



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

FI/GTL/07
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – XV

GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS - GTL

COMUNICAÇÕES PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO: UMA VISÃO PANORÂMICA DAS TECNOLOGIAS, APLICAÇÕES E DESAFIOS

**Guilherme Rosse Ramalho(*)
IFSULDEMINAS-PCS/UNIFEI**

**Paulo Fernando Ribeiro
UNIFEI**

**Roberto Silva Netto
UNIFEI**

RESUMO

As tecnologias de comunicação e informação servem o setor elétrico com informações diversas, em especial teleproteção empregadas nas linhas de transmissão (LT) que tornam a resposta de equipamentos de proteção mais rápida e funções de operação e controle central em termos de supervisão e telecomandos mais simples, que via de regra atendem a remotos e dispersos centros consumidores. Com a iminente implantação de formas de geração “limpas”, que apesar de sua disponibilidade natural, fontes como solar e eólica apresentam grande intermitência e volatilidade, que aumentam os desafios quanto ao controle do balanço do sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Smart Grids, telecomunicações, protocolos, aplicações, automação

1.0 - INTRODUÇÃO

O termo rede, do ponto de vista do setor elétrico quanto ao sinal elétrico, ao longo de sua evolução sempre se procurou manter estáveis os parâmetros amplitude, frequência e fase dos sinais e para tal, eletrônica, computação e comunicações são ferramentas de suporte à operação e manutenção da rede elétrica em prover potência aos seus clientes de forma balanceada em termos de geração e consumo. Nas comunicações, o sinal elétrico sofre deformações controladas, ou modulação na amplitude, frequência, fase ou combinação destas variáveis do sinal elétrico para o envio da informação entre extremos de um enlace de comunicação, parte de uma rede de telecomunicações.

A evolução das tecnologias que empregam sinais elétricos originaram de teorias fundamentais e comuns nos primórdios do eletromagnetismo. Com o crescimento do conhecimento, houve diversificação e natural criação de áreas distintas, tais como engenharia elétrica, engenharia das telecomunicações, engenharia da computação, engenharia eletrônica, etc. As redes de telecomunicações e energia elétrica foram desenvolvidas inicialmente com propósitos fundamentais de servir à população do início do século XX.

Como já mencionado, a interconexão entre computadores inicialmente experimentou diferentes tecnologias e havia a necessidade de interconexão entre estas. Sem entrar em detalhes da evolução da internet, os protocolos TCP/UDP/IP inicialmente fechado às aplicações militares e universitárias norte-americanas nas décadas de 1970 e 1980, a partir de 1990 começou a ser aberta para o “mundo” fora dos Estados Unidos, crescendo ao que atualmente é conhecida como internet. A base da internet é o emprego do protocolo entre redes (IP), camada de software que fica acima do hardware e software embarcados em placas de rede que provêm funções de enlace e conexão.

Para um país continental como o Brasil, a operação e manutenção da rede elétrica, em especial geração, transmissão e subestações de distribuição de energia ao longo de sua existência empregou e emprega diferentes tecnologias de instrumentação e comunicação. Como exemplo em 2014 para as SEs ainda não atendidas por enlaces óticos e redes ethernet, as funções de operação e manutenção da rede elétrica dependem de enlaces de telefonia fixa dedicados, modems PLC (*Power Line Carrier*), onerosos enlaces satélite, redes de telefonia móvel com acesso comutado por circuitos e pacotes e enlaces ponto-a-ponto dedicados para citar exemplos do legado de rede de comunicação para tráfego de informações entre subestações e centros de controle de rede (NCC – Network control Center). Vale ressaltar que estas tecnologias precursoras são por via de regra limitadas quanto à taxa de transmissão por canal. Em uma campanha de medições de qualidade de energia elétrica desenvolvida no sudeste brasileiro, para as SEs que ainda não dispunham de Ethernet houve a necessidade de visita mensal para coleta do histórico de eventos de certas localidades. No início do projeto existia uma dúvida quanto a capacidade de armazenamento dos medidores ser suficiente para coleta de todos os eventos da janela de um mês de observação de alimentadores.

