

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

Ramo de APEL – Automação, Produção e Electrónica Industrial



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

**Estudo da Norma IEC 61850
Sistemas e redes de Comunicação
nas Subestações**

**Relatório de PSTFC – Projecto, Seminário ou Trabalho de Fim de Curso
2005/2006**

Catarina João da Silva Riba Nobre – ee00169@fe.up.pt

Orientador:

**Prof. Mário Sousa (FEUP)
Eng.º Rui Miguel Rego (EDP)**

Dezembro de 2006

Financiamento FCT/POCI



União Europeia



Governo da República Portuguesa

FCT

**Ciência, Inovação
2010**

**621.3(047.3)/
LECC
2006/NOBc**

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

Ramo de APEL – Automação, Produção e Electrónica Industrial



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

**Estudo da Norma IEC 61850
Sistemas e redes de Comunicação
nas Subestações**

**Relatório de PSTFC – Projecto, Seminário ou Trabalho de Fim de Curso
2005/2006**

Catarina João da Silva Riba Nobre – ee00169@fe.up.pt

Orientador:
Prof. Mário Sousa (FEUP)
Eng.º Rui Miguel Rego (EDP)

Dezembro de 2006

Financiamento FCT/POCI



União Europeia



Governo da República Portuguesa

5
Ciência, Inovação
2010

ÂMBITO

Este projecto insere-se no estágio curricular realizado na EDP Distribuição, tendo como objectivo primordial o estudo da recente norma dirigida para Sistemas e Redes de Comunicações em Subestações – a IEC 61850.

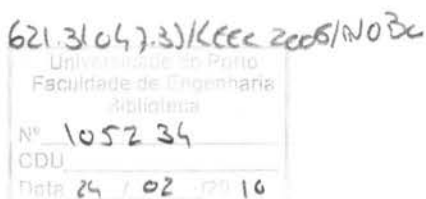
A duração do estágio foi de 6 meses, financiados pelo programa POCl.

RESUMO

O relatório divide-se em três capítulos, estando estes interligados. O primeiro capítulo fornece informações gerais sobre o funcionamento dos sistemas de protecção e controlo das Subestações, introduz conceitos gerais sobre a filosofia dos sistemas de protecção e controlo de uma Subestação. Esta primeira abordagem é necessária para o entendimento da aplicação da IEC 61850.

O segundo capítulo aborda exclusivamente a norma IEC 61850, iniciando-se com um resumo dos conteúdos mais importantes para seguidamente entrar na explicação das partes que mais relevo têm, tais como: IEC 61850 – 5; IEC 61850 – 7 – X; IEC 61850 – 6.

O terceiro capítulo, que finaliza este relatório, regista os resultados dos ensaios elaborados em Fábrica pela EDP / SIEMENS.



AGRADECIMENTOS:

Aos orientadores Eng.º Rui Miguel Rego e Eng.º Mário De Sousa,

ao Eng.º Mário Lemos da EDP,

ao Departamento de Teleserviços da EDP,

ao Dr. Luiz Carlos Magrini do Departamento de Engenharia a Eléctrica – Universidade de São Paulo,

ao Dr Edmar Candeia Gurgão, Professor da Universidade Federal de Campina Grande Unidade Académica de Engenharia Eléctrica,

ao POCI pelo apoio financeiro.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

| | |
|--|----|
| 1.1. INTRODUÇÃO..... | 14 |
| 1.2. SUBESTAÇÃO..... | 14 |
| 1.2.1 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES..... | 15 |
| 1.2.2 SISTEMA SCADA DE UMA SUBESTAÇÃO..... | 16 |
| 1.3. EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTECÇÃO, COMANDO E CONTROLO..... | 17 |
| 1.3.1 FILOSOFIA TRADICIONAL – SUBESTAÇÕES CLÁSSICAS..... | 18 |
| 1.3.2 SISTEMA DE COMANDO E CONTROLO NUMÉRICO – SCCN –..... | 19 |
| 1.3.3 SISTEMA DE CONTROLO INTEGRADO – SCI –..... | 22 |
| 1.4. FUNÇÕES DE PROTECÇÃO / FUNÇÕES DE AUTOMATISMO..... | 26 |
| 1.4.1. FUNÇÕES DE PROTECÇÃO..... | 26 |
| 1.4.2. FUNÇÕES DE AUTOMATISMOS..... | 30 |

CAPÍTULO 2: ABORDAGEM À NORMA IEC61850

2. INTRODUÇÃO/ RESUMO

| | |
|--|----|
| 2.1. PORQUÊ?..... | 34 |
| 2.1.1 ARQUITECTURA..... | 37 |
| 2.1.2. ASPECTOS DA COMUNICAÇÃO – TIPOS DE MENSAGENS/ SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO / PILHA DE PROTOCOLOS..... | 39 |
| 2.1.4. ABORDAGEM POR CAPÍTULOS DA IEC 61850..... | 43 |

2.2. IEC61850 – PARTE 5: REQUISITOS DE COMUNICAÇÃO PARA FUNÇÕES E MODELOS DE DISPOSITIVOS

| | |
|---|----|
| 2.2.1. Âmbito..... | 44 |
| 2.2.2. FUNÇÕES – NÓS LÓGICOS (LNS) – PICOMS..... | 44 |
| 2.2.2.1. FUNÇÕES NUM SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES..... | 44 |
| 2.2.2.2. CONCEITO DE NÓ LÓGICO (LNS)..... | 46 |
| 2.2.2.3. CONCEITO DE PICOM..... | 47 |
| 2.2.3. REQUISITOS..... | 50 |
| 2.2.3.1. REQUISITOS DO DESIGN ESTÁTICO..... | 50 |
| 2.2.3.2. REQUISITOS DE INTERACÇÃO DINÂMICA..... | 50 |
| O tempo de transferência aceitável para troca de dados será definido e garantido em qualquer situação. | 51 |
| 2.2.3.3. REQUISITOS DE COMPORTAMENTO DE RESPOSTA..... | 51 |
| 2.2.3.4. REQUISITOS PARA COMPORTAMENTO DE NÓS LÓGICOS..... | 51 |
| 2.2.3.5. REQUISITOS DE PERFORMANCE DE MENSAGEM..... | 52 |
| 2.2.3.6. REQUISITOS BÁSICOS DE TEMPO..... | 53 |
| 2.2.3.7. DEFINIÇÃO DE TEMPO DE EVENTO..... | 53 |
| 2.2.3.8. DEFINIÇÃO DE TEMPO DE TRANSFERÊNCIA..... | 54 |
| 2.2.4. INTRODUÇÃO AOS DE TIPOS DE MENSAGEM..... | 55 |
| Classes de medição e de qualidade de potência:..... | 55 |
| 2.2.4.1. TIPOS DE MENSAGEM..... | 55 |

2.3 ESTRUTURA BÁSICA DE COMUNICAÇÃO PARA A SUBESTAÇÃO E SEUS EQUIPAMENTOS, PRINCÍPIOS E MODELOS

| | |
|---|----|
| 2.3.1. VISÃO GLOBAL DE CONCEITOS DEFINIDOS PELA NORMA IEC 61850..... | 60 |
| 2.3.1.1. OBJECTIVO DAS PRINCÍPAIS PARTES..... | 60 |
| 2.3.1.2. MODELOS DE INFORMAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO..... | 61 |
| 2.3.1.2.1 A SEMÂNTICA DOS DADOS..... | 62 |
| 2.3.1.2.1.1. NÓ LÓGICO – CLASSE DE DADOS – CLASSE DE DADOS COMUNS..... | 64 |
| 2.3.1.2.1.2. RELAÇÃO ENTRE IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, E IEC 61850-7-4..... | 66 |
| 2.3.1.2.3. SERVIÇOS PARA A TROCA DE INFORMAÇÃO..... | 68 |

| | |
|---|----|
| 2.3.1.4. MECANISMOS BÁSICOS DE TROCA DE INFORMAÇÃO | 72 |
| 2.3.1.4.1. MODELO GENÉRICO DE EVENTO DA SUBESTAÇÃO – GSE..... | 72 |
| 2.3.1.5. MAPEAMENTO DOS SERVIÇOS, PARA PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO CONCRETOS | 76 |
| Relacionando as partes IEC 61850-5, IEC 61850-7-X, IEC 61850-8 e IEC 61850-9-2 poderão ser realizados os seguintes mapeamentos: | 78 |
| 2.3.1.6. EXEMPLO DE MAPEAMENTO (IEC 61850-8-1) | 78 |
| 2.3.2. LINGUAGEM DE CONFIGURAÇÃO..... | 81 |
| 2.3.3. SÍNTESE..... | 83 |

CAPÍTULO 3: ENSAIOS

| | |
|---|-----|
| 3.1 INTRODUÇÃO..... | 84 |
| 3.2 OBJECTIVOS..... | 85 |
| 3.3 CARACTERIZAÇÃO DA SOLUÇÃO SIEMENS..... | 85 |
| 3.4. RESULTADOS..... | 86 |
| 3.4.1 OBJECTIVO: Verificar se, a informação que é transmitida através da rede de comunicação se agrupa, como definido no capítulo 5 da norma IEC 61850..... | 86 |
| 3.4.3 OBJECTIVO: Verificar se, os Serviços (parte 7.2 da norma) utilizados são os definidos pela norma 89 | |
| 3.4.4 OBJECTIVO: Medição dos “Tempos de Transferência” | 91 |
| 3.6 COMPARAÇÃO ENTRE: IEC 61850 / IEC 60870-5-104..... | 104 |
| 3.7 O QUE MUDOU COM IEC 61850?..... | 104 |
| 3.8 CONCLUSÃO..... | 108 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1 – Arquitectura SCC | 19 |
| Figura 2 – Arquitectura SCCP | 20 |
| Figura 3 – Arquitectura SCI | 23 |
| Figura 4 – Protecção digital TPU S420 da EFACEC | 26 |
| Figura 5 – Protocolos proprietários – Não Proprietários – Norma IEC 61850 | 35 |
| Figura 7 – A Figura ilustra a estrutura hierárquica do modelo de dados interno ao dispositivo físico..... | 40 |
| Figura 8 – Tipos e classes de mensagens | 41 |
| Figura 9 – Serviços para troca de mensagens..... | 42 |
| Figura 10 – Pilha de protocolos..... | 43 |
| Figura 11 – Guia de leitura para o utilizador..... | 44 |
| Figura 12 – localização das Funções de um SAS..... | 46 |
| Figura 13 – Conceito nó lógico | 48 |
| Figura 15 -Definição de tempo de transferência | 55 |
| Figura 16 – Categorias de informação de nós lógicos..... | 63 |
| Figura 17 – Estrutura hierárquica da informação para o data: Pos..... | 64 |
| Figura 18 – grupos de Classe de dados Comuns | 65 |
| Figura 19 – Relação entre partes da norma IEC 61850..... | 68 |
| Figura 20 – Relação entre partes | 69 |
| Figura 21 – Métodos de comunicação ACSI..... | 72 |
| Figura 22 – Modelo GSE..... | 74 |
| Figura 23 – Mecanismo de repetição de mensagens | 75 |
| Figura 24 – Aplicação do modelo GSE..... | 76 |
| Figura 25 – Mapeamento de comunicação | 77 |
| Figura 26 – ACSI mapping a uma camada de aplicação..... | 78 |
| Figura 27 – Mapeamentos de ACSI (conceptuais)..... | 78 |
| Figura 28 – Mapeamento nas 7 camadas..... | 79 |
| Figura 29 – Mapeamento para MMS (conceptual)..... | 79 |
| Figura 30 – Abordagem de mapping | 80 |
| Figura 31 – Detalhe do mapeamento a uma variável nomeada MMS..... | 80 |
| Figura 32 – Exemplo de mapeamento para MMS..... | 81 |
| Figura 33 – Modelo de referência para fluxo de informação durante o processo de configuração | 83 |
| Figura 34 – Síntese | 84 |
| Figura 35 – SICAM – PAS– 7SJ –..... | 86 |
| Figura 38 – Serviços suportados –..... | 90 |
| Figura 39 – Modelo de Objecto –..... | 91 |
| Figura 40 – Tempo de transferência –..... | 92 |
| Figura 41– Tempo de transferência..... | 107 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2 – Dados não processados para medição..... | 58 |
| Tabela 3 – Dados não processados para protecção e controlo | 59 |
| Tabela 4 – Sincronização do IED norma para eventos de controlo e protecção | 60 |
| Tabela 5 – Sincronização de IED norma para transformadores de instrumentação..... | 60 |
| Tabela 6 – Grupos de LN | 62 |
| Tabela 7 – Nó Lógico – circuit breaker..... | 66 |

REFERENCIAS NORMATIVAS E DOCUMENTAIS

Os seguintes documentos referidos foram indispensáveis para a execução do trabalho:

IEC 61850-2, Redes de comunicação e sistemas em subestações – parte 2: Glossário

IEC 61850-5, Redes de comunicação e sistemas em subestações - parte 5: Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos

IEC 61850-7-2, Redes de comunicação e sistemas em subestações – parte 7-2: Estrutura de comunicação básica para subestação e equipamento alimentador – Serviço de interface de comunicação abstracta (ACSI)

IEC 61850-7-3, Redes de comunicação e sistemas em subestações – parte 7-3: Estrutura de comunicação básica para subestação e equipamento alimentador – classes de dados comuns

IEC 61850-7-4, Redes de comunicação e sistemas em subestações – parte 7-3: Estrutura de comunicação básica para subestação e equipamento alimentador – classes compatíveis de nós lógicos e classes de dados

ISO/IEC 8802-3: 2000, Tecnologia de informação – telecomunicações e troca de informação entre sistemas – redes locais e da área metropolitana – requerimentos

ISO 9506-1: 2003, Sistemas industriais de automação – Especificação de mensagem do fabricante – Parte 1: Definição do serviço

ISO 9506-2: 2003, Sistemas industriais de automação – Especificação de mensagem do fabricante – Parte 2: Especificação do protocolo

Especificações Técnicas, DEF-C13 – 570/E, DEF-C13 – 501/E DEF-C13 – 105/E, DEF-C13 – 556/E, DEF-C13 – 101/E, DEF-C13 – 102/E

TERMOS E DEFINIÇÕES

Função

Tarefa executada pelo sistema de automação das subestações. Geralmente, uma função é constituída por sub partes chamadas nós lógicos, que fazem troca de dados entre si. Por definição só os nós lógicos fazem troca de dados, desta forma, uma função que faz troca de dados com outras funções tem necessariamente que ter pelo menos um nó lógico. Por consequência só os dados contidos nos nós lógicos podem ser trocados no contexto da série IEC 61850.

Função distribuída

Função efectuada por um ou mais nós lógicos localizados em diferentes dispositivos físicos. Visto que todas as funções comunicam de uma forma ou outra, a definição de função local ou distribuída não é única e depende da definição das acções funcionais a serem executadas até a função estar completa. Em caso de perda de um nó lógico, ou de um elo de comunicação relacionado, a função pode ser completamente bloqueada ou mostrar alguma degradação, se aplicável.

Sistema

Conjunto de entidades interactivas que têm uma funcionalidade comum. Tem como base algum tipo de mecanismo de comunicação.

Sistema físico

Conjunto interactivo de todos os dispositivos que contêm estas funções e a rede física de comunicação interligada. A fronteira de um sistema é determinada pelos seus interfaces lógicos ou físicos. Exemplos são; sistemas industriais, sistemas de gestão, sistemas de informação, e dentro do âmbito da série IEC 61850; sistemas de automação de subestações. O sistema físico tem como base o seu sistema de comunicação.

Sistemas de automação de subestações

Sistema que opera, protege, controla, etc. a subestação, isto é, o sistema primário. Para este propósito, usa tecnologia completamente numérica e elos de comunicação em série (sistema de comunicação).

Sistema primário

Termo comum para qualquer equipamento de um sistema eléctrico e disjuntor.

Sistema secundário

Conjunto interactivo de todos os componentes e sistemas na subestação para operação, protecção, funções de controlo, etc, isto é, o sistema primário. No caso de total aplicação de tecnologia numérica, sistema secundário é sinónimo de sistema de automação de subestações.

Sistema de comunicação

Conjunto interligado de todos os elos de comunicação.

Dispositivo

Mecanismo ou equipamento desenhado para servir um propósito ou para executar uma função, por exemplo, um relé. Propriedades relevantes de comunicação são descritas num modelo próprio relacionado com o dispositivo.

Dispositivo electrónico inteligente

Qualquer dispositivo que incorpore um ou mais processadores com capacidade para receber ou enviar dados/controles de ou para uma fonte, por exemplo, medidores electrónicos multifuncionais, relés digitais, controladores. Uma entidade capaz de executar o comportamento de um ou mais nós lógicos num contexto específico e delimitado pelos seus interfaces. Por definição, os dispositivos electrónicos inteligentes têm um relógio interno, quando não especificado o contrário.

Dispositivo físico

Equivalente a um dispositivo electrónico inteligente quando utilizado em contexto da série IEC 61850.

Nós lógicos

A mais pequena parte de uma função a fazer troca de dados. Um nó lógico representa a função dentro de um dispositivo físico; executa algumas operações para essa função. Um nó lógico é definido pelos seus dados e métodos. Nós lógicos referentes a equipamento primário não são o equipamento primário em si mas a parte inteligente ou imagem no sistema secundário. Exemplos; I/Os remotos ou locais, sensores inteligentes etc.

Conexão

Ligação entre entidades

Conexão lógica

Elo de comunicação entre nós lógicos

Conexão física

Elo de comunicação entre dispositivos físicos

Intercambialidade

A possibilidade de repor um dispositivo por outro do mesmo ou de outro fabricante utilizando a mesma interface de comunicação, providenciando a mesma funcionalidade e sem nenhum impacto para o resto do sistema. Se diferenças em funcionalidade forem aceites, a troca pode vir a requerer mudanças algures no sistema. Intermutabilidade requer a normalização de funções e, de uma forma vinculada, dos dispositivos também. Ambos os requerimentos estão fora do âmbito da série IEC 61850.

Interoperabilidade

Capacidade de um ou mais dispositivos electrónicos do mesmo ou de diferentes fabricantes para trocar informação e utilizar essa informação para correcta cooperação. Interoperabilidade é um pré-requisito para intermutabilidade.

Informação

Conhecimento ligado a objectos, tais como factos, eventos, coisas, processos, ou ideias, incluindo conceitos, que dentro de um determinado contexto tem um significado particular

Modelo de informação

Representa o conhecimento ligado às funções e dispositivos da subestação nas quais as funções são implementadas. Este conhecimento torna-se visível e acessível através da norma IEC 61850. O modelo descreve de uma maneira abstracta, uma representação orientada para a comunicação de uma função ou de um dispositivo real.

Termos abreviados

ACSI – Interface abstracta do serviço de comunicação

ASN – 1 Sintaxe abstracta Notation One

API – Interface de aplicação de programa

CDC – Classe Comum de Dados

GPS – Sistema de Posicionamento Global

HMI – Interface Humano Maquina

I/O – Canais de Entrada e Saída (dependendo do contexto)

IF – Interface (em série)

LN – Nó Lógico

MMS – Especificação de sistemas de tratamento de mensagens

IED – Dispositivo electrónico inteligente

LAN – Rede Local

LC – Conexão Lógica

LD – Dispositivo lógico

LN – Nó lógico

LLN0 – Nó lógico zero

LPHD – Dispositivo físico do nó lógico

MMS – Especificação da mensagem do Fabricante

NCC – Centro de Controlo de Rede

OSI – Inter conexão de sistemas abertos

PC – Conexão Física

PHD – Dispositivo físico

PICOM – Parte de comunicação

SAS – Sistema de Automação de Subestações

SCC – Sistema de comando e controlo, Filosofia tradicional;

SCCN – Sistema de Comando e Controlo Numérico;

SCI – Sistema de Controlo Integrado;

SCSM – Traçar específico do serviço de comunicação

SoE – Sequência de eventos

UML – Modelagem de linguagem unificada

VMD – Dispositivo virtual do fabricante

VT – Transformador da tensão

XML – Língua prolongada do Markup

Capítulo 1: Caracterização das Subestações de Distribuição

Âmbito

Este capítulo tem como objectivo introduzir ao leitor alguns aspectos considerados essenciais para a compreensão do âmbito da norma IEC61850.

1.1. INTRODUÇÃO

Nos dias que decorrem a energia eléctrica é uns dos principais recursos de uma sociedade industrializada, sendo que a disponibilização da energia eléctrica aos consumidores finais ocorre em níveis de tensão compatíveis com a tensão de alimentação dos equipamentos de escritório, domésticos e industriais. Para tal, a energia eléctrica produzida pelas centrais eléctricas deve convenientemente ser primeiro transformada pelo sistema de transmissão, depois pelo sistema de sub transmissão e no final, pelo sistema de distribuição. O controlo do fluxo de energia eléctrica, bem com a obtenção dos variados níveis de tensão, ocorre do emprego de subestações que se constituem no elo entre os sistemas.

Como tal os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) devem garantir, fiabilidade, elevada continuidade e qualidade do serviço, no fornecimento de Energia eléctrica. Sendo as Subestações Eléctricas (SE) elementos importantíssimos de um SEE, é de vital importância manter as SE a funcionar de modo a colmatar as frequentes perturbações, avarias de equipamentos e defeitos ocorridos devido a causas naturais ou humanas.

1.2. SUBESTAÇÃO

Uma subestação pode ser definida como a inter conexão de vários equipamentos eléctricos de alta e média tensão, usados para manobra (disjuntores e seccionadores), inter conexão (barramentos), transformação (transformador de tensão, corrente), regulação, compensação (bobines e condensadores), e elementos de protecção (para-raios, terras). Estes equipamentos são usados com a finalidade de direccionar, controlar, monitorizar o fluxo de energia num sistema eléctrico de potência garantindo segurança.

Os disjuntores são dispositivos capazes de conduzir e interromper correntes eléctricas solicitadas pelas cargas em condições normais, além de apresentarem a capacidade de interromper valores anormais de correntes, tais como as, que ocorrem em situações: de curto-circuito, de sobrecarga de energia, queda de raios, etc.

Os seccionadores são usados para isolar equipamentos ou partes de circuitos, a fim de facilitar a manutenção dos mesmos, não tendo, portanto, capacidade de interromper o fluxo de corrente. Dessa forma, a manobra de um seccionador deve sempre ser precedida do disjuntor correspondente.

A alimentação da energia eléctrica dos dispositivos de protecção, comando e controlo da subestação é provida por um sistema próprio, denominado sistema de serviços auxiliares, que é equipado com um conjunto de baterias ou geradores, a fim de possibilitar a operação da subestação, mesmo em situações de falta de energia.

Nos dias que decorrem as subestações possuem o seu funcionamento monitorizado remotamente por intermédio de dispositivos de aquisição de dados que reportam o estado operativo dos equipamentos e ainda possibilitam a execução de acções de controlo-remoto por meio de comunicação de dados.

1.2.1 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

O grande desafio enfrentado pelas subestações de energia eléctrica tem sido manter tanto o fornecimento como a qualidade da energia entregue, da melhor forma possível.

Referindo-se à qualidade do fornecimento de energia, entende-se manter esse fornecimento de uma forma constante, com alto grau de fiabilidade. Para que isto aconteça, há necessidade de existir um sistema de controlo, monitorização e protecção capaz de actuar de forma rápida e eficiente, permitindo assim, o imediato restabelecimento do fornecimento de energia no menor período de tempo.

A subestação automatizada é dotada de todo o equipamento para protecção, controlo, monitorização, medição, comunicação, (equipamento secundário), que pode ser conectado, utilizando uma rede de comunicações.

Os sistemas automatizados impõem-se, já que proporcionam vantagens com respeito ao tempo de resposta dos equipamentos, assim como pela utilização de protocolos cada vez melhor que garantem a redução do tempo de comunicação.

Com o aparecimento de computadores mais modernos, dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), dispositivos de controlo, protecção, supervisão, controladores lógicos programáveis e a adopção de uma arquitectura distribuída dentro dos sistemas de automação, passou-se a discutir o tema da interligação desses equipamentos de um modo mais concreto, tendo especial interesse na relação entre o *hardware* e *software*. Sem dúvida, são vários os motivos que levam à necessidade de automatizar os sistemas eléctricos, entre eles, podemos mencionar:

- Rapidez, precisão e fiabilidade da informação.
- Redução de custos
- Minimização de falhas no SEE
- Supervisão automática e em tempo real de todos os parâmetros do SEE
- Fornecimento de dados ao operador
- Detecção de falhas

Sendo as vantagens da utilização dos sistemas de monitorização:

- Redução do tempo de localização e reparo do problema
- Rápida visualização da sequência de eventos ocorridos
- Redução dos custos de operação e manutenção
- Redução do trabalho de campo
- Facilidade de implementação de modificações nos autómatos
- Redução da incidência de ocorrências no sistema eléctrico devido a erros humanos de operação

1.2.2 SISTEMA SCADA DE UMA SUBESTAÇÃO

Nos tempos que decorrem, arquitectura de uma subestação está baseada em sistemas de processamento distribuído, formado por uma rede de máquinas funcionalmente independentes em termos de “*hardware*” e “*software*”, mas que seguem normas e interfaces normalizadas de forma a garantir a interoperabilidade.

A arquitectura básica de um sistema SCADA dentro de uma subestação é composta por dispositivos que recolhem dados e que são colocados numa rede de comunicação à disposição de todos os membros do sistema, no qual um servidor de base de dados zelará pelo armazenamento e tratamento selectivo das informações. A interacção do operador com o sistema faz-se por meio da “*Interface homem máquina*” (HIM) e a comunicação com os

equipamentos do processo e com os níveis hierárquicos superiores é efectuada por servidores de comunicação.

1.3. EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTECÇÃO, COMANDO E CONTROLO

Como já foi referido, de forma a garantir o bom funcionamento das SE, a automatização das subestações tem sido uma prioridade, o que significa que os Sistemas de Protecção e Sistemas de Comando e Controlo, (SPCC) tenham sofrido um constante desenvolvimento. Para este desenvolvimento e automatização muito tem contribuído a crescente evolução das tecnologias, desde a era analógica até à era digital.

Os primeiros SPCC basearam-se numa filosofia tradicional – *filosofia centralizada* –, onde os Sistemas de Protecção estavam incorporados num Hardware (dispositivo) diferente do Hardware dos Sistemas de Comando e Controlo (SCC). Sendo os SCC realizados por um único autómato – URTA.

