

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE



**Communication networks and systems for power utility automation –
Part 1: Introduction and overview**

**Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes
électriques –
Partie 1: Introduction et présentation**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61850-1:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE



**Communication networks and systems for power utility automation –
Part 1: Introduction and overview**

**Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes
électriques –
Partie 1: Introduction et présentation**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 33.200

ISBN 978-2-83220-686-7

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor. Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.
--

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms, definitions and abbreviations	9
3.1 Terms and definitions	9
3.2 Abbreviated terms	11
4 Objectives	12
5 Approach of the IEC 61850 standard	13
5.1 Scope of application.....	13
5.2 IEC 61850 within the IEC Power Utility control system reference architecture	14
5.3 IEC 61850 within Smart Grid reference architecture	15
5.4 Standardization approach.....	15
5.5 How to cope with fast innovation of communication technology	16
5.6 Representation of functions and communication interfaces.....	16
5.7 Requirements for a physical communication system.....	20
6 Content of the IEC 61850 series	20
6.1 IEC 61850 general requirements (parts 1 to 5).....	20
6.2 Three pillars of interoperability and conformance testing (Part 6 and above)	21
6.3 Understanding the structure of the IEC 61850 documentation	22
6.4 IEC 61850 data modelling	24
6.4.1 Main principle (explained in IEC 61850-7-1)	24
6.4.2 Standard name space introduction.....	25
6.4.3 Name space extension	26
6.5 IEC 61850 communication services	26
6.6 IEC 61850 SCL language	28
6.7 IEC 61850 data and communication security	29
6.8 IEC 61850 conformance testing.....	29
6.9 UCA/IEC 61850 international users group	30
6.10 IEC 61850 maintenance	30
6.11 Quality assurance process	30
7 IEC 61850 system life cycle.....	31
7.1 Reason for inclusion.....	31
7.2 Engineering-tools and parameters	31
7.3 Main tools and configuration data flows	32
7.4 Quality and life-cycle management.....	32
7.5 General requirements.....	32
Figure 1 – Scope of application of IEC 61850	14
Figure 2 – Power utility control system reference architecture (IEC 62357).....	15
Figure 3 – IEC 61850 specifying approach.....	16
Figure 4 – Interface model within substation and between substations.....	17
Figure 5 – Relationship between functions, logical nodes, and physical nodes (examples).....	19
Figure 6 – Links between IEC 61850 parts.....	22

Figure 7 – IEC 61850 Data modelling.....	24
Figure 8 – Basic reference model.....	28
Figure 9 – Exchange of system parameters	31

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61850-1:2013

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS
FOR POWER UTILITY AUTOMATION –****Part 1: Introduction and overview****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC 61850-1, which is a technical report, has been prepared by IEC technical committee 57: Power systems management and associated information exchange.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2003. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- Extended application scope of the IEC 61850 standard
 - for the power quality domain;
 - for statistical and historical data;

- for distributed generation monitoring and automation purpose;
- for feeder automation purpose;
- for substation to substation communication;
- for monitoring functions according to IEC 62271.
- Smart grid considerations.
- Extensions (and provisions for extensions) of the documentation system relating to IEC 61850, especially with part 7-5xx (Application guides) and part 90-xx (Technical report and guidelines).

The text of this technical report is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
57/1233/DTR	57/1304/RVC

Full information on the voting for the approval of this technical report can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 61850 series, published under the general title *Communication networks and systems for power utility automation*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

IEC 61850 consists of the following parts, under the general title *Communication networks and systems for power utility automation* (all parts may have not been published yet).

- Part 1: Introduction and overview
- Part 2: Glossary
- Part 3: General requirements
- Part 4: System and project management
- Part 5: Communication requirements for functions and device models
- Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
- Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models
- Part 7-2: Basic communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)
- Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes
- Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data classes
- Part 7-410: Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control
- Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes
- Part 7-5: IEC 61850 – Modelling concepts¹
- Part 7-500: Use of logical nodes to model functions of a substation automation system¹
- Part 7-510: Use of logical nodes to model functions of a hydro power plant
- Part 7-520: Use of logical nodes to model functions of distributed energy resources¹
- Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
- Part 80-1: Guideline to exchange information from a CDC based data model using IEC 60870-5-101/104
- Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3
- Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations
- Part 90-2: Using IEC 61850 for the communication between substations and control centres¹
- Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring¹
- Part 90-4: Network Engineering Guidelines - Technical report¹
- Part 90-5: Using IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118
- Part 10: Conformance testing

In addition to the above parts IEC technical committee 88 has published the IEC 61850 basic communication structure for Wind Turbines as IEC 61400-25, *Wind turbines – Communications for monitoring and control of wind power plants*.

IEC 61850-1 is an introduction and overview of the IEC 61850 standard series. It describes the philosophy, work approach and contents of the other parts.

¹ Under consideration.

COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION –

Part 1: Introduction and overview

1 Scope

This technical report is applicable to *power utility automation systems* (PUAS). It defines the communication between intelligent electronic devices (IEDs) in such a system, and the related system requirements.

This part gives an introduction and overview of the IEC 61850 standard series. It refers to and might include text and figures coming from other parts of the IEC 61850 standard series.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60870-5-103, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission Protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment*

IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*

IEC 61400-25 (all parts), *Communications for monitoring and control of wind power plants*

IEC 61850-2, *Communication networks and systems in substations – Part 2: Glossary*

IEC 61850-3, *Communication networks and systems in substations – Part 3: General requirements*

IEC 61850-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 4: System and project management*

IEC 61850-5, *Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models*

IEC 61850-6, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*

IEC 61850-7-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models*

IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)*

IEC 61850-7-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes*

IEC 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes*

IEC 61850-7-410, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-410: Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control*

IEC 61850-7-420, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes*

IEC 61850-7-510, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-510: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modelling concepts and guidelines*

IEC 61850-8-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*

IEC 61850-80-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-1: Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104*

IEC 61850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*

IEC/TR 61850-90-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations*

IEC 61850-10, *Communication networks and systems in substations – Part 10: Conformance testing*

IEC 62351 (all parts), *Power systems management and associated information exchange – Data and communications security*

IEC/TR 62357-1, *Power systems management and associated information exchange – Part 1: Reference architecture*

IEC 81346-1, *Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Structuring principles and reference designations – Part 1: Basic rules*

ISO 9001:2008, *Quality management systems – Requirements*

IEEE C37.2, *IEEE standard electrical power system device function numbers, acronyms and contact designations*

IEEE 100:2000, *The authoritative dictionary of IEEE standards terms seventh edition*

IEEE-SA TR 1550, *Utility Communications Architecture (UCA) Version 2.0 – Part 4: UCA Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE)*

RFC 2246, *The TLS Protocol, Version 1.0*

3 Terms, definitions and abbreviations

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this Technical Report, the following terms and definitions apply. However please refer to part 2 of the standard for the standard glossary of IEC 61850.

3.1.1

Abstract Communication Service Interface

ACSI

virtual interface to an IED providing abstract communication services, for example connection, variable access, unsolicited data transfer, device control and file transfer services, independent of the actual communication stack and profiles used

3.1.2

bay

subpart of a substation, having some common functionality, closely connected to the other subparts, and forming a substation

3.1.3

data object

part of a logical node object representing specific information, for example, status or measurement. From an object-oriented point of view, a data object is an instance of a data object class. Data objects are normally used as transaction objects; i.e., they are data structures

3.1.4

device

mechanism or piece of equipment designed to serve a purpose or perform a function, for example, breaker, relay, or substation computer

[SOURCE: IEEE 100:2000]

3.1.5

functions

tasks which are performed by the substation automation system, i.e. by application functions

Note 1 to entry: Generally, functions exchange data with other functions. The details are dependent on the functions in consideration. Functions are performed by IEDs (physical devices). Functions may be split in parts residing in different IEDs but communicating with each other (distributed function) and with parts of other functions. These communicating function parts are called logical nodes.

Note 2 to entry: In the context of this standard, the decomposition of functions or their granularity is ruled by the communication behaviour only. Therefore, all functions considered consist of logical nodes that exchange data.

3.1.6

Intelligent Electronic Device

IED

any device incorporating one or more processors with the capability of receiving or sending data/controls from or to an external source (for example, electronic multifunction meters, digital relays, controllers)

3.1.7

interchangeability

ability to replace a device supplied by one manufacturer with a device supplied by another manufacturer, without making changes to the other elements in the system

3.1.8

interoperability

ability of two or more IEDs from the same vendor, or from different vendors, to exchange information and use that information for correct execution of specified functions

3.1.9

Logical Node

LN

smallest part of a function that exchanges data

Note 1 to entry: A LN is an object defined by its data and methods.

3.1.10

Logical Device

LD

virtual device that exists to enable aggregation of related logical nodes

3.1.11

open protocol

protocol whose stack is either standardised or publicly available

3.1.12

part

part of the IEC 61850 standard series

EXAMPLE Part 1 refers to IEC 61850-1, Part 7-2 refers to IEC 61850-7-2.

3.1.13

Physical Device

PD

equivalent to an IED as used in the context of this standard

3.1.14

process bus

process bus is the communication network which connects the IEDs at primary equipment level to other IEDs

3.1.15

protocol

set of rules that determines the behaviour of functional units in achieving and performing communication

3.1.16

Power Utility Automation System

PUAS

set of communicating components or devices (IEDs) arranged in a communication architecture to perform any type of power utility automation functions

Note 1 to entry: Power Utility Automation System includes de facto Substation Automation system, as one possible sub-system.

3.1.17

self-description

a device contains information on its configuration

Note 1 to entry: The representation of this information has to be standardised and has to be accessible via communication (in the context of this standard series).

3.1.18**station bus**

communication network which inter-connects IEDs at bay level and IEDs at station level, and connects bay-level IEDs to station-level IEDs

3.1.19**system**

within the scope of this standard, system always refers to substation automation systems unless otherwise stated

3.1.20**Specific Communication Service Mapping****SCSM**

standardised procedure which provides the concrete mapping of ACSI services and objects onto a particular protocol stack/communication profile

Note 1 to entry: To facilitate interoperability it is intended to have a minimum number of standardized mappings (SCSM). Special application subdomains such as “station bus” and “process bus” may result in more than one mapping. However, for a specific protocol stack selected only one single SCSM and one single profile should be specified.

Note 2 to entry: A SCSM should detail the instantiation of abstract services into protocol specific single service or sequence of services which achieve the service as specified in ACSI. Additionally, a SCSM should detail the mapping of ACSI objects into object supported by the application protocol.

Note 3 to entry: SCSMs are specified in the parts 8-x and 9-x of this standard series.

3.2 Abbreviated terms

ACSI	Abstract Communication Service Interface
CDC	Common Data Class
CIM	Common Information Model
DA	Data Attribute
DER	Distributed Energy Resource
DO	Data Object
EMC	Electromagnetic Compatibility
GSE	Generic Substation Event (communication model)
GSSE	Generic Substation State Event (communication model)
GOOSE	Generic Object Oriented System Event (communication model)
IED	Intelligent Electronic Device
LN	Logical Node
LD	Logical Device
PD	Physical Device
PUAS	Power Utility Automation System
SCL	System Configuration description Language
SCSM	Specific Communication Service Mapping
TLS	Transport Layer Security
VLAN	Virtual Local Area Network
XML	eXtensible Markup Language

4 Objectives

The possibility to build Power Utility Automation Systems (PUAS) rests on the strong technological development of large-scale integrated circuits, leading to the present availability of advanced, fast, and powerful microprocessors. The result was an evolution of substation secondary equipment, from electro-mechanical devices to digital devices. This in turn provided the possibility of implementing Power Utility Automation System using several intelligent electronic devices (IEDs) to perform the required functions (protection, local and remote monitoring and control, etc.). As a consequence, the need arose for efficient communication among the IEDs, especially for a standard protocol. Initially specific proprietary communication protocols developed by each manufacturer were used, requiring complicated and costly protocol converters when using IEDs from different vendors.

The industry's experiences have demonstrated the need and the opportunity for developing standard semantics, abstract communication services that can be mapped to different protocols, configuration descriptions and engineering processes, which would support interoperability of IEDs from different manufacturers. Interoperability in this case is the ability to operate on the same network or communication path sharing information and commands. There is also a desire to have IED interchangeability, i.e. the ability to replace a device supplied by one manufacturer with a device supplied by another manufacturer, without making changes to the other elements in the system. Interchangeability would also require standardisation of functions which is beyond this communication standard. Interoperability is a common goal for electric utilities, equipment vendors and standardisation bodies.

The objective of PUAS standardisation is to develop a communication standard that will meet functional and performance requirements, while supporting future technological developments. To be truly beneficial, a consensus must be found between IED manufacturers and users on the way such devices can freely exchange information.

The communication standard must support the operation functions within the substation and distributed throughout the power grid. Therefore, the standard has to consider the operational requirements, but the purpose of the standard is neither to standardise (nor limit in any way) the functions involved in substation operation nor their allocation within the Power Utility Automation System. The application functions will be identified and described in order to define their interface and then their communication requirements (for example, amount of data to be exchanged, exchange time constraints, etc.). The communication standard, to the maximum possible extent, should make use of existing standards and commonly accepted communication and engineering principles.

This standard aims to ensure, among others, the following features:

- That the complete communication profile is based on existing IEC/IEEE/ISO/OSI communication standards, if available.
- That the protocols used will be open and will support self-descriptive devices. It should be possible to add new functionality.
- That the standard is based on data objects related to the needs of the electric power industry.
- That the communication syntax and semantics are based on the use of common data objects related to the power system.
- That the communication services can be mapped to different state-of-the art protocols.
- That the communication standard considers the implications of the substation being one node in the power grid, i.e. of the Power Utility Automation System being one element in the overall power control system.
- That the complete topology of an electrical system (single line diagram), the generated and consumed information, and the information flow between all IEDs is specified, using a machine readable language.

5 Approach of the IEC 61850 standard

5.1 Scope of application

The main parts of the IEC 61850 standard were first published from 2002 to 2005. The standard was the result of nearly ten years of work within IEEE/EPRI on Utility Communications Architecture (UCA) (IEEE-SA TR 1550) and within the working group “Substation Control and Protection Interfaces” of IEC Technical Committee 57. The initial scope of IEC 61850 was standardisation of communication in substation automation systems.

The first edition of the standard was primarily related to protection, control and monitoring. From 2009 onwards the original parts of the IEC 61850 series have been updated and extended to cover also measurement (including statistical and historical data handling) and power quality. New parts of the standard will also be added to handle condition monitoring.

The concepts defined in IEC 61850 have been applied beyond the substation domain:

- The modelling of hydropower plants (see IEC 61850-7-410) distributed energy resources (see IEC 61850-7-420) are also covered by the IEC 61850 series.
- The modelling of wind turbines has been standardized, according to IEC 61850, within the IEC 61400-25 series, *Communications for monitoring and control of wind power plants*.
- The communication has also been extended to substation to substation communication (see IEC 61850-90-1).

IEC 61850 is planned to be applied to new areas such as:

- Communication to network control centre (IEC/TR 61850-90-22)
- Feeder automation domain

Harmonization of IEC 61850 modelling with the IEC Common Information Model (CIM, IEC 61968/61970) is also considered as a high priority item to fulfil Smart Grid objectives.

Given the extended scope, today's naming of the IEC 61850 standard is *Communication networks and systems for power utility automation*. The final scope of application of IEC 61850 (and affiliates) is described in Figure 1.

² To be published.