2.0 - TENDENCIAS, PADRONIZAÇÃO E INTEGRAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

Na operação tradicional de redes elétricas, processos automatizados específicos foram desenvolvidos à medida da necessidade das concessionárias de energia e em função dos altos custos de desenvolvimento, implantação e manutenção de um sistema automatizado de abrangência continental como as redes elétricas, até o fim do século XX as redes de distribuição praticamente não evoluíram em tecnologias de informação e comunicação empregadas para manutenção e tomada de decisões distribuída e adaptativa, sendo estas tecnologias empregadas principalmente desde a geração, passando pelas linhas de transmissão até as SEs de distribuição de energia. Conforme visão para 2050 de [1], a evolução do setor elétrico definido como smart grids é uma integração transparente entre participantes ou *players*, que conforme modelo conceitual do NIST [1] os participantes são definidos por suas funções dentro de um sistema complexo, pois novas entradas ao modelo de controle elétrico serão disponíveis e interativo, conforme descrito na Figura 1.

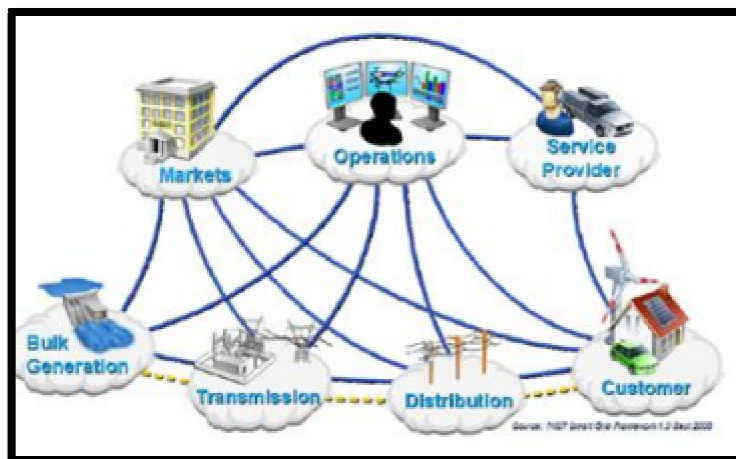


Figura 1 - Modelo NIST para Smart Grids[2]

Conforme [1] se espera que em uma rede elétrica inteligente todos os componentes atuais e futuros interajam entre si para que inteligentemente maximize o uso da rede elétrica a custos aceitáveis. Padronizações conforme [3] são uma necessidade que permite competição entre tecnologias para vários tipos de serviços e escolhas de configuração da rede.

Sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que se fundamentam de automatismos de redes industriais como modbus, fielbus e especificamente para o setor elétrico o protocolo de rede distribuída (DNP3 – *Distributed Network Protocol*), utilizam meios de transmissão com pequena taxa de transmissão, alta latência e topologias mestre escravo, onde elementos de controle acessam unidades terminais remotas (RTU-*Remote Terminal Unit*). Apesar de ditos padrões, na prática a interoperabilidade entre diferentes fabricantes é limitada. O monitoramento remoto do sistema elétrico tende a evoluir para WAMCN (*Wide Area Monitoring and Control Network*), que se fundamenta no protocolo IP (*Internet Protocol*) que permite a interconexão entre redes locais, podendo ou não estas serem da mesma tecnologia de transmissão. Com o IP podem ser criadas WAN (*Wide Area Network*) que em função de sua maturidade e aceitação nos mercados de telecomunicações e redes de computadores naturalmente deve ser empregado no setor elétrico. Esta evolução é apresentada na revista IEEE PES de junho/julho de 2014, cujo título trata da conexão dos pontos (*connecting the dots*). A ideia pela conexão dos pontos provê informações para operação e controle que abrange a regulação de fontes renováveis correlacionadas com o despacho de gerações tradicionais e facilidades de proteção mais eficientes que não somente eliminam

trechos com faltas, mas se adequam ao evento por meio de *self healing* ou operação no modo ilhado para *microgrids*. Nas sub-estações (SEs), funções como agregação de recursos renováveis e monitoramento de carga por meio de dados de medidores de energia são aplicações que melhoram a operação e controle do SEP. Entretanto é evidente a necessidade por tecnologias e topologias de redes de comunicações que permitam compartilhamento dos mesmos meios de transmissão de diferentes aplicações, ou múltiplas mídias sem causar impactos entre si. É claro a necessidade por não somente os já empregados meios de telesupervisão empregados nas linhas de transmissão, SEs e geração de grande porte.

