

Uma experiência aplicando um padrão Orientado a Objeto: IEC 61850 na implementação de Sistemas SCADA para Subestações

F. Crispino, EPUSP/ PEA/ GAGTD, C. A. Villacorta C., EPUSP/PEA/GAGTD, P. R. P. Oliveira, CTEEP; J. A. Jardini, EPUSP/ PEA/ GAGTD; L. C. Magrini, EPUSP/ PEA/ GAGTD;

Abstract-- A integração de equipamentos microprocessados provenientes de diferentes fabricantes tem sido um ponto que dificulta a automação de subestações de energia, visto que o desenvolvimento de conversores de protocolos é uma atividade trabalhosa, de resultados duvidosos e onerosos para a empresa. Mesmo a adoção de protocolos especialmente desenvolvidos para o setor elétrico, tais como o IEC 60870-5 e o DNP, não resolvem todos os problemas, uma vez que apenas facilita a comunicação entre os equipamentos, restando ainda um considerável esforço de engenharia no sentido de integração dessas informações. Em resposta a essas necessidades o EPRI publicou um conjunto de padrões que ficou conhecido como UCA. O IEC está trabalhando na integração dos protocolos, modelos e serviços UCA para subestações através da norma IEC 61850. Este artigo apresenta uma visão do usuário para adoção do protocolo na automação de subestações, analisando requisitos necessários para a implementação e integração da norma IEC 61850.

Index Terms-- Sistemas abertos de Supervisão e Controle, Integração de IEDs, GOMSFE, GOOSE, UCA, IEC 61850, SCADA.

Nomenclature

UCA — Utility Communications Architecture;
 IED — Intelligent Electronic Devices;
 MMS — Manufacturing Message Specification;
 GOOSE — Generic Object Oriented Substation Event;
 GOMSFE — Generic Object Models for Substation and Feeder Equipments;
 CASM — Common Application Service Model;
 ACSI — Abstract Communication Service Interface;
 OPC — Object Process Control;
 EPRI — Electric Power Research Institute;
 SCADA — Supervisory Control and Data Acquisition.

I. INTRODUÇÃO

Em busca de uma maior integração de fontes de informação de tempo real as concessionárias vem investindo uma

quantidade crescente de recursos. Tentando garantir a interoperabilidade entre IEDs, organismos internacionais estão propondo uma nova tecnologia baseada em objetos, que visa proporcionar recursos de processamento distribuído entre equipamentos microprocessados de diferentes fabricantes.

Atualmente existem 152 diferentes protocolos de comunicação para a transmissão de dados utilizados nas concessionárias de energia elétrica e 28 diferentes protocolos de comunicação em equipamentos específicos como sensores de temperatura, nível e pressão fornecidos por diferentes fabricantes [1].

Na tentativa de disciplinar a evolução dos sistemas de automação de tempo real utilizados em linhas de transmissão, usinas e subestações, o EPRI publicou em 1999 um conjunto de padrões internacionais que ficou conhecido como UCA 2.0. Esses padrões objetivam uma melhoria expressiva na integração das informações de tempo real proporcionadas pelo uso da tecnologia de orientação a objetos contribuindo com a redução dos custos de engenharia, comissionamento, operação e manutenção de sistemas de automação elétrica.

Para tanto esse padrão estabelece modelos de objetos que são utilizados para representar logicamente os equipamentos digitais e seus componentes, e que são conhecidos pela denominação GOMSFE. Esses objetos reagem a eventos não solicitados, através do modelo de dados chamado de GOOSE [2], [3].

O padrão UCA difere da maioria de protocolos precedentes pelo uso de uma modelagem orientada a objeto dos dispositivos e de seus componentes. Estes objetos definem formatos de dados comuns, identificadores, e controles para os equipamentos de subestações tais como disjuntores, reguladores de tensão, relés e alimentadores. Os modelos especificam ainda o comportamento para as funções mais comuns dos dispositivos, e permitem uma especialização desses objetos pelo fabricante

Esse padrão vem recebendo adesão dos fornecedores de equipamentos e software para sistemas de automação elétricos, bem como da IEC, que está trabalhando na generalização dos protocolos, modelos e serviços UCA para subestações através da norma IEC 61850, que se encontra em fase de aprovação.

