS ANEEL E OS PROCEDIMENTOS DO NOS

De modo geral o Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, organiza grupos de trabalho que define critérios técnicos que as concessionárias de energia devem seguir; pela sua parte, a Agencia Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, no seu papel de autarquia fiscalizadora, aprova esses critérios, e estabelece metodologias para atender as reclamações dos usuários e para a fiscalização periódica do serviço prestado pelas concessionárias.

#### A. A resolução 24 de 27 de janeiro de 2000.

Especifica a coleta e armazenamento dos dados de interrupções definindo os indicadores de interrupção DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora) e os indicadores de continuidade de serviço

DIC (duração de interrupção por unidade consumidora) e FIC (frequência de interrupção por unidade consumidora)—do ponto de vista do consumidor- e estabelece metas de continuidade anuais por conjuntos de consumidores e por consumidores, segundo esses índices, assim como as penalidades por violação dessas metas.

*B. A resolução 505 de 26 de novembro de 2001.*

Especifica no seu artigo 14. os requisitos mínimos dos equipamentos de medição; na verdade essa resolução se refere tanto a medições realizadas em pontos de ligação com a rede básica, como no caso das subestações, quanto em pontos de entrega, e as medições podem ser originadas de reclamação da parte de usuários (artigo 8, epígrafe 1) ou como resultado de amostragens realizados pela concessionária, como parte da política de fiscalização (artigo 11, epígrafe 1). À letra, o artigo 14, especifica que “As medições de tensão oriundas de reclamação ou amostrais devem ser realizadas utilizando-se equipamentos com as características mínimas a seguir:

- I- taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo;
- II- conversor A/D (Analogico/Digital) do sinal de tensão de 12 bits; e
- III- precisão de até 1% (um por cento) da leitura”.

*C. A resolução 140 de 25 de março de 2002.*

Autoriza de modo provisório o módulo 1, os submódulo 2.1, 2.7, 3.1, o módulo 5, os submódulos 6.5, 7.1, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.6, 11.7. os modulos 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, os submodulos 22.1 e 22, 2, 23.1, 23.3 e 23.4 dos “Procedimentos de Rede” recomendados pelo ONS.

Do ponto de vista do projeto, os modulos interessantes são submódulos 2.2 “Padrões de Desempenho da Rede Básica”, submódulo 2.3 “Requisitos Mínimos para Subestações e Equipamentos Associados” e o submódulo 11.6 “Oscilografia de curta e longa duração”; porém estes submódulos não se referem a especificações de medidores para qualidade de energia, limitando-se a se referenciar a resolução 505 da ANEEL, como veremos a seguir

*D. A resolução 791 de 24 de dezembro de 2002.*

Esta resolução autoriza a utilização, em caráter provisório, dos Módulos dos Procedimentos de Rede especificados no anexo dessa resolução e que foram definidos pelo ONS. A seguir discutimos brevemente os sub módulos 2.2, 2.3 e 2.4.

*E. Submódulo 2.2: Padrões de Desempenho da Rede Básica*

Do ponto de vista da qualidade de energia esse submódulo remete à resolução 505 da ANEEL para a medição dos valores de tensão em regime permanente. Além disso, define o indicador para avaliar o desequilíbrio de tensão, o indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicas, em regime permanente, nos barramentos da Rede Básica, e estabelece parâmetros para a variação de tensão de curta

duração, entendida como Interrupção, Afundamento (Sag) e Elevação (Swell) Temporárias de Tensão.

*F. Submódulo 2.3: Requisitos Mínimos para Subestações e Equipamentos Associados*

Este sumódulo especifica os requisitos que devem ser satisfeitos por equipamentos a serem instalados em Subestações.

*G. Submódulo 11.6 Oscilografia de curta e longa duração*

Este submódulo estabelece metodologias para o acompanhamento da oscilografia de longa e curta duração, apontando ONS como responsável, junto com os Agentes, de elaborar os requisitos técnicos básicos para acompanhamento da oscilografia e mantê-los atualizados face ao desenvolvimento tecnológico.