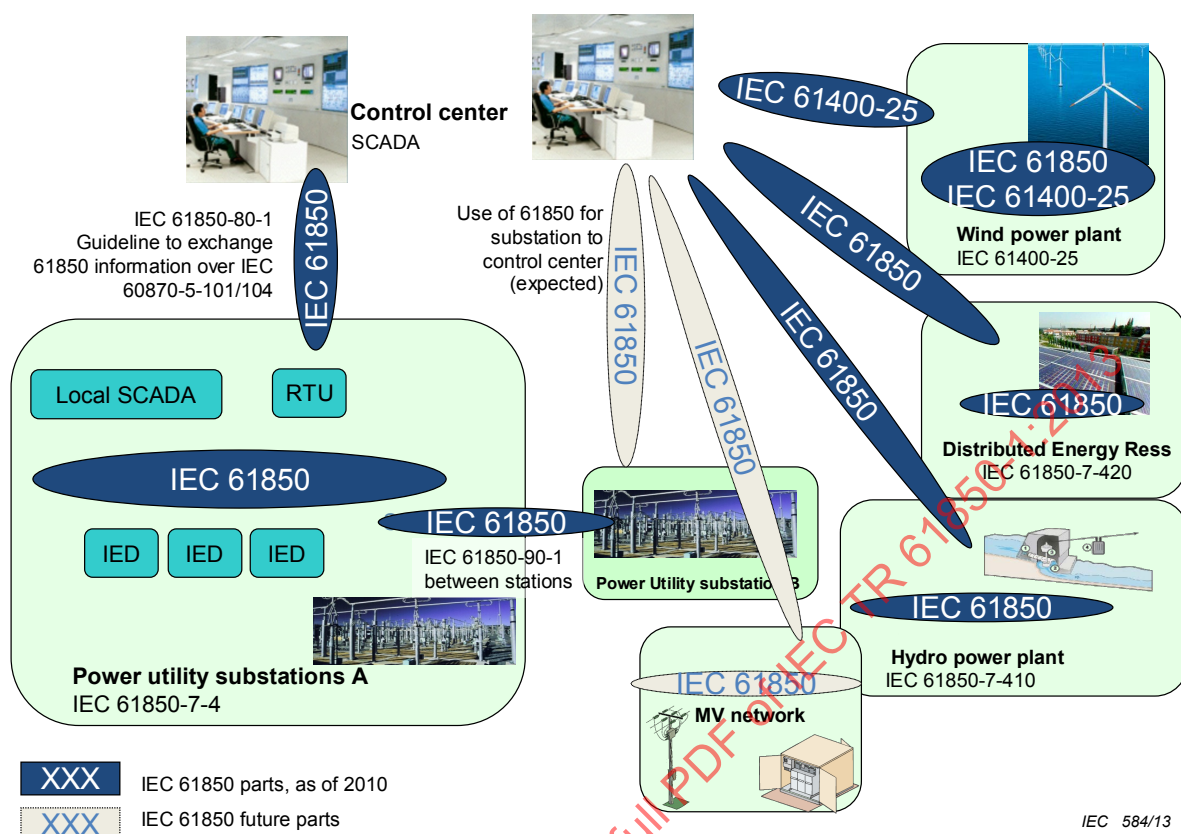


Figure 1 – Scope of application of IEC 61850

5.2 IEC 61850 within the IEC Power Utility control system reference architecture

IEC 61850 is one central communication standard of the Power Utility control system reference architecture of IEC technical committee 57 (IEC 62357) as shown in Figure 2.

IEC 61850 is fully complementary to the Common Information Model Standard (CIM – IEC 61970 – IEC 61968).

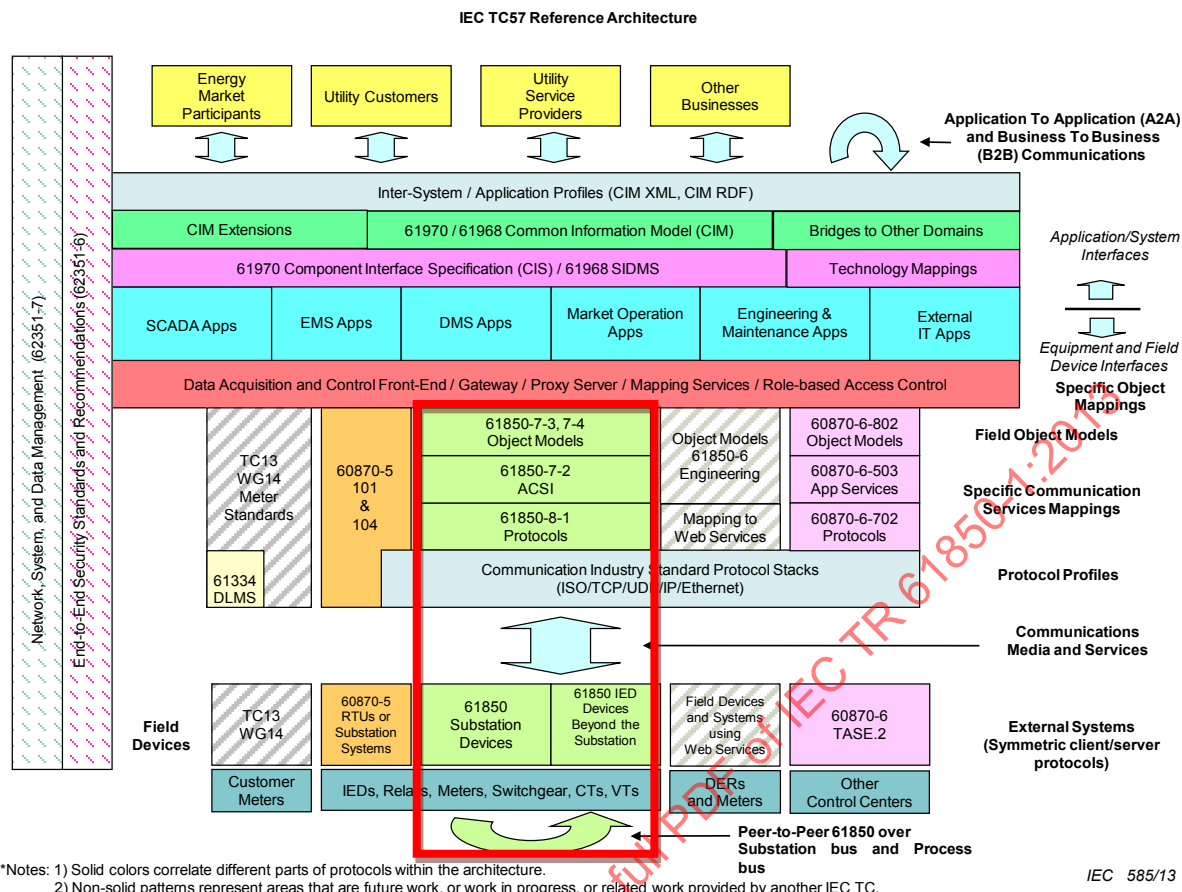


Figure 2 – Power utility control system reference architecture (IEC 62357)

5.3 IEC 61850 within Smart Grid reference architecture

IEC 61850 is one central communication standard of the Smart Grid IEC reference architecture, as published by the IEC Strategic Group 3 on Smart Grid. "Across the IEC Smart Grid Framework, the Application Domain TCs must use the methods delivered by the "horizontal" TCs included in the Framework.

IEC 61850 (existing and extended) will be used for all communications to field equipment and systems, while the IEC 61970 and IEC 61968 will be used within control centres for managing information exchanges among enterprise systems."³

5.4 Standardization approach

The approach of the IEC 61850 series is to blend the strengths of the following three methods:

- Functional decomposition
- Data flow modelling
- Information modelling

Functional decomposition is used to understand the logical relationship between components of a distributed function, and is presented in terms of logical nodes (LNs) that describe the functions, subfunctions and functional interfaces.

³ Extract from Standardization Management Board meeting 137, decision 3 (SMB/4175/R 2010-01-11).

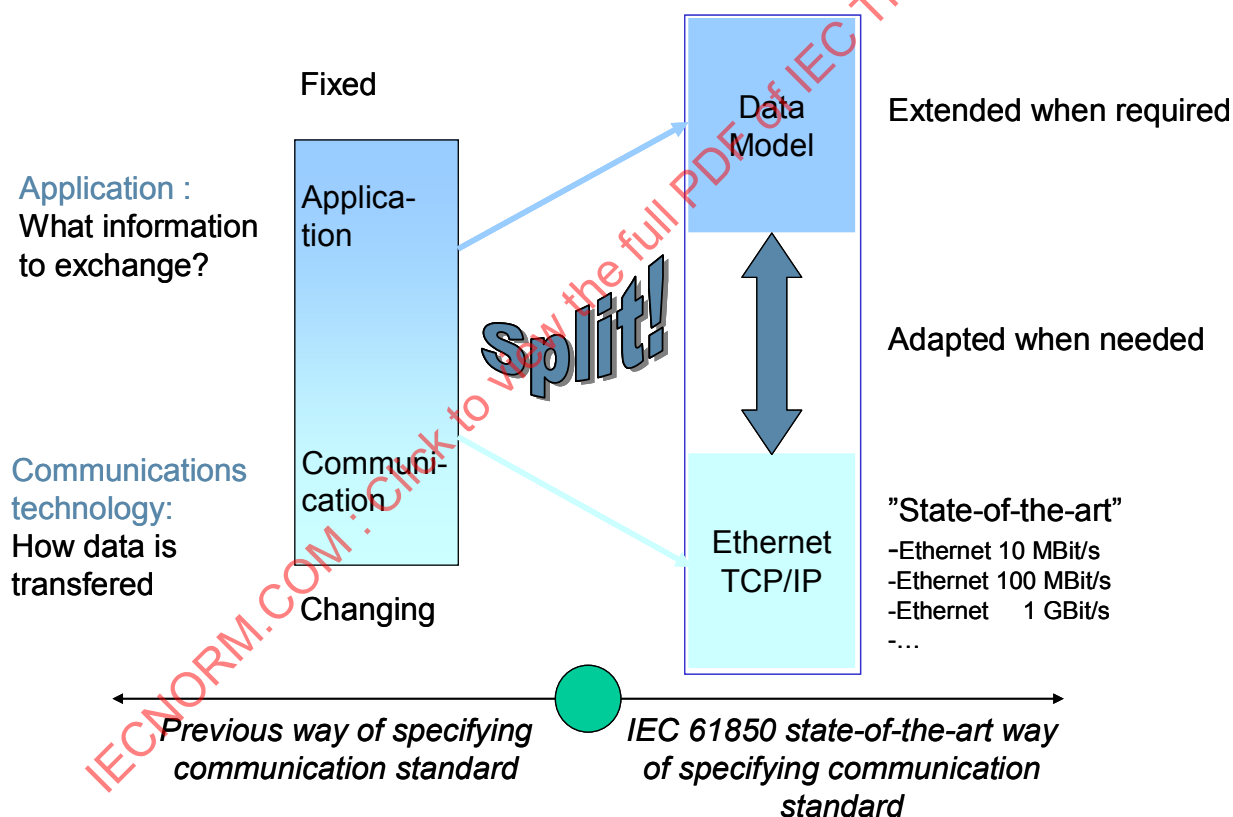
Data flow is used to understand the communication interfaces that must support the exchange of information between distributed functional components and the functional performance requirements.

Information modelling is used to define the abstract syntax and semantics of the information exchanged, and is presented in terms of data object classes and types, attributes, abstract object methods (services), and their relationships.

5.5 How to cope with fast innovation of communication technology

In order to cope with the fast innovation of communication technology IEC 61850 makes the communication independence from the application by specifying a set of abstract services and objects. In this way applications can be written in a manner which is independent from a specific protocol. This abstraction allows both vendors and utilities to maintain application functionality and to optimise this functionality when appropriate as explained in Figure 3.

It also allows, as the scope of IEC 61850 is wider and wider, to cope with the diversity of communication solutions required by the new targetted domains, while keeping the same data model.



IEC 586/13

Figure 3 – IEC 61850 specifying approach

5.6 Representation of functions and communication interfaces

The objective of the standard is to provide a framework to achieve interoperability between the IEDs supplied from different suppliers.

The allocation of functions to devices (IEDs) and control levels is not fixed. The allocation normally depends on availability requirements, performance requirements, cost constraints, state of the art of technology, utilities' philosophies etc. Therefore, the standard should support any allocation of functions.

The functions (application functions) of a Power Utility Automation system are control and supervision, as well as protection and monitoring of the primary equipment and of the grid. Other functions (system functions) are related to the system itself, for example supervision of the communication.

NOTE A substation consists of closely connected subparts with some common functionality called bays. Examples are the switchgear between an incoming or outgoing line and the busbar, the bus coupler with its circuit breaker and related isolators and earthing switches, the transformer with its related switchgear between the two busbars representing the two voltage levels. The bay concept may be applied to one and a half breaker and ring bus substation arrangements by grouping the primary circuit breakers and associated equipment into a virtual bay. These bays comprise a power system subset to be protected such as a transformer or a line end, and the control of its switchgear has some common restrictions such as mutual interlocking or well-defined operation sequences. The identification of such subparts is important for maintenance purposes (which parts may be switched off at the same time with a minimum impact on the rest of the substation) or for extension plans (what has to be added if a new line is to be linked in). These subparts are called bays and may be managed by devices with the generic name “bay controller” and have protection systems called “bay protection”.

The logical communication interfaces within substation and between substations are presented in Figure 4.

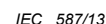


Figure 4 – Interface model within substation and between substations

The meanings of the interfaces are as follows:

- IF1: protection-data exchange between bay and station level.
- IF2: protection-data exchange between bay level and remote protection.
- IF3: data exchange within bay level.
- IF4: CT and VT instantaneous data exchange (especially samples) between process and bay level.
- IF5: control-data exchange between process and bay level.
- IF6: control-data exchange between bay and station level.
- IF7: data exchange between substation (level) and a remote engineer's workplace.
- IF8: direct data exchange between the bays especially for fast functions such as interlocking.
- IF9: data exchange within station level.
- IF10: remote control-data exchange between substation (devices) and a remote network control centre (called NCC – beyond the scope of this standard).
- IF 11: the control-data exchange between different substations.

The devices of a power utility automation system may be physically installed on different functional levels (station, bay, and process). This refers to the physical interpretation of Figure 4.

Process level devices are typically remote I/Os, intelligent sensors and actuators.

Bay level devices consist of control, protection or monitoring units per bay.

Station level devices consist of the station computer with a database, the operator's workplace, interfaces for remote communication, etc.

To reach the standardisation goal of interoperability, common functions in a power utility automation system have been identified and split into sub-functions (logical nodes). Logical nodes may reside in different devices and at different levels. Figure 5 shows examples to explain the relationship between functions, logical nodes, and physical nodes (devices).

A function is termed "distributed" when it is performed by two or more logical nodes that are located in different physical devices. Since all functions communicate in some way, the definition of a local or a distributed function is not unambiguous but depends on the definition of the functional steps to be performed until the function is completed.

When a distributed function is implemented, proper reactions on the loss of a functional component or an included communication link have to be provided, for example the function may be blocked completely or shows a graceful degradation if applicable.

NOTE The implementation is beyond the scope of the standard series.

Logical Nodes	[-----Functions-----]			[-----Physical Devices-----]
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy.Switch.	X			2
Dist.Prot.		X		3
O/C Prot.			X	3
Breaker	X	X	X	4
Bay CT		X	X	5
Bay VT	X	X		6
BB VT	X			7

IEC 588/13

Figure 5 – Relationship between functions, logical nodes, and physical nodes (examples)

Examples in Figure 5: Physical device 1: Station computer, 2: Synchronised switching device, 3: Distance protection unit with integrated overcurrent function, 4: Bay control unit, 5 and 6: Current and voltage instrument transformers, 7: Busbar voltage instrument transformers

Known functions for substation, hydro power, distributed energy resources (DER) applications have been described in IEC 61850-7-4xx. In addition to this, Annex G of part 5 defines:

- task of the function;
- starting criteria for the function;
- result or impact of the function;
- performance of the function;
- function decomposition;
- interaction with other functions.

NOTE standardising functions is not the intention of the IEC 61850 series, only the interaction of functions is covered.

Messages communicated using IEC 61850 are divided into different types with different requirements according to part 5 of the standard.

Messages can be sent using different Abstract Communication Service Interface (ACSI) services (see IEC 61850-7-2). These can be e.g. reporting, GOOSE or control command and can be mapped to different protocols according to IEC 61850-8-x and IEC 61850-9-x.

5.7 Requirements for a physical communication system

Logical interfaces may be mapped to physical interfaces in several different ways. A station bus normally implements the logical interfaces 1, 3, 6, and 9 of Figure 4; a process bus may cover the logical interfaces 4 and 5. The logical interface 8 ('inter-bay-communication' using GOOSE messages) may be mapped to either or to both.

Mapping of all logical interfaces to one single bus is possible, if this satisfies the required level of performance (response time, availability, maintainability, etc.). Mapping sets of logical interfaces to dedicated buses is also possible.

Network Engineering Guidelines included in IEC 61850-90-4 standard provides definitions and important recommendations on how to properly specify and design the physical communication system of a Power Utility Automation system based on IEC 61850, depending of the levels of requirement.