Essa tecnologia possivelmente irá revolucionar os conceitos de automação de sistemas elétricos, já que possibilita que a medição, o processamento e a atuação sobre o processo possam ser efetuados por diferentes IEDs operando harmoniosamente.

F. Crispino, MSc e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (fcrispino@pea.usp.br).

C. A. Villacorta C., PhD e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (cavica@usp.br).

P. R. P. Oliveira, gerente da divisão de supervisão e automação da CTEEP – Transmissão Paulista (prpoliveira@ctEEP.com.br).

J. A. Jardini, Prof. Dr. Titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo/ Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da USP/ GAGTD (jardini@pea.usp.br).

L. C. Magrini, PhD e trabalha no EPUSP/ PEA/ GAGTD – Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (magrini@pea.usp.br).

Para a adoção de uma nova tecnologia, as concessionárias precisam analisar os benefícios e dificuldades advindas da sua utilização, desta forma este artigo pretende avaliar do ponto de vista do usuário final, as vantagens e os requisitos necessários para a utilização da norma IEC 61850 na automação de subestações de energia quanto aos quesitos: facilidade de implementação e manutenção de um sistema de automação, validação dos dados, entendimento do protocolo, interoperabilidade e intercambiamento entre equipamentos de diferentes fabricantes.

II. ARQUITETURA UCA2 - IEC 61850

Na sua primeira versão da arquitetura UCA, o EPRI realizou uma análise dos requisitos de troca de informações nas concessionárias resultando na seleção de um “roll de protocolos” e definindo um conjunto de “perfis”.

Para aliviar o perigo de ter dois padrões diferentes e conflitantes os membros do IEC, EPRI e IEEE concluíram que o padrão IEC 61850 estaria baseado nos modelos de dados e serviços do UCA2 [6].

O UCA2, da mesma forma que na primeira versão, utiliza também uma família de protocolos padronizados. Porém, a especificação do UCA2 foi mas longe e utilizando a tecnologia de orientação a objeto, padronizou as informações próprias para subestações bem como modelos de comunicação existentes nas concessionárias.

O UCA2 definiu os seguintes contextos de comunicação:

A. Comunicação entre Bases de Dados de Tempo Real

A comunicação entre base de dados de tempo real consiste na comunicação entre centros de controle (EMS) e os sistemas SCADA e outros sistemas de alto nível, internos ou externos à concessionária. Neste contexto o padrão UCA especificou o padrão TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2), também conhecido como ICCP (InterControl Center Protocol).

B. Comunicação entre Dispositivos de Campo

Neste contexto de comunicação o UCA utiliza a tecnologia de orientação a objeto para modelar as informações de campo e os métodos de comunicação destes objetos.

1) Padronização de objetos

Desta forma, foram padronizados modelos de objetos para equipamentos e funções mais utilizadas na automação de subestações de energia, denominados GOMSFE. Estes modelos são definidos utilizando-se de uma estrutura padronizada de nomenclatura, tipos de dados, formatos, valores possíveis e com uma hierarquia de objetos e classes.

Na Fig. 1 é apresentado um exemplo que mostra a hierarquia dos elementos que compõem um objeto GOMSFE. A unidade mínima destes objetos são os Componentes Comuns (Bool, Int16, etc.), os quais agregados formam uma Classe Comum (ACF, AI). Por sua vez as Classes Comuns são agrupados em tipos denominados Componentes Funcionais (MX, CF). A agregação de Classes Comuns forma um Brick (GAIN), enquanto um Logical Device (RTU) é uma agregação de Bricks. Os Logical Devices estão contidos em

um dispositivo Físico (IED).

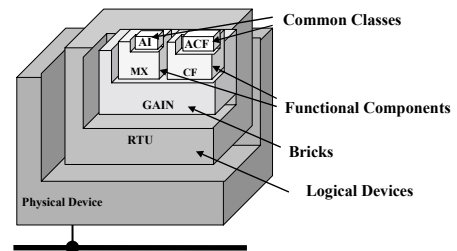


Fig. 1. Estrutura de um objeto GOMSFE (arquitetura UCA) [13].