Com o protocolo IP é possível criar uma espinha dorsal (*backbone*) para interconexão das diversas redes locais presentes nas subestações (SE), permitindo o desenvolvimento de aplicações que anteriormente não eram viáveis, seja pela capacidade de processamento dos RTUs, seja pelas baixas taxas de transmissão disponibilizadas pelas tecnologias de transmissão pioneiras. A evolução da automação de SEs tende a migrar para o protocolo IEC 61850 que define, além de aplicações para centros de operações, também o conceito de dispositivos eletrônicos inteligentes (IED – *Intelligent Electronic Device*) que possibilita processamento distribuído e menor tempo de resposta a falhas. Inicialmente com foco para dentro das fronteiras de SEs, evoluiu para além, como por exemplo no monitoramento de geração distribuída e auxílio a esquemas de proteção adaptativos de LTs que necessitam de informações dos extremos para ajustes em caso de faltas.

Outro ponto a ser considerado é o avanço tecnológico dedicado a SG, que se fundamentará em computação e tecnologias de comunicações avançadas. Maior capacidade de processamento pode e deve ser empregada em despachos mais complexos e incluir modelos com maior resolução e consideração de parâmetros outros [1]. Como por exemplo, dados meteorológicos quanto a disponibilidade e intensidade dos ventos com antecedência de uma hora para que outras fontes de energia, como as termoeletricas possam iniciar processo de geração. Simulações mais rápidas que as atualmente consideradas em tempo real para estudar a viabilidade de condições operacionais e análises de enormes volume de dados empregando inteligência computacional, métodos de análises de dados e tecnologias de comunicações avançadas serão ponto chave na operação automática de processos SG.

Uma rede de comunicação de dados segura e confiável deve ser construída para suportar as necessárias trocas de dados entre IEDs em todos os níveis de tensão. Estas redes servem a múltiplos propósitos permitindo que decisões do setor elétrico interajam com outras, tais como parâmetros empresariais, bem estar dos usuários terminais, com preocupação ou não ao meio ambiente.

2.1 Padronização

O desenvolvimento de padrões é a forma ideal para interoperabilidade, desde que existam modelos comuns, grupos de protocolos para a troca de informação, segurança e adequada privacidade e proteção na transmissão de dados. A comunidade europeia dispensa esforços na normatização para redes inteligentes que teve início com o mandato M/490 seguido do *Smart Grid Coordination Group* (SG-CG) além de outros como RA, SP, FSS, SGIS, ainda existem muito por ser feito pelas agências de padronização tais como CEN/CENELEC/ETSI/ITU. O modelo conceitual europeu é uma adaptação do modelo norte americano proposto pelo NIST e apresentado na Figura 1. A principal diferença entre os modelos europeu e norte americano é a necessidade por definição de descentralização para integração de geração de energia distribuída e renováveis (DER – *Distributed Energy Resources*). Em termos de padrões, estes devem ser referidos a cada um dos domínios (consumidor, provedor de serviços, operações, etc) do modelo proposto pelo NIST. Também existem diferentes organizações relevantes para padronização em Smart Grid, tais como IEC, CEN, CENELEC, ETSI, IEEE-SA, IETF, ISO/IEC, ITU-T e NIST.[3]

Do IEEE-SA (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – Standards Association*), para padronização Smart Grid existe como exemplo de lista de padrões específicos para o setor elétrico:

- SCC21 Smart Grid Standards.
- SCC21 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- SCC31 Automatic Meter Reading and Energy Management.
- P1815 Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)
- P1901 Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications
- P2030 Interoperability Smart Grid Concepts.

Organizações como IETF (*Internet engineering Task Force*) e ITU-T originalmente das telecomunicações disponibilizam padrão, por exemplo a RFC 6272 *Internet Protocols for the Smart Grid* e o padrão ITU-T G.9904 para *Power Line Communication* (PLC) faixa estreita são consideradas tecnologias chave para a última milha dos enlaces de comunicações. Também existem outras iniciativas como HGI (*Home Gateway Initiative*) ou UPnP (*Universal Plug and Play*) dedicadas para o gerenciamento de dispositivos residenciais

2.2 Classificação da informação no setor elétrico

O IEEE 2030 *Smart Grid Interoperability Reference Model* (SGIRM) é uma representação conceitual que define três perspectivas para arquiteturas SG que são sistema de potência, tecnologias de comunicação e informação. O

objetivo da arquitetura de cada perspectiva é a definição de interoperabilidade entre as perspectivas e cada perspectiva contém aspectos únicos de propósitos tecnológicos específicos.