Com o aparecimento das protecções numéricas, uma nova filosofia foi seguida por alguns fabricantes, em vez de os Sistemas de Comando e Controlo serem realizados pela URTA, estes encontram-se distribuídos em dispositivos diferentes, ou seja, não são realizados por um único dispositivo, podendo mesmo, serem realizados no mesmo Hardware que os Sistemas de Protecção – Protecção Digital – seguindo assim uma filosofia descentralizada. Apresenta-se em seguida as diferentes filosofias seguidas pela EDP:

- **SCC** – Sistema de comando e controlo, Filosofia tradicional;
Seguindo-se:
- **SCCN** – Sistema de Comando e Controlo Numérico;
Actualmente:
- **SCI** – Sistema de Controlo Integrado;

No seguimento deste relatório muitas vezes serão referidos os seguintes conceitos: funções de protecção e funções de automatismo. Estes dois conceitos estão associados respectivamente aos sistemas de protecção e aos sistemas de comando e controlo. Na seguinte explicação sobre a evolução destes sistemas apenas irá ser referido onde se enquadram estes conceitos, a descrição mais pormenorizada destas funções será realizada no ponto seguinte.

1.3.1 FILOSOFIA TRADICIONAL – SUBESTAÇÕES CLÁSSICAS

Os sistemas de comando e controlo que seguem uma filosofia tradicional, implementados nas Subestações clássicas da EDP Distribuição – Norte, baseiam-se em quatro subsistemas fundamentais e apresentam a seguinte arquitectura:

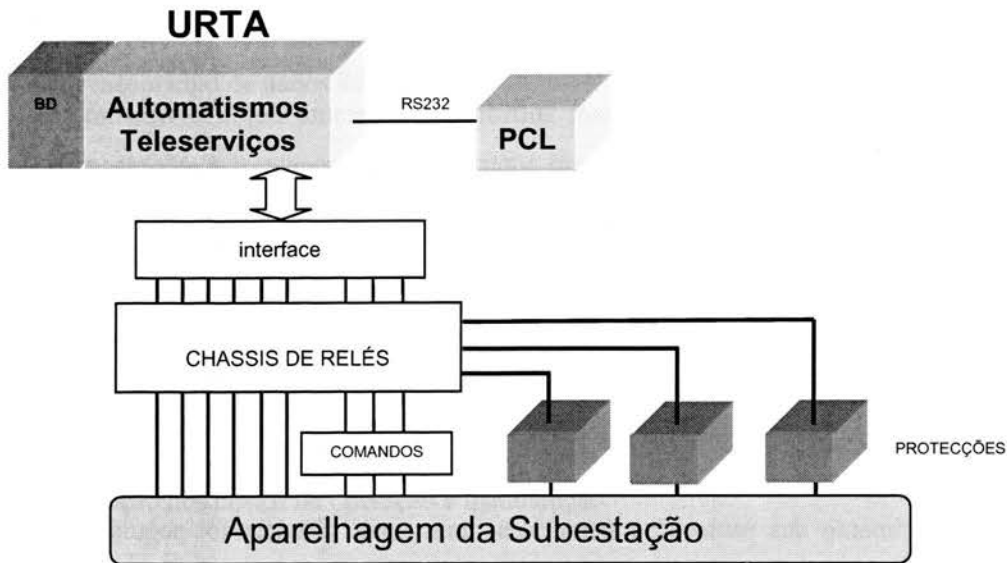


Figura 1 – Arquitectura SCC

- Automatismos (Funções de automatismo)
- Teleserviços
- Protecção (Funções de Protecção)
- Comando Local

Os subsistemas de automatismo e teleserviços nas subestações clássicas são assegurados pela Unidade Remota de Tele-acção e Automatismos – URTA –. Nesta unidade reside a base de dados obrigando a que toda a informação, vinda ou dirigida para a subestação, tenha sempre que passar pela URTA, motivo pelo qual as Subestações clássicas denominam-se de: *Sistemas centralizados*.

O subsistema de comando local funciona como uma interface entre o operador e o sistema, este encontra-se interligado com a URTA, actuando deste modo sobre a Subestação.

O subsistema de Protecções está implementado de forma autónoma e descentralizada, uma vez que as protecções encontram-se geralmente instaladas por painéis por elas protegidas.

O SCC de uma subestação clássica segue uma filosofia de comando e controlo centralizada, com interligação paralela ao sistema (fio a fio). Mas possuindo, uma razoável integração funcional, sendo significativa a quantidade de funções realizadas por software.

1.3.2 SISTEMA DE COMANDO E CONTROLO NUMÉRICO – SCCN –

Devido à evolução dos sistemas digitais e das redes de comunicação de dados, começaram a surgir no mercado novas soluções para o comando e controlo que garantem melhores resultados de performance do sistema.

Como tal sentiu-se a necessidade de repensar na filosofia utilizada, surgindo assim o Sistema de Comando e Controlo Numérico (SCCN). Apresentando-se com a seguinte arquitectura:

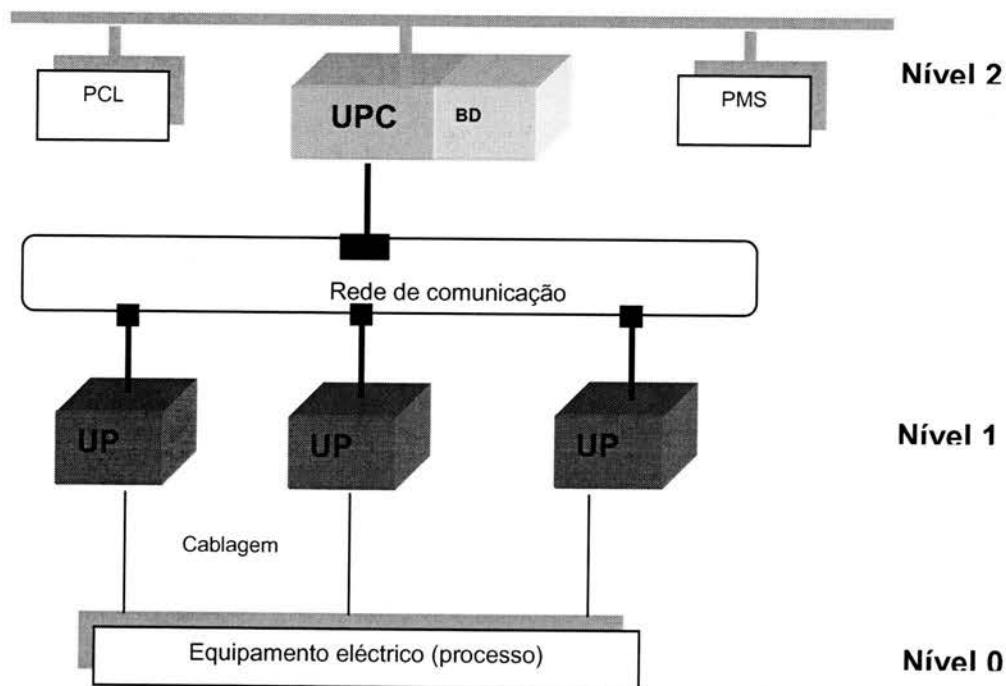


Figura 2 – Arquitectura SCCP

Esta filosofia de controlo, beneficiando da evolução das redes de comunicação de dados, bem como das denominadas "protecções digitais", caracteriza-se por ser uma solução baseada numa *estrutura distribuída* que implementa a *descentralização das funções pela subestação*, aproximando fisicamente o Sistema de Comando e Controlo do processo.

A arquitectura do SCCN é caracterizada por:

- Integração dos quatro subsistemas que constituem o SCC, recorrendo a uma arquitectura distribuída e utilizando o *software* em detrimento dos componentes de *hardware*;
- Partilha digital da informação entre equipamentos e funções;
- Integração das funções de protecção, aquisição, comando e automatismo, em uma única entidade designada por unidade de painel (UP);
- Arquitectura e organização funcional, modular e flexível, de fácil *upgrade (software)* e expansão física (*hardware*).

A arquitectura da subestação, numa abordagem generalizada, encontra-se dividida em três níveis:

1. Nível 0 (processo);
2. Nível 1 (unidades de painel);
3. Nível 2 (processamento central),

Estes três níveis encontram-se ligados entre si por intermédio de cablagem (nível 0 e nível 1) e por intermédio de uma rede de comunicação de dados (nível 1 e nível 2 e entre equipamentos do mesmo nível - nível 1).

A rede de comunicação de dados é baseada num barramento de terreno que utiliza como suporte físico a fibra óptica. Este meio físico possui como principais vantagens:

- Elevada Largura de Banda (débito na ordem das centenas de Mb/s);
- Baixa atenuação;
- Muito baixa sensibilidade às interferências electromagnéticas.

NÍVEL 0

Este nível diz respeito à interface entre o equipamento de controlo e protecção e o equipamento que disponibiliza a informação primária (equipamento da subestação). É constituído por várias unidades de aquisição de dados associadas a sensores, transdutores e actuadores.

O nível 0 tem como funções:

- Fornecer um ambiente interno adequadamente protegido do sistema de distribuição de energia eléctrica;
- Efectuar a aquisição da diferente informação necessária ao comando e controlo do processo;
- Enviar os dados adquiridos para o nível 1;
- Receber sinais de comando e controlo do nível 1 e enviar os sinais para os actuadores:

NIVEL 1

Este nível inclui as funções de protecção e controlo que deverão ser executadas em cada zona protegida. O equipamento deste nível consiste em unidades separadas ou combinadas para controlo e protecção de cada zona.

As funções de controlo e protecção não desempenhadas na zona protegida são desempenhadas no nível 2.

O nível 1 tem como funções:

- Receber dados do nível 0;
- Introduzir informação cronológica se os dados recolhidos ainda não tiverem sido datados no nível 0;
- Implementar funções de medida, protecção e controlo associadas à zona protegida;
- Enviar comandos para o nível 0;
- Receber comandos do nível 2 e retransmiti-los para o nível 0, quando necessário.

NIVEL 2

Este nível desempenha as funções relacionadas com o comando e controlo de toda a instalação, assim como de todo o tratamento de comunicação local e remota.

O nível 2 tem assim como funções:

- Receber dados do nível 1;
- Implementar as funções gerais da subestação associadas ao teleserviços e interface homem-máquina;

- Controlar os diversos periféricos: impressoras e displays;
- Efectuar o serviço de ligação, para teleserviços, ao centro de controlo remoto;
- Enviar comandos para o nível 1.

1.3.3 SISTEMA DE CONTROLO INTEGRADO – SCI –

A elevada disponibilidade de funcionamento das redes de comunicação de dados e das Unidades de Painel permitiu tornar o SCC mais eficiente através da optimização da sua arquitectura e mais eficaz pela introdução de novas funcionalidades.

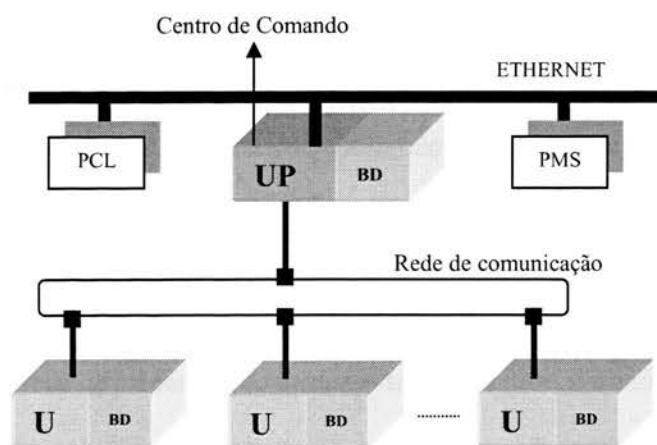


Figura 3 – Arquitectura SCI

Foi especificada um conjunto de funções designadas por Condições Específicas de Funcionamento (CEF). Estas condições encontram-se relacionadas com a supervisão da manobra em segurança da aparelhagem da subestação e com a verificação das condições de segurança associadas à exploração da instalação, uma vez que estas funções são fortemente dependentes da fiabilidade do SCC.

As CEF dizem respeito a:

- Regime Especial de Exploração (REE);
- Encravamentos de manobra;
- Transferência de protecções;
- Controlo de protecções próprias do equipamento;

- Encravamentos devidos à actuação de protecções.

Com a integração destas condições, o SCCN passou a ter um âmbito de actuação mais alargado do ponto de vista do Comando e Controlo da subestação, pelo que se alterou a sua designação para Sistema de Controlo Integrado (SCI).

O SCI tem como responsabilidade a supervisão comando e controlo de todos os órgãos da subestação, sendo a sua principal característica a integração das seguintes funcionalidades num único dispositivo – Protecção digital:

- Condições Específicas de Funcionamento (CEF);
- Funções de protecção;
- Funções de automatismo;
- Entrada e saída de informação;
- Registo e tratamento de ocorrências;
- Funções de manutenção e teleparametrização.

A arquitectura da subestação encontra-se dividida em três níveis, já caracterizados no ponto anterior. A arquitectura e organização funcional do SCI seguem uma orientação modular, flexível e de fácil expansão, baseada em tecnologia de microprocessadores distribuídos.

Toda a filosofia do projecto do SCI tem como objectivo garantir o correcto funcionamento da instalação bem como da segurança de pessoas e bens, através da *distribuição das funções do sistema*, passando estas a estar mais próximas do objecto a ser supervisionado e controlado. A Base de Dados possui uma estrutura parcialmente distribuída.

Relativamente aos sistemas tradicionais, as protecções digitais (usadas quer no SCCN ou SCI) apresentam inúmeras vantagens:

- Custo reduzido;
- Melhor desempenho;
- Fiabilidade mais elevada;
- Maior flexibilidade;

- Possibilidade de agregação de diversas funções substituindo outros equipamentos (redução final do custo da instalação);
- Possibilidade de integração em sistemas de aquisição de dados, monitorização e controlo de sistemas eléctricos;
- Realização de funções mais complexas ou de características de operação que melhor se adequam ao equipamento a proteger;
- Possibilidade de auto diagnóstico visto estar permanentemente a correr um programa;
- Possibilidade de reprogramação do equipamento;
- Possibilidade de tornar a ordem de disparo dependente da verificação de diversas condições;
- Possibilidade de utilização de rotinas para a detecção de erros e de algoritmos para a sua correcção.

Actualmente, uma protecção digital desempenha diversos tipos de protecção simultaneamente, tais como:

- Protecção de máxima intensidade amperimétrica;
- Protecção contra sobrecargas;
- Protecção contra desequilíbrios ou falta de fase;
- Protecção de máxima intensidade;
- Protecção de mínima intensidade;
- Protecção de distância;
- Protecção diferencial;
- Protecção direccional de terra.

A seguinte figura refere-se a uma protecção digital da EFACEC, modelo TPU S420:



Figura 4 – Protecção digital TPU S420 da EFACEC

1.4. FUNÇÕES DE PROTECÇÃO / FUNÇÕES DE AUTOMATISMO

1.4.1. FUNÇÕES DE PROTECÇÃO

1.4.1.1. INTRODUÇÃO

Numa rede de Energia ocorrem basicamente três tipos de defeitos, defeitos entre fases, defeitos entre fase e terra com e sem resistência de defeito.

As funções de protecção conferem fiabilidade e redundância ao Sistema de Energia, onde uma falha de qualquer origem terá que ser imediatamente colmatada, sem que a segurança seja de alguma forma posta em causa.

Convém, referir que as funções de protecção e automatismo mantêm uma relação intrínseca, ou seja, algumas funções de protecção funcionam como o impulso de entrada para as funções de automatismo.

1.4.1.2. DESCRIÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTECÇÃO

Linha AT

Nas linhas de AT, linhas de 60KV, existem quatro tipos de funções de protecção, a Função de Distância, de Máximo de Intensidade Trifásica, Máximo Homopolar de Terras Resistentes e Máximo Intensidade Terras Resistentes.

Protecção de Distância

Esta protecção permite detectar defeitos entre fases e defeitos fase terra, pouco resistivos, sendo a principal função de protecção das linhas AT. A sua característica tempo / distância permite obter um tempo de funcionamento rápido e selectivo.

Esta função, normalmente utiliza três escalões de medida:

O primeiro escalão destina-se a eliminar defeitos na linha a que a protecção de distância está associada, enquanto que os escalões seguintes detectam defeitos mais distantes, nas linhas a jusante, servindo de reserva às protecções próprias dessas linhas. Para além dos três escalões, existe também o “alongamento do 1º escalão”. Este alongamento, além de resolver problemas de selectividade que surgem quando a alimentação é feita por linhas em paralelo, permite também eliminar instantaneamente os defeitos surgidos em toda a extensão da linha vigiada, sendo assim o primeiro a actuar.

Protecção de Máximo de Intensidade-MI

Estas protecções têm como função a detecção de defeitos entre o transformador e as barras MT e AT. Estas protecções detectam qualquer tipo de defeitos, sendo, no entanto insensíveis a defeitos à terra com resistências consideráveis. A actuação destas ocorre se por algum motivo a protecção de distância não tiver ocorrido, dizendo-se assim que serve de Backup à função de Distancia.

Máximo Homopolar de Terras Resistentes

Esta função destina-se a detectar defeitos fase terra muito resistivos. Uma vez que para defeitos monofásicos muito resistivos a corrente de curto-circuito depende fundamentalmente da resistência de defeito, e muito pouco da sua localização, a selectividade só pode ser conseguida por escalonamento temporal, ou seja, se um defeito for detectado pelas protecções a protecção direccional de terras deverá ter uma temporização que permita a protecção de distância a sua eliminação em 1º ou 2º escalão.

Máximo de intensidade Homopolar de grande sensibilidade

Esta função é utilizada quando a realização de trabalhos em tensão das linhas AT. Tem como objectivo a detecção de defeitos monofásicos muito resistivos (ordem dos $K\Omega$). Esta função deverá apenas manter-se em serviço quando o painel se encontra em Regime Especial de Exploração (REE).

Transformador AT/MT

Um transformador de potência é um equipamento de preço elevado, pelo que se torna necessário reduzir ao mínimo qualquer tipo de avaria ou defeito interno. Se por ventura ocorrer algum tipo de avaria o transformador possui um conjunto de protecções próprias. Para além das protecções próprias são também instaladas protecções de Máximo de Intensidade e Protecção diferencial.

Protecção de Máximo de Intensidade MI

Estas funções estão instaladas ao nível do Andar AT e ao nível o andar MT. Têm como objectivo a detecção de defeitos entre o transformador e as barras, AT e MT. É uma função de tempo independente, estando temporizada para 1s.

Protecção Diferencial

Esta função deverá detectar rapidamente uma situação de defeito na zona protegida, a partir da comparação das correntes dos dois lados do transformador. A sua actuação provoca o disparo instantâneo do transformador.

As duas funções anteriormente referidas são implementadas nas unidades de painel.

As protecções próprias do transformador de potência são:

- Protecção de Buchholz, detecta gases gerados quando ocorrem defeitos internos de isolamento, tendo um nível de alarme e outro de disparo.
- Protecção de temperatura de óleo
- Protecção de temperatura do enrolamento do transformador – imagem térmica,
- Protecção de sobrepressão
- Protecção de comutador em carga, baseada no uso de um relé do tipo Bucholz.

Barras AT

Protecção Mínimo de frequência

Esta função tem actuação instantânea e previne possíveis incidentes nas redes de produção e Transporte (ruptura do equilíbrio Produção – Consumo). A Frequência está determinada para um valor pré fixo, quando a frequência desce abaixo desse valor é actuada a protecção de mínimo de frequência. A actuação desta função de mínimo de frequência por sua vez origina o desencadeamento de uma função automática - Deslastre/Relastre de Frequência.

O conjunto destes dois funcionalismos deslastra selectivamente a carga MT quando a frequência baixa, repondo-a em serviço quando a tensão reaparece.

Protecção Mínimo de Tensão

Face ao desaparecimento da tensão no barramento AT é actuada a função de protecção de mínimo de frequência. Esta função tem uma temporização de 1s, tal como a protecção de Mínimo de Frequência também a esta função está associado um automatismo – Deslastre/Reposição por Tensão.

TSA +RN

Detecção de Terras Resistentes – DTR –

Esta função possui as seguintes funcionalidades:

- Eliminar defeitos monofásicos muito resistivos ($15.46K\Omega$) no barramento MT
- Tem ainda a função de fornecer os sinais necessários ao funcionamento das linhas MT, em regime especial de exploração, ou seja,
- Sinal temporizado a 1,5 segundos (REEA)
- Sinal de arranque (REEB)
- Associado a esta protecção está um relé, que dará ordem de disparo aos disjuntores de MT e AT dos transformadores ligados ao barramento em que se detectou o defeito, com uma temporização de 3 minutos, só actua no caso de defeito à terra no barramento MT, não eliminado pela MIH de barras, ou no caso de inoperância da PTR da linha em que se encontrou o defeito.

Protecção de desequilíbrio por Escalão

Detecta situações de defeito interno nas baterias (p.ex.: danificação de um elemento). Esta protecção é do tipo homopolar e a ela está associada uma regulação de tempo de alarme e uma regulação de tempo de disparo.

Protecção de terras resistentes – PTR –

Protecção homopolar de alta sensibilidade, destinada a eliminar defeitos fase-terra de elevada resistência. Esta protecção dispõe de uma curva de funcionamento do tipo muito inverso, garantindo assim a selectividade da saída em defeito com as outras saídas MT, percorridas nessa ocasião por correntes homopolares capacitivas.

1.4.2. FUNÇÕES DE AUTOMATISMOS

1.4.2.1. INTRODUÇÃO

As funções de automatismo foram aplicadas às redes de Distribuição de Energia Eléctrica com o objectivo de reduzir os tempos de interrupção de serviço após um incidente na rede e para realizar funções simples mais repetitivas que eram realizadas manualmente pelos operadores.

Estas funções têm como objectivo garantir o melhor funcionamento da subestação no menor tempo possível.

Para que isto seja garantido tem que haver uma gestão eficiente e devidamente sincronizada das várias funções.

1.4.2.2. DESCRIÇÃO DAS FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO

Religação

A função Religação destina-se a eliminar automaticamente os defeitos fugitivos e/ou defeitos semipermanentes em linhas MT, assegurando a reposição do serviço após uma interrupção mais ou menos curta sem intervenção do pessoal operador.

Assim, após o defeito ser detectado pela protecção, o automatismo comanda o disjuntor da linha de modo a este abrir por um período curto (tipicamente 300 *ms* - Religação Rápida) e, se o defeito persistir após o fecho, por um ou dois períodos mais longos (tipicamente 15 *s* - Religação Lenta). Se o defeito persistir, a linha é disparada definitivamente.

Pesquisa de Terras Resistentes

A função Pesquisa de Terras Resistentes destina-se a identificar, por tentativas, o circuito MT (linha ou barramento) onde se verificou um defeito à terra que não seja detectável pelas protecções individuais dos próprios circuitos. Tais defeitos, denominados Terras Resistentes, caracterizam-se pela sua elevada resistência, conduzindo a valores muito baixos de corrente de defeito ficando assim aquém da sensibilidade das protecções individuais das linhas.

O algoritmo de pesquisa utilizado permite detectar a presença de terras, inclusivamente em duas ou mais linhas simultaneamente (o que é usual acontecer durante temporais).

A Pesquisa de Terras Resistentes tem vindo a ser progressivamente colocada fora de serviço, nomeadamente nas Subestações que possuem saídas de MT com Protecção de Terras Resistentes.

Deslastre / Relastre por Mínimo de Tensão MT (ou por Falta de Tensão AT)

A função Deslastre / Relastre por Tensão destina-se a evitar a realimentação brusca da totalidade dos circuitos ligados a um barramento (ou semi-barramento) em caso de regresso de tensão consecutivo a uma falta, e a permitir que a realimentação possa ser feita gradualmente com vista a reduzir os picos das correntes de ligação.

Para o efeito, os circuitos ligados ao barramento (ou semi-barramento) são desligados em caso de falta de tensão e voltarão a ser ligados, sequencialmente, após o regresso confirmado da tensão.

Deslastre por Mínimo de Frequência

A função Deslastre por Mínimo de Frequência destina-se a evitar o afundamento geral da rede, em caso de diminuição da frequência abaixo de valores pré-fixados devido a incidentes nas redes de Produção e Transporte – ruptura do equilíbrio Produção-Consumo.

Para o efeito, as cargas alimentadas pela subestação (linhas MT) são agrupadas em dois conjuntos conforme a sua importância e prioridade; a cada conjunto corresponde um escalão de baixa de frequência, sendo desligadas de cada vez as linhas incluídas em cada escalão. Para a reposição do serviço é necessária uma ordem voluntária, emitida localmente ou do Posto de Comando (via telecomando) de desencravamento da reposição.

Função Comando de Baterias de Condensadores

A função de automatismo Função Comando de Baterias de Condensadores destina-se a provocar a abertura ou fecho dos disjuntores dos painéis de baterias de Condensadores MT de modo a compensar o excesso de energia reactiva existente na rede.

Foram inicialmente adoptados dois modos de implementação:

- Controlo horário, onde as baterias de condensadores são ligadas e desligadas com base numa tabela pré-definida;
- Controlo varimétrico, onde as baterias de condensadores são ligadas e desligadas com base no cálculo do valor de energia reactiva a cada momento).

O segundo modo de implementação deixou de ser implementado devido a dificuldades de coordenação desta função de automatismo com as restantes.

Função Regulação de Tensão

A função Regulação de Tensão, no âmbito das subestações de distribuição AT/MT, destina-se basicamente a manter a tensão de um barramento (ou semi-barramento) MT num domínio de valores pré-fixados, compensando os efeitos da variação do valor da tensão primária e das quedas de tensão em carga no (s) transformador (es) que alimenta (m) o barramento em questão.

A tensão do barramento é constantemente comparada com uma tensão de referência e, se a diferença exceder um determinado desvio admissível durante um certo tempo, o automatismo emite uma ordem de subida ou descida para o regulador em carga do transformador. Além deste funcionamento básico, dispõe ainda de facilidades de:

- Bloqueio por mínimo ou máximo de tensão;
- Compensação da queda numa linha;
- Funcionamento em paralelo de transformadores.