O IEC 61850 incorporou os objetos definidos no GOMSFE, e adotou uma estrutura similar nos seus objetos, como pode ser observado na tabela seguinte. Na Tabela 1 são mostradas as relações de compatibilidade entre os objetos do UCA2 e do IEC 61850.

TABELA 1
ESTRUTURA DE OBJETOS DO UCA2 E IEC 61850

Descrição	UCA2	IEC 61850
São agrupamentos de representações de dispositivos ou funções que operam em aplicações de: proteção, controle e aquisição de dados.	Logical Device	Logical Device
Representações de funções ou dispositivos de uma subestação ex. proteção de sobretensão.	Brick	Logical Node
São as unidades básicas de informação da arquitetura UCA.	Common Component	Data Classes
São estruturas simples que além dos dados proporcionam informações sobre propriedades, como a escala, tipo de ligação (estrela, delta), tempo e qualidade.	Common Classes	Data Common Classes

2) Padronização dos modelos de comunicação

Para a implementação de sistemas SCADA tanto o UCA2 como o IEC 61850, definem uma comunicação do tipo Cliente-Servidor e padronizam os procedimentos de comunicação mais frequentemente usados por estes aplicativos (acesso a dados, notificação de informações, seqüência de eventos, funções de controle, etc).

Os modelos de comunicação Cliente-Servidor são denominados de CASM no UCA2 e ACSI no IEC 61850.

O CASM ou ACSI fornece um conjunto de funções de comunicação para o acesso, aos dados, aos relatórios, às aplicações de controle e suporte. O uso desses serviços permite a definição dos modelos de informações dos equipamentos (GOMSFE) independentemente do protocolo de comunicação, um nível elevado de interoperabilidade da aplicação e custos reduzidos na integração e no desenvolvimento com o uso de mecanismos comuns para o estabelecimento do acesso e da comunicação dos dados.

A não dependência do protocolo de comunicação permite uma migração de protocolos antigos através de utilização de conversores (gateways).

Na Tabela 2 são mostradas as diferenças na definição das funções entre os dois modelos de comunicação.

TABELA 2
MODELO CLIENTE SERVIDOR DEFINIDOS PELO UCA2 E IEC 61850

Modelos		
Classificação	UCA 2.0 (CASM)	IEC 61850 (ACSI)
Representação e Acesso a Dados	DataObjec (Logical Device, Bricks, Common Class)	Data (Logical Device, Logical Node)
	DataSet	DataSet
Controle de Dispositivos	Device Control: Direct Control, Select Before Operate, Time Activated Control	Control: Direct Control, Select Before Operate, Time Activated Control
Atributos e propriedades	Association	Application Association
	Time	Time and Time Synchronisation
Transferência de informação	Reporting Service	Reporting and logging
	Blob	File transfer

III. DESCRIÇÃO DO PROTÓTIPO

A arquitetura montada para a análise é composta de um relé gerenciador de banco de capacitores da ZIV modelo 8BCD, um relé gerenciador de alimentadores da GE modelo F60, um transdutor digital da ALSTOM modelo Bitronics M870, um painel de simulação de entradas, um hub para interligação de todos os equipamentos em rede Ethernet e um micro PC para configuração dos equipamentos e instalação dos sistemas SCADA. Na Fig. 2 é mostrada a arquitetura da plataforma de testes.

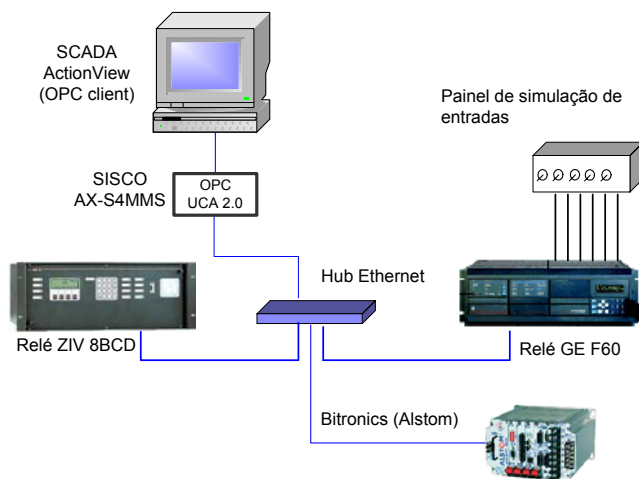


Fig. 2. Arquitetura da Plataforma de Testes

A. Monitoração das Variáveis

No IEC 61850 são definidos, através do GOMSFE, modelos de objetos e classes para proteção, controle, comando e aquisição de dados de subestações e alimentadores para concessionárias de energia elétrica. O GOMSFE é constituído