*H. Avaliação.*

Optou-se por procurar adquirir medidores de baixo custo, disponíveis no mercado nacional, com pelo menos duas portas de comunicação, habilitados para comunicação Modbus e, opcionalmente DNP3.0.

IV. CARACTERÍSTICAS DOS MEDIDORES TESTADOS

Foram adquiridos três medidores que serão denominados, genericamente, Medidor 1, Medidor 2 e Medidor 3. No que segue vamos descrever as principais características desses equipamentos.

*A. Amostragem, resolução do A/D e precisão*

Com respeito aos requisitos apontados pela resolução 505 da ANEEL pode-se verificar que os medidores as satisfazem largamente, como mostrado na Tabela II.

TABELA II  
AMOSTRAGEM, BITS DO CONVERSOR E PRECISÃO

Medidor	Amostras/ciclo	A/D	Precisão
1	128	16	0,2%*
2	16/133**	16	0,15%
3	16/32/64/128/512***	16	0,1%

\* O fabricante afirma seguir a norma IEC 60687.

\*\* : 16 em memória ROM; 133 em memória RAM.

\*\*\*: 16-128: 7 canais; 256: 3 canais e 512: 1 canal.

*B. Opções de comunicação de dados*

A Tabela III apresenta os canais de comunicação de dados dos medidores.

TABELA III  
Os canais do comunicação

Medidor	Ethernet	RS485	RS232
1	Não	Sim	Não
2	Sim	Sim	Sim
3	Sim	Sim	Sim

*C. Protocolos de comunicação*

A Tabela IV apresenta os protocolos de comunicação disponíveis nos medidores.

TABELA IV

OPÇÕES DE PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO.

Medidor	DNP3	Modbus TCP	Modbus RTU
1	Não	Não	Sim
2	Sim	Sim	Sim
3	Sim	Sim	Sim

#### D. Ordem das harmônica

A Tabela V apresenta a máxima ordem harmônica que os medidores são capazes de registrar.

TABELA V

Velocidade e alcance dos rádios segundo modulação

Medidor	Ordem harmônica Máxima
1	51
2	50
3	127

#### E. Captura de dados de oscilografia

A Tabela VI apresenta as opções que os medidores são oferecerem para a captura dos dados de oscilografia. Nessa tabela a coluna “Modbus” indica se os dados da oscilografia podem ser adquiridos através de leitura de registros Modbus na memória do medidor e a coluna “Ethernet” indica se os dados da oscilografia podem ser adquiridos através do canal de comunicação ethernet.

TABELA VI

Opções para captura de dados de oscilografia

Medidor	Software	Modbus	Ethernet
1	Sim*	Não	Não
2	Sim	Não	Sim***
3	Sim	Sim**	Não

\*: O fabricante forneceu uma versão do seu software de análise com um exportador dos dados amostrais para análise independente.

\*\* : A leitura se faz através de um algoritmo que lê janelas sucessivas do log da oscilografia.

\*\*\*: O canal Ethernet pode ser acessado através de dois protocolos: Telnet, e uma variação proprietária do ASCII2.

#### F. Equipamentos utilizados no laboratório

Em laboratório foram testados os seguintes equipamentos:

- Medidor 1, Medidor 2 e Medidor 3
- Conversores RS485/Ethernet
- Computador Desktop.
- Software SCADA
- Software proprietário de cada medidor.

#### G. Configuração física no laboratório

- Os medidores foram ligados em monofásico (Fase B e Neutro), na rede elétrica de 110V do laboratório, para efeitos do teste.
- Não foi alimentada nenhuma corrente de entrada.
- Os medidores 1, 2 e 3 foram ligados numa rede serial 485, e velocidade de 9600 bps; ao Medidor 1

correspondeu o endereço de rede 003, ao Medidor 2 o endereço 004 e ao Medidor 3 o endereço 005.