Capítulo 2: Abordagem à IEC61850

Âmbito

Este capítulo tem como objectivo fornecer uma visão geral e introdutória da nova norma – IEC 61850 – que está a ser desenvolvida pela Comissão Técnica Internacional com o intuito de resolver definitivamente o problema da integração e comunicação dos equipamentos das subestações eléctricas pertencentes a fabricantes distintos.

IEC 61850 prevê como os elementos de uma subestação (motores, relés, disjuntores, transformadores, etc.) são modelados (Modelo de dados) e como são vistos pelos outros perante a rede de comunicação. No fundo, IEC 61850 poderá caracterizar-se como um conjunto de regras e protocolos para o estabelecimento de comunicação dentro de uma Subestação.

O capítulo dois deste relatório inicia-se com uma introdução à norma IEC 61850, onde resumidamente se apresentam as características mais importantes da norma, seguindo-se de uma abordagem aos quatro capítulos mais importantes da norma, sendo eles o Cap. 5, 6, 7 e 8, aonde se expõe de uma forma mais exaustiva o conteúdo do IEC 61850.

Capítulo 2: Abordagem à norma IEC61850

2. INTRODUÇÃO/ RESUMO

2.1. PORQUÊ?

Actualmente, os Sistemas de Automação das Subestações (SAS) consistem num conjunto de equipamentos de diferentes fabricantes e de diferentes gerações. Para estabelecer a comunicação entre os dispositivos de protecção e controlo, variadíssimos protocolos são utilizados. Uma pequena apresentação é dada na seguinte figura:

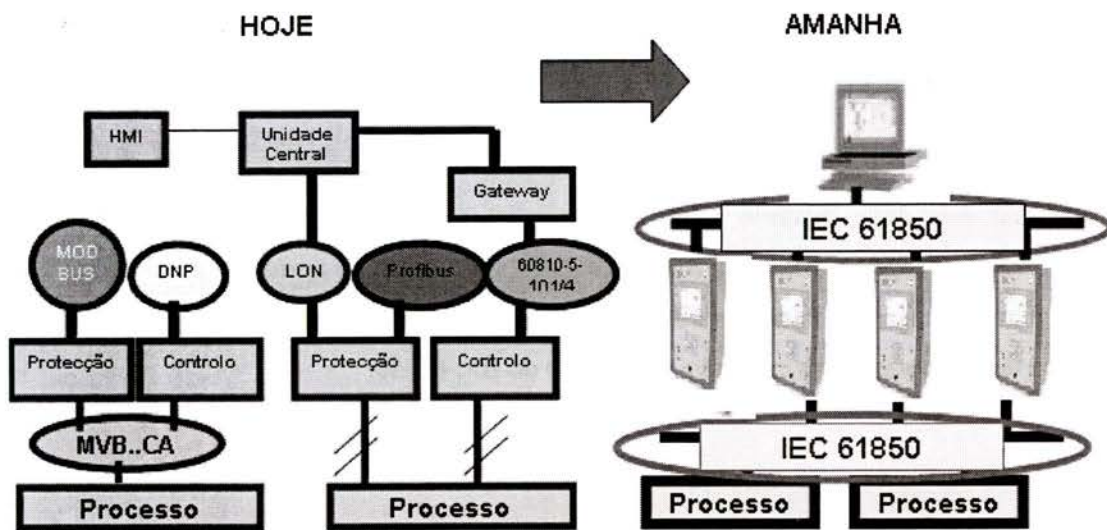


Figura 5 – Protocolos proprietários – Não Proprietários – Norma IEC 61850

Os protocolos utilizados poderão ser de carácter proprietário ou não proprietário. Alguns protocolos são concebidos para aplicações específicas ou configurações de instalações únicas – *protocolos proprietários*, outros são estruturados utilizando-se protocolos ou normas internacionais – *protocolos não proprietários*, sendo também ajustados às necessidades de instalações locais.

Se um SAS é fornecido por apenas um fabricante, as comunicações entre os equipamentos de controlo e/ou os equipamentos de protecção são naturalmente bem coordenadas, sendo esta uma situação rara, pois um sistema raramente é fornecido por um único fabricante. Geralmente observamos que um SAS é constituído por vários equipamentos de diferentes fabricantes, originando “ilhas de comunicação” (figura 5) o que implica que as empresas que fornecem os sistemas de controlo e protecção tenham despesas elevadas quer na montagem ou manutenção

do sistema. Neste cenário, apenas se consegue comunicar com equipamentos de diferentes fabricantes recorrendo ao uso de dispendiosos conversores de protocolos (gateways).

Contudo, nesta situação existe uma desvantagem, com a utilização de conversores para a comunicação entre dispositivos de diferentes fabricantes introduz-se um “delay”, que poderá ser crítico para sistemas em tempo real, como é o caso das protecções das subestações. Visto que atrasos na troca de mensagens podem gerar actuações indevidas provocando distúrbios no fornecimento de energia eléctrica.

Os sistemas de protecção das subestações têm evoluído bastante com a utilização de dispositivos numéricos de protecção, especialmente com o aproveitamento de relés microprocessadores que introduzem nos sistemas de protecção uma elevada capacidade de processamento.

Rapidamente os relés microprocessadores usados nos sistemas numéricos evoluíram para Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs – Intelligent Electronic Devices) que, comparados com equipamentos de protecção electromecânicos e estáticos, apresentam um carácter multifuncional. Estes dispositivos, para além das funções de protecção, integram também outras funções, tais como: funções de controlo e capacidade de comunicação.

Uma das principais características dos IEDs é permitirem a execução de funções de protecção e controlo distribuídas sobre uma rede local (LAN), devido às suas potencialidades internas de elevada velocidade.

A utilização de uma rede local permite a substituição dos fios de cobre usados na interligação entre os dispositivos e a aquisição de sinais por uma instalação de comando digital. Permitindo assim uma melhoria significativa na funcionalidade da protecção sem qualquer aumento no custo. Portanto, os IEDs estão a começar a conquistar uma significativa aceitação, sendo já reconhecidos como essenciais para a operação eficiente de uma subestação moderna.

Como citado anteriormente, nos dias que correm torna-se importantíssimo poder integrar numa mesma rede de comunicação IEDs de fabricantes distintos. Sendo assim a – INTEROPERABILIDADE – é um requisito fulcral num sistema de comunicações em Subestações!

Para além da interoperabilidade, outros requisitos de comunicação são de igual forma importantes:

- Elevada velocidade de comunicação de IED para IED;
- Elevada disponibilidade;
- Tempo de entrega garantido;
- Protocolos definidos;
- Suporte para tensão e fluxo de amostras de dados;
- Suporte para transferência de ficheiros;
- Auto-configurabilidade/suporte para configuração;
- Suporte para segurança.

Dados estes requisitos, no início dos anos noventa o projecto Utility Communications Architecture (UCA) começou a ser desenvolvido nos Estados Unidos no EPRI (*Electric Power Reserch Insitute*) com o objectivo de desenvolver uma estrutura de comunicação em tempo real comum a todos os fabricantes. Em meados dos anos 90, três grupos de trabalho do Comitê Técnico TC57 da IEC (International Electrotechnical Commision) foram convocados para preparar uma norma para comunicação dos sistemas nas subestações. O trabalho americano foi chamado de UCA 2.0. Uma vez que, EPRI e UCA estavam a atingir o mesmo objectivo decidiram associar-se para obter uma norma internacionalmente aceite.

Sendo essa norma: *IEC 61850 Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações (do inglês, IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substation)*.

A norma IEC 61850 define aspectos da rede de comunicação das subestações, tendo sempre como objectivo garantir os requisitos referidos anteriormente. Assim sendo os principais aspectos de comunicação focados na IEC 61850 são:

- O Modelo de dados
- A Pilha de protocolos
- A Linguagem de Configuração
- Os Tipos de Mensagens

Apesar de definir estes aspectos com bastante precisão, a IEC 61850 deixa em aberto a possibilidade de configuração de futuras funções dependendo das necessidades dos utilizadores, possibilitando assim a utilização dos progressos da tecnologia de comunicação e as necessidades dos utilizadores – “À prova de Futuro”.

Esta norma está dirigida para a comunicação entre dispositivos no interior da Subestação. A comunicação com os níveis superiores está fora do âmbito desta norma, mas estando já a ser prevista para um futuro próximo, sendo que o tempo formal para a publicação é para Outubro de 2008.

2.1.1 ARQUITECTURA

A norma define vários aspectos da rede de comunicação das subestações. Estes aspectos estão divididos em 10 grandes secções, sendo a sua arquitectura representada como se mostra na figura seguinte.

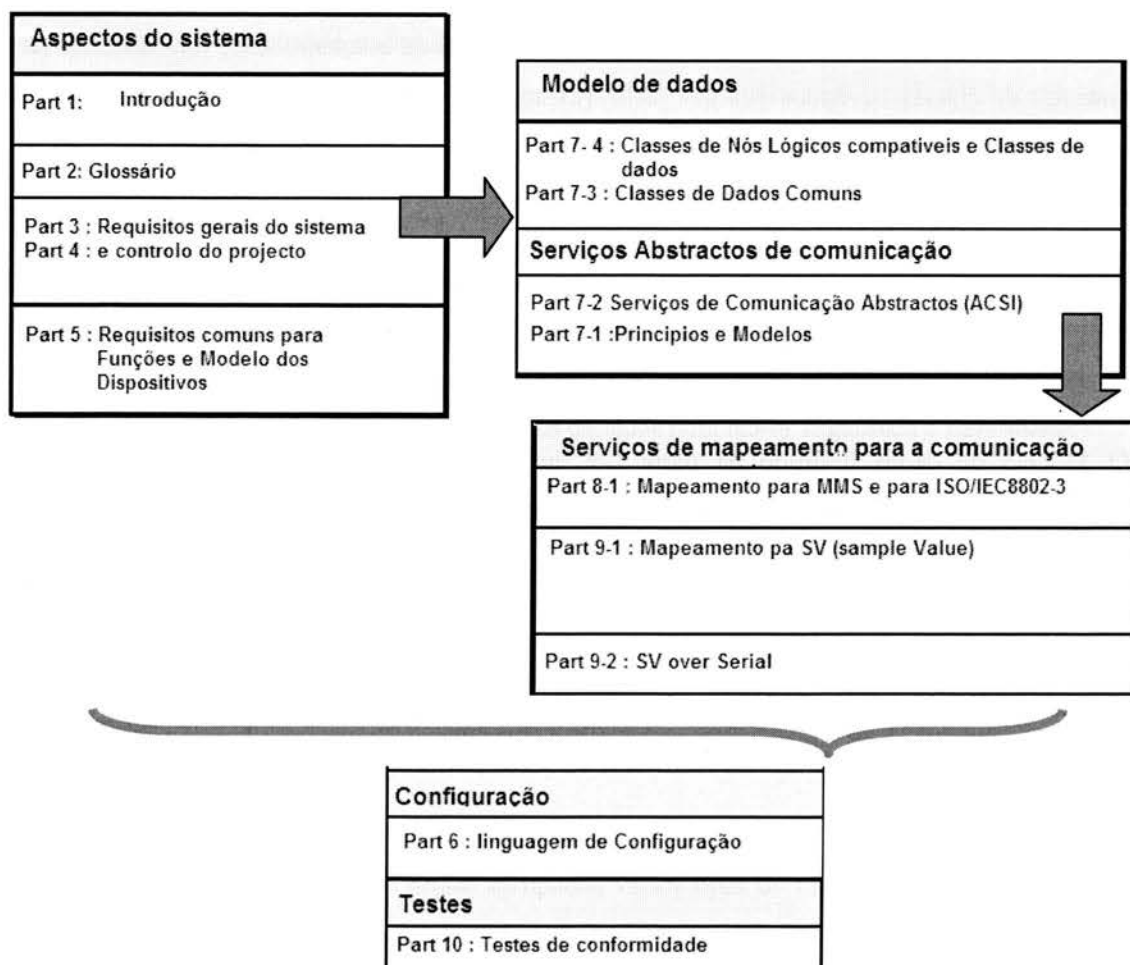


Figura 6 – Arquitectura da norma IEC 61850

Para uma melhor compreensão da norma IEC 61850 é aconselhável seguir o percurso exemplificado na figura anterior.

As partes 3, 4 e 5 da norma começam pela identificação dos requisitos funcionais específicos para a comunicação em uma subestação. Estes requisitos são então usados como base para auxiliar na identificação dos serviços, modelos de dados, aplicação de protocolos requeridos. Ou seja, nestas primeiras partes definem-se todos os requisitos necessários a cumprir para a definição de protocolos, modelos e serviços definidos dos capítulos seguintes.

A parte 7 da norma é constituída por 4 sub-partes, que de um modo global referem-se à estrutura básica da comunicação. Este conjunto de sub-partes normaliza abstractamente o modelo de dados, que representa as funções e os atributos dos dispositivos físicos pertencentes a uma subestação. Sendo este modelo orientado a objectos, utiliza todos os conceitos associados a este tipo de estrutura de dados.

As partes 7.3 e 7.4 especificam de uma forma abstracta quais os dados disponíveis numa subestação, como estes se designam e como são descritos. A abstracção dos objectos de dados é criada por peças comuns tais como estado, controlo, medida e substituição, introduzindo-se o conceito de classes de dados comuns CCD (Common Data Classes), que definem blocos de construção comuns para a criação de objectos de dados maiores. Os elementos da CCD são definidos na parte 7.3.

A parte 7.2 define a forma como os dados podem ser acedidos e trocados, ou seja apresenta um conjunto de serviços abstractos que permitem a passagem do fluxo de informação através de uma rede de comunicação, LAN.

O Modelo de dados definido na parte 7-x, no fundo é formado por uma hierarquia de componentes de Hardware e Software, como mostra a figura seguinte.

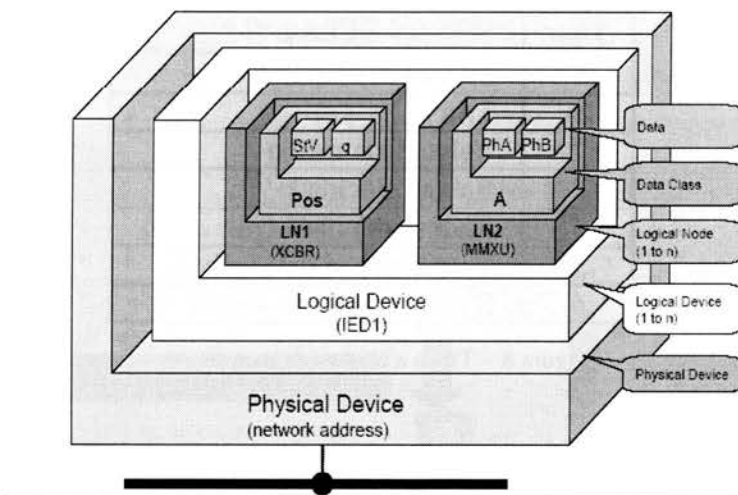


Figura 7 – A Figura ilustra a estrutura hierárquica do modelo de dados interno ao dispositivo físico.

Dadas as definições abstractas de dados e serviços, o passo seguinte é definir como os dispositivos podem ser conectados à rede de comunicação. Para tal é necessário definir como mapear os serviços e dados abstractos para um protocolo real. A secção 8.1 define o mapeamento dos objectos de dados abstractos e serviços sobre as especificações das mensagens de fabrico – MMS (*Manufacturing Message Specification*) e as secções 9.1 e 9.2 definem o mapeamento de amostra dos valores medidos – SMV (de acordo com: ponto-a-ponto unidireccional e multiponto bidireccional) sobre uma frame de dados Ethernet.

A parte 6 define uma linguagem de descrição formal para a configuração dos SAS. Esta linguagem conhecida como *Substation Configuration Language* – SCL é baseada em *eXtended Markup Language* – XML e tem como objectivo principal normalizar os atributos de configuração de forma a permitir configurações de IEDs com maior segurança e fiabilidade.

Finalmente, a parte 10 do documento define uma metodologia de testes, com o objectivo de determinar “conformidade” com as numerosas definições de protocolos e restrições definidas no documento. Esta parte ainda não está publicada, encontra-se de momento em fase de aceitação.

2.1.2. ASPECTOS DA COMUNICAÇÃO – TIPOS DE MENSAGENS/SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO / PILHA DE PROTOCOLOS

Na parte 5 da norma como já foi referido são definidos os requisitos de comunicação, como resultado dos requisitos definidos foram agrupados vários tipos de mensagens de acordo com a sua importância, sendo classificadas por classes de desempenho. São apresentadas na seguinte tabela:

| Tipo | Classe |
|------|-------------------------------------|
| 1 | Mensagens rápidas |
| 1A | Trip |
| 2 | Velocidade média |
| 3 | Baixa velocidade |
| 4 | Dados em rajada (<i>raw data</i>) |
| 5 | Transferência de arquivos |
| 6 | Sincronização de tempo |

Figura 8 – Tipos e classes de mensagens

Os tipos de mensagens estão agrupados de acordo com os tempos de transferência na rede LAN. Este grupo de seis diferentes tipos de classes de mensagens pode ser decomposto em 3 tipos diferentes de mensagens: mensagens que utilizam o mecanismo Cliente/Servidor, mensagens GSE (Generic Substation Event) e por fim mensagens SV (Sampled (analog) Values).

Mensagens Cliente / Servidor

O mecanismo Cliente / Servidor abrange as seguintes mensagens:

- Mensagens de sincronização de tempo (tipo 6),
- Serviços ACSI (*Abstract Communication Service Interface*) (tipos 2, 3 e 5)

Mensagens GSE

AS mensagens GSE englobam as seguintes mensagens:

- GSSE (Generic Substation Status Event), que pertencem à classe de mensagens do tipo 1 e 1A e transportam informações de estado, suportando apenas uma estrutura fixa de dados.
- GOOSE (Generic Object Oriented system Events), estas mensagens pertencem à classe 1 e 1A, referem-se aos seguintes eventos: comandos de disparo e informação de encravamento. Diferindo das GSSE, uma vez que transportam estruturas de dados configuráveis.

As mensagens SV

- Informação de amostras de valores analógicos, referem-se por exemplo à corrente e à tensão do transformador.
- Estas mensagens são do tipo 4

A figura seguinte ilustra os serviços para a troca das mensagens referidas.

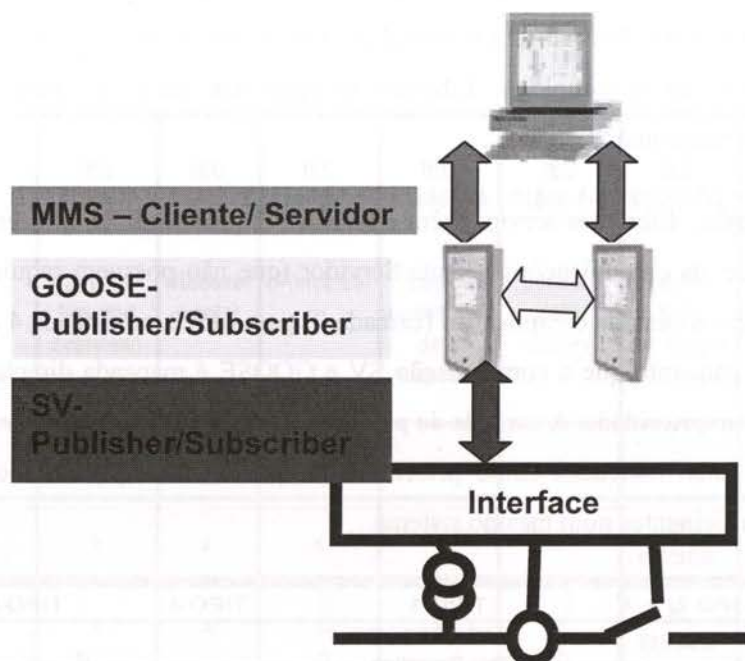


Figura 9 – Serviços para troca de mensagens

2.1.3 PILHA DE PROTOCOLOS – MODELO OSI

A comunicação utiliza tecnologia “mainstream”, isto é, o modelo OSI. O modelo das 7 camadas é composto na camada 1 e 2 por Ethernet, na camadas 3 e 4 por TCP/IP e nas camadas 5 e 7 pelo protocolo MMS.

Os serviços e o modelo de dados definidos nas partes 7 – X que utilizam o mecanismo Cliente /Servidor, empregam todas as camadas do modelo OSI: à camada de aplicação (camada 7) os serviços são mapeados para MMS as restantes camadas são mapeadas como se pode verificar na figura 7. Pelo facto das mensagens Cliente/ Servidor percorrerem todas as camadas do modelo OSI, são portadoras de um atraso devido ao processamento em cada camada.

Por este facto, estas mensagens devem estar relacionadas com serviços em que a restrição de tempo não seja o ponto mais prioritário, por exemplo, transferência de ficheiros, comandos para controlo, etc.

Mensagens como SV e GOOSE tais como indicações de estado (SV), bloqueios e disparos (GOOSE), são mapeadas directamente para a camada de ligação lógica (nível 2 - Ethernet).

O motivo pelo qual estas mensagens dispensam do mapeamento das camadas intermédias, deve-se ao facto destas mensagens possuírem requisitos de tempo muito curtos, ou seja, têm que ser transferidas em “tempo real”.

Note-se que hoje, a maioria dos esforços e capital são investidos em tecnologia de comunicação Ethernet e também que a tecnologia Ethernet se aproxima cada vez mais do processo competindo com o tradicional “fieldbus”.

Em jeito de conclusão, diferentes serviços têm diferentes requisitos de tempo real. IEC 61850 especifica então que: as comunicações Cliente/Servidor (que não possuem requisito de tempo crítico) são mapeadas à camada de aplicação (camada 7) para MMS, na camada 4 e 5 utilizam o protocolo TCP/IP, enquanto que a comunicação SV e GOOSE é mapeada directamente para a camada Ethernet com prioridade. A camada de prioridade assegura que as estruturas do SV e do GOOSE de saída estão marcadas como prioritárias e que são manipuladas com prioridade dentro dos IEDs participantes num mesmo sistema.

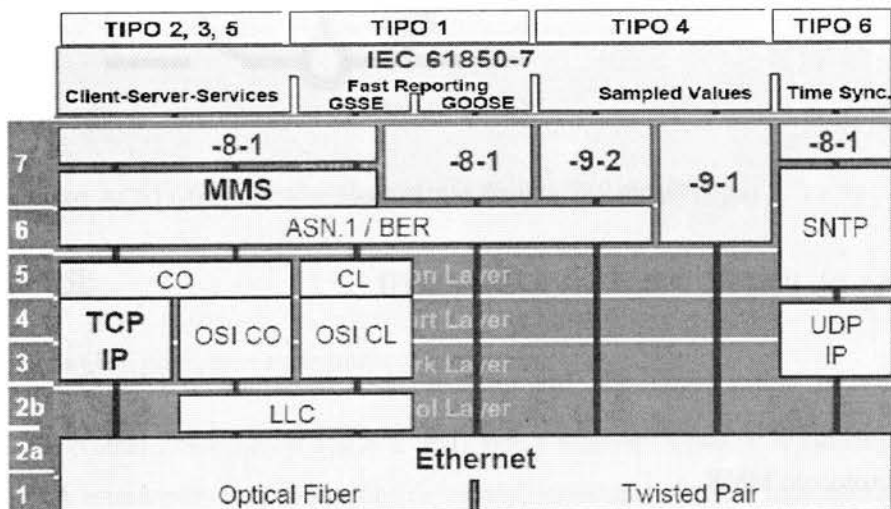


Figura 10 – Pilha de protocolos

2.1.4. ABORDAGEM POR CAPÍTULOS DA IEC 61850

Na seguinte tabela, apresenta-se um guia para o leitor, ilustrando assim quais as partes da norma IEC 61850 se adequam para cada tipo de leitor/utilizador.

| User | | IEC 61850-1 (Introduction and overview) | IEC 61850-5 (Requirements) | IEC 61850-7-1 (Principles) | IEC 61850-7-4 (Logical nodes and data classes) | IEC 61850-7-3 (Common data classes) | IEC 61850-7-2 (Information exchange) | IEC 61850-6 ^a (Configuration language) | IEC 61850-8-x IEC 61850-9-x ^a (Concrete communication stack) |
|------------|------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|---|--|---|--|---|
| Utility | Manager | x | - | Clause 5 | - | - | - | - | - |
| | Engineer | x | x | x | x | x | In extracts | x | - |
| Vendor | Application engineer | x | x | x | x | x | In extracts | x | In extracts |
| | Communication engineer | x | x | x | - | - | x | - | x |
| | Product manager | x | x | x | x | In extracts | In extracts | In extracts | - |
| | Marketing | x | x | Clause 5 | In extracts | In extracts | In extracts | In extracts | - |
| Consultant | Application engineer | x | x | x | x | x | - | x | - |
| | Communication engineer | x | - | x | - | - | x | x | x |
| All others | | x | x | x | - | - | - | - | - |

Figura 11 – Guia de leitura para o utilizador

2.2. IEC61850 – PARTE 5: Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos

2.2.1. Âmbito

A parte cinco do IEC 61850, normaliza a comunicação entre os dispositivos electrónicos inteligentes, (IEDs), e os requisitos relacionados com o sistema.

As especificações desta parte são referentes aos requisitos de comunicação das funções realizadas em Sistemas de Automação de Subestações (SAS) e a modelos dos dispositivos. Todas as funções conhecidas e respectivos requisitos estão identificados, sendo a descrição das funções utilizada apenas para a identificação dos requisitos de comunicação entre serviços técnicos e a subestação e requisitos de comunicação entre IEDs, pretendendo-se assim atingir a interoperabilidade para todas as interações. A informação trocada e a performance requerida são também definidas.

Começa-se com uma definição de função e a sua localização, seguindo-se da explicação de Nós Lógicos e PICOMS e da relação entre estes três conceitos. São apresentados também exemplos de Nós Lógicos.

Apresenta-se em seguida todos os requisitos identificados dando especial atenção aos requisitos de performance, uma vez que em redes de comunicação este aspecto é fulcral.

2.2.2. FUNÇÕES – NÓS LÓGICOS (LNS) – PICOMS

2.2.2.1. FUNÇÕES NUM SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

As funções do SAS referem-se a tarefas que têm de ser executadas nas subestações. Estas são funções que supervisionam, vigiam e protegem o equipamento da subestação e os seus alimentadores. Existem também funções que são necessárias para a manutenção do sistema de automação das subestações, isto é, configuração do sistema, gestão do sistema ou gestão de software.