por mais de 3000 objetos entre classes, funções e atributos, definidos através de tipos de dados, valores possíveis, nomes comuns de fácil interpretação e metadados. Exemplos de metadados são "unit", "offset", "scale", e "description". Esta característica reduz significativamente o custo da integração e gerenciamento de dados, além de reduzir o tempo devido a erros de configuração.

Cada equipamento publica somente os objetos que foram implementados, ou seja somente uma parte dos objetos definidos na norma IEC 61850/UCA2 são incluídos em cada equipamento dependendo de sua característica. Através do MMS é possível verificar as funções implementadas em cada equipamento e através dos seus descritores possibilita um rápido gerenciamento dos equipamentos instalados.

A Fig. 3 indica como os objetos são apresentados ao usuário, com a auto descrição dos nomes e tipos através de uma hierarquia e dos paradigmas de orientação a objetos (encapsulamento, polimorfismo, abstração, agregação, etc.) [10]-[12]. Como exemplo o objeto definido como MMXU1.MX.V.PhsAi é o valor da tensão no formato inteiro.

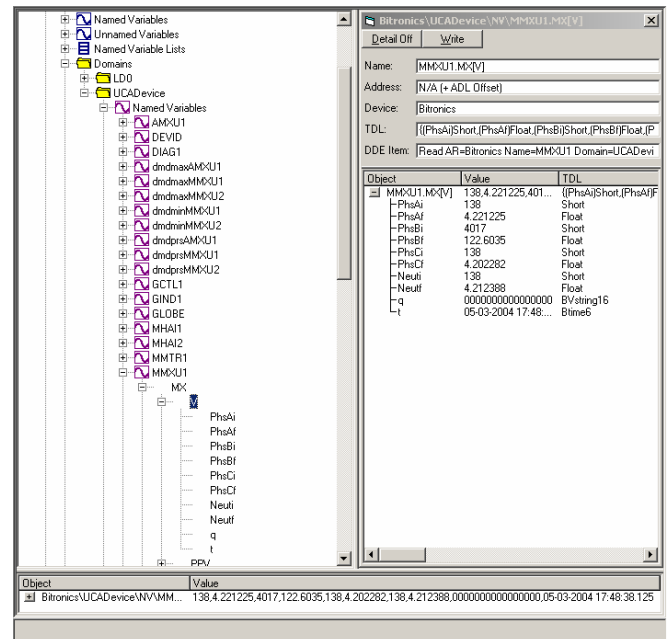


Fig. 3. Visualização dos objetos

Foram escolhidas algumas variáveis analógicas e digitais para cada equipamento para serem monitoradas pelo sistema SCADA. Essas variáveis representam uma parte dos objetos de medição, controle e comando dos equipamentos.

B. Integração com o SCADA

Nos sistemas SCADA que utilizam protocolos tradicionais, o acréscimo de pontos de monitoração implica em um alto custo, aplicado à manutenção da base de dados, comissionamento, testes e configuração dos aplicativos. O gerenciamento dessas informações (definição, validação, interpretação e utilização) é custoso e demanda um grande tempo de engenharia.

A integração com sistemas SCADA legados é possível através de conversores que implementam o protocolo IEC 61850 e transformam-no para um sistema legado [14]. Em subestações que já possuem algum tipo de automação, é grande a possibilidade de encontrarmos diferentes tipos de sistemas com diferentes protocolos e que por diversos motivos não é vantajoso à substituição imediata desses sistemas.

Na plataforma de testes foi utilizado o programa AS4-MMS da SISCO que implementa o protocolo MMS, que é o protocolo que mapeia os serviços de comunicação especificados no UCA (CASM) e no IEC 61850 (IEC 61850-8-1) tornando-se um servidor, que adota o padrão OPC para a transferência de dados para o SCADA.