A ênfase da perspectiva da tecnologia de comunicação é a conectividade entre sistemas, dispositivos e aplicações, podendo incluir redes de telecomunicações, mídias de informação, desempenho e protocolos. A *Communications Technology Interoperability Architectural Perspective* (CT-IAP) deve ser constantemente validada e refinada pelas concessionárias e outros mantenedores para assegurar que esta atenda a todos os aspectos da estrutura e tecnologia de comunicação para SG.

Qualquer SG de grandes proporções será construída por diferentes tecnologias de comunicações e sub-redes para o monitoramento e controle de todo o sistema elétrico. Os requerimentos para as comunicações variam dependendo de qual aplicação venha a ser implementada. Em [1] foi definido um critério de avaliação (*Smart Grid Evaluation Criteria* - SGECE), que pode ser utilizado para categorizar casos de comunicações em relação a protocolos e tecnologias que podem ser empregadas em SGs. O propósito primário é o provisionamento de um guia estrutural para a justificativa de decisões tomadas em detrimento a tecnologias de comunicações e provável ferramenta de testes e certificação de componentes SG e sub-sistemas. De [1], derivou-se a Tabela 1 que apresenta exemplos de aplicações padrões e “tiers” para desenvolvimentos em SG.

Tabela 1 – Exemplos de aplicações e classificações para Smart Grid

Aplicação	Referências	Tier
Revenue metering information model	ANSI C12.19/MC1219, IEEE Std 1377™	1, 2
Building automation	BACnet® ANSI/ASHRAE 135-2008, ISO 16484-5	2
Substation and feeder device automation	DNP3/IEEE Std 1815™	2
Inter-control center communications	IEC 60870-6/TASE.2	1
Substation automation and protection	IEC 61850	1
Application level EMS interfaces	IEC 61968 [B6], IEC 61970 [B7]	1
Information security for power system control Operations	IEC 62351 Parts 1–8	1
PMU communications	IEEE Std C37.118™	1
Physical and electrical interconnections between utility and DER	IEEE Std 1547™	1
Security for IEDs	IEEE Std 1686™-2007	1
Cyber security compliance for the bulk power system	NERC CIP 002-009	1
Home and Building Electronic System (HBES)	ISO/IEC 14543-3	1
Price responsive and direct load control	Open Automated Demand Response (OpenADR)	2
HAN device communication, measurement, and Control	OpenHAN, IEEE 1451™ series, IEEE Std 1901™	2
HAN information model	ZigBee® Smart Energy Profile® (SEP)	2

Tendo em vista que as SEs são o elo entre geração, transmissão e distribuição de energia onde são abrigados equipamentos de transformação, FACTS, proteção, medição e chaveamentos, será empregado como referência o padrão IEC 61850 que define sistemas e redes de comunicações para SEs. Nas SEs são empregados diferentes dispositivos de proteção e medição de energia, que além de suas funções primárias servem como fontes de dados digitalizando sinais de corrente e tensão para que o operador do sistema tenha condições de subtrair informações e tomar decisões.

Antes do IEC 61850, o padrão DNP3 e outras soluções proprietárias geralmente advindas de automação de redes industriais disponibilizam automatismos e provisionamento de informações para os centros de controle da rede elétrica, que via de regra empregam canais de comunicação com taxas da ordem de dezenas a poucas centenas de kbps. No IEC 61850 define um sistema de automação de sub-estações é descrito conforme apresentado pelo diagrama da Figura 2, em que são apresentadas as interfaces e comitês técnicos (TC – Technical Committee) que padronizam cada área deste ponto de vista de automação de subestações.

Como meio de transmissão de dados, tanto para nível de estação quanto para nível de processo, este padrão definiu o Ethernet ótico como meio de transmissão, mas existem estudos que mostram a viabilidade de comunicações sem fio em ambientes nocivos em termos de interferências eletromagnéticas de SEs[3, 4]. Estudos também mostram que mesmo utilizando pilha de protocolos e rede de comunicação de dados onde anteriormente eram utilizados “contatos secos” entre relés de teleproteção, o tempo de resposta para mensagens de *trip* utilizando o IEC 61850 é mais rápida. Este protocolo é uma realidade, mesmo havendo limitações para interoperabilidade de certas funções, equipamentos certificados devem atender a funções básicas e fundamentais para interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