Estas funções, podem ser logicamente dispostas em três níveis diferentes (estação, bay/unidade, ou processo). Estes níveis são demonstrados na figura 12 juntamente com as interfaces lógicas de (1 a 10).

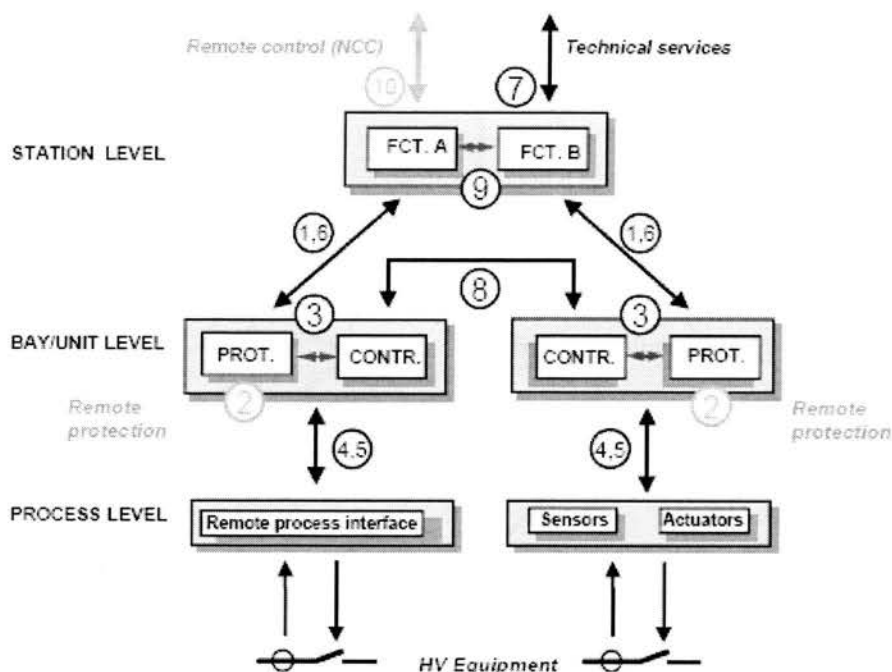


Figura 12 – localização das Funções de um SAS

Funções ao nível do processo: são as funções que fazem interface com o processo. Estas funções comunicam através das interfaces lógicas 4 e 5 no nível bay.

Funções de nível bay: são funções que usam principalmente os dados de uma bay e actuam no equipamento primário de uma bay. Estas funções comunicam através da interface lógica 3 dentro do nível bay e via as interfaces lógicas 4 e 5 para o nível do processo, isto é, com um qualquer tipo de I/O remoto, sensores inteligentes ou actuadores.

Funções de nível de estação:

1) Funções de nível de processo da estação: são funções que usam dados de mais do que uma bay ou uma subestação completa e que actuam no equipamento primário. Estas funções comunicam principalmente através da interface lógica 8.

2) Funções de nível de interface da estação: são funções que representam a interface entre o sistema de automação das subestações e o operador local da estação – HMI – para um centro de controlo remoto (TCI) ou para o local de trabalho de engenharia para controlo e manutenção (TMI). Estas funções comunicam com o nível bay através das interfaces lógicas 1 e 6 e com o mundo exterior através da interface 7 e da interface de controlo remoto.

Para alcançar os requisitos de comunicação numa subestação, uma identificação de todas as funções é necessária. A descrição das funções tem em consideração uma abordagem de Nós Lógicos (LNs) e PICOM e consiste de três etapas:

- Descrição de função incluindo a decomposição em LNs;
- Descrição de nós lógicos incluindo os PICOMs trocados;
- Descrição de PICOM incluindo atributos.

2.2.2.2. CONCEITO DE NÓ LÓGICO (LNS)

Nós lógicos e conexões lógicas:

Para realizar os requisitos apresentados ao longo de todo este trabalho, especialmente a livre distribuição e atribuição de funções, todas as funções são decompostas em nós lógicos que podem estar alojados em um ou mais dispositivos físicos. Há alguns dados a ser comunicados que se referem, não a uma função, mas ao próprio dispositivo físico como a informação de um crachá ou o resultado da auto-supervisão de um dispositivo. Assim, um “dispositivo” para nó lógico é necessário e será introduzido como LLN0.

Os LNs estão ligados por conexões lógicas (LC) para uma troca de dados dedicados entre uns e outros. Assim, a norma IEC 61850 definirá a comunicação entre LNs.

Esta abordagem é ilustrada na figura 13. Os nós lógicos (LNs) são ambos distribuídos a funções (F) e a dispositivos físicos (PD). Os nós lógicos são ligados por conexões lógicas (LC), os dispositivos físicos por conexões físicas (PC); qualquer conexão lógica é parte de uma conexão física. O “dispositivo” do nó lógico destinado a qualquer dispositivo físico e exposto como LN0.

Visto ser impossível definir todas as funções, distribuições e interações para uso presente e futuro, é muito importante especificar e normalizar a interação entre nós lógicos de uma forma geral.

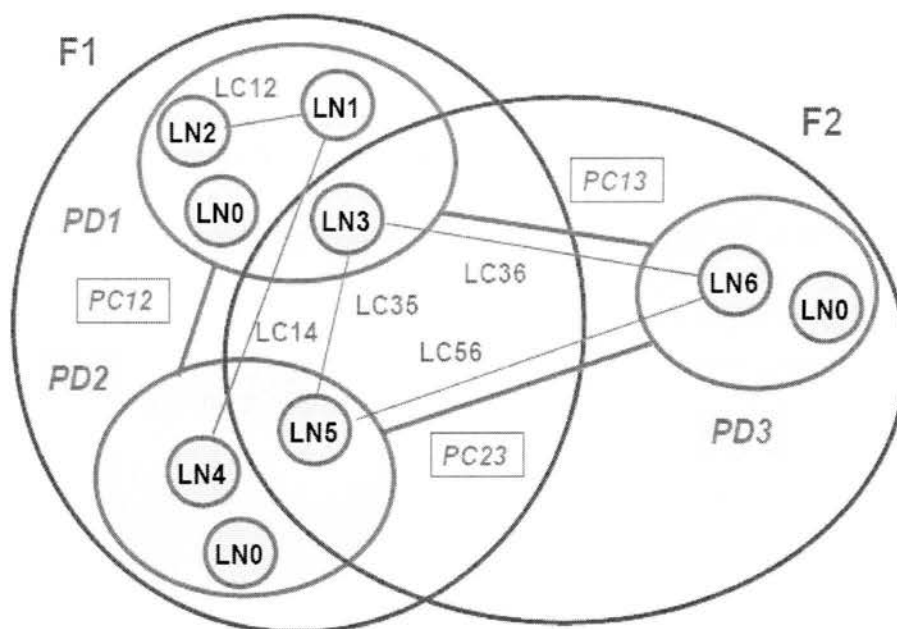


Figura 13 – Conceito nó lógico

2.2.2.3. CONCEITO DE PICOM

O conceito de PICOMs foi introduzido por CIGRE WG34. 03 (de acordo com o Relatório Técnico, Ref. ^a180) e são usados para descrever a informação trocada entre LNs.

PICOMs descrevem informação trocada (“conteúdo”) e requisitos de comunicação (“atributos”). Os “bocados no fio” são encontrados nos mapeamentos, isto é, em IEC 61850-8-x e IEC 61850-9-x.

As componentes de PICOM são:

- Dados, em termos do conteúdo de informação e a sua identificação como requerida para funções (semântica);
- Tipo, descreve a estrutura dos dados, isto é, se é um valor analógico ou binário, se é um valor singular ou um conjunto de dados, etc;
- Performance, no sentido do tempo de transmissão permitido (definido por classe de performance), a integridade dos dados e o método ou causa da transmissão (por ex., periódico, causado por um evento ou pedido);

- Conexão lógica, contendo a fonte lógica (LN emissor) e o escoamento lógico (LN de destino ou receptor).

Os PICOMs possuem três tipos de atributos definidos pelo seu propósito:

1. Atributos de PICOM apenas para cálculos de fluxo de dados
2. Atributos PICOM a ser cobertos só na altura da configuração
3. Atributos PICOM a ser convertidos por qualquer mensagem

Resumindo:

Função – Dispositivo físico – Nó Lógico – PICOM

- **Função – Tarefa** executada pelo Sistema de Automação da Subestação
- **Dispositivo físico -** Equipamento projectado para desempenhar parte de uma função
- **Nó Lógico** – é um modelo abstracto de um dispositivo real ou de uma função.
- **PICOM** – Parte da Informação para a comunicação: dados

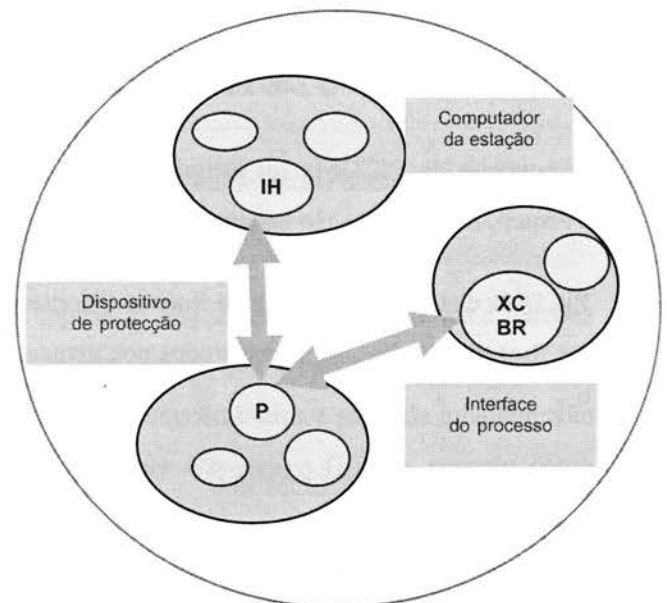


Figura 14 – Função de protecção com 3 nós lógicos

A maioria das funções consiste de um mínimo de três nós lógicos. Isto é, o LN com uma funcionalidade central em si, a interface do processamento do LN e o acesso humano à função. Assim, os três nós lógicos representados são; IHM = interface do operador, P.. = função de protecção, XC BR = disjuntor de circuito a ser disparado, e localizam-se respectivamente nos 3 dispositivos físicos: computador de estação, dispositivo de protecção e interface de processamento remoto.

2.2.2.4. LISTA DE NÓS LÓGICOS

A parte 5 da norma fornece uma extensa lista de LNs utilizados nas Subestações, aqui apenas são apresentados alguns exemplos:

| Nó Lógico | IEC 61850 | IEEE C37.2 – 1996 | Descrição e comentários |
|--|--------------|----------------------|--|
| Protecção direccionada de falha terra para redes compensadas baseadas no princípio wattmatic | PWDE | 32 | Este relé de potência direccionada trabalha num valor predeterminado de potência de falhas terra numa dada direcção em redes compensadas. Dependendo da filosofia de protecção e da qualidade dos transdutores de corrente, é usado só como indicador de falhas ou também para disparo. |
| Protecção baixa intensidade de corrente/baixa intensidade de potência | PUCP | 37 | Um relé de baixa intensidade de corrente ou baixa intensidade de potência funciona quando o fluxo da corrente ou da potência desce abaixo de um valor predeterminado |
| Protecção de perda de campo e baixa excitação | PUEX | 40 | Relé campo é um relé que funciona num valor determinado ou anormalmente baixo (falha de uma corrente de campo, ou um valor excessivo de uma componente reactiva de corrente do induzido numa máquina AC). |
| Protecção de corrente de fase inversa ou equilíbrio fase | PPBR | 46 | Relé de corrente de fase inversa ou equilíbrio fase é um relé que funciona quando as correntes polifásicas são de sequência de fase inversa ou quando as correntes polifásicas são desequilibradas ou contêm componentes de sequência fase ou quando a tensão polifásica está desequilibrada, ou quando a tensão sequência fase negativa excede um dado valor. |

| | | | |
|--------------------------------|------|----------------|---|
| Protecção de arranque do motor | PMSU | 48, 49, 51, 66 | Ao supervisionar o arranque do motor, esta previne contra sobrecargas no motor. |
|--------------------------------|------|----------------|---|

Tabela 1 – LNs, para Funções

Para se atingir a principal meta desta norma – INTEROPERABILIDADE – alguns requisitos têm que ser cumpridos. A meta da interoperabilidade para qualquer configuração resulta nos seguintes requisitos, que não são completamente independentes uns dos outros:

2.2.3. REQUISITOS

2.2.3.1. REQUISITOS DO DESIGN ESTÁTICO

A livre atribuição de funções a dispositivos não é apoiada pela comunicação; isto é, as comunicações têm de ter a capacidade de permitir que qualquer função seja executada em qualquer dispositivo. Isto não significa que todos os dispositivos têm de apoiar todas as funções.

As funções do SAS e o seu comportamento de comunicação serão independentes do dispositivo descrito, isto é, sem referências a nenhuma implementação de IEDs.

As funções só serão descritas até onde for necessário para a identificação da informação a ser trocada.

A interacção de funções atribuídas independentes de dispositivos será descrita pelas interfaces lógicas do meio. Estas interfaces lógicas podem ser livremente atribuídas a interfaces físicas ou redes locais para implementação.

As funções usadas hoje e os seus requisitos de comunicação são bem conhecidas, mas a norma IEC 61850 estará aberta também a requisitos de comunicação futuros resultantes de funções futuras.

2.2.3.2. REQUISITOS DE INTERACÇÃO DINÂMICA

A norma IEC 61850 definirá informação genérica a ser comunicada e o comportamento da informação genérica das funções de apoio a extensões funcionais do SAS já planeadas e futuras. Regras de extensão são fornecidas na norma.

A informação sobre a transferência de dados será definida com todos os atributos relacionados (ver PICOMs).

Os dados trocados conterão todos os atributos de forma a não haver ambiguidade na recepção.

O tempo de transferência aceitável para troca de dados será definido e garantido em qualquer situação.

2.2.3.3. REQUISITOS DE COMPORTAMENTO DE RESPOSTA

A reacção do nó receptor tem de encaixar no requisito global da função atribuída a ser executada.

O comportamento básico das funções em qualquer caso de degradação, isto é, no caso de mensagens erróneas, dados perdidos por interrupções na comunicação, limitação de recursos, dados fora de alcance, etc., tem de ser especificado. Isto é importante se a tarefa global não poder ser finalizada com sucesso, por exemplo, se o nó remoto não responder ou reagir da forma correcta. Estes requisitos são questões locais relacionadas à função, logo, fora do âmbito da norma IEC 61850. Mas o requisito definido pela norma IEC 61850 é o fornecimento de atributos de qualidade a serem transferidos tendo os dados em consideração.

2.2.3.4. REQUISITOS PARA COMPORTAMENTO DE NÓS LÓGICOS

O LN receptor saberá quais os dados necessários para executar determinada tarefa, isto é, terá capacidade para verificar se os dados enviados estão completos e válidos e se são de boa qualidade. Nos sistemas que operam em tempo real, como os SAS, o mais importante critério de validade é o de antiguidade de dados, sendo o LN emissor a estabelecer a maioria dos atributos de qualidade. Os LNs receptores são a entidade que decide se os dados são “velhos”.

Desta forma, os requisitos para comunicação que asseguram a interoperabilidade entre LNs distribuídos são reduzidos à normalização dos dados que devem estar disponíveis ou ser necessários como definido em IEC 61850-7-x.

Os requisitos mencionados acima implicam que o LN emissor seja também a fonte de dados primários, isto é, guarda os valores mais recentes destes dados, e que o LN receptor processa estes dados para uma qualquer funcionalidade relacionada. No caso de dados espelhados (imagem do processo de base de dados, servidor proxy, etc.) estes dados espelhados serão mantidos actualizados (“válidos”) da forma como são necessários para os dados usados pela função.

No caso de dados corrompidos, os LNs receptores não podem operar de uma forma normal, mas podem de um modo degradado. Assim, o comportamento dos LNs normais e de modo degradado de função tem de ser desenhado individualmente dependendo da função e esta está

fora do âmbito desta parte da norma IEC 61850. Outros LNs da função distribuída, assim como o sistema de supervisão, também serão informados desta degradação através de uma mensagem normalizada ou de atributos de dados de boa qualidade para que as acções necessárias sejam tomadas. Se houver, por exemplo, tempo suficiente, um pedido de envio de dados válidos também poderá ser enviado (retry). O comportamento sequencial detalhado das funções distribuídas não pode ser normalizado de forma alguma.

Exemplos de interoperabilidade complexa baseada em dados são os diferentes algoritmos de encravamento (ex. encravamento Booleano ou baseado em topologia) que pode ser executado com o mesmo conjunto de dados (as indicações de posicionamento do distribuidor).

Visto que o conceito de nó lógico cobre os requisitos essenciais de uma forma coerente e compreensível, este conceito em si é visto como um requisito, que será usado no modelo detalhado apresentado em IEC 61850-7-x.

2.2.3.5. REQUISITOS DE PERFORMANCE DE MENSAGEM

A comunicação entre LNs é descrita por milhares de PICOMs individuais. Numa primeira fase, todos os PICOMs vindos de LNs têm de ser quanto possível identificados e atribuídos a um *tipo de PICOM* através do uso de um propósito comum e de atributos comuns (consultar o anexo B.3 da norma onde estão expostos os atributos PICOMS mais comuns).

A grande extensão de requisitos de tempo de transferência reflecte a necessidade individual das funções. Visto que requisitos de tempo mais altos cobrem sempre os mais baixos, os requisitos podem ser resumidos em números para os tipos de mensagem introduzidas no capítulo 1.3.5 da norma (e referidas neste capítulo no ponto 4).

Essencial para um bom andamento de funções e crucial para quaisquer requisitos de performance do sistema de apoio à comunicação é o tempo máximo permitido para a troca de dados no contexto desta parte de IEC 61850, desta vez denominada “tempo de transferência” e claramente definido no ponto 13.4 da norma (e referido neste capítulo no ponto 3).

Para definir etiquetas de tempo (Time stamp) e tempos de transferência, os requisitos básicos para a descrição de tempo têm de ser claros. Requisitos de tempo de transferência são requisitos de sistema, requisitos de etiquetas de tempo são requisitos de dispositivo, mas referem-se à função de apoio do sistema de “Sincronização de tempo”.

2.2.3.6. REQUISITOS BÁSICOS DE TEMPO

À medida que dispositivos compatíveis com a norma IEC 61850 de fabricantes múltiplos se concretizam, não só nas subestações, mas em todo o sistema de energia, um formato comum para a etiquetagem de tempo feita por estes dispositivos é imposta. Seguem os requisitos específicos para o modelo de tempo e formato:

Precisão – dependendo da aplicação, uma diferente precisão de tempo é necessária. Os requisitos são:

O time stamp será baseado num norma de tempo existente (UTC é geralmente aceite como base de protocolo de tempo)

O modelo de tempo também terá de ser capaz de reconhecer segundos intercalados e fornecer informação suficiente para permitir que o utilizador faça cálculos em tempo delta para pares de eventos que cruzem a fronteira da intercalação de segundos.

O modelo do time stamp conterà informação suficiente para que o cliente possa processar dados e tempo sem informação adicional, tal como o número de intercalações desde o início do tempo.

A informação do time stamp será facilmente derivada de fontes de tempo comercialmente disponíveis (por exemplo, GPS).

O modelo de tempo total incluirá informação que permita o processamento do tempo local.

O modelo de tempo permitirá descontos de meia hora para o tempo local.

O formato durará no mínimo 100 anos.

O formato do time stamp será compacto e facilmente manipulado por uma máquina.

Estes requisitos básicos de tempo são requisitos de sistema, mas o sistema por sua vez consiste de dispositivos. Assim, os dispositivos apoiarão estes requisitos.

2.2.3.7. DEFINIÇÃO DE TEMPO DE EVENTO

Há três géneros de eventos que necessitam de um processo de atribuição de tempo dedicado:

Se um evento for definido como resultado de processamento (evento interno ou calculado), a atribuição de tempo (etiquetagem de tempo) será feita imediatamente dentro da resolução de tempo do relógio interno. Não há necessidade para medições especiais.

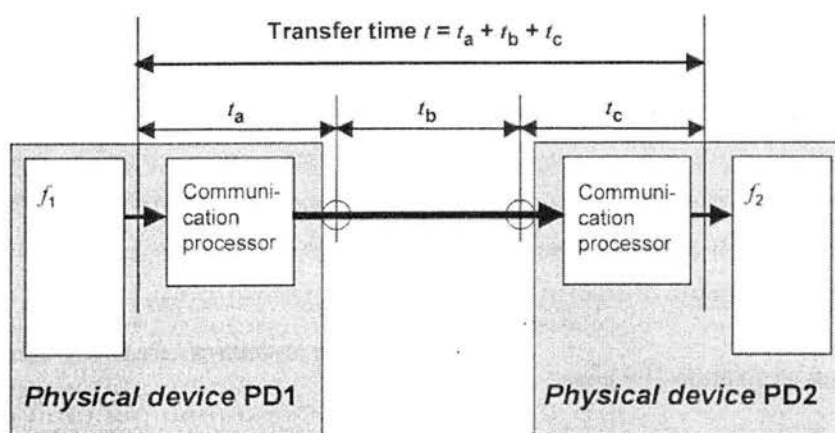
Se um evento for definido como uma mudança de entrada binária, o atraso inserido pela aquisição do contacto de entrada tem de ser levado em consideração. O tempo de evento será corrigido localmente.

Se um evento for definido como uma mudança de entrada analógica, o atraso do processo de filtração do circuito de entrada tem de ser levado em consideração. O tempo de evento será corrigido localmente.

Esta forte definição de tempo resulta no requisito que determina que a etiquetagem de tempo do evento/valor analógico ou binário transmitido seja o mais exacto possível e não precisa de correcção no lado da recepção.

2.2.3.8. DEFINIÇÃO DE TEMPO DE TRANSFERÊNCIA

O tempo de transferência especificado abaixo significa a transmissão completa de uma mensagem, incluindo o tratamento necessário em ambos os lados. As contagens de tempo desde o momento que o receptor extrai os dados da pilha de transmissão.



IEC 1918/03

Figura 15 -Definição de tempo de transferência

O requisito de tempo é aplicável para a cadeia de transmissão completa como indicado na figura 5. No dispositivo físico PD1, uma função f_1 envia dados a outra função f_2 , localizada no dispositivo físico PD2. O tempo de transferência irá consistir do tempo individual de cada processador de comunicação e do tempo de transferência da rede, incluindo tempo de espera e o tempo usado por routers e outros dispositivos que fazem parte da rede completa. Qualquer teste e verificação de tempo de transferência tem de ser levado a cabo durante o teste de aceitação, visto que dispositivos físicos e equipamento de rede podem ser fornecidos por fabricantes diferentes.

2.2.4. INTRODUÇÃO AOS DE TIPOS DE MENSAGEM

Como mencionado acima, o resultado dos requisitos de comunicação entre LNs em termos de PICOMs é que os vários elos de comunicação dentro do SAS são requeridos para transportar mensagens de variada complexidade no que diz respeito ao seu conteúdo, comprimento, pior caso de transferência permitido e segurança. Os tipos de mensagem a ser transportadas variam a todo o momento, dependendo da actividade tanto na subestação quanto no sistema.

A principal diferença entre PICOMs e tipos de mensagem é que PICOMs referem-se a transferência de informação estritamente baseada numa só funcionalidade dedicada, e incluem a “fonte” e o “poço”. Os tipos de mensagem são baseados no agrupamento de atributos PICOMs relacionados com a performance definindo os requisitos necessários para a comunicação.

Para suportar os diferentes requisitos de diferentes subestações, alguns dos tipos de mensagem são subdivididos em classes de performance. Há dois grupos independentes de classes de performance, uma para controlo e protecção, outra para medição e aplicações de qualidade de potência. Visto as classes de performance serem definidas de acordo com a funcionalidade necessária, não são dependentes do tamanho da subestação.

A classe de performance P1 é tipicamente aplicada a uma bay de distribuição ou a bays em que os requisitos menos críticos possam de outra forma ser aceites.

A classe de performance P2 é tipicamente aplicada a uma bay de transmissão.

Classes de medição e de qualidade de potência:

A classe de performance M1 refere-se à medição do rendimento com uma classe de precisão de 0.5 (IEC 6205322) de 0.2 (IEC 60044-8) e até à 5ª harmónica.

A classe de performance M2 refere-se à medição do rendimento com uma classe de precisão de 0.2 (IEC 6205322) de 0.1 (IEC 60044-8) e até à 13ª harmónica.

A classe de performance M2 refere à medição até à 40ª harmónica.

2.2.4.1. TIPOS DE MENSAGEM

Tipo 1 – Mensagens rápidas

Este tipo de mensagem contém um código binário simples que por sua vez contém dados, comandos, ou mensagem simples, por ex. “disparo”, “fecho”, “Ordem de religação”, “Início”, “Pára”, “Bloqueia”, “Desbloqueia”, “Mudança de estado”, e possivelmente “Estado” para

algumas funções. O IED receptor normalmente actuará de imediato no momento da recepção deste tipo de mensagem, visto que, de outro modo, não haveria necessidade para mensagens rápidas.

Tipo 1A – “Disparo”

O disparo é a mais importante mensagem rápida da subestação. Assim, esta mensagem tem requisitos mais exigentes em comparação com todas as outras mensagens rápidas. A mesma performance pode ser exigida para o encravamento.

Para performance de classe P1, o tempo total de transmissão será na ordem de meio ciclo. Assim, define-se 10 ms.

Para classes de performance P 2/3 o tempo total de transmissão será na ordem de um quarto de ciclo. Assim, define-se 3 ms.

Tipo 1B – “Outros”

Todas as outras mensagens rápidas são importantes para a interacção do SA com o processo, mas têm requisitos menos exigentes em comparação com a de disparo.

Para performance de classe P1, o tempo total de transmissão será inferior ou igual a 100 ms.

Para classes de performance P 2/3 o tempo total de transmissão será na ordem de um ciclo. Assim, define-se 20 ms.

Tipo 2 – Mensagens de rapidez média

Este tipo de mensagem engloba mensagens cuja hora de composição é importante, mas que o tempo de envio é menos crítico. A mensagem incluirá uma etiqueta de tempo acertado de acordo com o emissor, e o receptor normalmente reagirá após um atraso interno, que então será calculado através da hora da etiqueta de tempo. Informação de “estado” também pertence a este tipo de mensagem.