O sistema foi estimulado através do controle das entradas analógicas e entradas e saídas digitais dos equipamentos. Esse controle é feito através de uma pequena giga de testes composta de 8 chaves conectadas às entradas dos relés. O sistema de potência é constituído de dois alimentadores conectados a dois barramentos através de três disjuntores em configuração de um disjuntor e meio, e um quarto disjuntor conectando um banco de capacitores a uma das barras (Fig. 4). O sistema utiliza três equipamentos conectados, para a transmissão de dados, através da rede Ethernet onde o transdutor Bitronics monitora os valores das grandezas elétricas (tensão, corrente, frequência, harmônicos, etc.) de uma das barras enquanto o relé F60 gerencia os alimentadores e relé BCD gerencia o banco de capacitores.

Foram definidas algumas grandezas para serem monitoradas pelo SCADA conforme características e funcionalidades de cada equipamento, levando em conta a necessidade de se avaliar as eventuais diferenças entre os equipamentos quanto à adoção da norma IEC 61850/UCA2. Na Fig. 4 é mostrada a arquitetura do sistema.

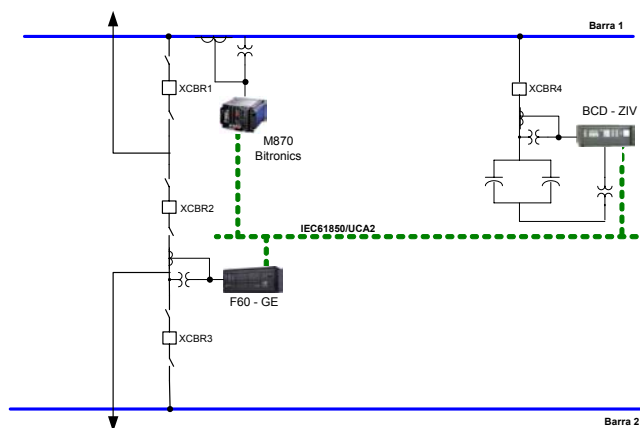


Fig. 4. Arquitetura do sistema de monitoração

C. Funções de Proteção

Nesta arquitetura foram implementadas as funções de monitoração e comando remoto, onde se simula uma sobretensão que é detectada pelo medidor Bitronics M871 que através de um “trigger” que altera o estado de uma das suas saídas digitais. Ao mesmo tempo, mensagens no padrão

GOOSE são transmitidas pelo medidor através da rede TCP/IP informando essa mudança de estado. O relé da GE recebe esta mensagem e comanda a abertura do disjuntor 1 (XCBR1) e fechamento do disjuntor 2 (XCBR2), transferindo o alimentador da barra 1 para a barra 2. As conseqüentes mudanças de estado dos disjuntores são sinalizadas pelo equipamento GE através das mudanças de estado de saídas digitais. Ao mesmo tempo o relé da GE envia uma mensagem do tipo GOOSE de confirmação, que indica a abertura do disjuntor. Ao receber esta mensagem o relé da ZIV, comanda a abertura do disjuntor do banco de capacitores (XCBR4) e envia uma mensagem indicando se a abertura do disjuntor do banco de capacitores foi bem sucedida. Esta mensagem é recebida pelo medidor Bitronics que acusa o recebimento da mensagem alterando o estado de uma das suas saídas digitais.

Na Fig. 5 é mostrada a seqüência das mensagens GOOSE transmitidas no sistema piloto, sendo que a ordem das mensagens é (1), (2) e (3).

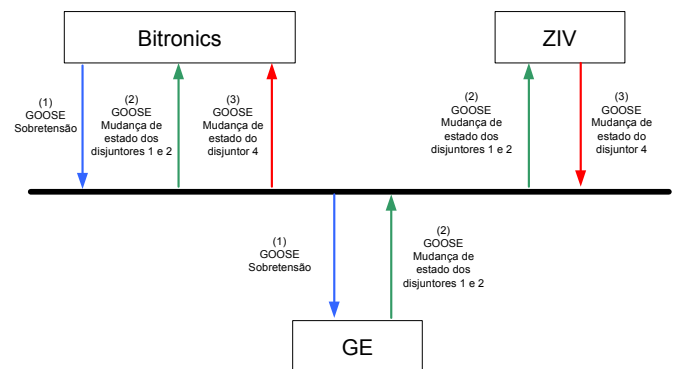


Fig. 5. Seqüência de mensagens (GOOSE)

As mensagens GOOSE são definidas no IEC 61850 para a comunicação entre equipamentos. O GOOSE é baseado no envio assíncrono de variáveis binárias, orientado a eventos e direcionada às aplicações de proteção em subestações. Para uma maior confiabilidade as mensagens são repetidas até um tempo limite. Entretanto as tomadas de decisão dependem de uma inteligência local nos equipamentos (IED) que receberam essas mensagens.