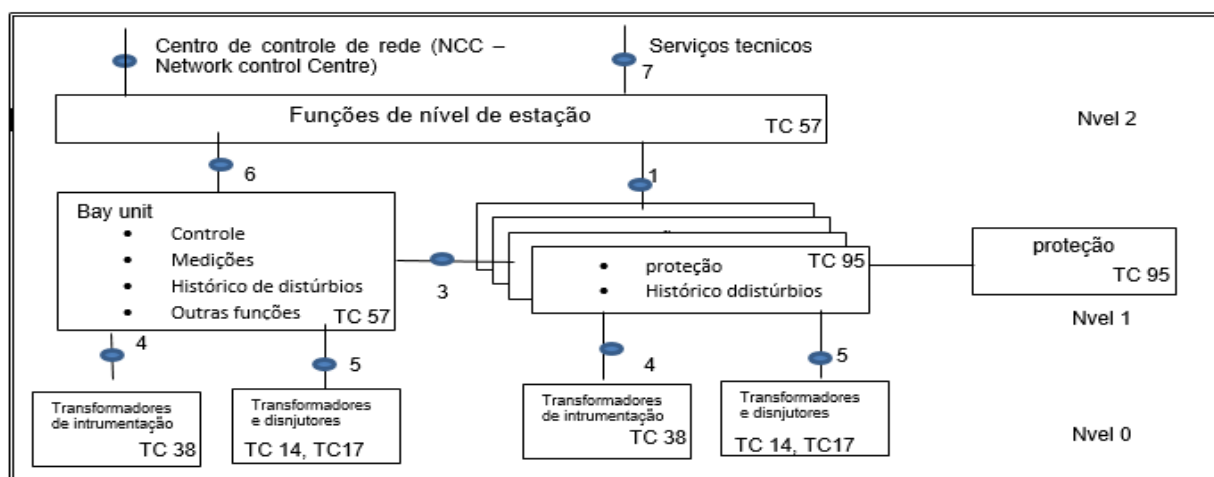


FIGURA 2 – Interfaces lógicas de um sistema de automação de sub-estações. (SAS – Substation Automation System)

Onde:

- IF1 → troca de dados de proteção entre os níveis de baía (bay) e estação .
- IF2 → troca de dados de proteção entre nível de baía e proteções remotas.
- IF3 → troca de dados dentro de nível de baía;
- IF4 → troca de dados instantâneos de transformadores de tensão e corrente, especificamente valores amostrados (sampled values) entre níveis de processo e baía.
- IF5 → troca de dados de controle entre níveis de processo e baía.
- IF6 → troca de dados de controle entre níveis de vaía e estação.
- IF7 → troca de dados entre nível de subestação e estações de trabalho remotas.
- IF8 → troca de dados direta entre baías, especialmente para funções críticas em tempo de resposta tais como intertravamento.

Tendo definidas interfaces padronizadas, é esperada integração transparente entre dispositivos de diferentes versões e diferentes fabricantes, sendo os tipos de mensagens definidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Tipos de mensagens

Tipo	Nome	Exemplo
1a	Mensagens rápidas	Trip
1b	Mensagens rápidas – outras	Comandos e valores amostrados
2	Mensagens de velocidade média	Medições
3	Mensagens de baixa velocidade	Parametrização
4	Mensagens de dados crus	Dados de saída de transdutores e transformadores de instrumentação
5	Funções de transferencias de arquivos	Grandes arquivos como a histórico de violação de limiars de qualidade de energia
6a	Mensagens de sincronização tipo a	Sincronização de nível de estação
6b	Mensagens de sincronização tipo b	Sincronização de nível de barramento
7	Mensagens de comando com controle de acesso	Comandos de estações com interface homem máquina

2.3 QoS (Quality of Service).

A qualidade de serviço (QoS) em redes de dados é executada basicamente pela marcação, policiamento e priorização na transmissão dos dados no meio físico. Depende diretamente da marcação dos dados originados por cada aplicação e na internet tradicional, mesmo existindo o campo (ToS – Type of Service) no cabeçalho do protocolo IP, dado que as aplicações não marcam, os roteadores não dispõem de capacidade de processar mais esta tarefa.