6 Content of the IEC 61850 series

6.1 IEC 61850 general requirements (parts 1 to 5)

The titles and contents of the published or planned parts of the IEC 61850 series are as follows (refer to 6.3 and Figure 6 for a global overview of the IEC 61850 documentation):

IEC 61850-1 Introduction and overview

Introduction and overview of IEC 61850 (this document)

IEC 61850-2 Glossary

Collection of terminology and definitions used within the various parts of the standard

IEC 61850-3 General requirements

Quality requirements (reliability, maintainability, system availability, portability, security)

Environmental conditions (including temperature, humidity, EMC and other constraints)

Auxiliary services

Other standards and specifications

IEC 61850-4 System and project management

Engineering requirements (parameter classification, engineering tools, documentation)

System lifecycle (product versions, discontinuation, support after discontinuation)

Quality assurance (responsibilities, test equipment, type tests, system tests, FAT and SAT)

IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models of a Power Utility Automation system

Basic requirements

Functions

Required logical nodes. Each of them has been described by:

- grouping according to their most common application area;
- short textual description of the functionality;
- IEEE device function number if applicable (for protection and some protection related logical nodes only, refer to IEEE C37.2);
- relationship between functions and logical nodes in tables and in the functional description;

Logical communication links i.e. logical exchanged information between logical nodes

Performance

“Dynamic scenarios” (information flow requirements for different operational conditions)

6.2 Three pillars of interoperability and conformance testing (Part 6 and above)

In order to fully define how components can interoperate in a Power Utility Automation System, while remaining independent of the implementation, the IEC 61850 standard provides three main levels of definition:

- A standard name space of logical nodes, data objects and attributes (part 7-3 and 7-4), i.e. the dictionary of standardized function interfaces (logical nodes) and names (data objects and attributes classes). Such a repository is used to describe the information which has to be exchanged between the functions of the physical components of the system, its semantic, its structure and the way this information is exposed. This dictionary is based on a specific modelling approach of device and function interface.
 - The original name space focused on electrical data for protection, monitoring and control purpose mainly.
 - Complementary name spaces have been created to answer for the needs of new application domains such as distributed energy resources. The new name spaces are still relying on the same modelling principle, and on the same data structure basis.
 - Future activities may lead to further extension of the scope of applications of IEC 61850 such as those needed for Smart Grid considerations. Such modelling also supports non-standardised extensions (refer to 6.4.3).

See 6.4.

- A language (part 6, System Configuration description Language), i.e. a formal grammar enabling the association of elements defined above, the syntax used in order to make machine-level sentences and text. This language, based on the XML meta language, is used to describe IED capabilities and to express how IED are configured. Further it is used to describe a full system, encompassing its electrical topology, the interfaces of each of its components, and the communication network topology and settings.

SCL supports both functional and product specific naming and allows capabilities and configuration information exchange between communication and application system engineering tools, in a compatible way from different manufacturers as well as from manufacturer independent tools.

See 6.6.

- A set of communication services to exchange this information in real time (part 7-2, 8 and 9). This set of communication services is defined in a way it can easily evolve, to follow market technology improvement and to be independent of selected communication medium and protocol. Abstract definitions of such set of services are defined in part 7-2, while implementations of mappings to specific protocols are defined in parts 8 and 9.

Handling such communication services enable a component to exchange data with others, with respect of defined constraints such as response-time, time-tagging, integrity, quality etc.

See 6.5.

In addition, conformance testing requirements are specified in part 10.

IEC 61850 specifications therefore go much further than a traditional communication protocol definition, and ensure a very high level of interoperability at application level that can adapt to a changing communication infrastructure.

6.3 Understanding the structure of the IEC 61850 documentation

IEC 61850 documentation is quite extensive. Technical specifications give guidelines how to apply the standard for various applications areas such as how to use IEC 61850 between control centre and substations together with IEC 60870-5-101 or 104 (specified in IEC 61850-80-1). Technical Reports give recommendations on how to apply the standard, for example how to create Ethernet networks to support the IEC 61850 (IEC/TR 61850-90-44).

Some basic rules are used for assigning numbers to documents in the IEC 61850 series:

- 7-4xx documents are normative definitions of domain specific name spaces
- 7-5xx documents are informative application guidelines of the 7-x documents, i.e. providing guidance on how to model application functions based on part 7-x
- 8-x documents are normative definitions of the ACSI mapping (except communication services related to sample values)
- 9-x documents are normative definitions of the ACSI mapping dedicated to communication services related to sample values
- 80-x documents are additional informative Technical Specifications related to communication mapping
- 90-x are additional informative Technical Reports for further enhancement/extensions of the IEC 61850 domains

Figure 6 provides an overview of the IEC 61850 series content:

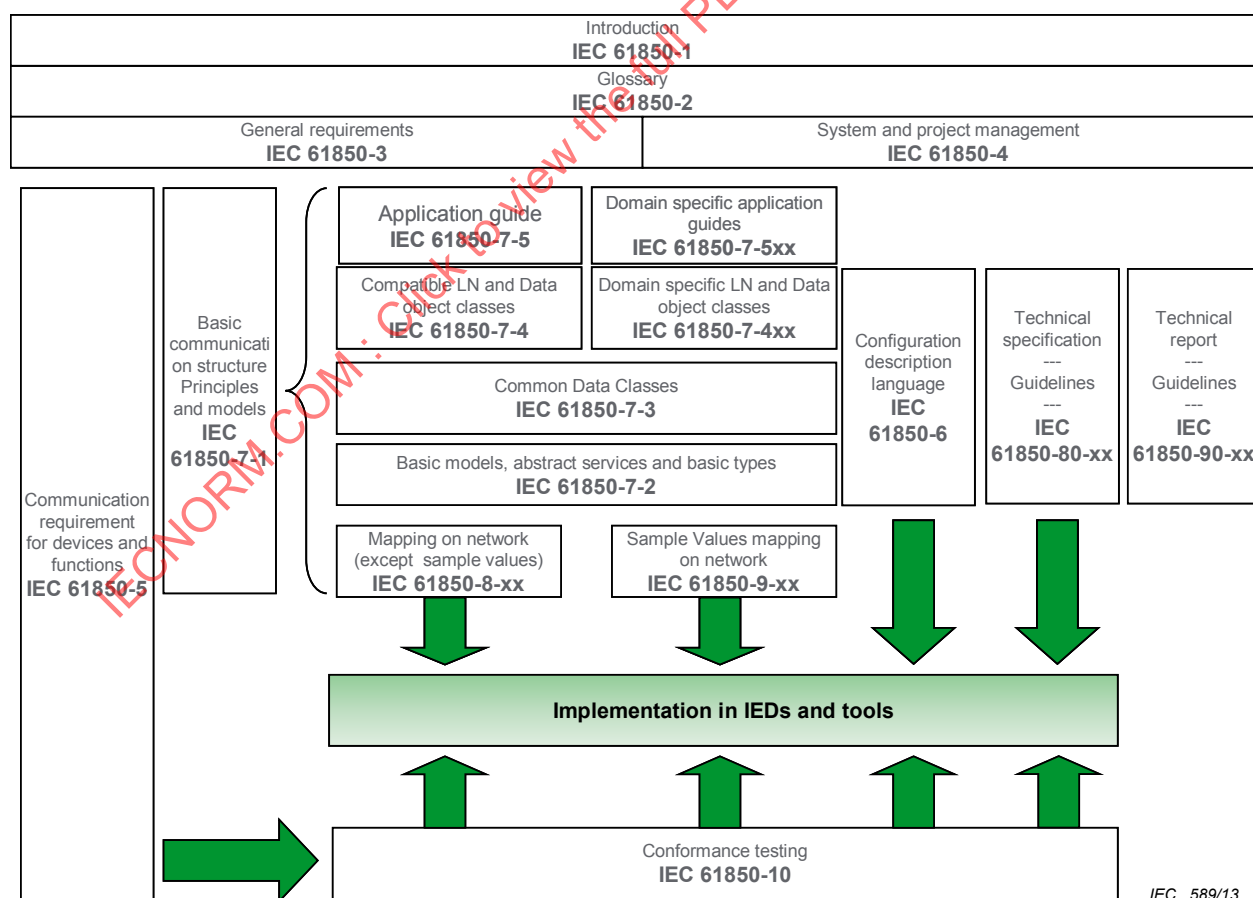


Figure 6 – Links between IEC 61850 parts

More specifically:

IEC 61850-6 specifies a file format for describing communication related to IED (Intelligent Electronic Device) configurations and IED parameters, communication system configurations, switchyard (function) structures, and the relations between them. The main purpose of the format is to exchange IED capability descriptions, and at system level descriptions between engineering tools of different manufacturers in a compatible way. The defined language is called System Configuration description Language (SCL). Mapping specific extensions or usage rules may be required in the appropriate parts.

As a summary, part 6 provides:

- Overview on intended system engineering process.
- Definition of system and configuration parameter exchange file format based on XML containing
 - primary system schematic (single line) description,
 - communication connection description,
 - IED capabilities.
- Allocation of IED logical nodes to primary system.

IEC 61850-7-5 defines the usage of information models for substation automation applications. It gives clear examples on how to apply LNs and data defined in IEC 61850-7-4 for different substation applications. The examples cover applications from monitoring function to protection blocking schemes. Other domain specific application guides which are within the scope of IEC technical committee 57 are defined in the IEC 61850-7-5xx series. Examples are Hydropower and Distributed Energy Resources domains.

IEC 61850-7-4 defines specific information models for substation automation functions (for example, breaker with status of breaker position, settings for a protection function, etc.) – *what is modelled and could be exchanged*. Other domain specific information models within the scope of IEC TC 57 are defined in the IEC 61850-7-4xx series.

IEC 61850-7-3 has a list of commonly used information (for example, for double point control, 3-phase measurand value, etc.) – *what the common basic information is*.

IEC 61850-7-2 provides the services to exchange information for the different kinds of functions (for example, control, report, get and set, etc.) – *how to exchange information*.

IEC 61850-8-1 defines the concrete means to communicate the information between components of the system (for example, the application layer, the encoding, etc.) except sampled values.

IEC 61850-9-2 defines the concrete means to communicate sampled values between sensors and IEDs.

IEC 61850-10 specifies the methods and abstract test cases which have to be performed in order to ensure the conformance of the implementation of IEC 61850 in targeted devices, and the metrics to be measured – *what to test*. IEC 61850-10 includes:

- Conformance test procedures.
- Quality assurance and testing.
- Required documentation.
- Device related conformance testing.
- Certification of test facilities, requirement and validation of test equipment.

6.4 IEC 61850 data modelling

6.4.1 Main principle (explained in IEC 61850-7-1)

6.4.1.1 General

IEC 61850 information model is based on two main levels of modelling – explained below:

- The breakdown of a real device (physical device) into logical devices
- The breakdown of logical device into logical nodes, data objects and attributes

Figure 7 gives an example of how each level is included into the upper layer.

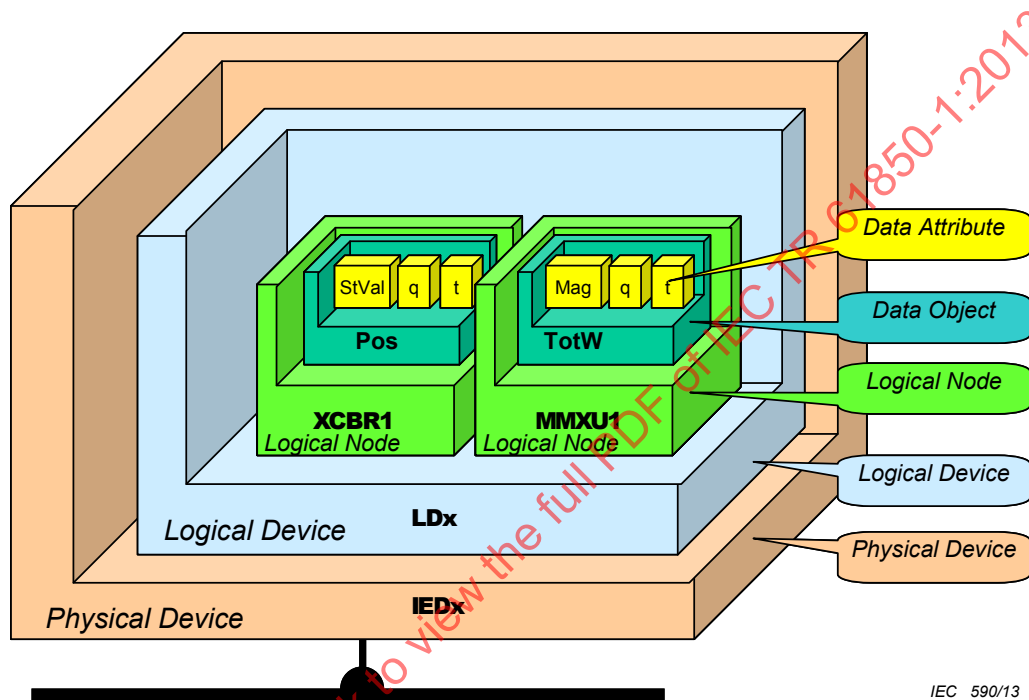


Figure 7 – IEC 61850 Data modelling

6.4.1.2 Breakdown of physical device into logical devices

“Logical Device” is the first level of breaking down the functions supported by a physical device i.e. an IED. No specific rule is given by the standard on how to arrange Logical Devices into a physical device, except that one logical device can’t be spread over many IEDs. It shall be hosted by a single IED. Logical device usually represents a group of typical automation, protection or other functions.

The Logical Device hosts communication access point of IEDs and related communication services. It may have its own working mode and behaviour independent of other Logical Devices in a physical device. Logical devices provide information about the physical devices they use as host (nameplate and health) or about external devices that are controlled by the logical device (external equipment nameplate and health).

Logical Device modelling concept helps modelling multifunction IEDs, gateway type IEDs or modular IEDs. It also enables the specification of a power utility automation system without having to specify any given product solution with physical devices.

Because this simple hierarchy model may not be sufficient to model complex functions, e.g. distance protection, Parts 6 and 7 have introduced the ability to manage nested functions and sub-functions, and the ability to manage a hierarchy of Logical Devices and the concept of “root Logical Device”.

6.4.1.3 Breakdown of logical devices into logical nodes, data objects and attributes:

The approach of the standard is to decompose the application functions into the smallest entities which are used to exchange information. The granularity is given by a reasonable distributed allocation of these entities to dedicated devices (IED). These entities are called Logical Nodes (for example, a virtual representation of a circuit breaker class, with the standardised class name XCBR). Other examples may be a distance protection function, PDIS or a measurement value, MMXU. The Logical Nodes are first defined from the conceptual application point of view in IEC 61850-5 and then modelled in parts 7-4 and 7-4xx.

Then several Logical Nodes build a Logical Device as defined above (for example, a representation of a Bay unit). Logical Nodes included in a logical device may have a working mode that is different to that of the Logical Device they belong to. For example an individual LN may have behaviour test/blocked without the entire Logical Device being so.

Based on their functionality, a Logical Node contains a list of data (for example, position) with dedicated data attributes. The data have a structure and a well-defined semantic (meaning in the context of systems for power utility automation or, e.g. more specifically, of substation automation systems) and are fully defined through IEC 61850-7.

6.4.2 Standard name space introduction

6.4.2.1 General

The standard name space of the IEC 61850 series, defined in part 7, contains a collection of standard logical nodes, object classes and attributes defining at least:

- its wording (exact spelling)
- its semantic (meaning and possibly also the meaning of each of the states this data may take)
- its type and structure.

6.4.2.2 Compatible LNs and objects classes

Over 280 logical nodes covering the most common applications of substation and feeder equipment are defined in the IEC 61850 and IEC 61400-25 standards name space. While the definition of information models for protection and protection related applications is important because of the high impact of protection for safe and reliable operation of the power system, the covered applications include many other functions like monitoring, measurement, control and power quality. These are defined in IEC 61850-7-4.

Most logical nodes provide information (data object and data attributes) that can be categorised in 5 categories:

- Common logical node information
- Status information
- Settings
- Measured values
- Controls

The data attribute names are standardised (i.e., they are reserved) names that have a specific semantic in the context of the IEC 61850 series. The semantic of all data attribute names is defined at the end of IEC 61850-7-3.

Finally, the semantic of a logical node is represented by the data objects and data attributes it contains.

6.4.2.3 Common Data classes

The whole set of all the data attributes defined for a data object is based on predefined types and structures called “Common Data Class” (CDC).

IEC 61850-7-3 defines common data classes for a wide range of well-known applications. The core common data classes are classified into the following groups:

- status information,
- measurand information,
- controllable status information,
- controllable analogue information,
- status settings,
- analogue settings and
- description information

Data classes of this level are similar to ‘objects’ defined in IEC 60870-5-103. Logical nodes of this level are similar to ‘bricks’ defined in Utility Communications Architecture (UCA) Version 2.0.

6.4.3 Name space extension

As stated in 6.4.2, IEC 61850 defines a set of standard name spaces. However considering that name spaces can be handled by multiple entities, can evolve during time, or may miss some wording, IEC 61850 introduced from its beginning (refer to IEC 61850-7-1):

- the concept of name space owner – IEC technical committee 57 is the owner of the name spaces contained in the IEC 61850 series
- the ability to clearly state and tag to which name space a data refers to, through a specific attribute to any data
- strict rules for managing/expanding name space: rules are provided by owners of name space to allow third parties to make extensions to it in a way that do not jeopardize interoperability. Starting from Edition 2 of this standard, new versions of standardized common data classes shall only be made by the owner of the concerned name space.

A propriety Logical Node expansion (i.e. a set of non-standardized Data object added to the standard one) may be constructed with common data classes from the standard name space.

6.5 IEC 61850 communication services

IEC 61850 standardises the set of abstract communication services (Abstract Communication Service Interface services – ACSI, part 7-2) allowing for compatible exchange of information among components of a Power Utility Automation System.