Na Fig. 6 é mostrada uma mensagem GOOSE UserSt, onde o usuário pode definir o que será transmitido e em que posição dos 64 pares de bits.

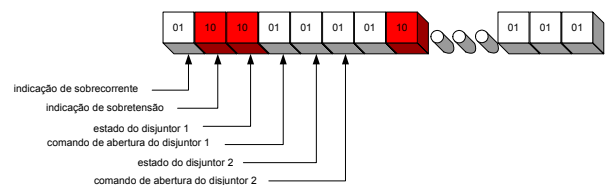


Fig. 6. Mensagem GOOSE, UserSt

Para testes em laboratório foi simulada a abertura de um disjuntor através de três chaves representando os pólos do disjuntor, que por meio de lógicas binárias indica os estados aberto, fechado e falha do disjuntor.

IV. CRITÉRIOS DE ANÁLISE

Foram estabelecidos alguns critérios para analisar o padrão IEC 61850/UCA2 quanto às vantagens para o usuário na implementação de sistema de automação de subestações de energia.

A. Interoperabilidade entre equipamentos

Interoperabilidade é a habilidade de dois ou mais IEDs de um mesmo fabricante ou de diferentes fabricantes, trocarem informações e usarem essas informações para uma correta operação [2]. O IEC 61850 proporciona a interoperabilidade entre todos os dispositivos em uma subestação. A comunicação entre estes dispositivos tem que cumprir todas as exigências impostas por todas as funções a serem executadas na subestação. Dependendo da filosofia do equipamento, do projeto de engenharia do sistema e das propriedades do equipamento. A alocação das funções aos dispositivos e os níveis de controle não são necessariamente fixos, possibilitando a implementação de funções distribuídas entre os equipamentos.

B. Facilidade de implementação do sistema SCADA

Devido a uma modelagem orientada a objetos, com a agregação de classes em grupos de funções padronizadas e com uma nomenclatura definida por nomes, tipos, valores possíveis e de fácil compreensão, é facilitada a implementação de um sistema SCADA desde as definições de variáveis a serem monitoradas, modelagem da base de dados histórica quanto na diminuição do tempo de engenharia e comissionamento do sistema.

C. Facilidade de entendimento do protocolo

A utilização de metadados definidos no padrão é de grande utilidade para o desenvolvimento do sistema de automação, com os seus descritores é possível diminuir o tempo de modelagem da base de dados, utilizando-se das mesmas nomenclaturas e tipos e descrições das variáveis para a modelagem das tabelas da base de dados. Com os metadados que descrevem as características, pode-se facilmente administrar os equipamentos instalados em campo, quanto a versão de firmware, modelos e capacidade dos IEDs.

Através de metadados tais como unidades e escalas, pode-se facilmente gerenciar as unidades de medidas das grandezas, eliminando assim possíveis erros causados com a configuração de diferentes unidades e escalas em diversos módulos do sistema de automação.

D. Facilidade de validação dos dados

Cada componente comum (pHSA, TotVA, etc.) possui um atributo de qualidade. A qualidade possui indicadores, que definem a característica de validação da informação que pode ser marcada como boa, questionável ou inválida. Esses indicadores podem ser: *overflow*, *outOfRange*, *badReference*, *oscillatory*, *failure*, *oldData*, *inconsistent*.

E. Facilidade de intercambiamento de equipamentos

A padronização utilizando objetos faz com que não haja

possibilidade de diferentes interpretações da norma. Os objetos definidos em um equipamento deverão ser idênticos aos definidos por outros equipamentos fazendo com que seja possível o intercambiamento de equipamentos de diferentes fabricantes, entretanto a norma possibilita ainda ao fabricante definir outros objetos que não estão definidos na norma para permitir o desenvolvimento de novas funções. Essa possibilidade pode dificultar a substituição de equipamentos por similares de diferentes fabricantes caso seja utilizada alguma função desenvolvida por um fabricante específico que não está definida na norma. A substituição desse equipamento implicará na desativação dessa função ou restringirá o número de fornecedores possíveis.