Este tipo pode alternativamente incluir uma medição, tal como um valor r.m.s. calculado através de sinais do tipo 4.

O tempo total de transmissão será abaixo dos 100 ms.

Tipo 3 – Mensagens de baixa velocidade

Este tipo inclui mensagens complexas que possam precisar de uma etiqueta de tempo. Este tipo deve ser usado para funções lentas de auto controlo, transição de registo de eventos, leitura ou alteração de valores e apresentação geral de dados do sistema. A necessidade (normal) ou não (excepção) de uma etiqueta de tempo será definida pela própria aplicação. Alarmes com etiquetas de tempo, eventos para tratamento de alarme/evento normais e medições não eléctricas, como a temperatura também pertencem a este tipo, mas algumas funções automáticas em geral e alguns valores dedicados (por exemplo, pressão) de funções que são normalmente de baixa velocidade podem necessitar de mensagem de tipo 2.

O tempo total de transmissão será abaixo dos 500 ms.

Tipo 4 – Mensagens de dados não processados

Este tipo inclui os dados de saída de transdutores e transformadores digitais de instrumentação independentemente da tecnologia do transdutor (magnética, óptica, etc.).

| Tipo de dados | Classe | Tempo de transmissão (ms) Definido por tempo de disparo | Resolução (Bits) Amplitude | Intensidade (Amostras/s) Frequência |
|---------------|--------|---|----------------------------------|---|
| Tensão | P1 | 10,0 | 13 | 480 |
| Corrente | | | 13 | |
| Tensão | P2 | 3,0 | 16 | 960 |
| Corrente | | | 16 | |
| Tensão | P3 | 3,0 | 16 | 1 920 |
| Corrente | | | 18 | |

Tabela 2 – Dados não processados para medição

| Tipo de dados | Classe | Tempo de transmissão (ms) Definido por tempo de disparo | Resolução (Bits) Amplitude | Intensidade (Amostras/s) Frequência |
|---------------|--------|--|-------------------------------|--|
| Tensão | M1 | Classe 0.5 (IEC 62053-22) Classe 0.2 (IEC 60044-8) Até à 5ª harmónica | 12 | 1 500 |
| Corrente | | | 14 | |
| Tensão | M2 | Classe 0.2 (IEC 62053-22) Classe 0.1 (IEC 60044-8) Até à 13ª harmónica | 14 | 4000 |
| Corrente | | | 16 | |
| Tensão | M3 | Classe 0.1 Corrente (não definida por IEC) Até à 40ª harmónica | 16 | 12000 |
| Corrente | | | 18 | |

Tabela 3 – Dados não processados para protecção e controlo

Tipo 5 – Funções de transferência de ficheiros

Este tipo de mensagem é usada para transferir grandes ficheiros, tais como informações da finalidade da informação, ambiente, etc. Os dados têm de ser divididos em blocos de tamanhos limitados para permitir outras actividades de comunicação da rede. Tipicamente, os tamanhos em bits dos PICOMs de tipo ficheiro são iguais ou superiores a 512 bits.

O tempo de transferência não é crítico, não há limites específicos. Tipicamente, os requisitos de tempo são iguais ou superiores a 1000 ms.

Para acesso remoto, o pedido de transferência de ficheiro terá um controlo de acesso; isto é, o acesso necessita de autorização. Assim, estas mensagens encaixam-se no tipo 7.

Tipo 6 – Mensagens de sincronização de tempo

Este tipo de mensagem é usado para sincronizar os relógios internos dos IEDs no SAS. Dependendo da finalidade (etiquetagem de tempo de eventos ou amostragens de dados não processados) diferentes classes de precisão de sincronização de tempo são requeridas.

Depende da implementação se, por exemplo, a sincronização dos relógios nos IEDs tem de ser um grau acima da exigida pelos requisitos de funcionalidade. IEC 61850-8 e IEC 61850-9 definem como a implementação do mecanismo de sincronização tem de ser feita.

Não são definidos requisitos direccionados só para as mensagens de sincronização, excepto a precisão do tempo resultante no sistema global.

| Classe de performance de tempo | Exactidão (ms) | Finalidade |
|--------------------------------|----------------|---|
| T1 | + - 1 | Etiquetagem de tempo de eventos |
| T2 | + - 0,1 | Etiquetas de tempo para apoiar activação point on wave. |

Tabela 4 – Sincronização do IED norma para eventos de controlo e protecção

| Classe de performance de tempo | Exactidão (μ s) | Referência | | Ângulo fase (°) 50 Hz | Ângulo fase (°) 60 Hz | Localização de falha (m) |
|--------------------------------|----------------------|------------|------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|
| T3 | + - 25 | P1 | | 27 | 32 | 7500 |
| T4 | + - 4 | P2 | M1 | 4 | 5 | 12000 |
| T5 | + - 1 | P3 | M2/3 | 1 | 1 | 300 |

Tabela 5 – Sincronização de IED norma para transformadores de instrumentação

Tipo 7 – Mensagens de comando com controlo de acesso

Este tipo de mensagem é usado para ordens de controlo, vindas de funções HMI remotas ou locais, onde um grau mais alto de segurança é necessário. Todas as mensagens que usam a interface 7 (serviços técnicos externos) incluirão controlo de acesso. Este tipo de mensagem é baseado no tipo 3, com palavras-chave adicionais e/ou procedimentos de verificação.

Estas mensagens de comando que se propagam em alguns níveis de controlo desde o operador ao disjuntor ou a algum outro objecto de controlo podem ser convertidas em mensagens que exigem propriedades do tipo 1 pelo menos em nível de processamento.

2.3 Estrutura básica de comunicação para a Subestação e seus equipamentos. Princípios e modelos

Âmbito

Esta parte fornece explicações e providencia requisitos detalhados relacionados com a relação entre as partes da norma IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2 e IEC 61850-5. Explica como os serviços abstractos e os modelos de IEC 61850-7-x estão relacionados com protocolos de comunicação concretos definidos em IEC 61850-8-1.

2.3.1. VISÃO GLOBAL DE CONCEITOS DEFINIDOS PELA NORMA IEC 61850

2.3.1.1. OBJECTIVO DAS PRINCÍPAIS PARTES

IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2, IEC 61850-6, e IEC 61850-8-1 são partes que se encontram relacionadas. Este ponto fornece uma visão global destas partes e descreve como estão interligadas. Cada parte define um aspecto específico de uma subestação suportada por IEDs:

- IEC 61850-7-4 define modelos específicos de informação para funções de automação e protecção da subestação (por exemplo, disjuntor com o estado da sua posição, ajustes para uma função da protecção, etc.) – ou seja, o que é modelado e o que pode ser trocado.
- IEC 61850-7-3 tem uma lista da informação geralmente usada (por exemplo, para o controlo, sinalizações duplas, valor de medição trifásico, etc.).
- IEC 61850-7-2 fornece os serviços para a troca de informação para diferentes tipos de função (por exemplo, controlo, relatório, get, set, etc.) – ou seja, como trocar informação.
- IEC 61850-6 oferece a descrição formal da configuração de uma subestação, incluindo a descrição das relações entre IEDs, e com o processo de potência – ou seja, como descrever a configuração da subestação.
- IEC 61850-8-1 define os meios concretos para comunicar a informação entre IEDs (por exemplo, a camada de aplicação, codificação, etc.) – como colocar em série a informação durante a troca.

2.3.1.2. MODELOS DE INFORMAÇÃO DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

Os mecanismos para troca de informação numa rede de comunicação dependem em primeiro lugar de modelos bem definidos de informação. Estes modelos de informação e os métodos de modelagem estão no núcleo da norma IEC 61850. Toda a informação disponibilizada para ser trocada com outros dispositivos é definida na norma. A norma IEC 61850 define a informação e a troca de informação de uma forma que é independente de uma implementação concreta (isto é, usa modelos abstractos). Somente os detalhes necessários para fornecer a interoperabilidade entre dispositivos são definidos em IEC 61850.

Como descrito em IEC 61850-5, a abordagem da norma é decompor as funções de aplicação em entidades menores, que são usadas para trocar informação, sendo estas alojadas de uma forma distribuída em IEDs. Estas entidades são chamadas de nós lógicos (por exemplo, uma representação virtual de uma classe de disjuntor, com o nome de classe normalizada como XCBR). Os nós lógicos são modelados e definidos do ponto de vista conceptual da aplicação em IEC 61850-5. Diversos nós lógicos constroem um dispositivo lógico. Um dispositivo lógico é sempre implementado num IED, consequentemente os dispositivos lógicos não são distribuídos.

A tabela 6 lista todos os grupos de nós lógicos definidos em IEC 61850-7-4. Aproximadamente 90 nós lógicos cobrindo as aplicações mais comuns da subestação e do equipamento de alimentação. Para a definição de modelos de informação para protecção e aplicações relacionadas com protecção estão definidos 38 nós lógicos de 92 existentes.

| Logical node groups | Number of logical nodes |
|--------------------------------|-------------------------|
| System logical nodes | 3 |
| Protection functions | 28 |
| Protection related functions | 10 |
| Supervisory control | 5 |
| Generic references | 3 |
| Interfacing and archiving | 4 |
| Automatic control | 4 |
| Metering and measurement | 8 |
| Sensors and monitoring | 4 |
| Switchgear | 2 |
| Instrument transformer | 2 |
| Power transformer | 4 |
| Further power system equipment | 15 |
| Total number of logical nodes | 92 |

Tabela 6 – Grupos de LN

IEC 61850 não se restringe apenas a estes LNs, no seu conteúdo tem regras bem definidas para definir nós e dados lógicos adicionais, inclusive define detalhes sobre regras de extensão.

A semântica de um nó lógico é representada por dados e atributos de dados. Os nós lógicos podem fornecer poucos ou até 30 dados. Os dados podem conter poucos ou ainda mais de 20 atributos de dados. Os nós lógicos podem conter mais de 100 pontos de informação individual, organizada numa estrutura hierárquica como se pode ver na figura seguinte:

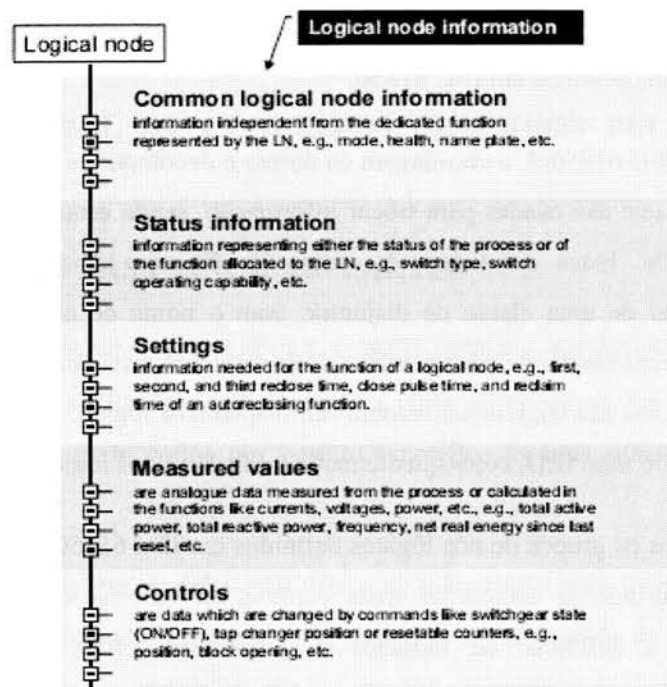


Figura 16 – Categorias de informação de nós lógicos

A informação representada pelos dados e seus atributos é trocada pelos serviços de acordo com regras bem definidas e desempenho requerido como descrito em IEC 61850-5. Os serviços são implementados por meios específicos e concretos de comunicação (SCSM, por exemplo, usando MMS, TCP/IP, e Ethernet entre outros).

Os nós lógicos e os dados contidos no dispositivo lógico são cruciais para a troca de descrição e de informação para que os SAS alcancem a interoperabilidade.

2.3.1.2.1 A SEMÂNTICA DOS DADOS

O número médio de dados específicos fornecidos pelos nós lógicos definidos em IEC 61850 -7-4 é aproximadamente 20. Cada um dos dados por exemplo, posição de um disjuntor, compreende diversos detalhes, sendo eles os atributos dos dados. A posição (nomeada “Pos”) de um disjuntor é definida no nó lógico XCBR (ver figura 17). A posição é definida como data. A

categoria da posição no nó lógico é “controls” – a posição pode ser controlada através de um serviço de controlo.

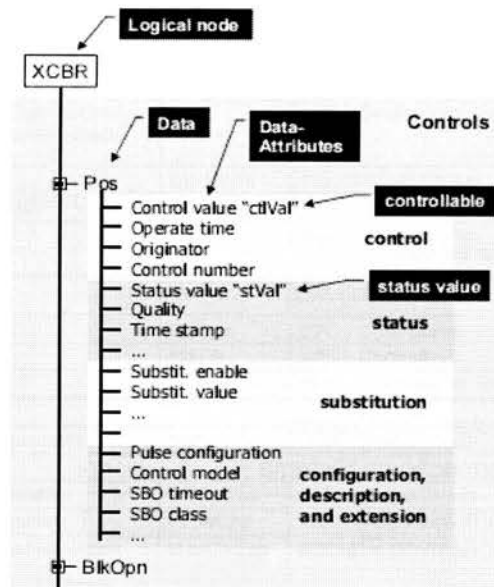


Figura 17 – Estrutura hierárquica da informação para o dado: Pos

A posição **Pos** é mais do que um simples “ponto”. É composta por uma lista de 20 atributos de dados. Os atributos de dados estão categorizados, por controlo, substituição, configuração, descrição e extensão. Exemplos de atributos dados Pos:

- O atributo de dados Pos.ctlVal representa a informação controlável (pode ser ajustado a ON ou OFF).
- O atributo de dados Pos.stVal representa a posição do disjuntor real (poderia estar num estado off, on, ou num estado intermédio). A posição tem também a informação sobre quando processar o comando de controlo (tempo de operação), quem emite o comando, e o número do controlo (dado pela origem no pedido).
- A informação de Time Stamp e de quality indica a validade actual do valor do estado e da última mudança do valor de estado.

Os valores para stVal, quality e time stamp (associados ao stVal) podem ser lidos, e relatados num Buffer do IED. Os valores para stVal e quality podem ser substituídos remotamente.

O atributo stVal (valor de estado) pode representar quatro estados: estado intermédio | off | on | badstate. Estes quatro estados (representados geralmente com dois bits) são geralmente

conhecidos como informação “double point”. Informação de dois estados é definida como single point controláveis (SPC).

O conjunto de todos os atributos de dados definidos para a Pos é chamado de “classe de dados comuns” (CDC). O nome da classe de dados comuns da informação double point é DPC (double point controlável).

IEC 61850-7-3 define classes de dados comuns para estados, medidas, valores medidos, settings informações do sistema e de estado.

| Classe De Dados | |
|-------------------------------------|-----|
| Informação do Sistema | 13 |
| Informação dos Dispositivos Físicos | 11 |
| Medidas | 66 |
| Valores Medidos | 14 |
| Dados Controláveis | 36 |
| Informação de Estado | 85 |
| Settings | 130 |
| | 355 |

Figura 18 – grupos de Classe de dados Comuns

2.3.1.2.1.1. NÓ LÓGICO – CLASSE DE DADOS – CLASSE DE DADOS COMUNS

A tabela 7 mostra um exemplo de uma lista de classes de **DADOS** para um disjuntor. O nome da classe do disjuntor é “**XCBR**”. As classes de **DADOS** que compõem o disjuntor são agrupadas em três categorias: informação básica do LN, dados controláveis e informação de estado. Cada categoria compreende algumas classes de **DADOS**, por exemplo, “Modo” e “Posição do interruptor”. Estas classes de **DADOS** são referidas pelo seu DataName: “Mode” e “Pos”.

Cada classe de **DADOS** tem também uma classe de dados comum, contendo esta classe detalhes de definição, isto é, os **ATRIBUTOS** da classe de **DADOS**. A última coluna especifica se esta classe de dados é obrigatória (M) ou opcional (O).

| Logical Node: Circuit breaker | | Name: XCBR | |
|--|----------|-----------------------------------|-----|
| Data-Class | DataName | Common Data Class (CDC) | M/O |
| Basic Logical Node information | | | |
| Mode | Mod | INC - Controllable Integer Status | M |
| Behaviour | Beh | INS - Integer Status | M |
| Health | Health | INS - Integer Status | M |
| Name plate | NamPlt | LPL - Logical node name plate | M |
| Local operation (local means without substation automation communication, hard-wired direct control) | Loc | SPS - Single point status | |
| External equipment health | EEHealth | INS - Integer Status | |
| External equipment name plate | EEName | DPL - Device name plate | |
| Operation counter | OpCnt | INS - Integer Status | |
| Controllable Data | | | |
| Switch position | Pos | DPC - Controllable Double Point | M |
| Block opening | BlkOpn | SPC - Controllable Single Point | M |
| Block closing | BlkCls | SPC - Controllable Single Point | M |
| Charger motor enabled | ChMotEna | SPC - Controllable Single Point | O |
| Metered Values | | | |
| Sum of Switched Amperes, resetable | SumSwARs | BCR - Binary counter reading | O |
| Status information | | | |
| Circuit breaker operating capability | CBOPCap | INS - Integer Status | M |
| Point On Wave switching capability | POWCap | INS - Integer Status | O |
| Circuit breaker operating capability when fully charged | MaxOpCap | INS - Integer Status | O |

Tabela 7 – Nó Lógico – circuit breaker

Visto que muitas classes de **DADOS** usam os mesmos detalhes (**ATRIBUTOS**), estes detalhes são colectados para ser reutilizados nas classes de dados comuns (comuns a muitas classes de **DADOS**). Por exemplo, a classe de dados comum "controllable double point" (**DPC**) para "Pos" é mostrada na tabela seguinte:

| DPC class | | | | | |
|---|---|--------|-------|---|-------------|
| Attribute name | Attribute type | FC | TrgOp | Value/value range | M/O/C |
| DataName | Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2) | | | | |
| DataAttribute | | | | | |
| <i>control and status</i> | | | | | |
| ctVal | BOOLEAN | CO | | off (FALSE) on (TRUE) | AC_CO_M |
| operTim | TimeStamp | CO | | | AC_CO_O |
| origin | Originator | CO, ST | | | AC_CO_O |
| ctNum | INT8U | CO, ST | | 0..255 | AC_CO_O |
| stVal | CODED ENUM | ST | dchg | intermediate-state off on bad-state | M |
| q | Quality | ST | qchg | | M |
| t | TimeStamp | ST | | | M |
| stSeld | BOOLEAN | ST | dchg | | AC_CO_O |
| <i>substitution</i> | | | | | |
| subEna | BOOLEAN | SV | | | PICS_SUBST |
| subVal | CODED ENUM | SV | | intermediate-state off on bad-state | PICS_SUBST |
| subQ | Quality | SV | | | PICS_SUBST |
| subID | VISIBLE STRING64 | SV | | | PICS_SUBST |
| <i>configuration, description and extension</i> | | | | | |
| pulseConfig | PulseConfig | CF | | | AC_CO_O |
| ctModel | CtModels | CF | | | M |
| sboTimeout | INT32U | CF | | | AC_CO_O |
| sboClass | SboClasses | CF | | | AC_CO_O |
| d | VISIBLE STRING255 | DC | | Text | O |
| cdcNs | VISIBLE STRING255 | EX | | | AC_DLND_A_M |
| cdcName | VISIBLE STRING255 | EX | | | AC_DLND_A_M |
| dataNs | VISIBLE STRING255 | EX | | | AC_DLND_A_M |
| Services | | | | | |
| ... | | | | | |

Tabela 8 – Controllable double point (DPC)

A classe de dados comuns “DPC” é composta de uma lista de 20 atributos de dados. Cada atributo tem um nome, um tipo, um confinante funcional (FC), uma opção que provoque, um valor/escala de valor, e uma indicação de se o atributo é obrigatório ou opcional. Todos os atributos obrigatórios de todas as classes de **DADOS** obrigatórias do “XCBR” na tabela 7 compõem os atributos do “XCBR” (ver figura 30). As classes de **DADOS** opcionais (por exemplo, interruptor Point On Wave - **POWCap**) e os atributos opcionais de dados (por exemplo, origem) podem ser usados se requisitados por uma aplicação.

2.3.1.2.1.2. RELAÇÃO ENTRE IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, E IEC 61850-7-4

IEC 61850-7-4 especifica a semântica específica da aplicação para classes de nós lógicos e as classes de dados que pertencem às classes de nós lógicos. As classes de dados representam a informação estruturada, por exemplo, o estado, quality, ou o timestamp. Um conjunto de estruturas simples e complexas comuns aplicáveis à maioria das aplicações é definido em IEC 61850-7-3 (classes de dados comuns). A figura 19 descreve um exemplo da relação entre as três peças. Ao nível de IEC 61850-7-4, duas classes de nós lógicos “XCBR” e “XDIS” são

expostas. Cada nó lógico tem uma classe de dados a representar “a posição do controllable double point” (classe de dados comum: “DPC”).

O IEC 61850-7-3 define uma lista de umas 20 classes de dados comuns que podem ser usadas para descrever a funcionalidade comum dos dados. Uma instância de nós lógicos **XCBRI** é mostrada no fundo da figura 19.

A classe de dados comuns “DPC” compreende uma lista reutilizável de atributos tais como o valor do controlo (o valor que pode ser controlado: **co**), valor de estado, quality ou Time stamp (valores que podem ser relatados: **st**), e o modelo do controlo (valor que pode ser configurado: **cf**).

Os atributos das classes de dados comuns têm nomes de atributo de dados normalizados, por exemplo, “**ctVal**”, “**stVal**”, ou “**q**”. Estes nomes são usados na comunicação e na configuração da subestação (linguagem) de acordo com IEC 61850-6. O valor do estado **stVal** tem a informação adicional sobre quando a informação irá para relatório (**dchg**, para emitir um relatório na mudança de valor no valor do estado). Os relatórios podem também ser provocados por mudanças de qualidade **q** do atributo **qchg**.

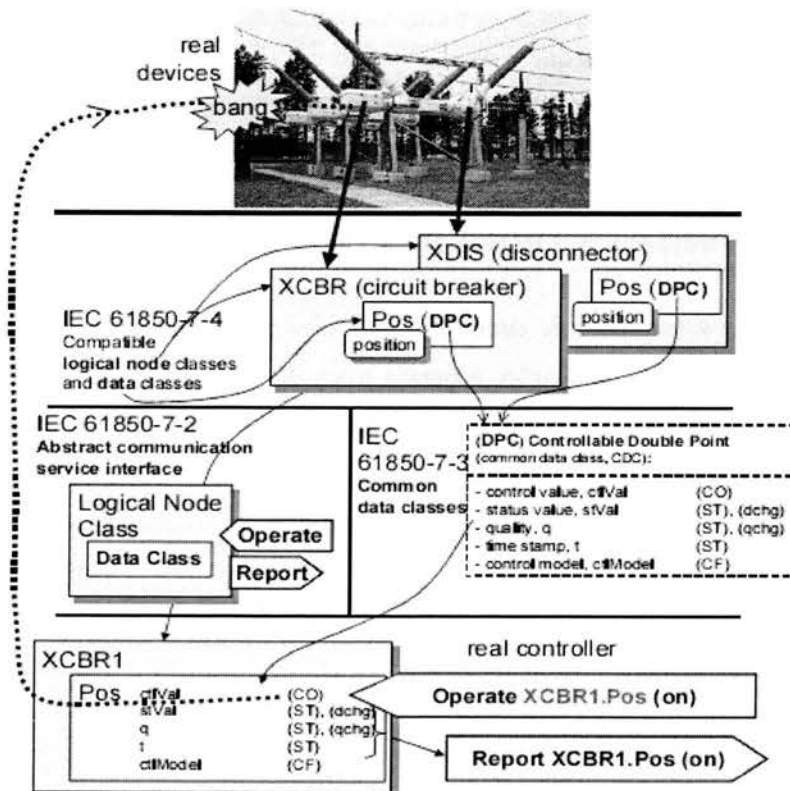


Figura 19 – Relação entre partes da norma IEC 61850

Outro exemplo é apresentado para melhor compreender qual a relação das partes:

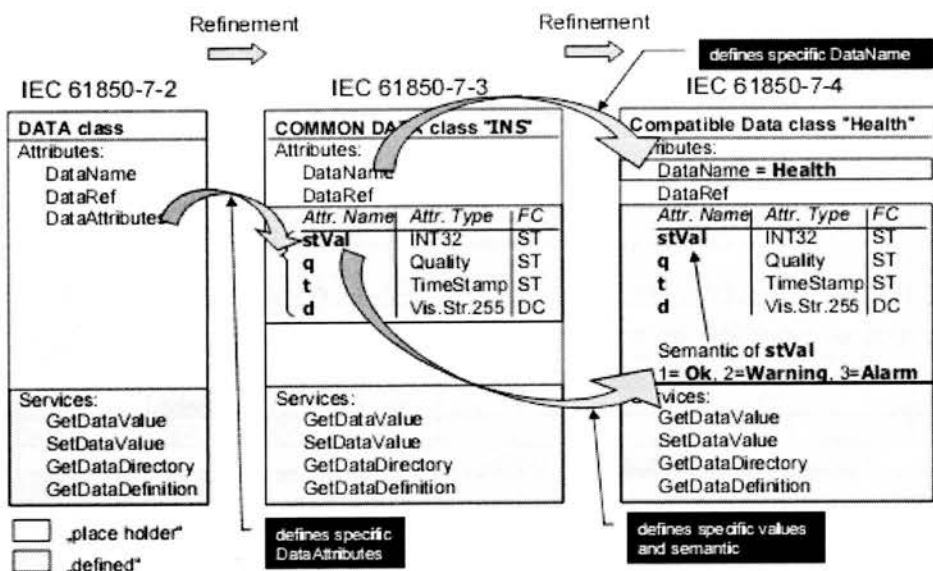


Figura 20 – Relação entre partes

Classes comuns de dados são construídas em classes de DADOS. No centro da figura anterior, o exemplo classe comum de dados "INS" é mostrado como um refinamento da classe de DADOS. O "INS" refina o DataAttributes que é deixado vazio em IEC 61850-7-2. Quatro atributos são definidos: "stVal" (valor do status), "q" (qualidade), "t" (Timestamp), e "d" (descrição). Esta definição comum é usada em muitas definições em toda a norma IEC 61850-7-4.