IEC 61850 offers three types of communication models:

- a) Client/Server type communication services model
- b) Fast and reliable system-wide distribution of data, based on a publisher-subscriber model (GSE Management). Two control classes are defined for that purpose.
 - GOOSE – analogue and digital multicast
 - GSSE – digital data exchange over multicasts (deprecated)
- c) Sample Values (SMV) model for multicast measurement values

The categories of services (defined in IEC 61850-7-2) are as follows:

- retrieving the self-description of a device,

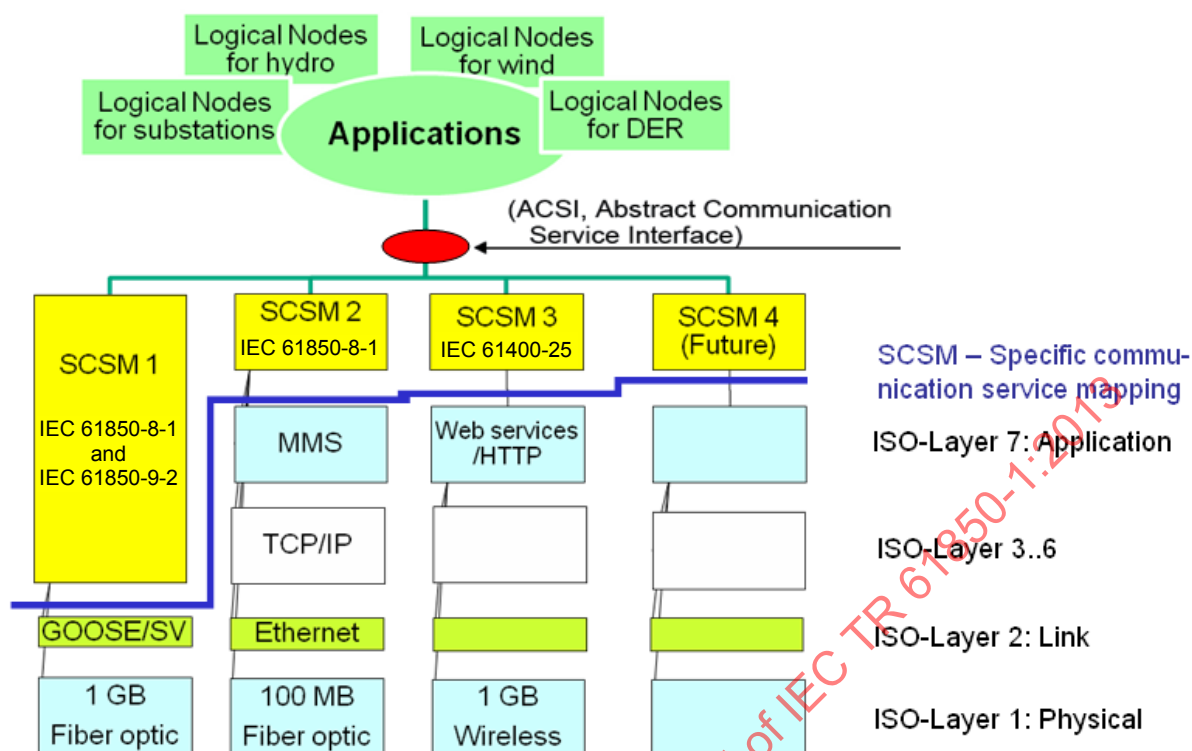
- fast and reliable peer-to-peer exchange of status information (tripping or blocking of functions or devices),
- reporting of any set of data (data attributes), SoE – cyclic and event triggered,
- logging and retrieving of any set of data (data attributes) – cyclic and event,
- substitution,
- handling and setting of parameter setting groups,
- transmission of sampled values from sensors,
- time synchronisation,
- file transfer,
- control devices (operate service),
- online configuration,

The way this set of abstract communication services and objects is specified, allows applications to be written in a manner which is independent from a specific protocol.

- These abstract services/objects must be “mapped” through the use of concrete application protocols and communication profiles as specified within a given Specific Communication Service Mapping (SCSM) as defined in parts 8 and 9.
- This abstraction allows both vendors and utilities to maintain application functionality and to optimise this functionality when appropriate.
- The concrete implementation of the device internal interface to the ACSI services is a local issue and is beyond the scope of this standard.

The IEC 61850 series provides an assortment of mappings which can be used for communication within the substation; the selection of an appropriate mapping depends on the functional and performance requirements.

NOTE Only application components that implement the same SCSM will be interoperable.



IEC 591/13

Figure 8 – Basic reference model

This mapping is shown in Figure 8 as “SCSM”. According to the facilities of the related application layer, the extent of the mapping can be different.

6.6 IEC 61850 SCL language

Engineering of a system normally starts before the system is physically available. In addition, modern IEDs are adaptable to a lot of different tasks. However, this might not mean that all possible tasks can run in parallel at the same time, which leads to the situation that several capability subsets for the same device have to be defined, each allowing to instantiate/use all of the contained capabilities.

Therefore, although the devices might be self-descriptive, the device capabilities as well their project specific configuration in general and with respect to the system parameters should be available in a standard way before the IED itself is available and engineered.

To be able to exchange the device descriptions and system parameters between tools of different manufacturers in a compatible way, IEC 61850-6 defines a System Configuration description Language (SCL). This language allows:

- System functional specification
- IED capability description
- Power Utility automation system description

These provide standardized support to system design, communication engineering and to the description of readily engineered system communication for device engineering tools, during the whole life cycle of the installation.

The SCL language itself is based on XML. Through SCL configuration files, the language in its full scope allows to describe an object oriented model of a power utility automation system and can contain the following subsections:

- The primary power system structure: which primary apparatus functions are used, and how the apparatus are connected. This results in a designation of all covered switchgear as substation automation functions, structured according to IEC 81346-1;
- The communication system: how IEDs are connected to sub-networks and networks, and at which of their communication access points, how data is grouped into data sets for sending, how IEDs trigger the sending and which service they choose, which input data from other IEDs is needed;
- Each IED: the logical devices configured on the IED, the logical nodes with class and type belonging to each logical device, the reports and their data contents, the (pre-configured) associations available; and which data shall be logged;
- Logical node (LN) type definitions. It is allowed to add user defined data. In this standard therefore instantiable LNTypes and DOTypes are defined as templates, which contain the actual implemented DOs and services;

SCL allows the description of relationships between instantiated logical nodes and their hosting IEDs on one side and the switch yard (function) parts on the other side.”

SCL supports both functional and product specific naming. A power utility automation system can therefore be specified with product names independently of any selection of specific IEDs. Later on, during the engineering, the products can be selected and the product specific names are linked to the functional names.

6.7 IEC 61850 data and communication security

Necessary mechanisms to ensure data and communication cyber security are specified under the banner of the IEC 62351 standards for data and communications security.

The specific part 6 of IEC 62351 applies to the IEC 61850 standard series.

The different communication profiles of IEC 61850 require security enhancements to ensure that they can be implemented and used in non-secure environments.

For Client/Server communication using TCP/IP based protocols like MMS, IEC 62351 specifies security primarily through TLS (as defined by RFC 2246), but may include additional measures to secure remote access to power utility LAN such as VLANs and firewalls

For sampled values and GOOSE peer-to-peer communication that are multicast datagrams and not routable, the messages need to be transmitted and received potentially as fast as within a quarter of a cycle (4 to 5 ms). This implies that most encryption techniques or other security measures which affect transmission rates are not acceptable. Therefore authentication through a digital signature is the only security measure included for these protocols.

6.8 IEC 61850 conformance testing

Conformance claims and the establishment of their validity are important aspects of the acceptance of systems and equipment. IEC 61850-10 specifies conformance testing methods for conformance testing of devices of substation automation systems and in addition gives guidelines for setting up test environments and system testing, thus supporting interoperability of devices and systems.

Safety and EMC compliance requirements are specified in IEC 61850-3.

Further enhancement of testing methods will cover tool, interoperability and functional testing.

6.9 UCA/IEC 61850 international users group

The users of IEC 61850 have formed a community which is hosted by UCA. Under the UCA banner, this international community of IEC 61850 users contributes to the IEC 61850 maintenance process through IEC national committees, as well as in the quality assurance process attached to IEC 61850. The activities related to maintenance of IEC 61850 are described in 6.10.

For conformance testing, the members of the UCA users group have agreed to establish a conformance test program. While IEC 61850-10 specifies what to test, how to test is specified in test procedures created by the UCA/IEC 61850 international users group. Certificates of conformance according to the test program from the UCA users group may then be issued by test facilities that have been accredited by the UCA/IEC 61850 users group as part of this test program.

Any document related to this activity is accessible through www.ucaiug.org.

The main contributions of the UCA/IEC 61850 community in this area are described in 6.10.

6.10 IEC 61850 maintenance

Attached to the release of IEC 61850 standard series and in addition to the standard IEC maintenance process, a specific maintenance process is set up to handle technical issues raised after publication. Here are the main principles:

- Technical issues (called TISSUES) are collected from the release of the new document in cooperation with the UCA/IEC 61850 international users group (see clause 6.9). The collected TISSUES can be categorized in two groups:
 - TISSUES that can threaten interoperability between implementations of the standard and that need either corrections or clarifications (“IntOp” TISSUES)
 - TISSUES that propose new features that will be implemented in future versions of the standard (“next edition” TISSUES)
- IntOp TISSUES require immediate clarification and are following a transparent fixing process handled by the UCA/IEC 61850 international users group together with the editors of the IEC 61850 standard series.
- The detailed specification of this process, the list of TISSUES, associated fix, and their status and their impact on implementation and certification are accessible through the UCA web site (see 6.9).
- IEC recommends implementing the proposed fixes to IntOp TISSUES, as soon as they have reached the “green” status. The list of TISSUES which are implemented in an IED should be transparently stated by its manufacturer.

6.11 Quality assurance process

In the quality assurance process of IEC 61850 series, the testing committee of the UCA international users group (see 6.9), plays an important role. In particular, the UCA/IEC 61850 international users group:

- defines the detailed test procedures used for conformance testing (see 6.8)
- performs the accreditation of test labs that do conformance testing of IEC 61850 products (see 6.8)
- define, handle and maintain the TISSUES process in cooperation with the body in charge of the maintenance of IEC 61850 (see 6.9)
- recommends TISSUES to be implemented between editions of the IEC 61850 standard (“IntOp. TISSUES”)

- is responsible for the hosting of the TISSUES Database
- ensures that the conformance test procedures cover the correct implementation of the fixed IntOp TISSUES.

7 IEC 61850 system life cycle

7.1 Reason for inclusion

If a utility is planning to build a Power Utility Automation System, and is intending to combine IEDs from different vendors, it expects not only interoperability of functions and devices, but also uniform system handling and harmonised general system properties.

This is the reason the IEC 61850 series covers not only communication, but also qualitative properties of engineering-tools, measures for quality management, and configuration management.

7.2 Engineering-tools and parameters

Components of a Power Utility Automation System contain both configuration and operational parameters. Configuration parameters are normally set off-line and require an application restart after any change; operational parameters may be set and changed on-line without disturbing the system operation.

System parameters determine the cooperation of IEDs including the internal structures and procedures of a Power Utility Automation System in relation to its technological limits and available components. System parameters must be consistent; otherwise distributed functions may not work correctly.

Process parameters describe information exchanged between the process environment and the Power Utility Automation System.

Functional parameters describe the qualitative and quantitative features of functionality used by the customer. Normally the functional parameters are changeable on-line.

Tools should be able to exchange at least system and configuration parameters, and to detect (and prevent) violations of consistency. One way to achieve this is illustrated in Figure 9. Syntax and semantics of system parameter exchange is specified in IEC 61850-6.

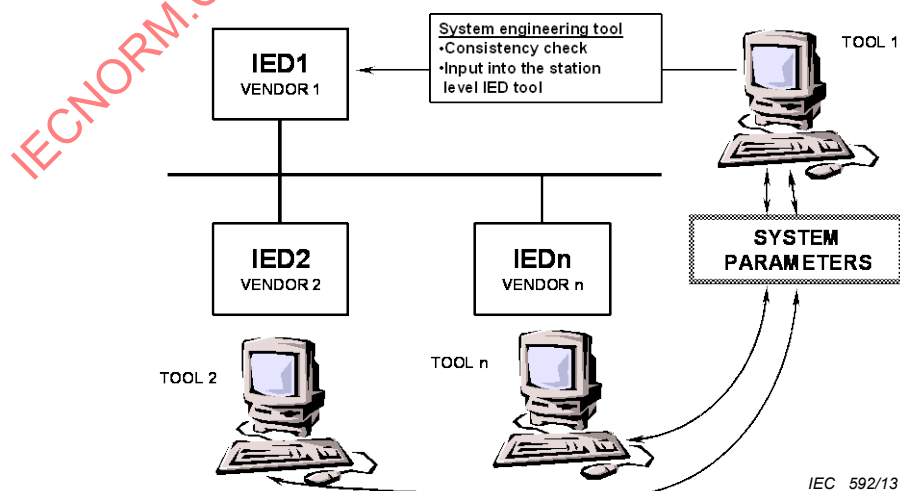


Figure 9 – Exchange of system parameters

Engineering-tools are tools to determine and to document the application specific functionality and the integration of devices into the power utility automation system.

The IEC 61850 series defines requirements on engineering-tools, especially for system configuration and parameterisation.

7.3 Main tools and configuration data flows

According to IEC 61850-6, an IED shall only be considered compatible in the sense of the IEC 61850 series, if it is accompanied either by:

- an SCL file describing its capabilities,
- an SCL file describing its project specific configuration and capabilities,
- or by a tool which can generate one or both, of these files.

The IED shall be able to directly use a system SCL file to set its communication configuration, as far as setting is possible in this IED, or it is accompanied by a tool which can import a system SCL file to set these parameters to the IED.

The **IED Configurator** is a manufacturer-specific, may be even IED specific, tool that is able to import or export the files defined by IEC 61850-6. The tool then provides IED specific settings and generates IED-specific configuration files, or it loads the IED configuration into the IED.

The **System Configurator** is an IED independent system level tool that is able to import or export configuration files defined by IEC 61850-6. It is able to import configuration files from several IEDs, as needed for system level engineering, and used by the configuration engineer to add system information shared by different IEDs. Then the system configurator can generate a substation-related configuration file as defined by IEC 61850-6, which is fed back to the IED Configurator for system-related IED configuration. The System Configurator should also be able to read a System specification file for example as a base for starting system engineering, or to compare it with an engineered system for the same substation.

7.4 Quality and life-cycle management

The IEC 61850 series covers quality assurance for system life-cycles, with definition of the utility's and the vendor's responsibilities.

The vendor's responsibility ranges from development complying with ISO 9001 or similarly internationally recognised quality management system, system test, type test and obtaining certifications (including standards conformance certifications) to service and deliveries after discontinuation.

As the power utility automation system and its components are subject to continuous development, the system, the components, and the engineering tools should be unambiguously identified by version identifiers according to IEC 61850-4.

7.5 General requirements

General requirements of the communication network are defined in IEC 61850-3, with emphasis on the quality requirements. It also deals with guidelines for environmental conditions and auxiliary services, with recommendations on the relevance of specific requirements from other standards and specifications.

Quality requirements are defined in detail, such as reliability, availability, maintainability, security, data integrity and others that apply to the communication systems that are used for monitoring and control of processes within the Power Utility Automation System.

Other “general” requirements of part 3 are geographic requirements. Communication networks within substations should be capable of covering distances up to 2 kilometres. For some components of a Power Utility Automation System, for example bay control units, there is no responsible “product committee” in the IEC. Therefore, environmental conditions have to be standardised by referring to other applicable IEC standards.

References have been made to other IEC normative documents concerning climatic, mechanical, and electrical influences that apply to the communications media and interfaces that are used for monitoring and control of processes within the Power Utility Automation System.

Communications equipment may be subjected to various kinds of electromagnetic disturbances, conducted by power supply lines, signal lines or directly radiated by the environment. The types and levels of disturbance depend on the particular conditions in which the communications equipment has to operate.