- Além disso, os medidores 2 e 3 foram conectados no Hub da intranet do laboratório afim de testar sua comunicação via ethernet.

#### V. INSTALAÇÃO EM CAMPO

A aplicação do projeto contemplava a instalação de um protótipo na SE Cabreúva. Na Fig. 1, podem ser observados um três retângulos: o vermelho identifica a área de 460kV, o azul a área de 230kV e o verde a área de 138kV. Os quadriláteros remarcados em cada retângulo indicam a localização dos medidores. O edifício de comando está ressaltado com um retângulo amarelo na parte inferior direita.

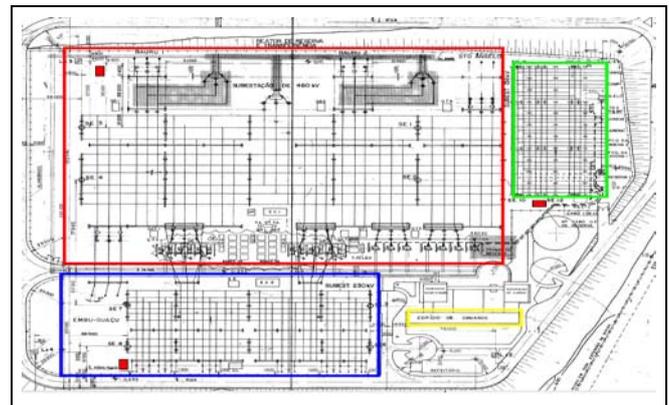


Figura 1. Localização dos medidores em campo.

#### A. Equipamentos utilizados

No campo foram instalados os seguintes equipamentos:

- Medidor 1, Medidor 2 e Medidor 3
- 3 conversores RS485/Ethernet.
- Computador Desktop.
- Software SCADA
- Software proprietário de cada medidor.

#### B. Configuração física

- Os medidores foram ligados em trifásico, nos três níveis de tensão da SE Cabreúva.
- Cada um dos medidores 1, 2 e 3 foram ligados através de sua saída serial 485, num conversor RS485/Ethernet e as saídas Ethernet desses conversores foram ligadas numa rede privada com o computador desktop.
- Os medidores 2 e 3 foram conectados no Hub da intranet da SE Cabreúva a fim de testar os seus canais de comunicação Ethernet.

#### C. Configuração de software

O computador desktop instalado com:

- Software SCADA configurado para acessar os dados dos medidores usando protocolo Modbus TCP;
- Os softwares proprietários de cada medidores.
- Um aplicativo desenvolvido para aquisição dos dados de eventos transitórios de afundamento e elevação temporária que é executado sob demanda pelo SCADA quando este último lê um registro Modbus que indica a presença desses eventos.

#### D. Configuração e Testes realizados

Os medidores foram configurados para registrar e armazenar dados de corrente e tensão em diferentes níveis de tensão tanto em medições periódicas a cada segundo, quanto para eventos transitórios com duração de poucos ciclos. Os dados foram adquiridos utilizando-se os softwares proprietários de cada medidor, o SCADA no caso do Medidor 2, o aplicativo desenvolvido para análise da qualidade de energia, que será descrito na seção VI; notou-se porém uma perda de performance, com tendência a gerar um gargalo no canal de comunicação quando o aplicativo desenvolvido para aquisição dos dados de eventos transitórios do Medidor 2 entra em funcionamento. A solução sugerida neste caso é utilizar medidores que possuam, pelo menos, dois canais de comunicação independentes, de modo a usar um de esses canais para a interrogação periódica e o outro canal para a transmissão de dados de eventos transitórios.

Na data da elaboração deste relatório os resultados das medições dos instrumentos adquiridos estavam sendo aferidos contra as leituras de um medidor de maior precisão fornecido pela CTEEP.