Conforme apresentado na Tabela 1 e Tabela 2, as mensagens e aplicações são classificadas quanto principalmente ao tempo de transferencia dos dados. Da tabela 1, a classificação em termos de *tiers*, define aspectos quantitativos e/ou qualitativos para avaliação dos requerimentos para as aplicações. Para o SGEN, estes níveis são segurança, mínima latencia e impacto nas operações. A tecnologia escolhida deve atender os requerimentos definidos em cada classe que são:

- Tier 1 (crítico) → alto nível de segurança, cobrindo dados operacionais, controle e operação segura do Sistema de potência, incluindo potencial risco à vida humana e danos à infra-estrutura das redes elétricas.
- Tier 2 (importante) → nível médio de segurança, pertinentes à operação dos dados que podem causar danos potenciais à infra-estrutura da rede elétrica e risco integridade dos operadores em campo.
- Tier 3 (informativo) → baixo nível de segurança, não necessariamente importantes para as operações, com nenhum dano e risco tanto para vidas quanto para a rede elétrica

Em termos de redes de telecomunicações, tendo sido marcadas as aplicações, na transferência dos dados os mecanismos de priorização e/ou reservas de recursos podem ser implementadas em diferentes camadas e protocolos, como na camada de sessão com os protocolos RTP (Real Time Protocol) que define uma caminho adequado entre origem e destino de uma sessão e o RSVP (Reservation Protocol) que reserva recursos ao longo da rota traçada pelo protocolo RTP, sendo estes dois protocolos previstos no protocolo SIP. Em termos de camada de rede, como já mencionado o IP, dispõem do campo DSCP, em que pode ser utilizado para classificar 64 tipos de aplicações distintas.

Um outro mecanismo, o MPLS (Multi Protocol Label Switching) também pode ser implementado nos roteadores (camada de rede), e em switches elétricos (camada de enlace) ou switches óticos (camada 1) permitindo mecanismos de tratar diferenciadamente pacotes marcados por rótulos [5]. Especificamente na camada de enlace, como é o caso do IEC 61850, qualidade de serviço pode ser tratado por discriminação e roteamento do tráfego por VLANs (Virtual LAN) em redes Ethernet.

2.4 Requerimentos de segurança.

Basicamente os requerimentos de segurança de informação são baseado em 3 fundamentos: confidencialidade, integridade e disponibilidade. Confidencialidade previne usuários não autorizados de obter ou informações secretas ou privadas. Integridade tem por objetivo garantir que a informação enviada não seja adulterada por usuários não autorizados e sem conhecimento. E por fim a disponibilidade são garantias quanto a obtenção de acesso ao meio e garantia de recursos ao longo da transmissão sempre que houver a necessidade para tal.

Um dos avanços das redes elétrica inteligentes, SG é a adoção global da Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), como um meio de tornar a rede elétrica mais eficiente, confiável, robusta e sustentável. A utilização de TIC abre novos horizontes de desenvolvimento e melhorias, mas também traz novas brechas de segurança.

Em um recente round-up do IEEE sobre segurança em Smart Grid[5], algumas perguntas foram lançadas. “Uma rede conectada será mais vulnerável à ataques? É possível manter uma rede de dados interconectada mais segura que a Internet?”. Foi apontado por vários convidados que existe um aumento de vulnerabilidade, mas também é possível tornar as redes inteligentes mais seguras. Enquanto o Smart Grid já nasce com esta premissa, nos primórdios da Internet, a ARPANet, não tinha essa preocupação.

As falhas de segurança de um sistema elétrico ou sistema de infraestrutura crítica, não podem ser avaliadas apenas como cibernéticas, mas usando uma nova temática, a Cyber-Physical [6, 7]. As ameaças cibernéticas já são conhecidas e algumas até mundialmente como o Stuxnet [8, 9], onde o alvo não eram PCs e sim equipamentos SCADA da SIEMENS. Ao ampliar o ambiente de segurança, é possível não somente endereçar problemas de ordem cyber-physic, mas também de prover melhorias em soluções de detecção, resposta e restauração de funcionalidades do sistema [10].

2.5 Internet Protocol

O IP desde suas origens foi idealizado para prover conexão entre redes locais que via de regra empregavam tecnologia de acesso distintas. Adequada conectividade entre SEs e diferentes plataformas de controle, processamento e monitoramento sobre regiões de abrangências de concessionárias de energia pode ser considerado como o principal desafio para SG, ou em outras palavras a interoperabilidade e naturalmente o IP é a solução.