For EMC requirements, other IEC standards are referenced. However, additional requirements have been elaborated in IEC 61850-3.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61850-1:2013

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	36
INTRODUCTION.....	38
1 Domaine d'application	40
2 Références normatives	40
3 Termes, définitions et abréviations	42
3.1 Termes et définitions	42
3.2 Abréviations	44
4 Objectifs	45
5 Approche de la norme CEI 61850	46
5.1 Domaine d'application	46
5.2 CEI 61850 dans l'architecture de référence du système de commande des systèmes électriques CEI	48
5.3 CEI 61850 dans l'architecture de référence du réseau intelligent.....	51
5.4 Approche de la normalisation	51
5.5 Comment faire face à l'innovation rapide de la technologie de la communication?	51
5.6 Représentation des fonctions et interfaces de communication	53
5.7 Exigences relatives à un système de communication physique.....	57
6 Contenu de la série CEI 61850	57
6.1 Exigences générales de la CEI 61850 (parties 1 à 5).....	57
6.2 Les trois piliers de l'interopérabilité et de l'essai de conformité (Partie 6 et ci-dessus)	58
6.3 Comprendre la structure de la documentation de la CEI 61850.....	59
6.4 Modélisation des données de la CEI 61850	62
6.4.1 Principe général (expliqué dans la CEI 61850-7-1)	62
6.4.2 Introduction de l'espace de nommage normalisé.....	64
6.4.3 Extension de l'espace de nommage	65
6.5 Services de communication de la CEI 61850	66
6.6 Langage SCL de la CEI 61850	68
6.7 Sécurité des données et communications de la CEI 61850	69
6.8 Essai de conformité de la CEI 61850.....	69
6.9 Groupe d'utilisateurs internationaux UCA/CEI 61850	69
6.10 Maintenance de la CEI 61850.....	70
6.11 Processus d'assurance-qualité	70
7 Cycle de vie du système CEI 61850	70
7.1 Motif d'inclusion	70
7.2 Outils d'ingénierie et paramètres	71
7.3 Principaux outils et flux de données de configuration	72
7.4 Gestion de la qualité et du cycle de vie	72
7.5 Exigences générales	72
Figure 1 – Domaine d'application de la CEI 61850	48
Figure 2 – Architecture de référence du système de commande des systèmes électriques (CEI 62357)	51
Figure 3 – Approche de définition de la CEI 61850	52
Figure 4 – Modèle d'interface dans le poste et entre postes.....	54

Figure 5 – Relation entre fonctions, nœuds logiques et nœuds physiques (exemples)	56
Figure 6 – Liens entre les parties de la CEI 61850	61
Figure 7 – Modélisation des données de la CEI 61850	63
Figure 8 – Modèle de référence de base	67
Figure 9 – Echange des paramètres du système	71

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61850-1:2013

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

RÉSEAUX ET SYSTÈMES DE COMMUNICATION POUR L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES –

Partie 1: Introduction et présentation

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de la CEI est l'élaboration des Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

La CEI 61850-1, qui est un rapport technique, a été établie par le comité d'études 57 de la CEI: Gestion des systèmes de puissance et échanges d'informations associés.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2003. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- Extension du domaine d'application de la norme CEI 61850
 - à celui de la qualité de l'électricité;
 - au support des données statistiques et historiques;
 - à des fins de surveillance et d'automatisation des unités de production distribuées;
 - à des fins d'automatisation des lignes;
 - pour la communication entre postes;
 - pour les fonctions de surveillance selon la CEI 62271.
- Considérations relatives au réseau d'électricité intelligent.
- Extensions (et dispositions relatives aux extensions) du système de documentation concernant la CEI 61850, notamment la partie 7-5xx (Guides d'application) et la partie 90-xx (Rapport technique et instructions).

Le texte de ce rapport technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
57/1233/DTR	57/1304/RVC

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de ce rapport technique.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61850, publiées sous le titre général *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La CEI 61850 comporte les parties suivantes, sous le titre général: *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques* (toutes les parties peuvent ne pas avoir encore été publiées).

- Partie 1: Introduction et présentation
- Partie 2: Glossaire
- Partie 3: Prescriptions générales
- Partie 4: Gestion du système et gestion de projet
- Partie 5: Prescriptions relatives à la communication pour les fonctions et les modèles de dispositifs
- Partie 6: Langage pour la description de configuration pour la communication dans les postes électriques, entre les dispositifs électroniques intelligents (IED)
- Partie 7-1: Structure des communications de base – Principes et modèles
- Partie 7-2: Structure des communications de base – Interface abstraite des services de communication (ACSI)
- Partie 7-3: Structure des communications de base – Classes de données communes
- Partie 7-4: Structure des communications de base – Classes de données et classes de nœuds logiques compatibles
- Partie 7-410: Centrales hydroélectriques – Communication pour contrôle et commande
- Partie 7-420: Structure des communications de base – Nœuds logiques pour ressources d'énergie distribuées
- Partie 7-5: CEI 61850 – Principes de modélisation¹
- Partie 7-500: Usage des nœuds logiques pour modéliser les fonctions relatives à un système d'automatisme de sous-station électrique¹
- Partie 7-510: Usage des nœuds logiques pour modéliser les fonctions relatives à un système d'automatisme pour centrale hydro-électrique
- Partie 7-520: Usage des nœuds logiques pour modéliser les fonctions relatives à un système d'automatisme pour centrale hydro-électrique¹
- Partie 8-1: Implémentation spécifique des services de communication (SCSM) – Cartographie avec MMS (ISO 9506-1 et ISO 9506-2) et l'ISO/CEI 8802-3
- Partie 80-1: Principes directeurs pour l'échange d'information, sur la base d'un modèle de données de type CDC, et utilisant l'IEC 60870-5-101/104
- Partie 9-2: Implémentation spécifique des services de communication (SCSM) – Valeurs échantillonnées sur ISO/CEI 8802-3
- Partie 90-1: Utilisation de la CEI 61850 pour la communication entre sous-stations
- Partie 90-2: Utilisation de la CEI 61850 pour la communication entre sous-stations et centre de conduite¹
- Partie 90-3: Utilisation de la CEI 61850 pour le suivi d'installation¹
- Partie 90-4: Guide pour l'ingénierie des réseaux de communication¹
- Partie 90-5: Utilisation de la CEI 61850 pour transmettre des informations de synchronisation de phase, selon l'IEEE C37.118
- Partie 10: Essai de conformité

Outre les parties ci-dessus de la CEI 61850, le comité d'études 88 de la CEI a publié la: structure de communication de base pour éoliennes en tant que CEI 61400-25, *Eoliennes – Communications pour la surveillance et la commande des centrales éoliennes*.

¹ A l'étude.

La CEI 61850-1 est une introduction et une présentation de la série de normes CEI 61850. Elle décrit la philosophie, l'approche de travail et le contenu des autres parties.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61850-1:2013

RÉSEAUX ET SYSTÈMES DE COMMUNICATION POUR L'AUTOMATISATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES –

Partie 1: Introduction et présentation

1 Domaine d'application

Le présent rapport technique s'applique aux *systèmes d'automatisation des systèmes électriques* (PUAS²). Il définit les communications entre les dispositifs électroniques intelligents (IED³) dans un tel système ainsi que les exigences liées au système correspondant.

Cette partie est une introduction et présentation de la série de normes CEI 61850. Elle fait référence et peut inclure des textes et figures provenant d'autres parties de la série de normes CEI 61850.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60870-5-103, *Matériels et systèmes de téléconduite – Partie 5-103: Protocoles de transmission – Norme d'accompagnement pour l'interface de communication d'information des équipements de protection*

CEI 60870-5-104, *Matériels et systèmes de téléconduite – Partie 5-104: Protocoles de transmission – Accès aux réseaux utilisant des profils de transport normalisés pour la CEI 60870-5-101*

CEI 61400-25 (toutes les parties), *Communications for monitoring and control of wind power plants* (disponible en anglais seulement)

IEC 61850-2, *Communication networks and systems in substations – Part 2: Glossary* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-3, *Réseaux et systèmes de communication dans les postes – Partie 3: Prescriptions générales*

CEI 61850-4, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 4: Gestion du système et gestion de projet*

CEI 61850-5, *Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-6, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs* (disponible en anglais seulement)

² PUAS = *Power utility automation systems*.

³ IED = *Intelligent electronic devices*.

CEI 61850-7-1, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-1: Structure de communication de base – Principes et modèles*

CEI 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-7-3, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-3: Structure de communication de base – Classes de données communes*

CEI 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-7-410, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-410: Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-7-420, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes* (disponible en anglais seulement)

IEC 61850-7-510, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-510: Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modelling concepts and guidelines* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-8-1, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 8-1: Mise en correspondance des services de communication spécifiques (SCSM) – Mises en correspondance pour MMS (ISO 9506-1 et ISO 9506-2) et pour l'ISO/CEI 8802-3*

IEC 61850-80-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-1: Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-9-2, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 9-2: Mise en correspondance des services de communication spécifiques (SCSM) – Valeurs échantillonnées sur l'ISO/CEI 8802-3*

CEI/TR 61850-90-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations* (disponible en anglais seulement)

CEI 61850-10, *Communication networks and systems in substations – Part 10: Conformance testing* (disponible en anglais seulement)

CEI 62351 (toutes les parties), *Power systems management and associated information exchange – Data and communications security* (disponible en anglais seulement)

CEI/TR 62357-1, *Power systems management and associated information exchange – Part 1: Reference architecture* (disponible en anglais seulement)

CEI 81346-1, *Systèmes industriels, installations et appareils, et produits industriels – Principes de structuration et désignations de référence – Partie 1: Règles de base*

ISO 9001:2008, *Systèmes de management de la qualité – Exigences*

IEEE C37.2, *IEEE standard electrical power system device function numbers, acronyms and contact designations* (disponible en anglais seulement)

IEEE 100:2000, *The authoritative dictionary of IEEE standards terms seventh edition* (disponible en anglais seulement)

IEEE-SA TR 1550, *Utility Communications Architecture (UCA) Version 2.0 – Part 4: UCA Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE)* (disponible en anglais seulement)

RFC 2246, *The TLS Protocol, Version 1.0* (disponible en anglais seulement)

3 Termes, définitions et abréviations

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent rapport technique, les termes et définitions suivants s'appliquent. Mais, voir la partie 2 de la norme pour avoir le glossaire normalisé de la norme CEI 61850.

3.1.1

Interface abstraite pour les services de communication ACSI

interface virtuelle avec un IED fournissant des services de communication abstraits, par exemple connexion, accès aux variables, transfert de données non sollicité, services de commande d'appareils et de transfert de fichiers, indépendamment de la pile de communication actuelle et des profils utilisés

3.1.2

cellule

sous-ensemble constitutif du poste supportant un certain nombre de fonctions communes, étroitement interconnecté avec d'autres cellules

3.1.3

objet de données (DataObject)

partie d'un objet de nœud logique représentant des informations spécifiques, par exemple, l'état ou la mesure. D'un point de vue orienté objet, un objet de données est une instance d'une classe d'objets de données. Les objets de données sont normalement utilisés comme objets de transaction; il s'agit de structures de données.

3.1.4

appareil

mécanisme ou équipement conçu pour assurer ou réaliser une fonction, par exemple, un disjoncteur, un relais ou un calculateur de poste

[SOURCE: IEEE 100:2000]

3.1.5

fonctions

tâches exécutées par le système d'automatisation de poste, à savoir par les fonctions d'application

Note 1 à l'article: En général, les fonctions échangent des données avec d'autres fonctions. Les détails dépendent des fonctions considérées. Les fonctions sont exécutées par les IED (appareils physiques). Les fonctions peuvent être divisées en parties résidant dans différents IED mais communiquant entre elles (fonction répartie) et avec les parties des autres fonctions. Ces parties de fonctions communicantes sont appelées nœuds logiques (*logical nodes*).

Note 2 à l'article: Dans le cadre de la présente norme, la décomposition des fonctions ou leur granularité est réglementée par le comportement de communication uniquement. Par conséquent, toutes les fonctions considérées sont composées de nœuds logiques qui échangent des données.

3.1.6

Intelligent Electronic Device (appareil électronique intelligent)

IED

tout appareil comprenant un ou plusieurs processeurs ayant la capacité de recevoir ou d'envoyer des données ou des commandes de ou vers une source externe (par exemple des compteurs électroniques multifonction, des relais numériques de protection, des contrôleurs)

3.1.7

interchangeabilité

capacité de remplacer un appareil fourni par un fabricant par un appareil fourni par un autre fabricant, sans apporter de modifications aux autres éléments dans le système

3.1.8

interopérabilité

capacité d'au moins deux IED provenant du même fournisseur, ou de fournisseurs différents) à échanger des informations et à utiliser celles-ci à des fins d'exécution correcte des fonctions spécifiées

3.1.9

Logical Node (nœud logique)

LN

partie la plus petite d'une fonction qui échange des données

Note 1 à l'article: Un LN est un objet défini par ses données et ses méthodes.

3.1.10

Logical Device (dispositif logique)

LD

dispositif virtuel permettant l'agrégation des nœuds logiques (LN) associés

3.1.11

protocole ouvert

protocole dont la pile est normalisée ou accessible au public

3.1.12

partie

partie de la série de normes CEI 61850

EXEMPLE La Partie 1 fait référence à la CEI 61850-1, La Partie 7-2 fait référence à la CEI 61850-7-2.

3.1.13

Physical Device (appareil physique)

PD

équivalent à un IED tel qu'utilisé dans le cadre de la présente norme

3.1.14

bus de processus

réseau de communication qui connecte les IED au niveau de l'équipement principal à d'autres IED

3.1.15

protocole

ensemble de règles qui détermine le comportement des unités fonctionnelles à atteindre et exécuter la communication

3.1.16

système d'automatisation des systèmes électriques (PUAS)

ensemble de composants ou appareils de communication (IED) agencés dans une architecture de communication pour exécuter n'importe quel type de fonctions d'automatisation des systèmes électriques

Note 1 à l'article: Le système d'automatisation des systèmes électriques inclut de facto un système d'automatisation de poste, ainsi qu'un éventuel sous-système.

3.1.17

auto-description

un appareil comporte des informations sur sa configuration

Note 1 à l'article: La représentation de ces informations doit être normalisée et accessible via la communication (dans le cadre de cette série de normes).

3.1.18

bus de poste

réseau de communication qui interconnecte les IED au niveau cellule et les IED au niveau poste, et connecte les IED au niveau cellule aux IED au niveau poste

3.1.19

système

dans le domaine d'application de la présente norme, le système fait toujours référence aux systèmes d'automatisation de poste, sauf spécification contraire

3.1.20

mise en correspondance des services de communication spécifiques (Specific Communication Service Mapping)

SCSM

procédure normalisée qui assure la mise en correspondance concrète des services et objets ACSI sur une pile de protocoles/un profil de communication donné

Note 1 à l'article: Pour faciliter l'interopérabilité, il est prévu d'avoir un nombre minimum de mises en correspondance normalisées (SCSM). Les sous-domaines d'application spéciaux comme un "bus de poste" et un "bus de processus" peuvent donner lieu à plusieurs mises en correspondance. Cependant, pour la sélection d'une pile de protocoles spécifiques, il convient de spécifier un seul SCSM et un seul profil.

Note 2 à l'article: Il convient qu'un SCSM détaille l'instanciation de services abstraits dans un seul service ou dans une séquence de services spécifique au protocole, qui obtient le service comme spécifié dans l'interface ACSI. De plus, il convient qu'un SCSM détaille la mise en correspondance des objets ACSI dans un objet pris en charge par le protocole d'application.

Note 3 à l'article: Les SCSM sont spécifiés dans les parties 8-x et 9-x de cette série de normes.

3.2 Abréviations

ACSI	Interface abstraite pour les services de communication
CDC	Common Data Class (classe de données communes)
CIM	Common Information Model (modèle d'information commun)
DA	Data attribute (attribut de données)
DER	Distributed Energy Resource (ressource énergétique répartie/distribuée)
DO	Data Object (objet de données)
CEM	Compatibilité électromagnétique
GSE	Generic Substation Event (événement générique de poste) (modèle de communication)
GSSE	Generic Substation State Event (événement générique d'état de poste) (modèle de communication)
GOOSE	Generic Object Oriented System Event (événement générique de système orienté objet) (modèle de communication)

IED	Intelligent Electronic Device (appareil électronique intelligent)
LN	Logical Node (nœud logique)
LD	Logical Device (dispositif logique)
PD	Physical Device (dispositif physique)
PUAS	Power Utility Automation System (système d'automatisation des systèmes électriques)
SCL	System Configuration description Language (langage de description de la configuration du système)
SCSM	Specific Communication Service Mapping (mise en correspondance des services de communication spécifiques)
TLS	Transport Layer Security (sécurité de la couche de transport)
VLAN	Virtual Local Area Network (réseau local virtuel)
XML	eXtensible Markup Language (langage de balisage extensible)

4 Objectifs

La possibilité de développer des systèmes d'automatisation des systèmes électriques (PUAS) est basée sur le fort développement technologique de circuits intégrés à grande échelle, conduisant à l'actuelle disponibilité de microprocesseurs avancés, rapides et puissants. Cela a entraîné une évolution des équipements secondaires de poste, des dispositifs électromécaniques aux dispositifs numériques. Ce qui, à son tour, a permis de mettre en œuvre le système d'automatisation des systèmes électriques à l'aide de plusieurs dispositifs électroniques intelligents (IED) pour exécuter les fonctions requises (protection, surveillance et commande locale et distante, etc.). Il est apparu, par conséquent, le besoin d'une communication efficace entre les IED, et notamment celui d'un protocole normalisé. Initialement, les protocoles de communication propriétaires spécifiques développés par chaque fabricant, réclamaient des convertisseurs de protocoles compliqués et coûteux lors de l'utilisation d'IED de différents fournisseurs.