#### VI. O APLICATIVO ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA

Dentro do escopo do projeto foi contemplado o desenvolvimento de um aplicativo de software que permitisse fazer análise dos dados da qualidade de energia; denominamos genericamente “dados de qualidade de energia”, dados referentes a eventos transitórios, SAG/SWELL e a forma de onda registrada durante esses eventos. o projeto original do aplicativo considerava que a leitura dos dados de qualidade de energia seria realizada diretamente do histórico do SCADA. Nesta seção esse aplicativo é descrito brevemente.

##### A. Aquisição de dados

Os medidores adquiridos apresentam diferentes mecanismos para obter os dados de qualidade de energia:

- O Medidor 1 somente permite adquirir os dados de qualidade de energia através do software proprietário do fabricante, mas o fornecedor proporcionou um exportador que permite extrair esses dados para arquivos texto.
- O Medidor 2, permite obter os dados de qualidade de energia através de seu software proprietário mas também tem a opção de fazer downloads dos arquivos dos relatórios fazendo uma conexão Telnet pela sua porta Ethernet.
- O Medidor 3 permite obter os dados de qualidade de energia tanto através de seu software proprietário, quanto via comunicação Modbus.

Em razão dessas características adequo-se o projeto do aplicativo para atender às diferentes opções de aquisição de dados de qualidade de energia. Em particular, para o Medidor 1, programou-se uma opção para importar os dados já devidamente gravados em arquivos de texto. No caso do Medidor 2, optou-se por implementar uma conexão Telnet para baixar os relatórios de qualidade de energia; no caso do Medidor 3, os dados

da qualidade de energia são adquiridos diretamente pelo SCADA que os grava num histórico, de onde o aplicativo os lê posteriormente.

Todos os dados assim coletados são armazenados num arquivo local pelo aplicativo, que compatibiliza datas e permite análises comparativas posteriores.

##### B. Apresentação comparativa

Embora no protótipo instalado cada medidor esteja isolado dos demais, já que cada um deles, instalado num nível de tensão diferente, durante o projeto do aplicativo considerou-se que os medidores poderiam coletar dados do mesmo nível da tensão e, que portanto, seria conveniente ter a possibilidade de comparar esses dados oriundos de diferentes medidores.

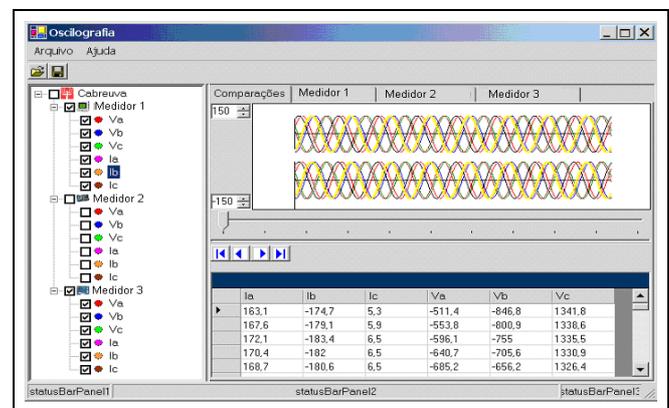


Figura 2. Comparativo de dados dos medidores 1 e 3.

A Figura 2 ilustra essa capacidade do aplicativo desenvolvido; nela pode-se apreciar as formas de onda correspondentes a dados de um evento específico que são listados em forma tabular. Note-se que são combinados os dados do Medidor 1 e do Medidor 3, deixando o Medidor 2 de fora da comparação simplesmente não marcando a caixa de seleção à esquerda do ícone

##### C. Apresentação individual

Na fase de projeto do aplicativo também foi considerado que os medidores poderiam ser instalados em níveis diferentes de tensão –como de fato aconteceu no protótipo– e que, nesse caso, uma análise individual é mais intuitiva.