As redes de transmissão em alta tensão, com um número moderado de pontos de monitoramento e relativa estabilidade, desde as décadas de 1980 a 1990 já são equipados com enlaces óticos faixa larga (*broadband*), advindos da substituição dos cabos guarda das LTs por cabos OPGW (*Optical Ground Wire*). É observado um aumento substancial no emprego de redes IP/Ethernet para aplicações do setor elétrico tais como esquemas de proteção e integridade, monitoramento e controle baseado em sincrofasores, acesso remoto e monitoramento dos equipamentos presentes em SEs, assim como monitoramento com vídeo e controle de acesso aos sítios. Entretanto estas soluções são muito rígidas quanto a imposições dos fabricantes, difíceis de serem mantidas e em geral não muito escaláveis.

Todo o legado e desenvolvimentos de automatismos dedicados à geração, transmissão e distribuição de energia tornando-a mais fácil de operar, escalar cobrindo controle por toda a rede elétrica somente é viável com a

comutação de pacotes faixa larga. A rede de dados deve atender a requerimentos de desempenho em termos de atraso, dependenciabilidade, confiabilidade e segurança para cada segmento de aplicação e cada domínio SG. Várias tecnologias e formas de combinar estes requerimentos são possíveis, especialmente considerando redes de dados corporativas ou intranets, nas quais há o controle da rede. Entretanto, os novos sistemas de comunicação de dados para SGs não são necessária e exclusivamente considerada uma rede corporativa. As redes de dados devem manter as propriedades que já são inerentes aos sistemas de comunicações existentes enquanto atende a requerimentos de aplicações SGs.

Do ponto de vista do gerenciamento e manutenção de uma rede de dados para SG, duas questões inter-relacionadas devem ser consideradas simultaneamente, que são[10]:

- Projeto de arquitetura de rede que facilite o desenvolvimento, manutenção e monitoramento dos sistemas de comunicações
- Construção de plataforma de gerenciamento que permita funções para as equipes de manutenção e operação com capacidade de comunicação adequada mesmo quando havendo necessidade de conexões com outras redes de dados, provendo assim redundância.

2.6 Interoperabilidade entre redes

A interoperabilidade para tecnologias da informação e comunicação (TIC) geralmente é melhorada com o emprego de funcionalidades de camada de rede, ou camada de rede segundo o modelo de referência *International Organization for Standardization (ISO) Open Systems Interconnect (OSI)*. A ideologia deste modelo é que as funções para interconexão são divididas em sete camadas conectadas por interfaces de serviços. A estrutura em camadas simplifica e reposição de uma determinada tecnologia por uma alternativa sem afetar as camadas remanescentes.

Assim, após a definição do padrão ou protocolo de cada camada, qualquer fabricante pode desenvolver o seu equipamento, sem a preocupação de interoperabilidade com equipamento de outro fabricante. Essa mesma regra é adotada para cada camada, possibilitando que vários equipamentos de diversos fabricantes operem entre si, sem nenhum problema. Esse modelo fez com que o desenvolvimento e aperfeiçoamento dos dispositivos de TIC se desse independente de fabricante. Um grupo de estudo pode melhorar a camada física, saindo de velocidades de 10Mbps para 10Gbps sem afetar o resto da pilha e consequentemente, todas as aplicações e equipamentos que funcionam a 10Mbps conversam com equipamentos de 10Gbps.

Pode-se observar na Figura 3, que a utilização do modelo em camadas ISO/OSI contribuiu para o desenvolvimento e disseminação do IEC 61850, pois ao ser desenvolvido em cima do Ethernet, vários equipamentos de rede podem ser utilizados e reaproveitados para sua implantação.