Les retours d'expériences de l'industrie ont montré le besoin et l'opportunité de développer une sémantique normalisée, des services de communication abstraits pouvant être mis en correspondance sur différents protocoles, descriptions de configuration et processus d'ingénierie, pour l'interopérabilité des IED des différents fabricants. L'interopérabilité dans ce cas est la capacité à opérer sur le même réseau ou voie de communication partageant des informations et commandes. Il existe également le souhait d'avoir une interchangeabilité des IED, à savoir la capacité de remplacer un dispositif fourni par un fabricant par un dispositif fourni par un autre fabricant, sans apporter de modifications aux autres éléments dans le système. L'interchangeabilité nécessiterait également la normalisation de fonctions, ce qui va au-delà de cette norme de communication. L'interopérabilité est un objectif commun pour les systèmes électriques, fournisseurs d'équipements et organismes de normalisation.

L'objectif de la normalisation des PUAS est de développer une norme de communication qui satisfait aux exigences fonctionnelles et de performance, tout en prenant en charge les futurs développements technologiques. Pour que ceci soit vraiment avantageux, un consensus doit être trouvé entre les fabricants d'IED et les utilisateurs concernant la manière dont ces appareils/dispositifs peuvent échanger librement des informations.

La norme de communication doit prendre en charge les fonctions d'exploitation du poste et celles, réparties d'exploitation du réseau électrique dans son ensemble. Par conséquent, la norme doit considérer les exigences fonctionnelles mais l'objet de la norme n'est ni de normaliser (ni de limiter d'une manière ou d'une autre) les fonctions impliquées dans le fonctionnement du poste, ni de les allouer dans le système d'automatisation des systèmes électriques. Les fonctions d'application sont identifiées et décrites pour définir leur interface puis leurs exigences de communication (par exemple, quantité de données à échanger,

contraintes de durée d'échange, etc.). Il convient, dans la plus grande mesure possible, que la norme de communication utilise les normes existantes et des principes de communication et d'ingénierie largement acceptés.

Cette norme a pour but de garantir, entre autres, les caractéristiques suivantes:

- que le profil de communication complet soit basé sur les normes de communication CEI/IEEE/ISO/OSI existantes, lorsque disponibles.
- que les protocoles utilisés soient ouverts et qu'ils prennent en charge les dispositifs d'auto-description. Il convient de pouvoir ajouter une nouvelle fonctionnalité.
- que la norme soit basée sur les objets de données associés aux besoins de l'industrie électrique.
- que la syntaxe et la sémantique de la communication soient basées sur l'utilisation d'objets de données communs associés au système électrique.
- que les services de communication puissent être mis en correspondance sur différents protocoles modernes.
- que la norme de communication considère le poste comme étant un nœud dans le réseau de puissance, à savoir du système d'automatisation des systèmes électriques comme étant un élément dans le système de conduite du réseau de puissance général.
- que la topologie complète d'un système électrique (schéma unifilaire), les informations générées et consommées, et les flux d'informations entre tous les IED soient spécifiés, à l'aide d'un langage lisible par une machine.

5 Approche de la norme CEI 61850

5.1 Domaine d'application

Les principales parties de la norme CEI 61850 ont initialement été publiées entre 2002 et 2005. La norme était le résultat de presque dix ans de travail au sein de l'IEEE/EPRI sur l'architecture des communications des systèmes électriques (Utility Communications Architecture ou UCA – IEEE/SA TR 1550) et au sein du groupe de travail "Interfaces de commande et de protection de poste" du comité d'études 57 de la CEI. Le domaine d'application initial de la norme CEI 61850 était la normalisation de la communication dans les systèmes d'automatisation de poste.

La première édition de la norme portait principalement sur la protection, la commande et la surveillance. A partir de 2009, les parties originales de la série CEI 61850 ont été mises à jour et développées pour couvrir également la mesure (y compris le traitement des données statistiques et historiques) et la qualité de l'électricité. De nouvelles parties de la norme sont également ajoutées pour traiter la surveillance de l'état de l'installation.

Les concepts définis dans la CEI 61850 ont été appliqués au-delà du domaine de poste:

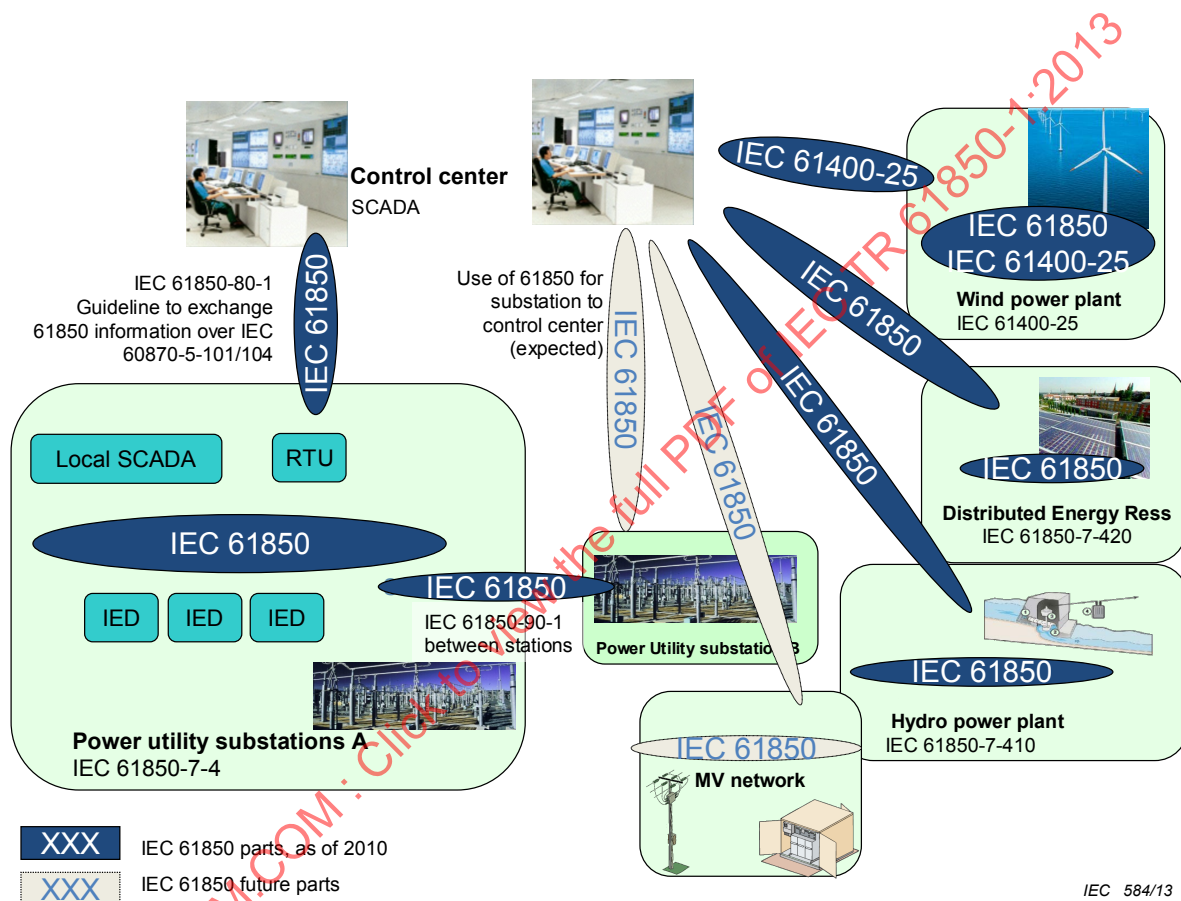
- La modélisation des centrales hydro-électriques (voir CEI 61850-7-410) et les ressources énergétiques réparties (voir CEI 61850-7-420) sont également couvertes par la série CEI 61850.
- La modélisation des éoliennes selon la CEI 61850 a été normalisée dans la série CEI 61400-25, *Communications for monitoring and control of wind power plants* (disponible uniquement en anglais).
- La communication a également été étendue à la communication de poste à poste (voir CEI 61850-90-1).

La CEI 61850 devrait être appliquée à de nouveaux domaines tels que:

- Communication avec le centre de conduite de réseau (CEI/TR 61850-90-24)
- Domaine d'automatisation des lignes

L'harmonisation de la modélisation de la CEI 61850 avec le modèle d'information commun de la CEI (CIM, CEI 61968/61970) est également considérée comme une priorité élevée pour répondre aux objectifs du réseau intelligent.

Etant donné l'extension du domaine d'application, la désignation actuelle de la norme CEI 61850 est *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques*. Le domaine d'application final de la CEI 61850 (et affiliés) est décrit dans la Figure 1.



Légende

Anglais	Français
Control center SCADA	Centre de conduite SCADA
IEC 61850-80-1 Guideline to exchange 61850 information over IEC 60870-5-101/104	CEI 61850-80-1 Lignes directrices pour échanger des informations modélisées selon la norme 61850 sur le media CEI 60870-5-101/104
Use of 61850 for substation to control center (expected)	Utilisation de 61850 pour la liaison poste-centre de conduite (prévu)
Local SCADA	SCADA local

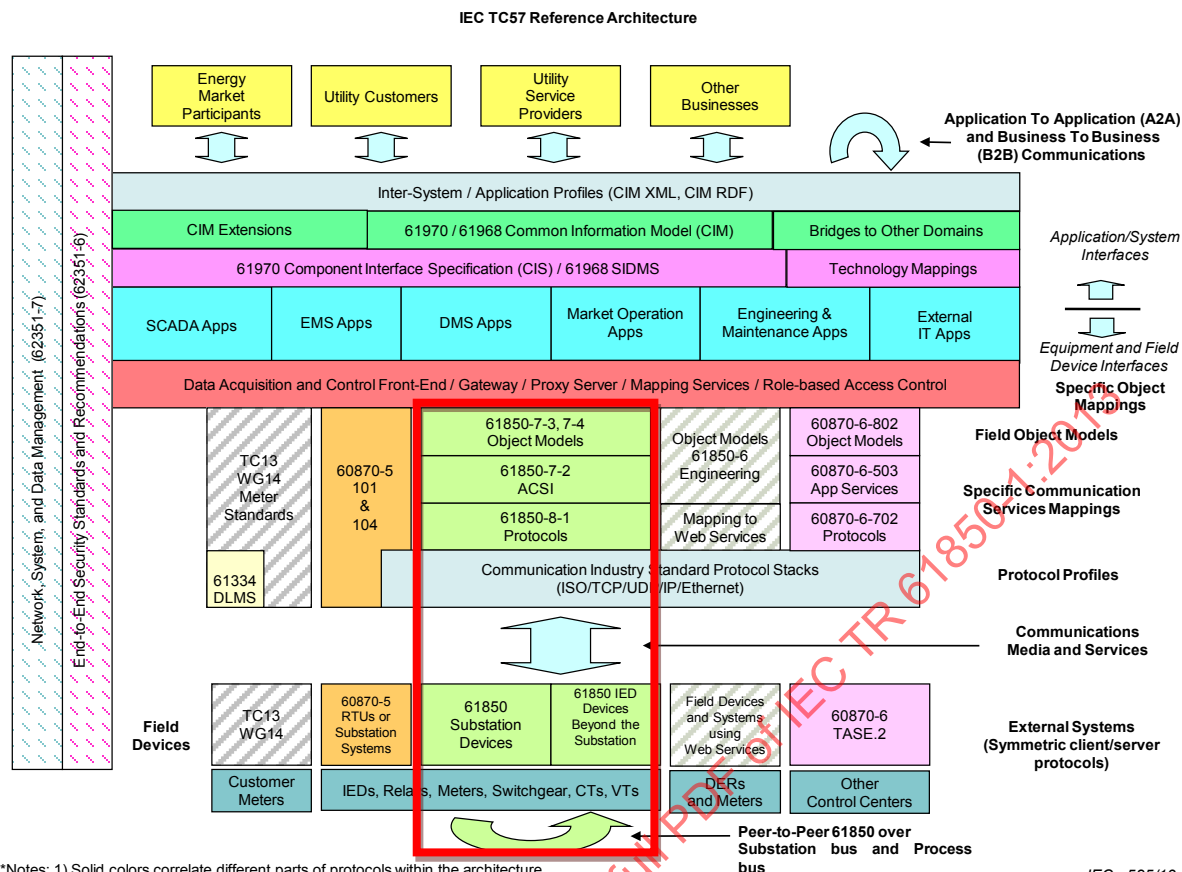
Anglais	Français
RTU	RTU
IEC 61850	CEI 61850
IED	IED
IEC 61850-90-1 between stations	CEI 61850-90-1 entre postes
Power utility substations A IEC 61850-7-4	Postes A du système électrique CEI 61850-7-4
Power utility substations B	Postes B du système électrique
IEC 61850 MV network	CEI 61850 Réseau MT
IEC 61400-25	CEI 61400-25
Wind power plant IEC 61400-25	Centrales éoliennes CEI 61400-25
Distributed Energy Resources IEC 61850-7-420	Ressources énergétiques réparties/distribuées CEI 61850-7-420
Hydro power plant IEC 61850-7-410	Centrales hydroélectriques CEI 61850-7-410
IEC 61850 parts, as of 2010	Parties de la CEI 61850, en date de 2010
IEC 61850 future parts	Futures parties de la CEI 61850

Figure 1 – Domaine d'application de la CEI 61850

5.2 CEI 61850 dans l'architecture de référence du système de commande des systèmes électriques CEI

La CEI 61850 est une norme centrale de communication de l'architecture de référence du système de commande des systèmes électriques du comité d'études 57 de la CEI comme illustré dans la Figure 2.

La CEI 61850 est totalement complémentaire de la norme relative au modèle d'information commun (CIM – CEI 61970 – CEI 61968).



IEC 585/13

Légende

Anglais	Français
IEC TC57 Reference Architecture	Architecture de référence du CEI / TC 57
Energy Market Participants	Acteurs du marché énergétique
Utility Customers	Clients des compagnies d'électricité
Utility Service Providers	Fournisseurs de services d'électricité
Other Businesses	Autres activités
Network, System and Data Management (62351-7)	Gestion de réseaux, systèmes et données (62351-7)
End-to-End Security Standards and Recommendations (62351-6)	Normes et recommandations relatives à la sécurité de bout en bout (62351-6)
Application To Application (A2A) and Business To Business (B2B) Communications	Communication inter-applications (A2A) et inter-entreprises (B2B)
Inter-System / Application Profiles (CIM XML, CIM RDF)	Profils inter-système / application (CIM XML, CIM RDF)
CIM Extensions	Extensions du CIM
61970 / 61968 Common Information Model (CIM)	61970 / 61968 Modèle d'information commun (CIM)
Bridges to Other Domains	Ponts vers d'autres domaines
61970 Component Interface Specification (CIS) / 61968 SIDMS	61970 Spécification des composants d'interface (CIS) / 61968 SIDMS
Technology Mappings	Mises en correspondances des technologies

Anglais	Français
SCADA Apps	Applis SCADA
EMS Apps	Applis EMS
DMS Apps	Applis DMS
Market Operation Apps	Applis Opération de marché
Engineering & Maintenance Apps	Applis Ingénierie & Maintenance
External IT Apps	Applis informatiques externes
Data Acquisition and Control Front-End / Gateway / Proxy Server / Mapping Services / Role-based Access Control	Frontal d'Acquisition de données et de Commande / Passerelle / Serveur proxy / Services de mise en correspondance / Contrôle d'accès par rôle
Meter Standards	Normes (de communication) pour les compteurs
Object Models	Modèles d'objet
ACSI	ACSI
Protocols	Protocoles
Communication Industry Standard Protocol Stacks (ISO/TCP/UDMP/Ethernet)	Piles de protocoles de communication (ISO/TCP/UDMP/Ethernet)
Object Models 61850-6 Engineering	Modèles d'objet 61850-6 Ingénierie
Mapping to Web Services	Mise en correspondance sur «Web Services» (technologie W3C)
Object Models	Modèles d'objet
App Services	Services d'appli.
Protocols	Protocoles
Field Devices	Dispositifs de terrain
Customer Meters	Compteurs client
RTUs or Substation Systems	RTU ou systèmes (automatisés) de poste
Substation Devices	Dispositifs de poste
Devices Beyond the Substation	Dispositifs au-delà du poste
Field Devices and Systems using Web Services	Appareils de terrain et systèmes utilisant des services Web
IEDs, Relays, Meters, Switchgear, CTs, VTs	IED, relais, compteurs, dispositifs de connexion, transformateurs de courant, transformateurs de tension
DERs and Meters	DER et compteurs
Other Control Centers	Autres centres de commande
Peer-to-Peer 61850 over Substation bus and Process bus	61850 entre postes sur bus de poste et bus de processus
Application/System Interfaces	Interfaces d'application/système
Equipment and Field Device Interfaces	Interfaces des équipements et dispositifs de terrain
Specific Object Mappings	Mises en correspondances d'objets spécifiques
Field Object Models	Modèles d'objet de terrain
Specific Communication Services Mappings	Mises en correspondances des services de communication spécifiques
Protocol Profiles	Profils de protocoles
Communication Media and Services	Moyens et services de communication
External Systems (Symmetric client/server protocols)	Systèmes externes (protocoles client/serveur symétriques)

Anglais	Français
*Notes: 1) Solid colors correlate different parts of protocols within the architecture. 2) Non-solid patterns represent areas that are future work, or work in progress, or related work provided by another IED TC.	*Notes: 1) Les couleurs unies mettent en corrélation différentes parties de protocoles au sein de l'architecture. 2) Les motifs non unis représentent les domaines correspondant à des travaux futurs, travaux en cours, ou travaux associés fournis par d'autres TC de la CEI.