2.3.1.3. SERVIÇOS PARA A TROCA DE INFORMAÇÃO

Os nós lógicos, dados, atributos de dados são definidos para especificar a informação que é requerida para executar uma aplicação, e para a troca de informação entre IEDs. A troca de informação é definida por meio dos serviços. Um resumo e a respectiva explicação dos serviços definidos na norma estão indicados na tabela seguinte:

| Service model | Description | Services |
|--|--|--|
| Data set | Allow to group various data together. | GetDataSetValue SetDataSetValue CreateDataSet DeleteDataSet GetDataSetDirectory |
| Substitution | The client can request the server to replace a process value by a value set by the client, for example, in the case of an invalid measurement value | SetDataValues |
| Setting group control | Defines how to switch from one set of setting values to another one and how to edit setting groups. | SelectActiveSG SelectEditSG SetSGValues ConfirmEditSGValues GetSGValues GetSGCBValues |
| Reporting and logging | Describes the conditions for generating reports and logs based on parameters set by the client. Reports may be triggered by changes of process data values (for example, state change or deadband) or by quality changes. Logs can be queried for later retrieval. Reports may be sent immediately or deferred (buffered). Reports provide change-of-state and sequence-of-events information exchange. | Buffered RCB: Report GetBRCBValues SetBRCBValues Unbuffered RCB: Report GetURCBValues SetURCBValues Log CB: GetLCBValues SetLCBValues Log: QueryLogByTime QueryLogAfter GetLogStatusValues |
| Generic substation events (GSE) | Provides fast and reliable system-wide distribution of data; peer-to-peer exchange of IED binary status information. GOOSE means Generic Object Oriented Substation Event and supports the exchange of a wide range of possible common data organised by a DATA-SET GSSE means Generic Substation State Event and provides the capability to convey state change information (bit pairs). | GOOSE CB: SendGOOSEMessage GetGoReference GetGOOSEElementNumber GetGoCBValues SetGoCBValues GSSE CB: SendGSSEMessage GetGsReference GetGSSEElementNumber GetGsCBValues SetGsCBValues |
| Transmission of sampled values | Fast and cyclic transfer of samples, for example, of instrument transformers. | Multicast SVC: SendMSVMessage GetMSVCBValues SetMSVCBValues Unicast SVC: SendUSVMessage GetUSVCBValues SetUSVCBValues |
| Control | Describes the services to control, for example, devices or parameter setting groups. | Select SelectWithValue Cancel Operate CommandTermination TimeActivatedOperate |
| Time and time synchronisation | Provides the time base for the device and system. | services in SCSM |
| File transfer | Defines the exchange of huge data blocks such as programs. | GetFile SetFile DeleteFile GetFileAttributeValues |

| Service model | Description | Services |
|--------------------------------|---|---|
| Server | Represents the external visible behaviour of a device. All other ACSI models are part of the server. | ServerDirectory |
| Application association | Provision of how two or more devices can be connected. Provides different views to a device: restricted access to the server's information and functions. | Associate Abort Release |
| Logical device | Represents a group of functions; each function is defined as a logical node. | LogicalDeviceDirectory GetAllDataValues |
| Logical node | Represents a specific function of the substation system, for example, overvoltage protection. | LogicalNodeDirectory |
| Data | Provides a means to specify typed information, for example, position of a switch with quality information, and timestamp. | GetDataValues SetDataValues GetDataDefinition GetDataDirectory |

Tabela 9 – Modelos e serviços ACSI

Muitos serviços operam directamente nos atributos do modelo de informação, isto é, nos atributos de dados contidos em nós lógicos. Os serviços são definidos usando uma técnica para modelar objectos – um método abstracto –. Abstracto significa que a definição está focada na descrição daquilo que os serviços fornecem.

As mensagens e a sua codificação para serem trocadas entre dispositivos, são especificadas nos mapeamentos específicos do serviço de comunicação (SCSMs em IEC 61850-8-x e -9 x).

O ACSI define serviços de utilização comuns para os dispositivos da subestação. Os dois grupos de serviços de comunicação estão descritos na figura 21:

1. Um grupo usa um modelo cliente/servidor com serviços como controlo (control) ou obter valores de dados (getdatavalue).
2. Um segundo grupo compreende um modelo peer-to-peer com os serviços de GSE (Generic Substation Event), usados para finalidades de tempo-crítico. Os Serviços GSE incluem o GOSSE e o GSSE (ver tabela 9). Por exemplo, a transmissão rápida e confiável de dados entre IEDs de protecção ou de um IED a muitos IEDs remotos é feita utilizando estes serviços. Para além dos serviços GSE o modelo peer-to-peer compreende também, os serviços de amostras de valores.

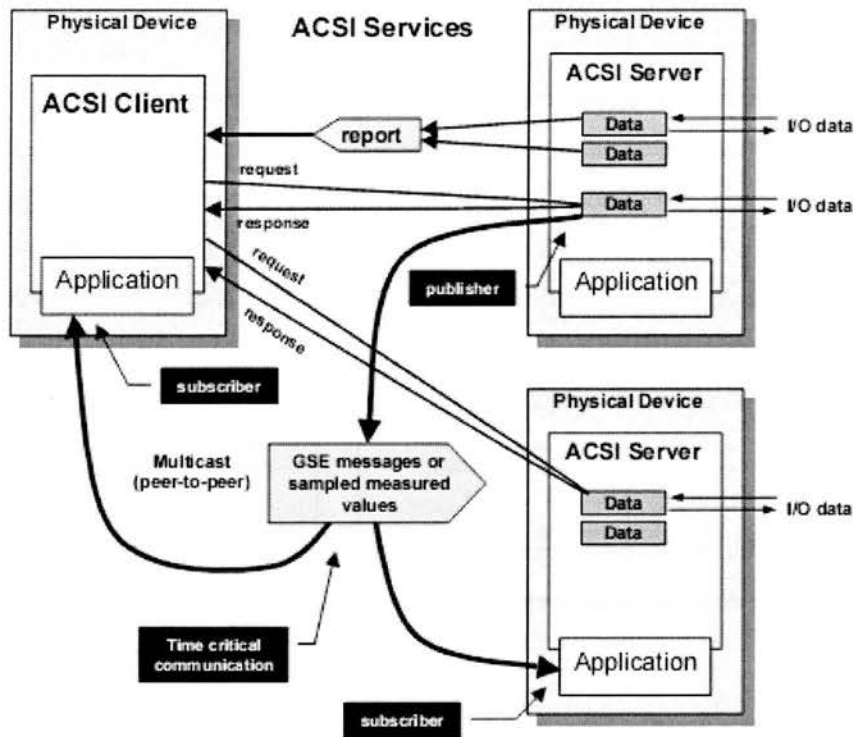


Figura 21 – Métodos de comunicação ACSI

Os meios de comunicação podem ter configurações variantes, tais como point to multi-point, multidrop, mashed, hierárquico, WAN-a-LAN, nós intermédios que agem como routers, como gateways, ou como bases de dados, etc.

2.3.1.4. MECANISMOS BÁSICOS DE TROCA DE INFORMAÇÃO

2.3.1.4.1. MODELO GENÉRICO DE EVENTO DA SUBESTAÇÃO – GSE

O GSE fornece a possibilidade para uma distribuição de valores de dados de entrada e de saída do sistema, com rapidez e confiança. O GSE é baseado no conceito de uma descentralização autónoma, fornecendo um método eficiente permitindo a entrega simultânea da mesma informação genérica do evento da subestação a mais do que um dispositivo físico com o uso de serviços de multicast e broadcast.

O modelo genérico do evento da subestação aplica-se à troca dos valores de uma colecção de DataAttribute.

Os Serviços GSE incluem:

1. Objecto genérico – evento orientado da subestação (**GOOSE**) suporta a troca de uma larga escala de dados comuns possíveis por um **DATA-SET** organizado.
2. O evento genérico do estado da subestação (**GSSE**) fornece a potencialidade para passar a informação da mudança de estado (pares de bits). O GSSE representa o modelo GOOSE como definido na versão 2 de UCA TM.

A troca de informação é baseada num mecanismo de Publisher/ Subscriber. O Publisher escreve os valores num buffer local no lado da emissão, o Subscriber lê os valores de um buffer local no lado da recepção.

O sistema de comunicação é responsável pela actualização dos buffers locais dos subscritores. Uma classe genérica de controlo de evento de subestação no Publisher é usada para controlar o procedimento.

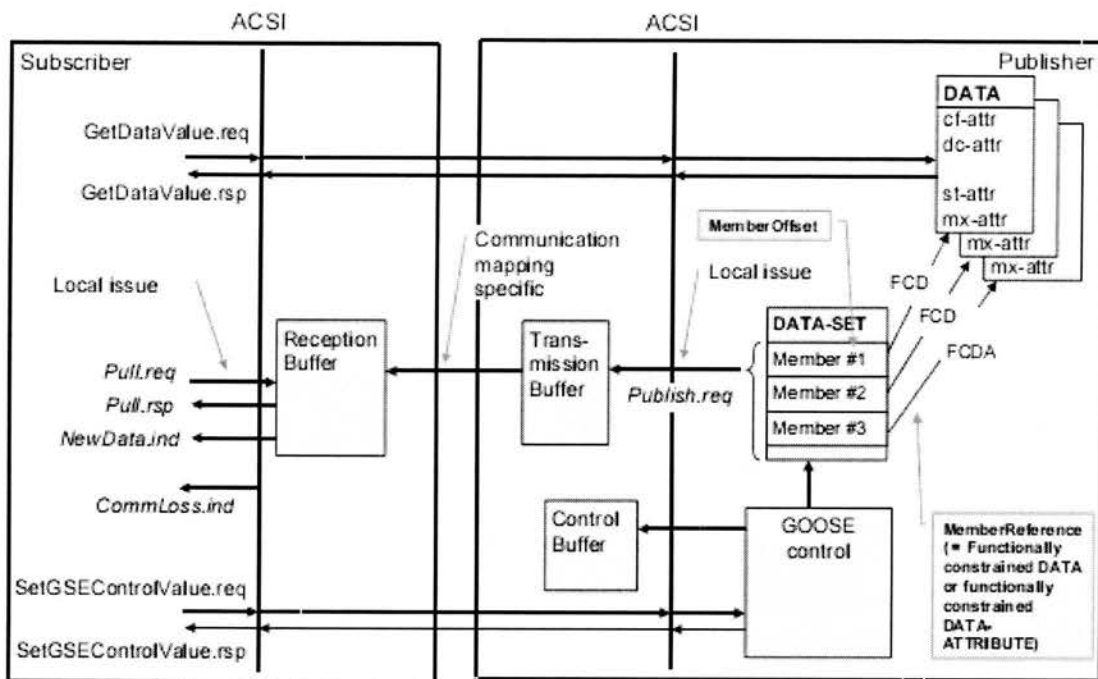


Figura 22 – Modelo GSE

A figura 22 dá uma visão geral das classes e dos serviços do modelo **GOOSE**. A troca de mensagem é baseada na transmissão multicast. Se o valor de um ou de muitos **DataAttributes** de um FC específico (por exemplo, **st**) no **DATA-SET** muda, o buffer da transmissão do Publisher é actualizado com o serviço local “publish” e os valores são transmitidos com uma mensagem **GOOSE**. O **DATA-SET** pode ter diversos membros (numerados de 1 para cima - os números serão chamados **MemberOffset**). Cada membro terá um **MemberReference** referentes a **DataAttribute** com um FC específico (**FC**). O mapeamento de serviços específicos da rede de comunicação actualizará o índice do buffer dentro dos Subscriber. Os valores novos recebidos no buffer da recepção são sinalizados na aplicação.

As mensagens **GOOSE** contêm a informação que permite que o dispositivo de recepção saiba que um estado mudou e a hora da última mudança de estado. A hora da última mudança de estado permite que um dispositivo de recepção ajuste os temporizadores locais relacionados a um dado evento.

Mecanismo de repetição de mensagens

Os dispositivos que emitem mensagens **GOOSE** enviam a mesma mensagem por um tempo cíclico longo. Este envio contínuo assegura que dispositivos que tenham sido activados recentemente saibam os valores do estado actual dos seus dispositivos peer e garante que em situações de excesso de informação na rede LAN a mensagem **GOOSE** nunca será perdida.

O modelo **GSSE** é semelhante ao modelo **GOOSE**. O conceito básico descrito acima é também aplicável ao modelo **GSSE**. Uma grande diferença é o tipo de informação trocada (**DATA-SET**) enquanto **GSSE** fornece uma simples lista da informação de estado.

NOTA: AS temporizações apresentadas na seguinte figura são apenas exemplos.

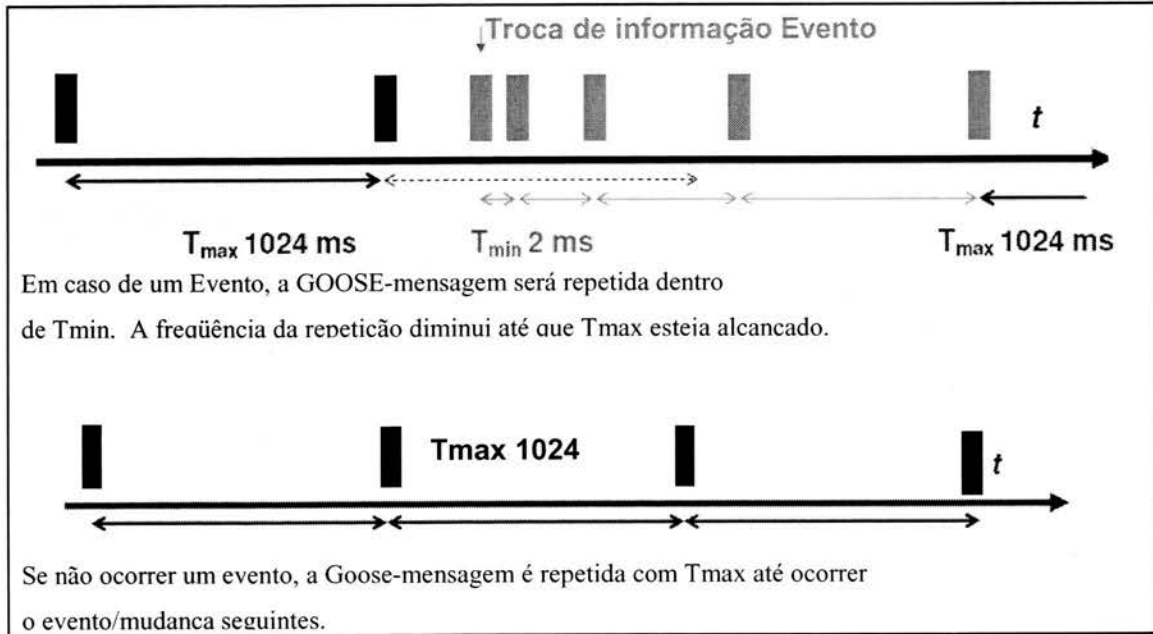


Figura 23 – Mecanismo de repetição de mensagens

O uso do modelo do evento genérico da subestação (GSE) é bastante importante porque este modelo suporta a execução de aplicações em tempo real como já foi referido. A figura 24 mostra um exemplo real de uma aplicação do modelo GSE.

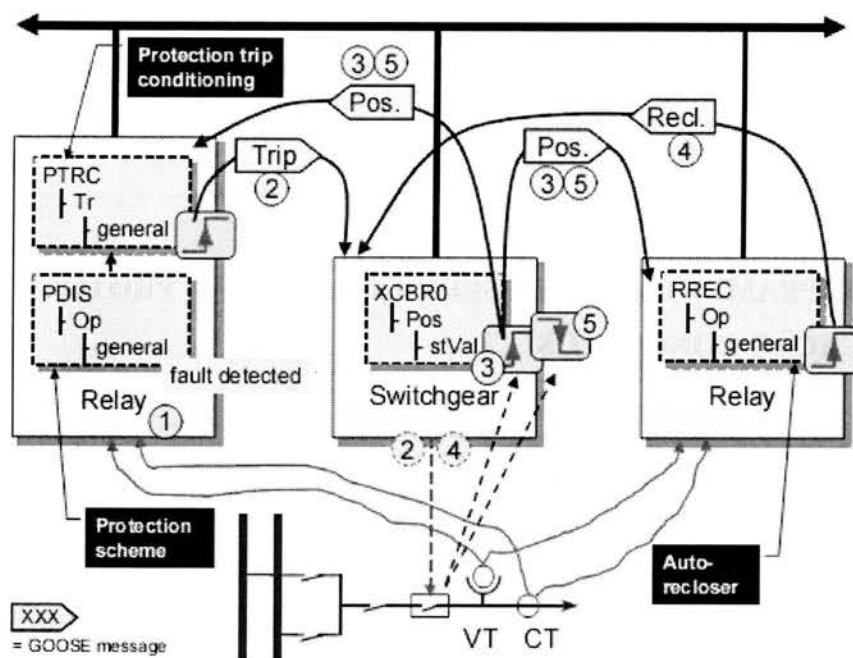


Figura 24 – Aplicação do modelo GSE.

Cinco nós lógicos estão envolvidos no exemplo. A sequência de acção e as mensagens GOOSE são as seguintes:

- (1) O nó lógico do “esquema protecção” (**PDIS**) detecta uma falha, isto resulta numa decisão para emitir um disparo.
- (2) O nó lógico do “condicionamento de disparo da protecção” (**PTRC**) emite uma mensagem de disparo (que se aplica a uma mensagem GOOSE), o “disjuntor zero” (**XCBR0**) foi configurado para receber a mensagem do disparo. Após um processamento adicional, o switchgear abre o disjuntor.
- (3) A informação de estado do “disjuntor zero” (**XCBR0.Pos.stVal**) muda de ON para OFF. Este novo estado é emitido imediatamente por uma mensagem GOOSE com a indicação: <nova posição do interruptor = open>. Adicionalmente, o modelo do relatório pode expor esta mudança.
- (4) O nó lógico “autoreclosing” (**RREC**) recebe uma mensagem GOOSE de **XCBR0** com o valor <open>. De acordo com o comportamento configurado, o **RREC** decide reclose o disjuntor e emite uma mensagem GOOSE com o valor <reclose>.

(5) O “disjuntor zero” (**XCBR0**) recebe a mensagem GOOSE com o valor <reclose>. Após um processamento adicional, o switchgear fecha o disjuntor. O **XCBR** emite uma outra mensagem GOOSE <posição nova do interruptor = close>.

2.3.1.5. MAPEAMENTO DOS SERVIÇOS, PARA PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO CONCRETOS

A sintaxe específica (formato) e especialmente a codificação das mensagens que carregam os parâmetros de um serviço e como estes são passados através de uma rede de comunicação são definidos num mapeamento específico do serviço de comunicação (SCSM). Em IEC 61850-8-1 é definido o mapeamento dos serviços para MMS (ISO 9506), para TCP/IP e Ethernet (ver figura 25). O mapeamento dos serviços para GSE e Valores Amostrados (SV) são definidos em IEC 61850-9-1 e IEC 61850-9-2.

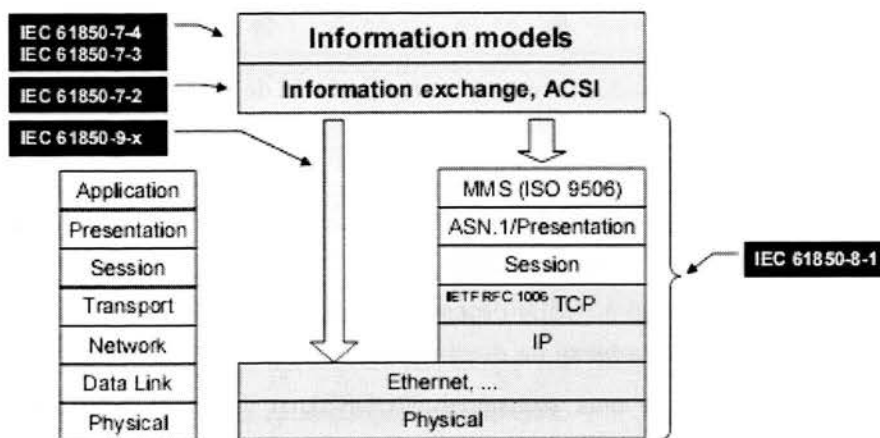


Figura 25 – Mapeamento de comunicação

Mapeamentos adicionais a outras pilhas de comunicação são possíveis. O ACSI é independente desses mapeamentos.

IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, e IEC 61850-7-2 definem modelos abstractos de informação e de serviço para a subestação do domínio da aplicação, o que permite que dispositivos discretos compartilhem dados e serviços. Para que isto ocorra, os dispositivos devem concordar na forma dos serviços e dos dados a ser trocados. A forma do serviço e dos dados não tem consequência alguma para as camadas de transporte, rede e para os os protocolos do meio, isto é, para as camadas mais baixas da pilha de comunicação.

Inversamente, a aplicação que emite e recebe dados não tem nenhum procedimento que realmente descreva como esta é conseguida e é conseqüentemente em grande parte invariante aos mecanismos usados.

A figura 26 descreve a relação de ACSI a uma camada de aplicação. Os serviços de ACSI são mapeados a uma série de uma ou mais mensagens da camada de aplicação.

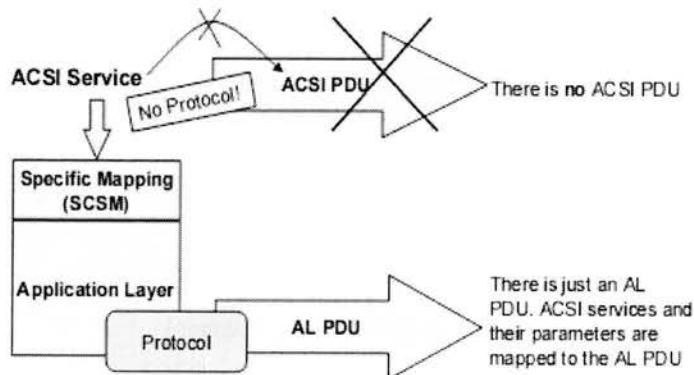


Figura 26 – ACSI mapping a uma camada de aplicação

O mapeamento de serviços ACSI às mensagens específicas da camada de aplicação é especificado por um serviço específico de comunicação (SCSM) em IEC 61850-8-x e em IEC 61850-9-x. Este mapeamento permite que ACSI seja aplicado a camadas de aplicação diferentes. Porque estas camadas de aplicação fornecem características diferentes, mapear dentro de SCSM pode ser simples ou complexo, e mais ou menos eficiente.

A figura 27 resume os mapeamentos definidos em IEC 61850-8-1, em IEC 61850-9-1, e em IEC 61850-9-2.

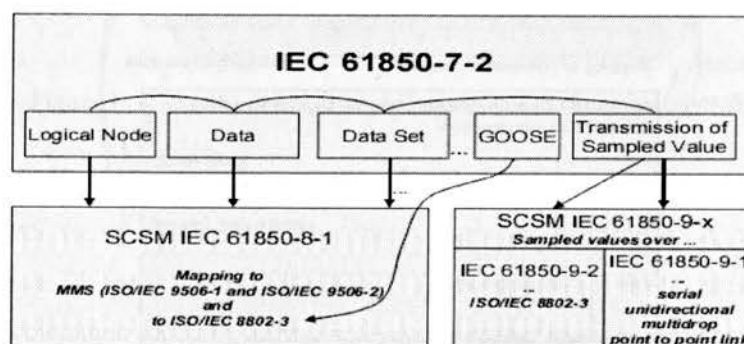


Figura 27 – Mapeamentos de ACSI (conceituais)

Relacionando as partes IEC 61850-5, IEC 61850-7-X, IEC 61850-8 e IEC 61850-9-2 poderão ser realizados os seguintes mapeamentos:

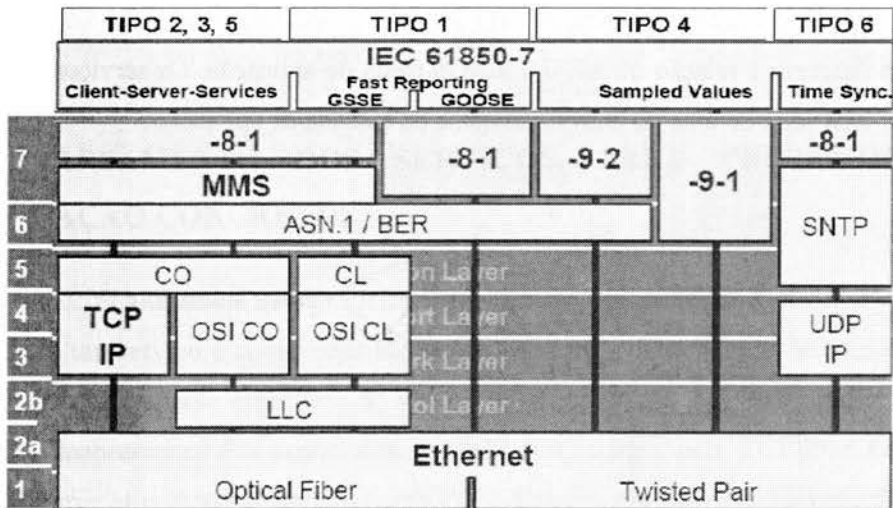


Figura 28 – Mapeamento nas 7 camadas

2.3.1.6. EXEMPLO DE MAPEAMENTO (IEC 61850-8-1)

O modelo de informação e os vários blocos de controlo são mapeados neste exemplo para MMS. Os serviços são traçados aos serviços correspondentes da classe de MMS. Um mapeamento mais detalhado é mostrado na figura 29. Os modelos abstractos de informação definidos em IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-2 fazem o mapeamento como se segue:

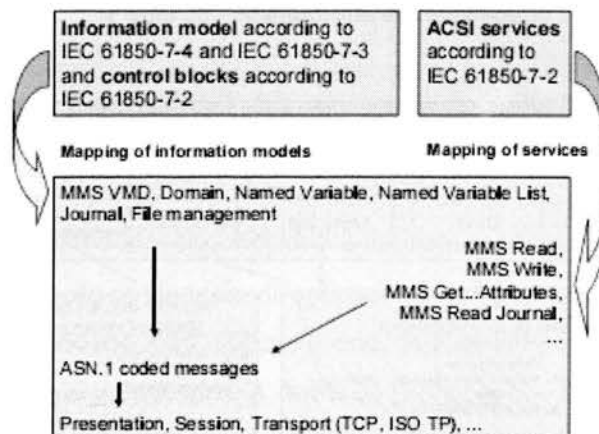


Figura 29 – Mapeamento para MMS (conceptual)

As mensagens que carregam a informação são mapeadas para mensagens de MMS à excepção das mensagens GOOSE, GSSE e SV.