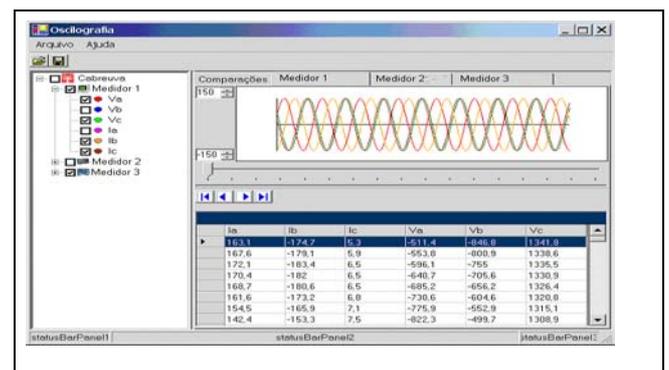


Figura 3. Comparativo de dados dos medidores 1 e 3.

A Figura 3 ilustra essa capacidade do aplicativo desenvolvido; nela, somente foi selecionado o Medidor 1 sendo apresentada a forma de onda correspondente a dados de um evento específico.

## VII. CONCLUSÕES

O protótipo desenvolvido permitiu identificar algumas das características básicas que um medidor de energia elétrica deve reunir para poder ser usado em subestações de EHV para medições que incluam aquisição de dados de qualidade de energia elétrica.

Em primeiro lugar, as características físicas exigidas pela resolução 505 da ANEEL são totalmente cobertas pelos equipamentos analisados e esta parece ser a situação da maioria dos equipamentos disponíveis no mercado brasileiro, com capacidade de fazer medições de parâmetros de qualidade de energia.

Por outro lado, a transmissão de dados de oscilografia, representa uma sobrecarga na comunicação de dados quando o medidor interrogado periodicamente pelo SCADA; portanto, recomenda-se para esse tipo de aplicações, que possuam dois canais de comunicação, sendo que um deles seria utilizado para varredura periódica dos dados coletados e o outro para transmissão dos dados de qualidade, sob demanda. É bom assinalar que essa característica vem sendo incorporada em medidores desenvolvidos para o mercado brasileiro.

## VIII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a colaboração de engenheiro Arruda da CTEEP que cedeu um medidor de seu grupo de pesquisa para aferição dos medidores adquiridos no projeto e fez comentários sobre as resoluções ANEEL e os módulos de dos "Procedimentos de Rede" do ONS.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### *Livros:*

- [1] M. Smith e J. McFadyen, *DNP V3.00 Data Link Layer Protocol Description*. September 1991 Version 0.00.

### *Relatórios Técnicos:*

- [2] IEEE, "Utility Communications Architecture (UCA)," IEEE Technical Report 1550, 1999.
- [3] The DNP3 Executive Committee, *DNP3 Documentation Library*. March 15, 2002.
- [4] International Electrotechnical Commission. *IEC 61850 (draft) - Communications Networks and Systems in Substations*. Part 1 – 10.
- [5] International Electrotechnical Commission. *IEC 61850 (draft) - Communications Networks and Systems in Substations*. Part 1 – 10.

### *Normas:*

- [6] *RESOLUÇÃO No 24*, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 27 DE JANEIRO DE 2000.
- [7] *RESOLUÇÃO No 505*, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 26 DE NOVEMBRO DE 2001.
- [8] *RESOLUÇÃO No 140*, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 25 DE MARÇO DE 2002.
- [9] *RESOLUÇÃO No 791*, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 24 DE DEZEMBRO DE 2002.
- [10] *Submódulo 2.2 Padrões de Desempenho da Rede Básica*, Procedimentos de rede, Módulo 2, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponível em [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_02.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_02.aspx).
- [11] *Submódulo 2.3 Requisitos Mínimos para Subestações e Equipamentos Associados*, Módulo 2, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponível em [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_02.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_02.aspx).
- [12] *Submódulo 11.6 Oscilografia de curta e longa duração*, Módulo 2, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponível em [http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\\_02.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_02.aspx).