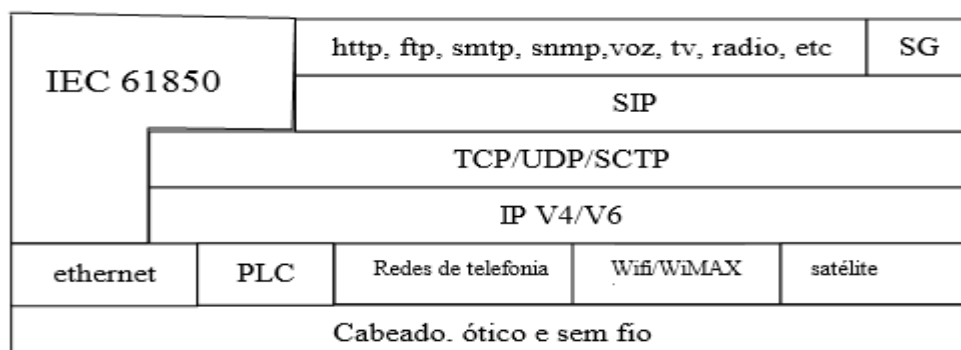


Figura 3 - Protocolo IEC 61850 no modelo OSI

3.0 - CONCLUSÃO

Uma palavra comumente mencionada nos últimos tempos é a cibernética, ciência que trata das comunicações e sistemas de controles automáticos de máquinas que auxiliam os seres humanos. O ambiente cibernético de uma concessionária de energia diz respeito a todos os aparatos tecnológicos onde os meios computacionais auxiliam na realização de tarefas pertinentes à geração, transformação e transmissão de energia. Do ponto de vista do setor elétrico, a flexibilidade provida por interligações e operações com remanejamento de cargas e fluxos de potência para linhas menos carregadas é diretamente dependente de meios de comunicações para troca de informações e protocolos para definição das mensagens e procedimentos.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Smart Grid Vision for Computing 2050 IEEE Press, 2010.
- [2] N. Framework, "Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards," *NIST special publication*, vol. 1108, 2010.
- [3] F. Covatti, J. M. Winter, I. Muller, C. E. Pereira, and J. C. Netto, "Wireless communication for IEC61850: A WirelessHART gateway proposal," in *Industrial Technology (ICIT), 2014 IEEE International Conference on*, 2014, pp. 754-759.
- [4] P. P. Parikh, T. S. Sidhu, and A. Shami, "A Comprehensive Investigation of Wireless LAN for IEC 61850-Based Smart Distribution Substation Applications," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 1466-1476, 2013.
- [5] I. S. Grid. (13/03/2015). *IEEE Smart Grid Cyber Security Round Up*. Available: <http://smartgrid.ieee.org/questions-and-answers/845-ieee-smart-grid-cyber-security-round-up>
- [6] K. Ren, Z. Y. Li, and R. C. Qiu, "Cyber, Physical, and System Security for Smart Grid," *Ieee Transactions on Smart Grid*, vol. 2, pp. 643-644, Dec 2011.
- [7] Y. L. Mo, T. H. J. Kim, K. Brancik, D. Dickinson, H. Lee, A. Perrig, *et al.*, "Cyber-Physical Security of a Smart Grid Infrastructure," *Proceedings of the Ieee*, vol. 100, pp. 195-209, Jan 2012.
- [8] R. Langner, "Stuxnet: Dissecting a Cyberwarfare Weapon," *Security & Privacy, IEEE*, vol. 9, pp. 49-51, 2011.
- [9] T. M. Chen and S. Abu-Nimeh, "Lessons from Stuxnet," *Computer*, vol. 44, pp. 91-93, 2011.
- [10] M. Yilin, T. H. H. Kim, K. Brancik, D. Dickinson, L. Heejo, A. Perrig, *et al.*, "Cyber-Physical Security of a Smart Grid Infrastructure," *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, pp. 195-209, 2012.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Guilherme R. Ramalho, nascido em 11 de agosto de 1975

Professor do curso de eletrotécnica e engenharia da computação do IFSULDEMINAS campus Poços de Caldas e doutorando no CERIN/UNIFEI. Graduado em engenharia elétrica com ênfase em eletrônica e telecomunicações pelo Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL, mestrado em telecomunicações pelo INATEL e doutorando pela UNIFEI. Experiência em treinamentos e consultorias em telecomunicações, em especial projeto e otimização de redes móveis celulares.

Roberto Silva Netto, nascido em 16 de setembro de 1975 .

possui graduação em Engenharia Elétrica e mestrado pela Universidade Federal de Itajubá e é doutorando pela UNIFEI. Atualmente é pesquisador bolsista CAPES - UNIFEI no CERIn - Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids), onde realiza estudos sobre TIC aplicada a Smart Grids. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Comunicação e Desenvolvimento de Software, atuando principalmente nos seguintes temas: segurança da informação, vulnerabilidades, gerenciamento, SNMP, Netflow, QoS, Análise de Tráfego, SmartGrid, Frameworks de Redes Elétricas Inteligentes, IEC 61850, IEC 62351.



Paulo F. Ribeiro, nascido em 14 de novembro de 1952 .

Professor Titular Livre na Universidade Federal de Itajubá, graduado pela Universidade Federal de Pernambuco, e PhD pela Universidade de Manchester, Inglaterra. É Fellow do IEEE e IET.