Figure 2 – Architecture de référence du système de commande des systèmes électriques (CEI 62357)

5.3 CEI 61850 dans l'architecture de référence du réseau intelligent

La CEI 61850 est une norme centrale de communication de l'architecture de référence CEI du réseau intelligent, comme publié par le Groupe stratégique 3 de la CEI sur le réseau intelligent. "Dans le cadre du modèle de réseau intelligent de la CEI, les comités d'études du domaine d'application doivent utiliser les méthodes fournies par les comités d'études "horizontaux" inclus dans modèle.

La CEI 61850 (existante et développée) est utilisée pour toutes les communications avec les équipements et systèmes de terrain, tandis que la CEI 61970 et la CEI 61968 sont utilisées dans les centres de commande pour gérer les échanges d'informations parmi les systèmes d'entreprise."⁵

5.4 Approche de la normalisation

L'approche de la série CEI 61850 a pour but d'associer les forces des trois méthodes suivantes:

- Décomposition fonctionnelle
- Modélisation du flux de données
- Modélisation de l'information

La décomposition fonctionnelle est utilisée pour comprendre la relation logique entre les composants d'une fonction répartie et est présentée en termes de nœuds logiques (LN) qui décrivent les fonctions, sous-fonctions et interfaces fonctionnelles.

Le flux de données est utilisé pour comprendre les interfaces de communication qui doivent prendre en charge l'échange d'informations entre les composants fonctionnels répartis et les exigences de performances fonctionnelles.

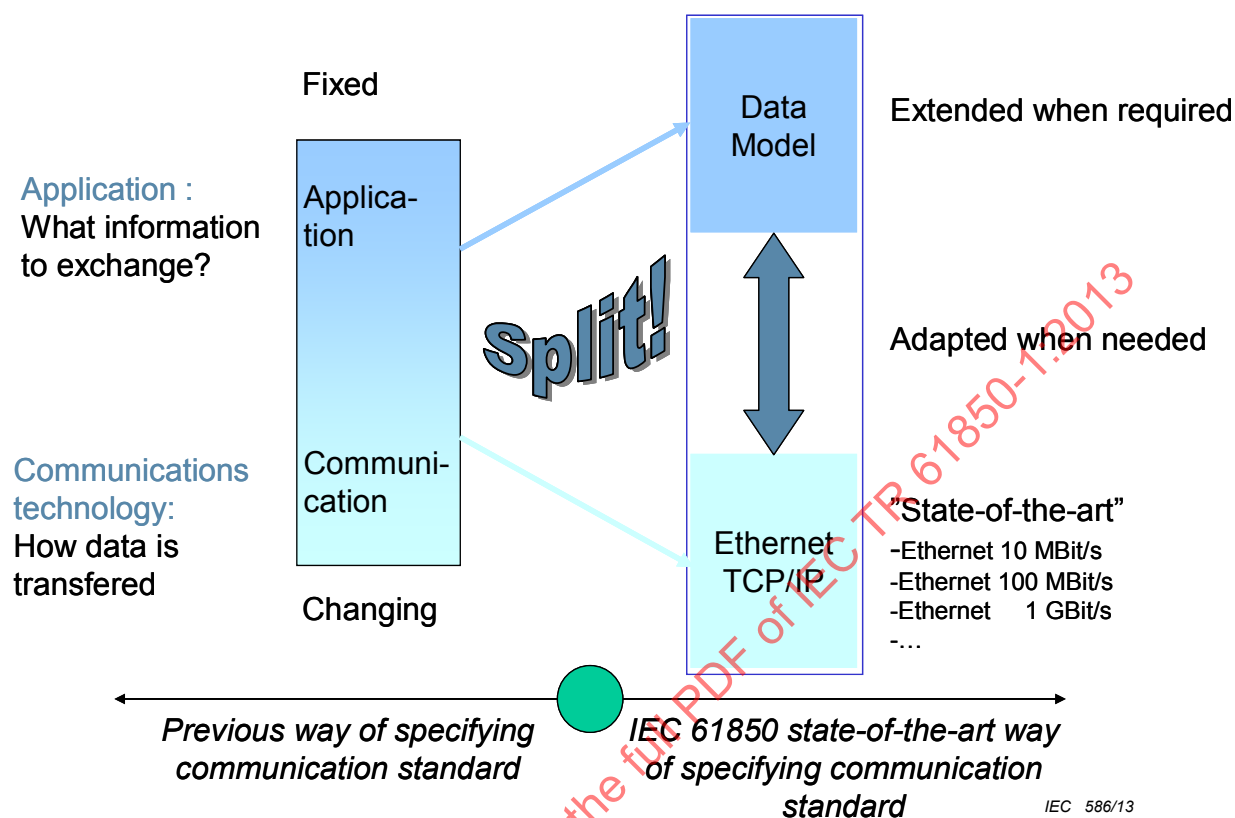
La modélisation de l'information est utilisée pour définir la syntaxe et sémantique abstraite des informations échangées, et est présentée en termes de classes et de types d'objets de données, d'attributs, de méthodes d'objet abstraites (services) et de leurs relations.

5.5 Comment faire face à l'innovation rapide de la technologie de la communication?

Pour faire face à l'innovation rapide de la technologie de la communication, la CEI 61850 assure l'indépendance de la communication par rapport à l'application en spécifiant un ensemble de services et objets abstraits. Les applications peuvent ainsi être écrites d'une manière qui est indépendante d'un protocole spécifique. Cette abstraction permet aux fournisseurs et entreprises de maintenir la fonctionnalité de l'application et d'optimiser cette fonctionnalité si approprié comme expliqué dans la Figure 3.

⁵ Extrait de la réunion du comité de gestion de la normalisation 137, décision 3 (SMB/4175/R 2010-01-11).

Elle permet également, comme le domaine d'application de la CEI 61850 ne cesse de se développer, de faire face à la diversité des solutions de communication requises par les nouveaux domaines visés, tout en conservant le même modèle de données.



Légende

Anglais	Français
Fixed	Fixe
Application: What information to exchange ?	Application: quelles informations à échanger?
Application	Application
Communications technology: How data is transferred	Technologie des communications: comment sont transférées les données?
Communication	Communication
Changing	Variable
Data Model	Modèle de données
Extended when required	Développé si nécessaire
Adapted when needed	Adapté si besoin
Ethernet TCP/IP	Ethernet TCP/IP
"State-of-the-art"	"de pointe"
Ethernet 10 Mbit/s	Ethernet 10 Mbit/s
Ethernet 100 Mbit/s	Ethernet 100 Mbit/s
Ethernet 1 Gbit/s	Ethernet 1 Gbit/s
Previous way of specifying communication standard	Ancienne méthode pour définir la norme de communication
IEC 61850 state-of-the-art way of specifying communication standard	Méthode avancée de la CEI 61850 pour définir la norme de communication
Split!	Séparé !

Figure 3 – Approche de définition de la CEI 61850

5.6 Représentation des fonctions et interfaces de communication

L'objectif de la norme est de fournir un cadre de travail pour atteindre l'interopérabilité entre les IED fournis par différents fournisseurs.

L'allocation de fonctions à des dispositifs (IED) et niveaux de contrôle n'est pas fixe. L'allocation dépend normalement des exigences en matière de disponibilité et des exigences en matière de performance, des contraintes de coût, de la technologie actuelle, des philosophies des entreprises d'électricité, etc. Par conséquent, il convient que la norme prenne en charge l'allocation de fonctions.

Afin de permettre une libre allocation de fonctions aux IED, il convient que l'interopérabilité soit fournie entre les fonctions à exécuter dans un système d'automatisation des systèmes électriques mais résidant dans les équipements (dispositifs physiques dans un poste) de différents fournisseurs. Les fonctions peuvent être divisées en modules exécutés dans différents IED mais communiquant entre eux (fonction répartie). Par conséquent, le comportement de communication de ces modules (appelés nœuds logiques ou LN) doit prendre en charge l'interopérabilité demandée des IED.

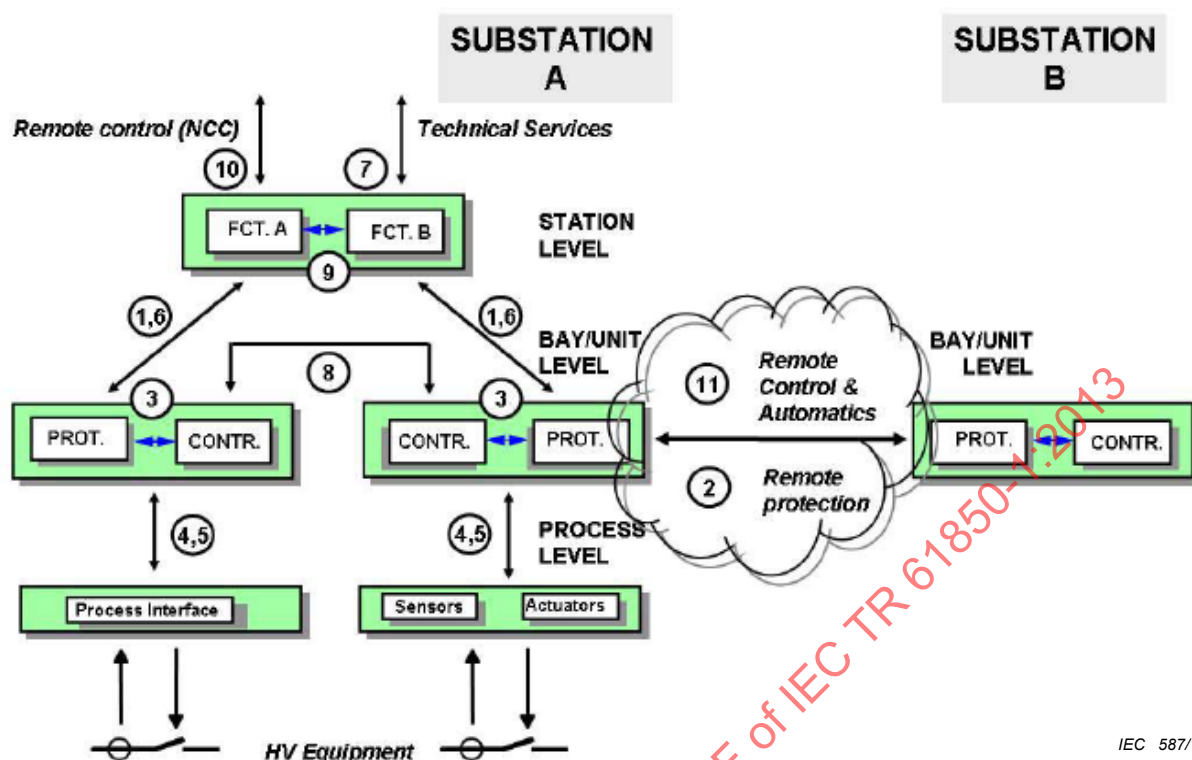
Les fonctions (fonctions d'application) d'un système d'automatisation des systèmes électriques sont la commande et la supervision, ainsi que la protection et la surveillance des principaux équipements et du réseau. Les autres fonctions (fonctions du système) sont liées au système lui-même, par exemple la supervision de la communication.

Les fonctions peuvent être assignées à trois niveaux: le niveau poste, le niveau cellule et le niveau processus.

NOTE Un poste est généralement constitué en sous-ensembles étroitement interconnectés, supportant des fonctionnalités communes, appelés « cellules ». Des exemples sont fournis pour l'appareillage de connexion entre une arrivée de ligne ou d'un départ et le jeu de barres, entre le couplage de jeux de barres et son disjoncteur et les sectionneurs ou sectionneurs de terre associés, le transformateur avec son appareillage de connexion associé entre les deux jeux de barres représentant les deux niveaux de tension. Le concept de cellule peut être appliqué à un disjoncteur et demi et aux typologies de poste en boucle en groupant les disjoncteurs principaux et les équipements associés dans une cellule virtuelle. Ces cellules comportent un sous-ensemble de système de puissance à protéger tel qu'un transformateur ou une extrémité de ligne, et la commande de son appareillage de connexion est soumise à certaines restrictions communes comme le verrouillage mutuel ou les séquences de manœuvre bien définies. L'identification de tels sous-ensembles est importante pour la maintenance (quelles parties peuvent être mises hors service en même temps avec un impact minimal sur le reste du poste) ou pour des projets d'extension (que faut-il ajouter si une nouvelle ligne doit être raccordée). Ces sous-ensembles sont appelés "cellules" et ils peuvent être gérés par des appareils désignés par le nom générique de "dispositif de commande de cellule" et ont des systèmes de protection appelés "protection de cellule".

Le concept d'une cellule n'est pas communément utilisé dans le monde entier. Le niveau cellule représente un niveau de commande supplémentaire au-dessous du niveau poste général.

Les interfaces de communication logique dans le poste et entre les postes sont présentées dans la Figure 4.



IEC 587/13

NOTE Les numéros d'interface sont utilisés à des fins de notation dans d'autres parties de la série CEI 61850 et n'ont aucune autre signification.

Légende

Anglais	Français
SUBSTATION A	POSTE A
SUBSTATION B	POSTE B
Remote control (NCC)	Commande distante (NCC)
Technical Services	Services techniques
STATION LEVEL	NIVEAU POSTE
BAY/UNIT LEVEL	NIVEAU CELLULE/UNITE
PROT.	PROT.
CONTR.	CONTR.
Remote Control & Automatics	Commande distante & Automatismes
Remote protection	Protection à distance
PROCESS LEVEL	NIVEAU PROCESSUS
Process Interface	Interface avec le processus électrique
Sensors	Capteurs
Actuators	Actionneurs
HV Equipment	Equipements HT

Figure 4 – Modèle d'interface dans le poste et entre postes

La signification des interfaces est la suivante:

- IF1: échange de données de protection entre les niveaux cellule et poste.
- IF2: échange de données de protection entre le niveau cellule et la protection à distance.
- IF3: échange de données à l'intérieur du niveau cellule.

- IF4: échange instantané de données CT et VT (échantillonnages spéciaux) entre les niveaux processus et cellule.
- IF5: échange de données de commande entre les niveaux processus et cellule.
- IF6: échange de données de commande entre les niveaux cellule et poste.
- IF7: échange de données entre le niveau poste et un poste de travail ingénieur distant.
- IF8: échange direct de données entre des cellules en particulier pour les fonctions rapides telles que le verrouillage.
- IF9: échange de données à l'intérieur du niveau poste.
- IF10: échange de données de commande distante entre le poste (dispositifs) et un centre de contrôle de réseau à distance (appelé NCC – hors du domaine d'application de la présente norme).
- IF 11: échange de données de commande entre différents postes.

Les dispositifs du système d'automatisation des systèmes électriques peuvent être installés physiquement dans des niveaux fonctionnels différents (poste, cellule et processus). Ceci reflète une interprétation physique de Figure 4.

Les dispositifs de niveau processus sont généralement des E/S distantes, capteurs intelligents et actionneurs.

Les dispositifs de niveau cellule comprennent les unités de commande, de protection ou de surveillance de la cellule.