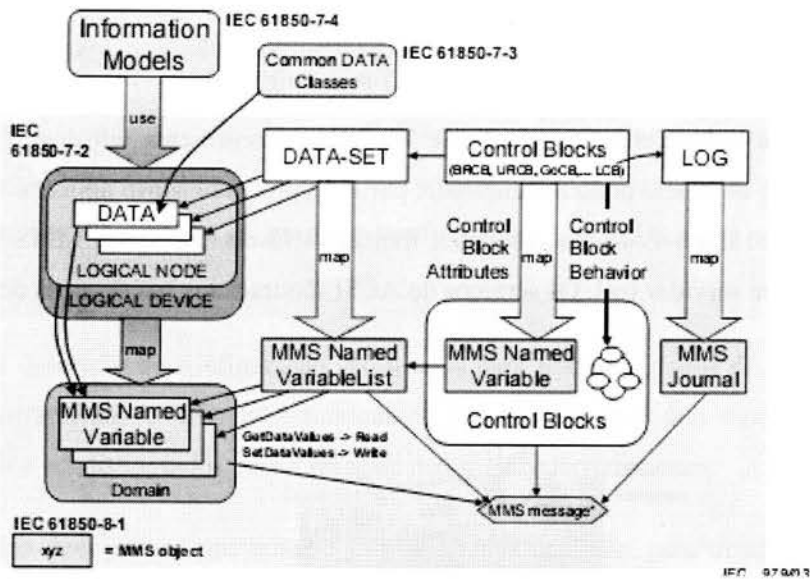


Figura 30 – Abordagem de mapping

Os detalhes do mapeamento para MMS estão esboçados na figura 31.

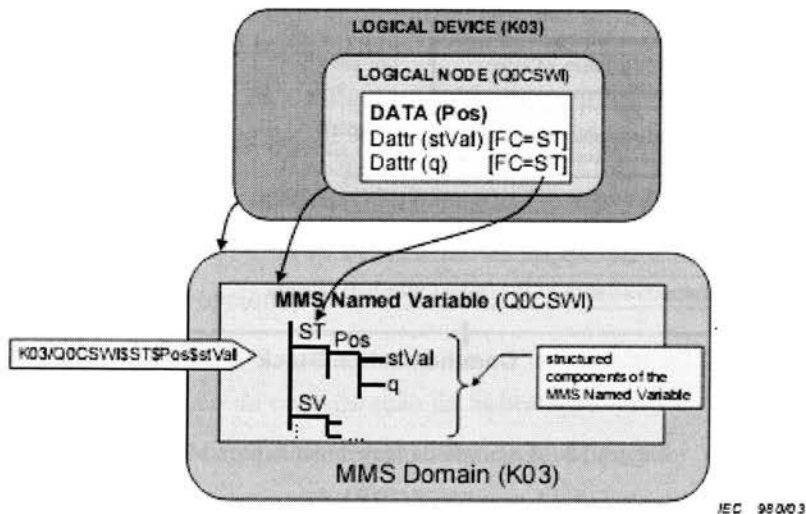


Figura 31 – Detalhe do mapeamento a uma variável nomeada MMS

O domínio MMS (com o nome K03) contém variáveis nomeadas. A variável nomeada mostrada na figura 31 tem o nome “Q0CSWI”. As componentes desta variável nomeada são construídas seleccionando todos os atributos de dados com o mesmo confinante funcional (FC), por exemplo, o valor FC=ST (todos os atributos de dados de estado). A primeira componente da variável nomeada tem o nome “ST”. Os DADOS (por exemplo, Pos) são colocados ao nível do degrau seguinte. Os atributos de dados (por exemplo, stVal, q, t, etc.) estão no nível seguinte

abaixo. Os pontos “.” no nome hierárquico são substituídos por “\$” nos mapeamentos para MMS.

A figura 32 ilustra um excerto do modelo de XCBRI que representa um dispositivo real. O modelo hierárquico completo pode ser mapeado, por exemplo, para MMS aplicando o SCSM de acordo com IEC 61850-8-1. Como resultado, muitas variáveis nomeadas MMS têm que ser implementadas num servidor real. Os serviços do ACSI são traçados aos serviços de MMS.

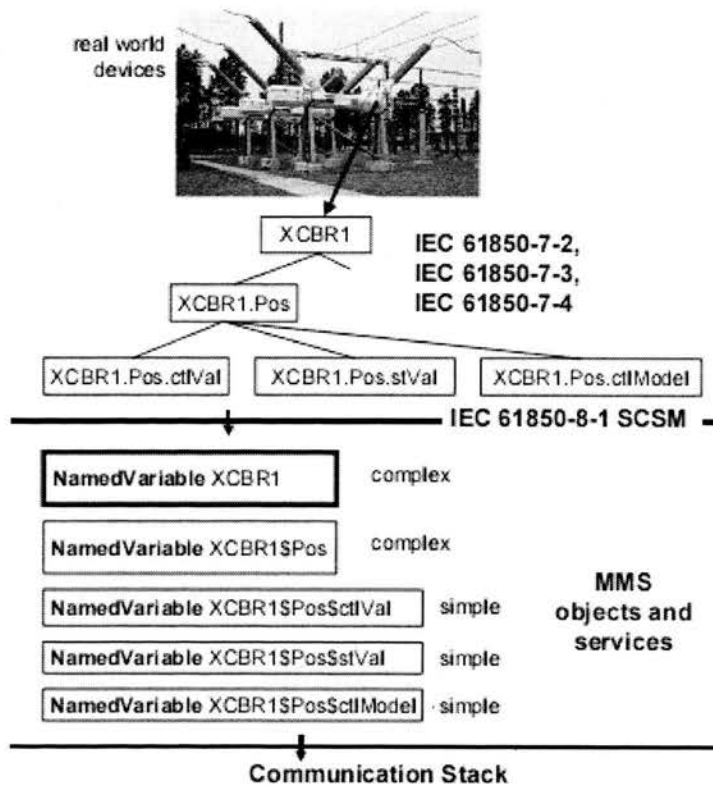


Figura 32 – Exemplo de mapeamento para MMS

Este exemplo mostra que a variável nomeada XCBRI representa o nó lógico (incluindo todos os dados como componentes desta variável nomeada). Cada componente (por exemplo, Pos) foi mapeada a uma variável nomeada menos complexa, por exemplo, com o nome (com os componentes ctlVal, stVal, e o ctlModel). Estas componentes são traçadas a três variáveis nomeadas ainda menos complexas: XCBRI\$Pos\$ctlVal, XCBRI\$Pos\$stVal, e XCBRI\$Pos\$ctlModel.

2.3.2. LINGUAGEM DE CONFIGURAÇÃO

A parte 6 da norma IEC 61850 define uma linguagem de descrição formal para a configuração dos SAS. Esta linguagem conhecida como *Substation Configuration Language* – SCL é baseada em *eXtended Markup Language* – XML e tem como objectivo principal normalizar os atributos de configuração de maneira a permitir configurações de IEDs com maior segurança e fiabilidade.

Ficheiros de descrição de configuração são usados para trocar os dados de configuração entre diferentes ferramentas e diferentes fabricantes. Há pelo menos dois tipos de ficheiros de configuração a ser distinguidos para a troca de dados entre ferramentas.

Cada ficheiro deve conter um número de versão e de revisão para distinguir as diferentes versões do mesmo ficheiro. Isto significa que cada ferramenta tem que manter a versão e revisão numerada da informação do último ficheiro exportado, ou ler de volta o último ficheiro existente para saber a versão. A versão identifica versões do ficheiro de SCL, não versões dos modelos de dados usados dentro das ferramentas. Isto é uma edição privada das ferramentas.

Os seguintes ficheiros de tipos de SCL são distinguidos:

- **ICD** – para a descrição da configuração do IED – troca de dados da ferramenta do configurador do IED à ferramenta do sistema. Este ficheiro descreve as capacidades de um IED. Contém uma secção de IED para o IED cujas as capacidades são descritas. Além disso, conterà a definição do tipo de nó lógico necessário, e pode conter uma secção de subestação opcional.
- **SCD** – para a descrição da configuração da Subestação – troca de dados da ferramenta de configuração do sistema às ferramentas do configurador de IED. Este ficheiro contém todos os IEDs, uma secção de configuração de comunicação e uma secção de descrição da subestação.

A figura 33, explica a utilização de troca de dados SCL no processo de engenharia. As caixas cinzentas acima da linha picotada indicam onde os ficheiros SCL são usados. A caixa “capacidades do IED” corresponde ao ficheiro ICD, a outra caixa ficheiro SCD respectivamente.

O configurador de IED é uma ferramenta específica do fabricante que será capaz de importar / exportar dados (exemplo; ficheiros) definidos pela parte 6 da norma. Providencia parâmetros

específicos de IEDs e gera ficheiros específicos de configuração ou monta a configuração de IEDs dentro do IED.

O configurador importa ficheiros de configuração de vários IEDs, à medida que são necessários para a engenharia ao nível do sistema, são usados pelo engenheiro de configuração para adicionar informação de sistema compartilhado por vários IEDs.

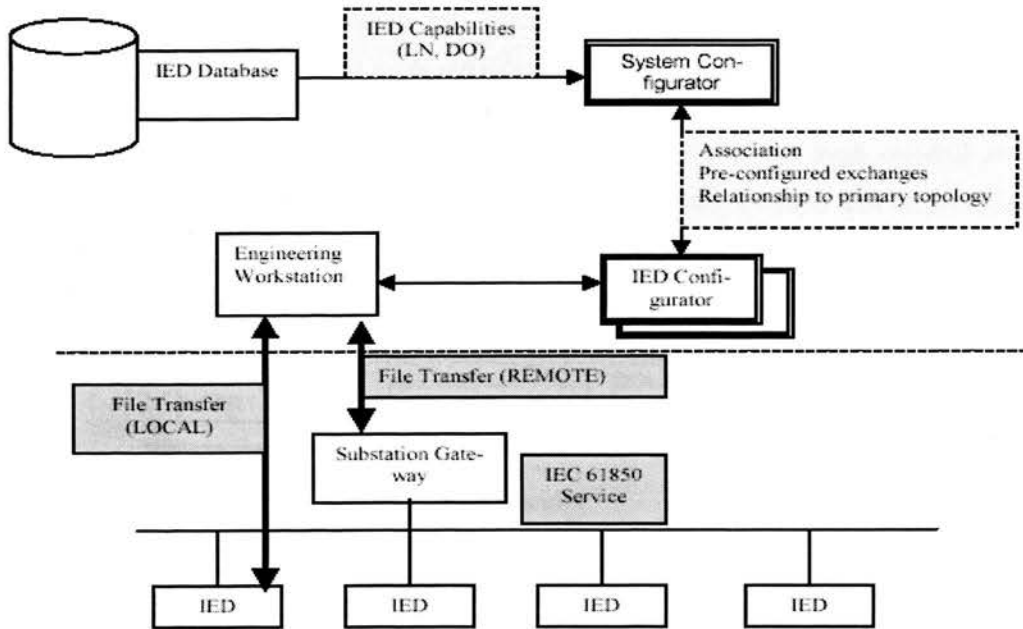


Figura 33 – Modelo de referência para fluxo de informação durante o processo de configuração

A parte abaixo da linha picotada na figura 33 indica as formas em que dados de configuração de IEDs produzidos através do configurador de IED podem ser trazidos para dentro do IED. Isto pode ser feito por:

- Transferência local de ficheiros de uma estação de trabalho ligada ao IED. Esta transferência de ficheiro está fora do âmbito desta norma.
- Transferência remota de ficheiros, por exemplo; pelo método de transferência de ficheiros desta norma. O formato do ficheiro não está definido nesta norma, mas naturalmente o formato SCL é uma escolha possível.
- Serviços de acesso a dados de parâmetros e configuração definidos de acordo com esta norma. Neste caso os métodos norma de acordo com a parte 7 da norma deverão ser usados.

Um IED só pode ser considerado compatível no sentido desta norma se:

- For acompanhado ou por um ficheiro SCL que descreve as suas capacidades, ou por uma ferramenta que possa gerar este ficheiro a partir de um IED.
- Possa utilizar um ficheiro SCL para compor a sua configuração de comunicação até onde possível (isto é, no mínimo os endereços necessários), ou é acompanhado por uma ferramenta que possa importar um ficheiro de sistema SCL para configurar estes parâmetros para o IED.

2.3.3. SÍNTESE

A figura 5 exibe um resumo desta parte. Os quatro blocos de construção principais são os modelos de informação específicos do SAS, os métodos de troca de informação, mapeamento para os protocolos de comunicação concretos, e a configuração de um IED de subestação.

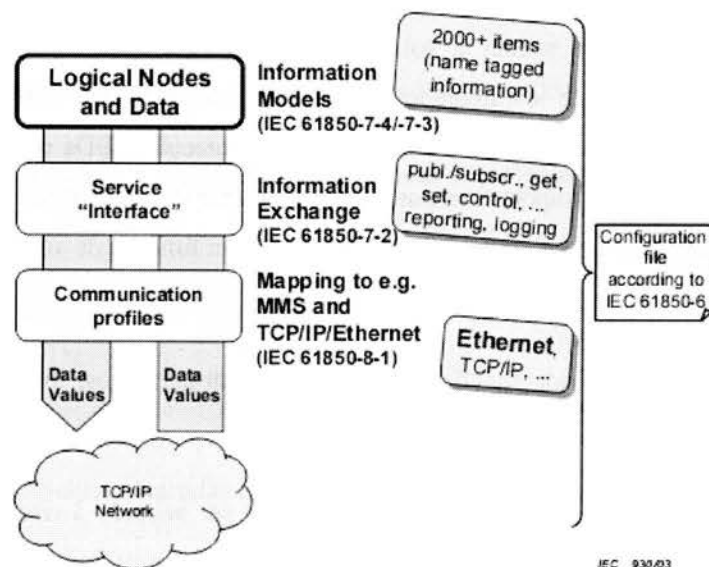


Figura 34 – Síntese

Capítulo 3: ENSAIOS

Âmbito

Este capítulo tem como objectivo apresentar os resultados recolhidos ao longo dos ensaios em fábrica efectuados pela EDP/SIEMENS. Tentando, em momentos, fazer as devidas comparações e analisando ao detalhe a informação obtida.

3.1 INTRODUÇÃO

Os ensaios referidos ao longo deste capítulo foram realizados em fábrica pela EDP/SIEMENS tendo estes como objectivo validar todo o Sistema de Protecção Comando e Controlo para a subestação de Serzedo. Estes ensaios em fábrica antecipam a colocação em operação da solução na subestação e são elaborados pelo departamento de teleserviços da EDP em conjunto com a empresa alemã responsável pela solução.

O objectivo, não passa por validar a solução enquanto funcionalismos, mas sim procurar verificar se a solução responde realmente aos requisitos impostos pela IEC 61850. É importante salientar que conceitos como funções de automatismo, protecção, IEDs referidos e explicados nos capítulos anteriores, são importantes para o entendimento do que vai ser exposto nos pontos seguintes. Nomeadamente perceber a ligação existente entre: funções de automatismos / funções de protecção / mensagens transmitidas / IEDs

Todos os funcionalismos, desde funções de protecção, automatismos, interacções, comandos, entradas e saídas são simulados e verificados.

Para efectuar os ensaios existe um protocolo, que deve ser seguido à risca com o intuito de validar se a solução se encontra em conformidade com o especificado na “Especificação Funcional”, cedido pela EDP. Como o objectivo deste trabalho não passa por validar os funcionalismos, mas sim verificar a conformidade com a norma IEC61850, o protocolo não foi apresentado.

3.2 OBJECTIVOS

Como já foi referido, a finalidade do trabalho não passa por validar a solução enquanto funcionalismos, mas sim procurar verificar se a solução responde realmente aos requisitos impostos pela IEC 61850.

Sendo assim, os objectivos são os seguintes:

- Verificar se a informação que é transmitida através da rede de comunicação se agrupa, como definido no capítulo 5 da norma IEC 61850,
- Verificar se os Serviços (parte 7.2 da norma) utilizados são os definidos pela norma
- Verificar se os requisitos de tempo são cumpridos
- Verificar a interoperabilidade entre equipamentos.

3.3 CARACTERIZAÇÃO DA SOLUÇÃO SIEMENS

A solução SIEMENS consiste no Sistema de Protecção Comando e Controlo sendo composta:

- Pela parte de controlo e supervisão, cuja solução de software possui a seguinte referência – SICAM-PAS –.
- Por funções de Protecção, a solução apresenta-nos dispositivos com a referência 7SJ45 integrados nos IEDs.
- Por funções de automatismo, comando controlo local e registo de acontecimentos que se encontram igualmente integradas nos IEDs 7SJ

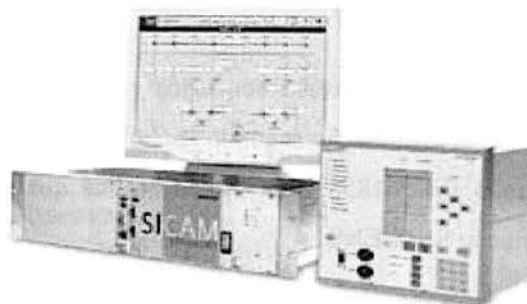


Figura 35 – SICAM – PAS– 7SJ –

3.3.1 Características do SICAM – PAS e dispositivos 7SJ:

- Meio Ethernet,
- Arquitetura WEB,
- O SICAM PAS possui uma arquitetura voltada à descentralização das tarefas de comando e controle,
- Estrutura modular

3.3.2 Topologia:

Os dispositivos encontram-se ligados entre si por meio Ethernet utilizando uma mistura de topologia em anel e estrela. Para tal, utilizaram-se Switchs do fabricante RuggedSwitch.

3.4. RESULTADOS

3.4.1 OBJECTIVO: Verificar se, a informação que é transmitida através da rede de comunicação se agrupa, como definido no capítulo 5 da norma IEC 61850.

As mensagens referidas na tabela 10 são resultado dos requisitos de comunicação entre LNs em termos de PICOMs (ver Cap2, parte 2.2), em que os vários elos de comunicação dentro do SAS são requeridos para transportar mensagens de variada complexidade, no que diz respeito ao seu conteúdo, comprimento, etc.

As mensagens surgem da necessidade de comunicação entre as funções realizadas em Sistemas de Automação de Subestações (SAS). Todas as funções conhecidas estão identificadas no capítulo 1 deste relatório, sendo a descrição das funções utilizada apenas para a identificação da informação trocada, que por sua vez vai ser determinante na medição dos tempos de transferência.

Na seguinte tabela, encontra-se a informação requerida para comunicação entre algumas funções, como é denominada essa informação segundo IEC 61850, qual o Protocolo/Serviço de comunicação utilizado segundo IEC 61850 e na última coluna qual o Protocolo/Serviço de comunicação utilizado na solução SIEMENS.

Para melhor compreender, a definição do tipo de mensagens e os requisitos de tempo a elas associados consultar Cap. 2, parte 2 do presente relatório.

Nota: na seguinte tabela não está representada toda a informação que “ circula na rede de comunicação”.

| Informação para LAN | Tipo mensagem Segundo IEC 61850 | Protocolo/Serviço de comunicação utilizado/ IEC 61850 | Protocolo/Serviço de comunicação utilizado/ SIEMENS |
|--|--|--|--|
| Informação de disparos – MIH | Tipo 1 a | GOOSE | GOOSE |
| Informação de encravamentos | Tipo 1b | GOOSE | GOOSE |
| Informação para relatório | Tipo 3 | MMS | MMS |
| Alarmes para centro de comando | Tipo 3 | MMS | MMS |
| Informação de Arco Interno – Encravamento | Tipo 1b | GOOSE | GOOSE |
| DTR 3 minutos | Tipo 1b | GOOSE | GOOSE |
| Informação de deslastre | Tipo 1b | GOOSE | GOOSE |

Tabela 10 – Tipos de mensagens / Serviços utilizados

3.4.2 Comentários / Observações

Analisando a tabela anterior, verifica-se que os Protocolos/Serviços utilizados pela solução SIEMENS estão de acordo segundo IEC 61850. Percebemos também que o GOOSE é o serviço que mais se distingue. Contudo, isto não quer dizer que todas as trocas de informação utilizam este serviço, só utilizam este serviço trocas de informação entre IEDs.

No ponto 4 deste relatório, o GOOSE será o serviço de comunicação para o qual se vai efectuar a medição dos tempos de transferência, uma vez que para o protocolo MMS não existiam à disposição os meios adequados para a execução, nem condições apropriadas para a realização da tiragem dos tempos.

Note-se que a informação transferida usando o MMS não é uma informação crítica, ou seja, não existe um grau de exigência tão profundo quanto as mensagens enviadas por GOOSE, sendo esta uma das razões pela qual recai maior atenção sobre o serviço GOOSE.

A informação de arco interno, tem duas vertentes: um tipo de informação que é informação de disparo – “1a” – e outro tipo que é informação de encravamento – “1b”. No ponto 4, registou-se a informação de encravamento.

3.4.3 OBJECTIVO: Verificar se, os Serviços (parte 7.2 da norma) utilizados são os definidos pela norma

Os serviços de comunicação, apresentados nas figuras seguintes estão de acordo com a norma IEC 61850.

The screenshot displays the SICAM PAS UI - Configuration application. The interface is divided into two main panes: Configuration Tree and Properties.

Configuration Tree: Shows a hierarchical view of the system configuration. Under the 'IEC 61850 Client' node, there is an 'Interface' node containing a list of system devices and their ports. The device '7SJ642_P201' is highlighted.

Properties: Shows the configuration details for the selected interface. The 'Supported Communication Services' section is expanded, showing the following settings:

| Service | Value |
|-------------------------------------|-------|
| DynAssociation | Yes |
| GetDirectory | Yes |
| GetDataObjectDefinition | Yes |
| DataObjectDirectory | Yes |
| GetDataSetValue | Yes |
| SetDataSetValue | No |
| DataSetDirectory | Yes |
| ConfDataSet | Yes |
| DynDataSet | Yes |
| Read/Write | Yes |
| TimerActivatedControl | No |
| SetControlValue | No |
| GetControlValue | Yes |
| SGE dl | No |
| GSE Dir | No |
| GDOSE | Yes |
| GSSE | No |
| FileHandling | Yes |
| Report Setting: BufTime writeable | Yes |
| Report Setting: DatSet writeable | Yes |
| Report Setting: IntgPd writeable | Yes |
| Report Setting: OptFields writeable | Yes |
| Report Setting: RptId writeable | Yes |
| Report Setting: TrgOps writeable | Yes |

The 'Expert Parameters' section is also expanded, showing the following settings:

| Parameter | Value |
|---------------------------|-------------|
| OSI Network Address | 01 |
| OSI Transport Selector | 0001 |
| OSI Session Selector | 0001 |
| OSI Presentation Selector | 00000001 |
| OSI ACSE AP Title Value | 1.3.9999.23 |
| OSI ACSE AP Invoke ID | 0 |
| OSI AXSE AE Qualifier | 23 |
| OSI ACSE AP Invoke ID | 0 |

Figura 38 – Serviços suportados –

Modelo de Objeto

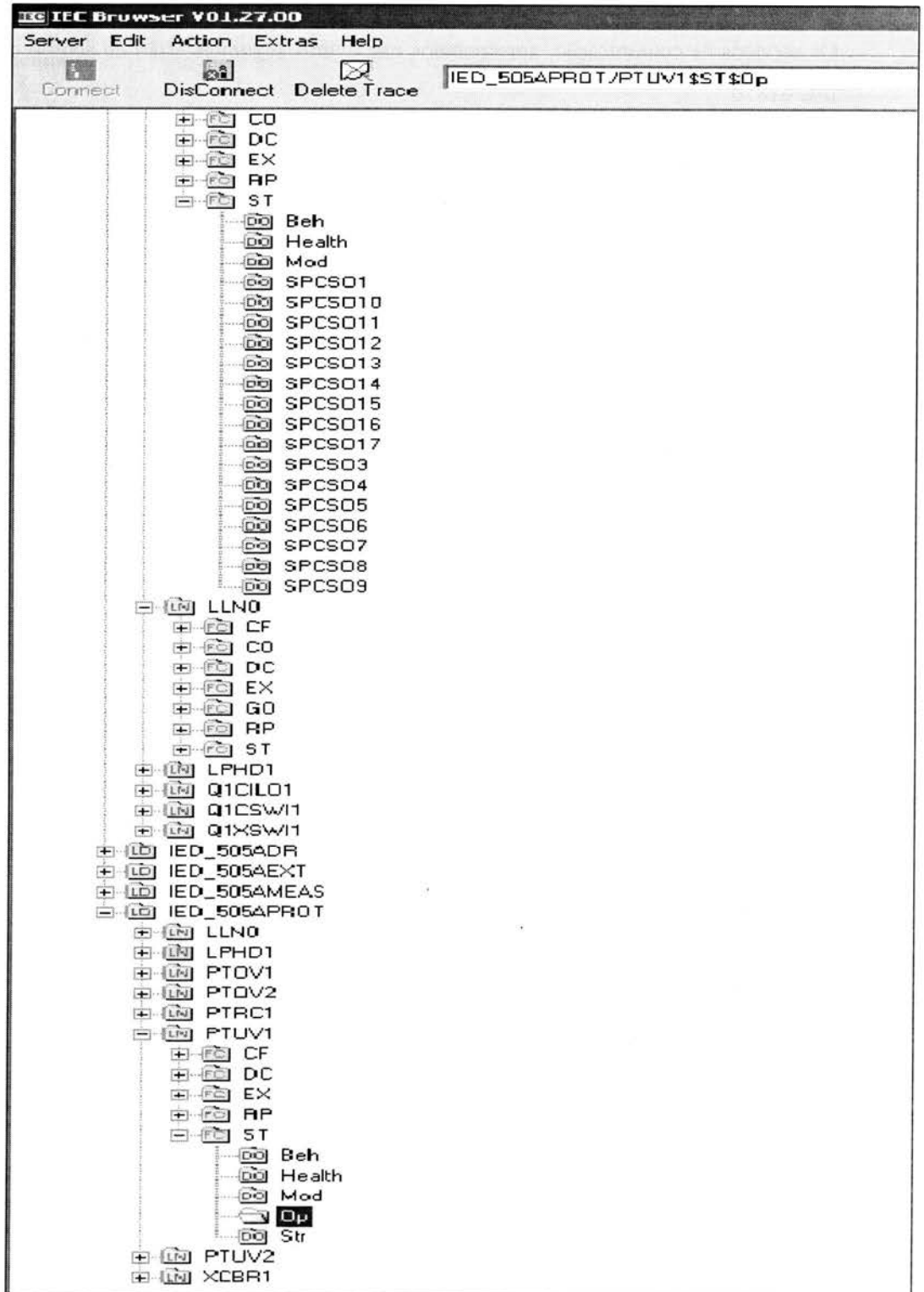


Figura 39 – Modelo de Objeto –

3.4.4 OBJECTIVO: Medição dos “Tempos de Transferência”

3.4.4.1 Fundamentos Teóricos

A norma IEC 61850 define, com bastante precisão para cada diferente tipo de mensagem, qual o tempo de transferência permitido. Como se pode ver pela figura seguinte, o tempo de transferência consiste no tempo individual de cada processador de comunicação e do tempo de transferência da rede, incluindo tempo de espera e tempo usado por routers e outros dispositivos que fazem parte da rede completa.