F. Facilidade de manutenção

Quando da necessidade de manutenção de um sistema de automação, no acréscimo ou remoção de variáveis e equipamentos do sistema, a utilização do padrão facilita a manipulação desses objetos, evitando erros causados pela manipulação de estruturas em baixo nível e diminuindo o tempo de indisponibilidade do sistema.

G. Flexibilidade na comunicação

O uso da Ethernet nas camadas física e de enlace fornece um alto grau de flexibilidade e escalabilidade.

O envio de mensagens broadcast reduz consideravelmente o tráfego na rede Ethernet no caso de uma falta no sistema.

Uma rede de velocidade 10 MB/s possui uma performance limitada já que são possíveis apenas 20 mensagens em 4 ms. Entretanto se considerarmos que as mensagens geradas por eventos decorrentes de uma falta são distribuídas ao longo de 1ms, uma rede Ethernet de 10 MB/s pode trafegar até 100 mensagens em 4 ms. Pode-se reduzir também o fluxo de informações na rede fazendo uma apropriada relação entre transferências espontâneas e transferência cíclica, além de uma transmissão detalhada dos descritores na fase inicialização do sistema e identificadores na fase operativa. O padrão utiliza uma família de protocolos internacionais organizados de acordo com o modelo OSI (Open Systems Interconnection). Esse modelo permite a alocação de funções de comunicação em camadas definidas o que proporciona a possibilidade de utilização de diferentes padrões em cada camada que permite várias opções de preço e desempenho para o usuário. O UCA inclui dois perfis de 7 camadas, um para o OSI e a outra para o TCP/IP.

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho constatou-se a facilidade na implementação de sistemas com interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes e devido à capacidade de processamento dos diferentes equipamentos, verificou-se a possibilidade de implementação de funções distribuídas para proteção e controle.

A utilização de mensagens GOOSE provê mecanismos de comunicação de alta velocidade entre equipamentos permitindo a implementação de sistemas de proteção. Entretanto a performance do GOOSE depende de algumas

variáveis como quantidade de equipamentos, velocidade da rede, número de mensagens transmitidas, etc., que devem ser avaliadas quando da implementação do sistema de automação.

Observou-se também que a característica autodescritiva, que o uso da tecnologia de objetos concede ao protocolo, facilitou grandemente tarefas que vão desde a administração dos equipamentos instalados, manipulação e manutenção das variáveis no sistema até a validação dos dados. A padronização das funções promove, mas não garante a intercambiabilidade de equipamentos. É interessante salientar que a medida que mais funções sejam padronizadas menor será a necessidade dos fabricantes definirem novas funções ou objetos.