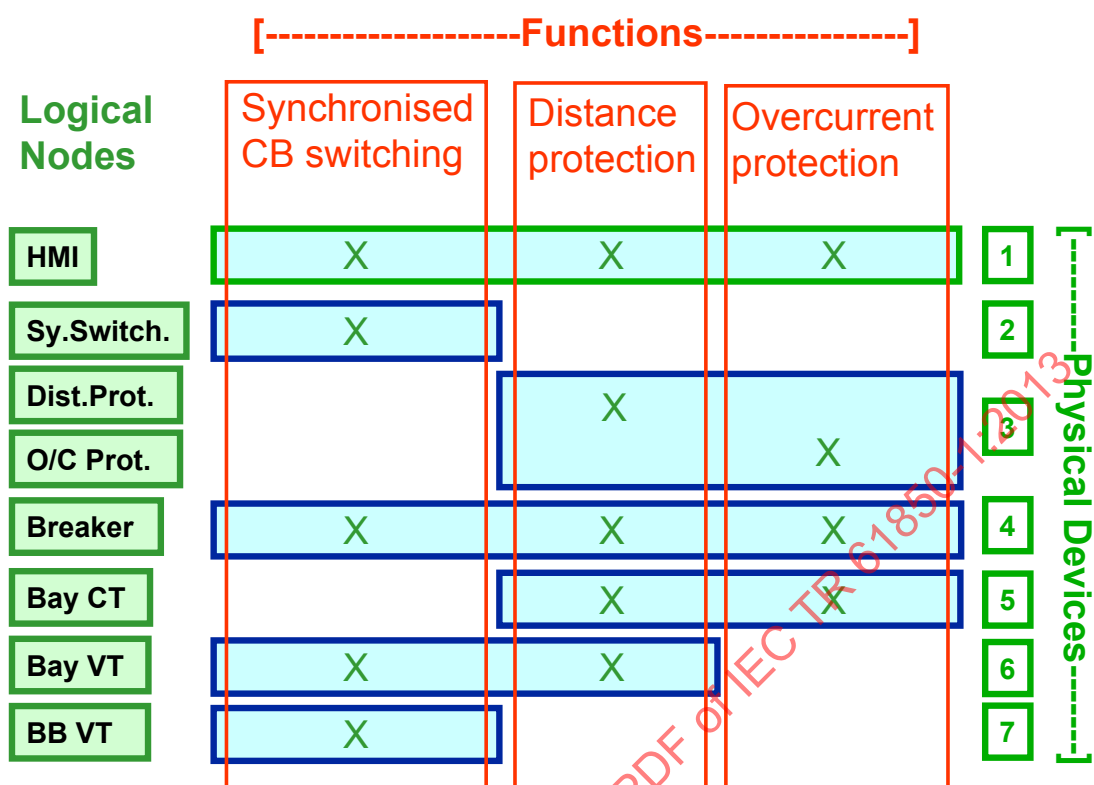
Les dispositifs de niveau poste comprennent le calculateur de poste avec une base de données, les postes de travail pour les opérateurs, les interfaces de télécommunication, etc.

Pour atteindre l'objectif d'interopérabilité de la normalisation, des fonctions communes dans un système d'automatisation des systèmes électriques ont été identifiées et réparties en sous-fonctions (nœuds logiques). Les nœuds logiques peuvent résider dans différents dispositifs et à différents niveaux. La Figure 5 montre des exemples pour expliquer la relation entre les fonctions, les nœuds logiques et les nœuds physiques (dispositifs).

Une fonction est considérée comme "répartie" lorsqu'elle est assurée par deux ou plusieurs nœuds logiques situés dans des dispositifs physiquement distincts. Puisque toutes les fonctions communiquent entre elles d'une manière ou d'une autre, le classement en fonction locale ou fonction répartie n'est pas sans ambiguïté mais dépend de la définition des niveaux fonctionnels à exécuter pour remplir la totalité de la fonction.

Lorsqu'une fonction répartie est mise en œuvre, des réactions correctes à la perte d'un composant fonctionnel ou une liaison de communication incluses doivent être fournies, par exemple la fonction peut être bloquée complètement ou montre une dégradation progressive, si applicable.

NOTE La mise en œuvre va au-delà du domaine d'application de la série de normes.



IEC 588/13

Légende

Anglais	Français
Functions	Fonctions
Logical Nodes	Nœuds logiques
Synchronised CB switching	Commutation par disjoncteur synchronisée
Distance protection	Protection de distance
Overcurrent protection	Protection contre les surintensités
HMI	IHM
Sy. Switch	Interrupteur électrique.
Dist. Prot.	Protection de Distance
O/C Prot.	Protection Surintensité
Breaker	Disjoncteur
Bay CT	Cellule Transformateur de courant
Bay VT	Cellule Transformateur de tension
BB VT	Jeu de barres Transformateur de tension
Physical Devices	Equipements physiques

Figure 5 – Relation entre fonctions, nœuds logiques et nœuds physiques (exemples)

Exemples dans Figure 5: Dispositif physique 1: Calculateur de poste, 2: Dispositif de commutation synchronisé, 3: Unité de protection de distance avec fonction intégrée de protection contre les surintensités, 4: Unité de commande de cellule, 5 et 6: Transformateurs de mesure de courant et tension, 7: Transformateurs de mesure de tension de jeu de barres

Les fonctions connues des applications de poste, d'énergie hydraulique, de ressources énergétiques réparties (DER) ont été décrites dans la CEI 61850-7-4xx. De plus, l'Annexe G de la partie 5 définit:

- la tâche de la fonction;
- les critères de lancement de la fonction;
- le résultat ou l'impact de la fonction;
- la performance de la fonction;
- la décomposition de la fonction;
- l'interaction avec d'autres fonctions.

NOTE les fonctions de normalisation ne sont pas visées par la série CEI 61850, seule l'interaction des fonctions est couverte.

Les messages communiqués à l'aide de la CEI 61850 sont divisés en différents types avec différentes exigences concernant la partie 5 de la norme.

Les messages peuvent être envoyés à l'aide de différents services de l'interface ACSI (voir CEI 61850-7-2). Il peut s'agir par exemple d'une commande de compte-rendu, GOOSE ou de contrôle et avec mise en correspondance sur différents protocoles selon CEI 61850-8-x et CEI 61850-9-x.

5.7 Exigences relatives à un système de communication physique

Les interfaces logiques peuvent être mises en correspondance sur les interfaces physiques de plusieurs manières différentes. Un bus de poste met normalement en œuvre les interfaces logiques 1, 3, 6 et 9 de Figure 4; un bus de processus peut couvrir les interfaces logiques 4 et 5. L'interface logique 8 ("communication inter-cellule" à l'aide de messages GOOSE) peut être mise en correspondance sur l'une ou les deux.

La mise en correspondance de toutes les interfaces logiques sur un seul bus est possible, si cela répond au niveau de performance requis (temps de réponse, disponibilité, maintenabilité, etc.). La mise en correspondance d'ensembles d'interfaces logiques sur des bus dédiés est également possible.

Les lignes directrices relatives à l'ingénierie de réseau incluses dans la norme CEI 61850-90-4 fournissent des définitions et recommandations importantes sur la manière de spécifier et de développer correctement le système de communication physique d'un système d'automatisation des systèmes électriques basé sur la CEI 61850, en fonction des niveaux d'exigence.

6 Contenu de la série CEI 61850

6.1 Exigences générales de la CEI 61850 (parties 1 à 5)

Les titres et sommaires des parties publiées ou planifiées de la série CEI 61850 sont les suivants (voir 6.3 et la Figure 6 pour avoir une vue d'ensemble globale de la documentation de la CEI 61850):

CEI 61850-1 Introduction et présentation

Introduction et présentation de la CEI 61850 (le présent document)

CEI 61850-2 Glossaire

Termes et définitions utilisés dans les diverses parties de la norme

CEI 61850-3 Prescriptions générales

Exigences en matière de qualité (fiabilité, maintenabilité, disponibilité du système, portabilité, sécurité)

Conditions environnementales (y compris la température, l'humidité, la CEM et autres contraintes)

Services auxiliaires

Autres normes et spécifications

CEI 61850-4 Gestion du système et gestion de projet

Exigences techniques (classement des paramètres, outils d'ingénierie, documentation)

Cycle de vie du système (versions de produits, interruption, prise en charge après interruption)

Assurance-qualité (responsabilités, équipement d'essai, essais de type, essais du système, FAT et SAT)

CEI 61850-5 Exigences de communication pour les fonctions et modèles de dispositifs d'un système d'automatisation des systèmes électriques

Exigences de base

Fonctions

Nœuds logiques (LN) requis. Chacun d'eux a été décrit avec:

- groupement en fonction de leurs domaines d'application les plus courants;
- courte description textuelle de la fonctionnalité;
- numéro IEEE de fonction de dispositif si applicable (seulement pour les protections et certains nœuds logiques associés aux protections, voir IEEE C37.2);
- relation entre les fonctions et les nœuds logiques dans les tables et dans la description fonctionnelle;

Liaisons de communication logique, à savoir informations échangées de manière logique entre nœuds logiques

Performances

"Scénarios dynamiques" (exigences de flux d'informations pour différentes conditions d'exploitation)

6.2 Les trois piliers de l'interopérabilité et de l'essai de conformité (Partie 6 et ci-dessus)

Afin de définir entièrement comment les composants peuvent interopérer dans un système d'automatisation des systèmes électriques, tout en restant indépendants de la mise en œuvre, la norme CEI 61850 fournit trois niveaux principaux de définition:

- Un espace de nommage normalisé des nœuds logiques, objets de données et attributs (partie 7-3 et 7-4), à savoir le dictionnaire des interfaces fonctionnelles (nœuds logiques) et noms normalisés (objets de données et classes d'attributs). Un tel référentiel est utilisé pour décrire les informations qui doivent être échangées entre les fonctions des composants physiques du système, sa sémantique, sa structure et la manière dont ces informations sont exposées. Le dictionnaire est basé sur une approche de modélisation spécifique du dispositif et de l'interface fonctionnelle.
 - L'espace de nommage original porte sur les données électriques en matière de protection, surveillance et commande principalement.
 - Des espaces de nommage complémentaires ont été créés pour répondre aux besoins de nouveaux domaines d'application comme les ressources énergétiques réparties. Les nouveaux espaces de nommage reposent encore sur le même principe de modélisation et sur la même base de structure de données.

Les activités futures peuvent conduire à développer davantage le domaine d'application de la CEI 61850 si requis pour les considérations du réseau intelligent. Une telle modélisation prend également en charge les extensions non normalisées (6.4.3).

Voir 6.4.

- Un langage (partie 6, Langage pour la description de la configuration du système), à savoir une grammaire formelle permettant l'association d'éléments définis ci-dessus, la syntaxe utilisée pour rédiger des phrases et textes de niveau machine. Ce langage, basé sur le méta-langage XML, est utilisé pour décrire les capacités des IED et pour exprimer comment les IED sont configurés. De plus, il est utilisé pour décrire un système global, incluant sa topologie électrique, les interfaces de chacun de ses composants et la topologie et les paramètres du réseau de communication.

SCL prend en charge le nommage fonctionnel et spécifique au produit et permet l'échange de capacités et d'informations de configuration entre les outils d'ingénierie du système de communication et d'application, de manière compatible avec les différents fabricants et les outils indépendants des fabricants.

Voir 6.6.

- Un ensemble de services de communication pour échanger ces informations en temps réel (parties 7-2, 8 et 9). Cet ensemble de services de communication est défini de manière à pouvoir évoluer facilement, à suivre les améliorations technologiques du marché et à être indépendant du medium et du protocole de communication sélectionnés. Les définitions abstraites de cet ensemble de services sont définies dans la partie 7-2, tandis que les mises en œuvre des mises en correspondances sur des protocoles spécifiques sont définies dans les parties 8 et 9.

La gestion de tels services de communication permet à un composant d'échanger des données avec les autres, eu égard aux contraintes définies comme le temps de réponse, l'horodatage, l'intégrité, la qualité, etc.

Voir 6.5.

De plus, les exigences relatives aux essais de conformité sont spécifiées dans la partie 10.

Les spécifications de la CEI 61850 vont ainsi au-delà d'une définition traditionnelle d'un protocole de communication et garantissent un très haut niveau d'interopérabilité au niveau application qui peut s'adapter à une infrastructure de communication changeante.

6.3 Comprendre la structure de la documentation de la CEI 61850

La documentation de la CEI 61850 est très vaste. Les spécifications techniques fournissent les lignes directrices sur la manière d'appliquer la norme pour divers domaines d'application ainsi que sur la manière d'utiliser la CEI 61850 entre le centre de conduite et les postes avec la CEI 60870-5-101 ou 104 (spécifié dans la CEI 61850-80-1). Les rapports techniques émettent des recommandations sur la manière d'appliquer la norme, par exemple sur la manière de développer des réseaux Ethernet pour prendre en charge la CEI 61850 (CEI/TR 61850-90-4⁶).

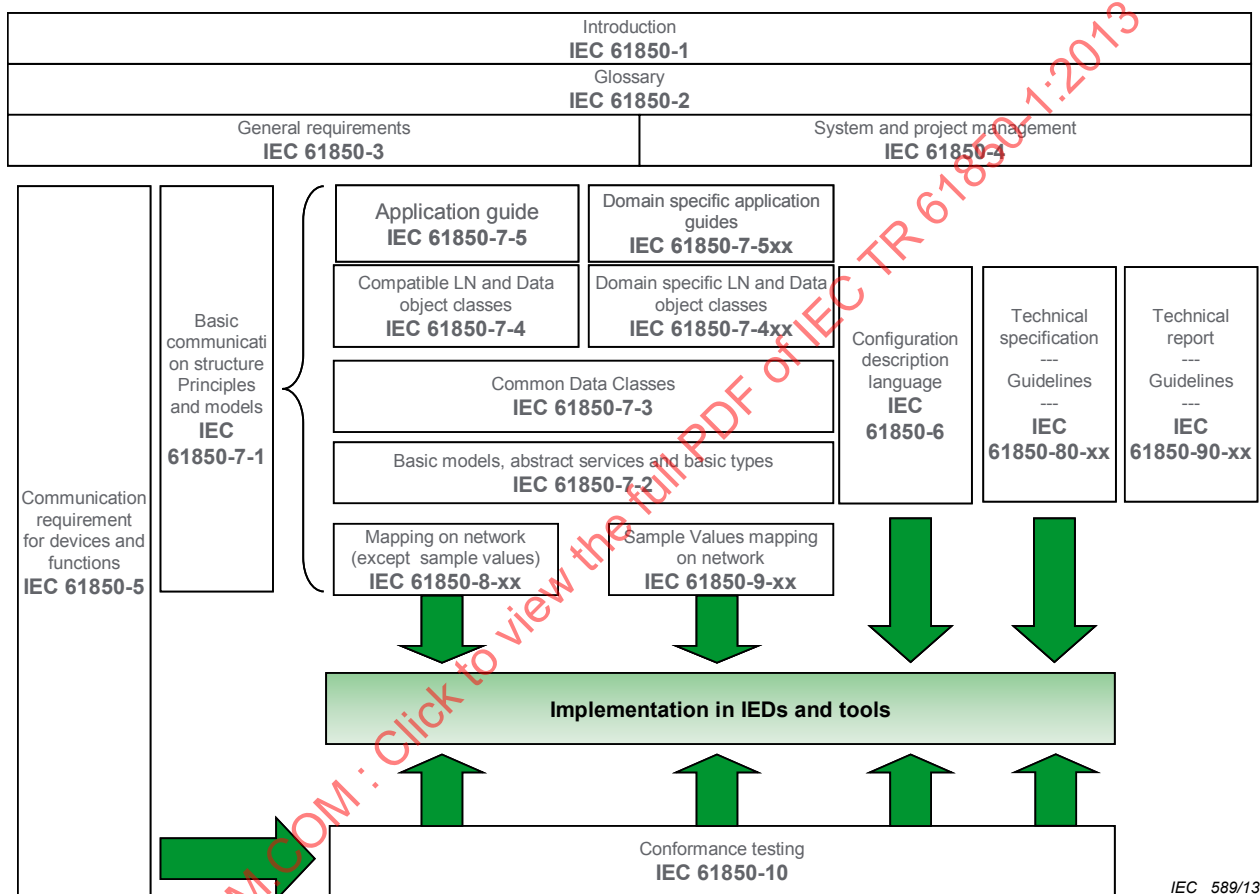
Certaines règles de base sont utilisées pour définir les numéros des documents de la série 61850:

- Les documents 7-4xx représentent une définition normative des espaces de nommages spécifiques au domaine
- Les documents 7-5xx représentent des instructions d'application informatives des documents 7-x, à savoir ils fournissent des lignes directrices sur la manière de modéliser les fonctions d'application en se basant sur la partie 7-x

⁶ A l'étude.

- Les documents 8-x représentent des définitions normatives de la mise en correspondance ACSI (sauf les services de communication associés aux valeurs d'échantillonnage)
- Les documents 9-x représentent des définitions normatives de la mise en correspondance ACSI dédié aux services de communication associés aux valeurs d'échantillonnage
- Les documents 80-x représentent des spécifications techniques informatives supplémentaires relatives à la mise en correspondance de la communication
- Les documents 90-x représentent des rapports techniques informatifs supplémentaires pour de futures améliorations/extensions des domaines de la CEI 61850

La Figure 6 fournit une vue d'ensemble du contenu de la série CEI 61850:



IEC 589/13

Légende

Anglais	Français
Introduction IEC 61850-1	Introduction CEI 61850-1
Glossary IEC 61850-2	Glossaire IEC 61850-2
General requirements IEC 61850-3	Prescriptions générales CEI 61850-3
System and project management IEC 61850-4	Gestion du système et gestion de projet CEI 61850-4
Communication requirement for devices and functions IEC 61850-5	Prescriptions relatives à la communication pour les dispositifs et fonctions CEI 61850-5
Basic communication structure	Structure de communication de base