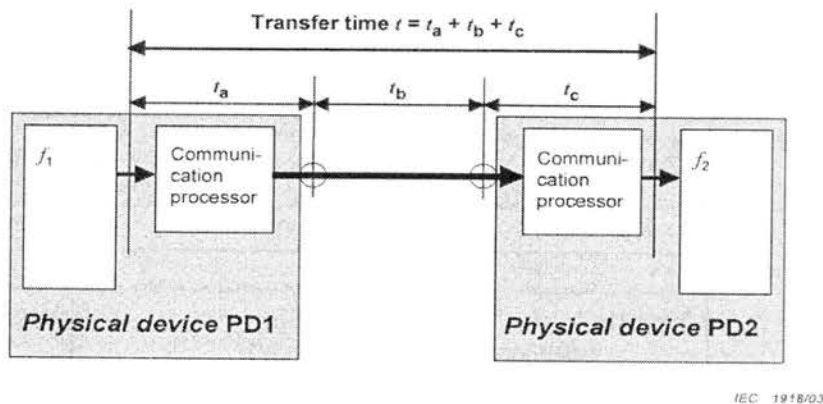


Figura 40 – Tempo de transferência –

O tempo que foi medido e que vem registado nos pontos seguintes é apenas o T_b enumerado na figura anterior. O T_a e o T_c não foi possível medir, uma vez que se refere ao processamento interno de um IED, não existindo meios ao dispor para realizar essa medição.

A informação que vai para rede de comunicação (LAN), é fruto do processamento interno dos IEDs, ou seja é o resultado quer das funções de protecção quer das funções de automatismos. Na tabela seguinte estão representados os grupos de informação para LAN, como se designam, qual o protocolo utilizado e qual o tempo definido segundo IEC 61850.

| Informação para LAN | Tipo mensagem segundo IEC 61850 | Protocolo/Serviço de comunicação utilizado/ IEC 61850 | Tempo de Transferência segundo IEC 61850 |
|---|--|--|---|
| Informação de disparos- MIH | Tipo 1 a | GOOSE | <10ms |
| Informação de encravamentos | Tipo 1b | GOOSE | <100ms |
| Informação para relatório | Tipo 3 | MMS | <500ms |
| Alarmes para centro de comando | Tipo 3 | MMS | <500ms |
| Informação de Arco Interno- Encravamento | Tipo 1b | GOOSE | <10ms |
| DTR 3 minutos | Tipo 1b | GOOSE | <100ms |
| Informação de deslastre | Tipo 1b | GOOSE | <100ms |

Tabela 11 – Tempos de transferência definidos pela IEC 61850

3.4.4.2 Resultados dos tempos

A solução SIEMENS possui 3 níveis de prioridade de mensagens GOOSE, estes níveis e qual o tipo de mensagem em cada um dos níveis está representada na tabela:

| Nível de Prioridade | Limite de “tempo de transferência” (Tb) | Tipo de informação a ser transmitida |
|---------------------|---|---|
| Prioridade Alta | $1\text{ms} < T_b < 500\text{ms}$ | Ordem de Disparos Arco Interno |
| Prioridade Média | $4\text{ms} < T_b < 1\text{s}$ | DTR 3 minutos Deslastre por Frequência |
| Prioridade Lenta | $10\text{ms} < T_b < 2\text{s}$ | Não está a ser usado |

Tabela 12 – Níveis de prioridade

Em seguida apresenta-se os resultados conseguidos ao longo da presença nos ensaios.

A tiragem dos tempos de transferência foi realizada recorrendo ao “Event Log” dos dispositivos em causa.

1º Ensaio

- Ensaio: Protecção MIH
- Objectivo: Medição do tempo de transferência
- Interação entre IEDs:
 - IED Emissor: TSA (210)
 - IED Receptor: TPMT (205)

A) Fundamentos teóricos

Esta função de protecção, a MIH, tem dois níveis de detecção, para os quais são consideradas duas actuações: instantânea e temporizada. Detecta defeitos fase-terra pouco resistivos localizados no barramento MT. A actuação desta função origina o disparo do TP ligado ao semi-barramento em que se detectou o defeito. Assim sendo é necessário a interação entre o IED

TSA e o IED TPMT, uma vez que é enviada para LAN uma mensagem do tipo “1”, “mensagem de disparo”. Sendo o IED emissor o TSA e o IED receptor o TPMT.

B) Registo de resultados

1ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|------------|-----------------------|------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "MIH TP1" | 12:01:47:599 | "MIH TSA1" | 12:01:47:607. | 8 |

2ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|------------|-----------------------|------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "MIH TP1" | 12:09:04:394 | "MIH TSA1" | 12:09:05:001 | 7 |

3ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|------------|-----------------------|------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |

| | | | | |
|-----------|--------------|------------|--------------|---|
| "MIH TP1" | 12:47:43:559 | "MIH TSA1" | 12:47:43:564 | 5 |
|-----------|--------------|------------|--------------|---|

C) Comentários

Os tempos de transferência cumprem o definido. A norma estabelece que para transferência de mensagens de disparo, o tempo de transferência deve ser menor do que 10ms, o que se verifica nos três casos. Sendo esta uma mensagem de disparo dos disjuntores, a norma determina que deve situar no nível mais alto de prioridade, o que também é verificado, pois pertence ao nível alto das mensagens GOOSE.

2º Ensaio – DTR 3 Minutos

- Ensaio: DTR 3 minutos
- Objectivo: Medição do tempo de transferência
- Interação entre IEDs:
 - IED Emissor: TSA (210)
 - IED Receptor: TPMT (205)

A) Fundamentos teóricos

Esta função de protecção, DTR (protecção de máximo intensidade homopolar de tempo independente) destina-se a eliminar defeitos fase – terra de elevada resistência. A DTR, tal como a função MIH, tem dois níveis de detecção, para os quais são consideradas duas actuações: instantânea e temporizada. Detecta defeitos localizados no barramento MT. A actuação desta função origina o disparo do TP ligado ao semi-barramento em que se detectou o defeito, três minutos após o seu arranque. Assim sendo, é necessário a interação entre o IED TSA e o IED TPMT, uma vez que é enviada para LAN uma mensagem gerada no TSA do tipo “1a”, “mensagem de disparo”. Sendo o IED emissor o TSA e o IED receptor o TPMT.

B) Registo de resultados**1ª Simulação**

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "DISP 3min SPN ON" | 14:46:40.401 | "TSA 3min SPN ON" | 14:46:40:409 | 8 |

2ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "DISP 3min SPN ON" | 15:03:53:019 | "TSA 3min SPN ON" | 15:03:53:026 | 7 |

3ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "DISP 3min SPN ON" | 17:25:03:307 | "TSA 3min SPN ON" | 17:25:03:317 | 10 |

C) Comentários

Tal como no ensaio anterior, os tempos de transferência cumprem o definido. A norma estabelece que para transferência de mensagens de disparo, o tempo de transferência deve ser menor do que 10ms, o que se verifica. Sendo esta uma mensagem de disparo dos disjuntores, a norma estabelece que deve situar-se no nível mais alto de prioridade, o que também é verificado, pois pertence ao nível alto das mensagens GOOSE.

3º Ensaio – Deslastre de Tensão

- Ensaio: Deslastre de Frequência
- Objectivo: Medição do tempo de transferência
- Interacção entre IEDs:
 - IED Emissor: TPMT (205)
 - IEDs Receptores: LMT_1 (IED_201); LMT_2 (IED_202)

A) Fundamentos teóricos

Em linhas gerais, esta função de automatismo destina-se a evitar a realimentação brusca da totalidade dos circuitos ligados a um barramento (ou semi-barramento) em caso de regresso de tensão após a uma falta, permitindo também que a realimentação possa ser feita gradualmente com vista a reduzir os picos das correntes de ligação. Para o efeito, os circuitos ligados ao barramento (ou semi-barramento) são desligados em caso de falta de tensão e voltarão a ser ligados, sequencialmente, após o regresso confirmado da tensão, resultando assim em dois programas: DESLASTRE e REPOSIÇÃO.

O programa de deslastre desta função de automatismo é desencadeado pela actuação da função de protecção de Mínimo de Tensão. A actuação desta função de automatismo origina a abertura e fecho do disjuntor do IED correspondente. Assim sendo, é necessária a interacção entre o IED TPMT e os IEDs de linha LMT, uma vez que é enviada para LAN uma mensagem gerada no TPMT, pelo processamento da protecção Mínimo de Tensão, resultando numa mensagem do tipo “1a”, “mensagem de disparo”. Sendo o IED emissor o TPMT e o IED receptores os LMTs.

B) Registo de resultados**1ª Simulação**

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| “D_Desl_U SPN ON ” | 10:24:06,703 | “Desl U_TP1 SPN ON “ | LMT_1:10:24:06,714 | 11 |
| | | | LMT_2:10:24:06,714 | 11 |

2ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| “D_Desl_U SPN ON ” | 10:55:28,903 | “Desl U_TP1 SPN ON “ | LMT_1:10:55:28,911 | 8 |
| | | | LMT_2:10:55:28,913 | 10 |

3ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| “D_Desl_U SPN ON ” | 11:02:08,503 | “Desl U_TP1 SPN ON “ | LMT_1:11:02:08,515 | 12 |
| | | | LMT_2:11:02:08,515 | 12 |

C) Comentários

A informação trocada, na iteração da função de protecção Mínimo de Tensão, com a função de automatismo Deslastre, em comparação com os ensaios anteriores, não é tão crítica no tempo de transferência. Esta ocupa o segundo nível de prioridade, o que também corresponde com a norma IEC 61850, pois segundo esta é classificada como “Mensagem do Tipo 1b”. Os tempos medidos em relação a este ensaio encontram-se igualmente dentro do limite, previsto pela norma ($T_b < 100\text{ms}$).

Note-se que teoricamente, os dois receptores devem receber no mesmo instante de tempo a informação vinda do emissor comum, uma vez que o GOOSE utiliza transmissão Multi-cast, para notificar os dispositivos da recepção de dados. Na segunda simulação, tal não se verifica, existem 2ms de diferença entre os dois receptores. Uma das causas possíveis, poderá ser que no momento da simulação existisse muita informação na rede de comunicação, atrasando assim a entrega.

4º Ensaio – Deslastre de Frequência

- Ensaio: Deslastre de Frequência
- Objectivo: Medição do tempo de transferência
- Interação entre IEDs:
 - IED Emissor: TPMT (205)
 - IED Receptor: LMT_1 (IED_201); LMT_2 (IED_202)

A) Fundamentos teóricos

Resumidamente, esta função de automatismo destina-se a tentar evitar o colapso da rede em caso de diminuição da frequência abaixo de valores pré-fixados devido a defeitos nas redes de produção e de transporte. Para o efeito, os circuitos ligados ao barramento (ou semi-barramento) são desligados em caso de falta de frequência e voltarão a ser ligados, sequencialmente, após a normalização, resultando assim em dois programas: DESLASTRE e REPOSIÇÃO.

O programa de deslastre desta função de automatismo é desencadeado pela actuação da função de protecção de Mínimo de Frequência. A actuação desta função de automatismo origina a abertura e fecho do disjuntor do IED correspondente. O programa de reposição é dado por ordem voluntária a partir do Centro de Condução via telecomando. Por isso mesmo, é necessária a interacção entre o IED TPMT e os IEDs de linha LMT, uma vez que é enviada para LAN uma mensagem gerada no TPMT, pelo processamento da protecção Mínimo de Frequência, resultando numa mensagem do tipo “1a”, “mensagem de disparo”. Sendo o IED emissor o TPMT e o IED receptores os LMTs.

B) Registo de resultados

1ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "D_Desl_F1 SPN ON" | 10:59:16,391 | "D_F1_TP1 SPN ON" | LMT_1: 10:59:16,398 | 7 |
| | | | LMT_2: 10:59:16,399 | 8 |

2ª Simulação

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "D_Desl_F1 SPN ON" | 11:06:27,435 | "D_F1_TP1 SPN ON" | LMT_1: 11:06:27,440 | 5 |
| | | | LMT_2: 11:06:27,440 | 5 |

C) Comentários

O comentário, do ensaio anterior (Ensaio de Deslastre de Frequência) também se aplica a este.

5º Ensaio – Arco Interno

- Ensaio: Arco Interno
- Objectivo: Medição do tempo de transferência
- Interação entre IEDs:
 - IED Emissor: LMT (203)
 - IED Receptor: LMT (202); TPMT (205)

A) Fundamentos teóricos

O quadro metálico blindado no andar MT possui um sistema de protecção contra arcos eléctricos, que eventualmente possam ser produzidos devido à ocorrência de defeitos nas matérias que o constituem ou em consequência de falsas manobras.

Os equipamentos responsáveis por estas protecções devem possuir um Sistema de Protecção que monitoriza o Arco Interno Eléctrico, sendo constituído por sensores ópticos de detecção de luz. Estes equipamentos protegem 3 tipos de compartimentos distintos: “Caixas Fim de Cabo”, “Parte Móvel” e “Compartimento de Barramento”.

Quando se detecta um defeito de arco interno no interior do quadro metálico, a ordem de disparo é enviada praticamente para todos os painéis: LMT, BC, TPAT, TPMT, SBMT. Sendo esta ordem de disparo enviada “a fio”, não sendo assim contabilizada para tempo de transmissão.

Após a ocorrência de um defeito de arco interno, e a correspondente abertura dos disjuntores, deverá seguir-se o encravamento da ordem de ligar o disjuntor. Este encravamento deverá ser feito ao nível de cada um dos IEDs, utilizando a informação adquirida através de LAN do processo.

B) Registo de resultados**1ª Simulação**

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| “Arco B1 SPN ON” | 12:18:02,647 | “ArcIntSBMT SPN ON” | LMT: 12:18:02,662 | 25 |
| | | | TP MT: 12:18:02,663 | 26 |

C) Comentários

Estes registos referem-se a mensagens do tipo “1b”, mensagens de disparos, para esta situação os tempos medidos estão aceitáveis, caso fosse do tipo “1a”, seriam considerados não aceitáveis.

3.5 OBJECTIVO: Interoperabilidade entre equipamentos.

No decurso dos ensaios para a Subestação de Serzedo, apesar do conjunto das protecções 7SJ – IEDs pertencerem ao fabricante SIEMENS, um dos dispositivos – Regulador de Tensão – responsável pela mudança de tomadas do transformador de potência pertence a um fabricante diferente, é do fabricante alemão Reinhausen.

Colocar dois dispositivos de fabricantes diferentes a comunicarem entre si, sem a utilização de nenhum conversor de protocolos é a melhor forma de testar se uma solução está ou não em conformidade com a norma.

Após os ensaios, foi possível verificar que os dois dispositivos comunicam e trocam informações entre si, para tal teve que se importar o ficheiro de configuração ICD, pertencente ao fabricante do TAP CHANGER, que contém todas as características do próprio dispositivo.

3.6 COMPARAÇÃO ENTRE: IEC 61850 / IEC 60870-5-104

Este ponto tem como único objectivo comparar, tempos de transferência dos dois protocolos. Para efectuar esta comparação utilizamos iguais funcionalismos: Função de Deslastre de Tensão.

A norma IEC 61850, como já se sabe foi a utilizada pela solução SIEMENS, enquanto o protocolo 104, foi utilizado pela EFACEC para a Subestação de Mirandela (como existiu a oportunidade de assistir a estes ensaios EDP / EFACEC, será interessante em termos de tempos de comunicação comparar ambas as soluções)

EFACEC

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|------------------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "Para BDD: Desl U Arranq" | 15:37:10:302 | "Da BDD: Desl U Curso" | LMT_1: 15:37:10:314 | 12 |
| | | | LMT_2: 15:37:10:313 | 11 |

SIEMENS

| EMISSOR | | RECEPTOR | | |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Descritivo | Datação de saída (ms) | Descritivo | Datação de entrada (ms) | Tempo de transferência (ms) |
| "D_Desl_U SPN ON " | 10:24:06,703 | "Desl U_TP1 SPN ON " | LMT_1: 10:24:06,714 | 11 |

| | | | | |
|--|--|--|------------------------|----|
| | | | LMT_2:10: 24:06,714 | 11 |
|--|--|--|------------------------|----|

Conclusão:

Em termos de tempos de transferência para este funcionalismo, os registos temporais são semelhantes. Apesar do GOOSE utilizado pela norma IEC 61850 / SIEMENS, ter como característica um serviço rápido, melhorando a capacidade de resposta, o serviço utilizado pela EFACEC responde de igual forma, não ficando a perder no que a rapidez diz respeito.

Seria interessante ter observado como se comportariam estas duas soluções numa situação de congestionamento de rede, tal acção, por motivos de “timing”, não foi possível concretizar. Todavia, é sabido em antemão que o GOOSE para estas situações possui um mecanismo de repetição de mensagens que garante a fiabilidade.

3.7 O QUE MUDOU COM IEC 61850?

A IEC 61850 inicia uma nova era tecnológica. Ela muda o conceito de comunicação no sistema de automação, transformando os equipamentos de protecção e controlo em clientes e/ou servidores, numa rede que utiliza a norma Ethernet TCP/IP com velocidades de transmissão de 100 Mbits/seg, trazendo o conceito de topologia distribuída ao estado da arte.

Na parte de controlo e supervisão, existe uma mudança conceptual, o que elimina o conceito de mestre, usando transmissão Multi-cast para notificar os dispositivos da recepção de dados.

Interoperabilidade

Em toda a norma o conceito que está presente em todas as partes é sem dúvida a interoperabilidade, este é o grande objectivo e a grande mudança! Para se conseguir a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes distintos, ambos têm que cumprir todos os requisitos, requisitos estes que foram apresentados ao longo do Cap.2. Com a possibilidade de dispositivos de diferentes fabricantes poderem comunicarem entre si sem a introdução de conversores de protocolos, trás imensas vantagens, desde:

- Redução de custos,
- Garantir investimentos,
- Simplificar a engenharia,
- Oferecer flexibilidade,
- Exigir testes de conformidade junto aos fabricantes,
- Não ficar confinado a um único fabricante.

Nova arquitectura

Para além, da interoperabilidade, o que destaca esta norma é a integração de dispositivos inteligentes para no processo, desde seccionadores, disjuntores ou transformadores.

Com a integração de dispositivos inteligentes no processo é possível integrar estes numa rede de comunicação. Mudando assim a arquitectura, passamos assim a ter o Station BUS e o Process BU.

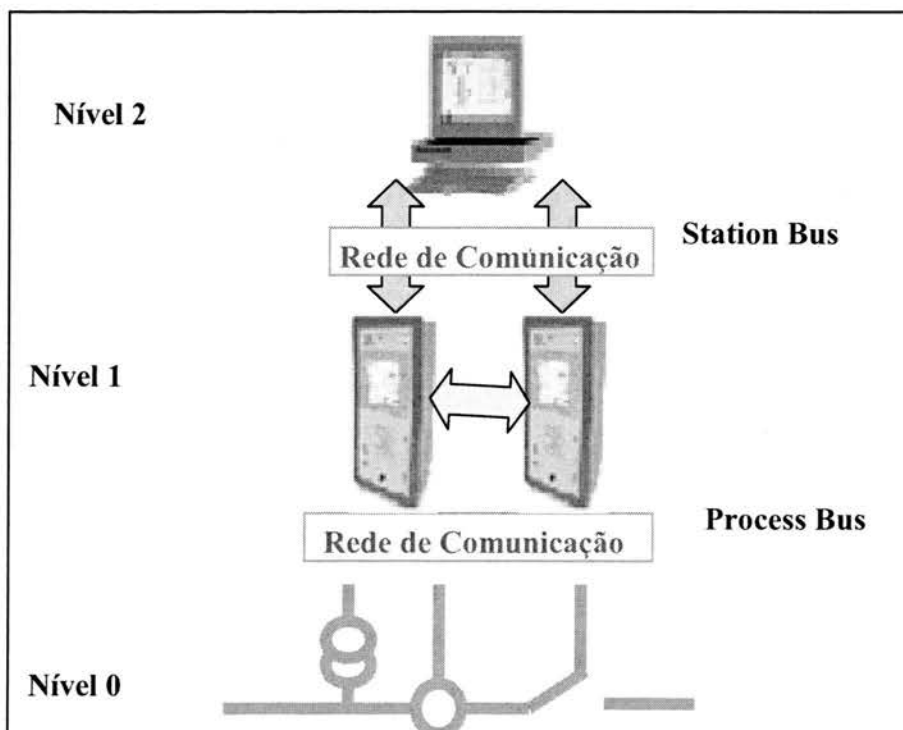


Figura 41– Tempo de transferência

Com a inclusão de uma rede de comunicação entre o nível de processo e o nível de bay, a cabelagem é praticamente eliminada, reduzindo custos substanciais, uma vez que a parte de electrificar a subestação fio a fio comporta custos elevadíssimos.

A existência de dispositivos inteligentes para o processo ainda não se irá verificar num futuro próximo, comercialmente ainda não é viável. Porém, pode já ser possível integrar os dispositivos chamados de tradicionais (disjuntores, seccionadores analógicos) numa rede de comunicação, como é referido na norma IEC 61850, através de unidades denominadas de MU, Merging Units. Na prática as M.U. são usadas como conversores, analógicos/digitais, que irão digitalizar o sinal dos transformadores e disjuntores convencionais. Todo sinal analógico (tensão e corrente) e sinal binário (por exemplo o comando de um disjuntor) é digitalizado por esses conversores e enviado via rede Ethernet da subestação.

As MU servem de interface entre o processo e a rede de comunicação. A integração destas unidades poderá ser discutível, uma vez que estas unidades introduzem um delay.

O que irá diferenciar uma marca da outra

Este novo sistema somente normaliza a comunicação entre equipamentos, ou seja, o modo como cada equipamento processa. Já as funções de protecção no caso dos relés, por exemplo, permanecem particulares de cada fabricante. Portanto, deve ficar claro o conceito da interoperabilidade que é o que agora está a ser posto em prática e não da intercambialidade, que seria a possibilidade da substituição do equipamento de um fabricante por outro sem alteração do funcionamento da protecção.

Redução dos custos de configuração, setup, e manutenção

Durante a pesquisa teórica acerca da norma, é possível detectar que todos os fabricantes de dispositivos IEC 61850, falam em redução de custos de configuração, setup, e manutenção. Sendo a justificação para tal que:

A utilização de serviços de alto nível tal como o GOOSE ou o MMS, e a habilitação que os dispositivos tem para “self- describing” ajudam reduzir custos na configuração, setup e manutenção

A existência normalizada de ficheiros de configuração, para a troca de informação entre diferentes dispositivos, reduz a configuração, setup e manutenção

3.8 CONCLUSÃO

Talvez por esta ser uma das primeiras soluções IEC 61850 a ser implementada em Portugal poderá ser prematuro retirarem-se profundas e indubitáveis conclusões sobre a matéria. Em termos de requisitos de comunicação para as mensagens denominadas por mensagens do “Tipo 1”, a solução cumpre o especificado na IEC 61850 – 5, mesmo não sendo possível determinar o tempo de transferência na sua totalidade (T_a e T_c , não foi contabilizado!). Os requisitos para linguagem de configuração à partida também são satisfeitos, o que é comprovado pela troca do ficheiro ICD do fabricante do Regulador de Tensão com o sistema da SIEMENS, verificando-se que comunicam na perfeição, o que consequentemente implica também uma conformidade com o modelo de dados.

Presentemente o que a norma trás de mais valia à EDP é o facto de existir a possibilidade de “negociar” para um mesmo projecto a junção de dispositivos de diferentes fabricantes. Se isto é fiável, é discutível. No que respeita a performance, tal como é verificado no ponto 4, deste capítulo, outros padrões garantem o mesmo nível de desempenho que IEC 61850.

Futuramente a EDP poderá beneficiar ainda mais, uma vez que quando for comercialmente viável adquirir dispositivos inteligentes para o processo a redução de custos e mão-de-obra terá um peso significativo.

A comunicação horizontal entre dispositivos (de IED para IED) não é novidade para a EDP, uma vez que em outros projectos, nomeadamente com o protocolo IEC 104, este feito já era conseguido. Anteriormente as soluções da SIEMENS não comunicavam horizontalmente por rede de comunicação.

A compilação do sistema tornou-se muito mais rápida. O que demorava 1 hora ou 2 horas hoje demora alguns minutos.

Todavia foi detectado um problema, uma vez que algumas funções (MIH 1,3 s) exigem um tempo de actuação preciso e como o GOOSE tem um tempo de actuação variável, este não poderá ser usado. As informações serão encaminhadas a fio.

Tanto no futuro, como já presentemente, não será difícil afirmar que o uso da norma IEC 61850 é uma mais valia como está claro e explícito neste trabalho.



FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000105234