Espera-se que os custos iniciais de investimento para a automação de sistemas de supervisão, proteção e controle podem se tornar consideravelmente mais baixos ao se aplicar a norma IEC 61850 devido a diminuição dos preços dos equipamentos por causa de uma maior competição entre os fabricantes. Além disso os investimentos podem ser mais baixos se considerarmos a diminuição do tempo de engenharia, instalação, comissionamento, manutenção e diagnóstico dos sistemas de automação.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] EPRI. Smart power delivery – “a vision for the future.” EPRI Journal Online, June 9th 2003
- [2] IEC 61850 (draft) - Communications Networks and Systems in Substations.
- [3] IEEE Technical Report 1550, Utility Communications Architecture (UCA), 1999.
- [4] ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. Common Application Service Models (CASM) and Mapping to MMS., EPRI, draft 1.5, September, 1998.
- [5] Informações retiradas de www.ucainternational.org em Dezembro 2003.
- [6] Shephard, B.; Janssen, M.C.; Schubert, M.; "Standardized communications in substations", Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE), 2001, Page(s): 270 - 274.
- [7] Beaupre, J.A.; Lehoux, M.; Berger, P.A.; "Advanced monitoring technologies for substations", Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. 2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on , 2000, Page(s): 287 – 292.
- [8] Sanz, R.; Clavijo, J.A.; Segarra, M.; de Antonio, A.; Alonso, M. ; "CORBA-based substation automation systems", Control Applications, 2001. (CCA '01). Proceedings of the 2001 IEEE International Conference on , 2001, Page(s): 773 -777.
- [9] Adamiak, M.; Baigent, D. Practical Considerations in Application of UCA GOOSE. GE Industrial Systems: Technical Publication. Disponível em: <http://www.geindustrial.com/industrialsystems/pm/notes/>
- [10] C. Villacorta, J. A. Jardini and L. C. Magrini. “Emprego do padrão UCA na modelagem da Automação de Usinas Hidroelétricas,” in Proc 2001 ISA Show Brasil 2001.
- [11] C. Villacorta, J. A. Jardini and L. C. Magrini. “Using UCA Standard to Model Hydroelectric Power Plant Automation System” in Proc 2002 6th IASTED International Conference Power and Energy System, pp. 130-136.
- [12] C. Villacorta, “Automação de Usinas Hidroelétricas. Aplicação do Padrão UCA- Utility Communication Architecture,” Ph.D. dissertation, Dept Electric Eng., São Paulo University, 2002.
- [13] C. Villacorta, J. A. Jardini and L. C. Magrini. “Applying Object-Oriented Technology to project Hydroelectric Power Plant SCADA Systems” in Proc 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting.
- [14] Apostolov, A.P.; "Integration of legacy intelligent electronic devices in UCA based digital control systems", Power Engineering Society Winter Meeting, 2002 , Volume: 1 , 2002, Page(s): 648 - 653.

VII. BIOGRAFIA

José Antonio Jardini, nasceu em 27 de março de 1941, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP (EPUSP) em 1963. Mestre em 1970, Doutor em 1973, Livre Docente/ Prof Associado em 1991 e Professor Titular em 1999 todos pela EPUSP Departamento de engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA). Trabalhou de 1964 a 91 na Themag Eng. Ltda atuando na área de estudos de sistemas de potência, projetos de linhas e automação. Atualmente é professor da EPUSP do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas onde leciona disciplinas de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Foi representante do Brasil no SC38 da CIGRE, é membro da CIGRE, Fellow Member do IEEE, e Distinguished Lecturer do IAS/IEEE.

Luiz Carlos Magrini nascido em São Paulo, Brasil, 3 de Maio de 1954. Graduado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1977 (Engenharia Elétrica). Recebeu pela mesma instituição o título de MSc e PhD em 1995 e 1999, respectivamente. Trabalhou por 17 anos na Empresa Themag Engenharia Ltda. Atualmente, além de Professor de Universidades faz parte, como pesquisador/ coordenador de Projetos do Grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Ferdinando Crispino, nasceu em Nápoles, Itália em 20 de março de 1971. Graduou-se em técnico em eletrotécnica pela Escola Técnica Estadual Getulio Vargas em 1989. Graduado em engenharia elétrica com ênfase em Energia e Automação Elétricas na Escola Politécnica da USP em 1998. Recebeu pela mesma instituição o título de MSc em 2001. Atualmente trabalha como pesquisador pelo grupo GAGTD na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Carlos Alberto Villacorta Cardoso, nascido em Lima, Peru, 27 de Fevereiro de 1971. Graduado em Engenharia Eletrônica pela Faculdade de Engenharia da *Universidad Antenor Orrego de Trujillo* (Trujillo, Peru). Recebeu os títulos de MSc e PhD em Engenharia Elétrica, na Escola Politécnica da USP (São Paulo-Brasil), em 1998 e 2002 respectivamente. Atualmente faz parte do grupo GAGTD da EPUSP.

Paulo Roberto Pedroso de Oliveira, nascido em Pirassununga, estado de São Paulo, em 1954. Graduado em engenharia eletrônica pela Universidade Estadual de Campinas, em 1978. Curso e especialização pela Universidade de São Paulo – USP em 2002. Participou da implementação de sistemas de supervisão e controle de energia elétrica nas empresas CESP – Companhia Energética de São Paulo e CTEEP – Transmissão Paulista, onde hoje exerce a função de gerente da divisão de supervisão e automação.