

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –

Part 1: Interface architecture and general recommendations

Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution –

Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2012 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It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management –

Part 1: Interface architecture and general recommendations

Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution –

Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XB

ICS 33.200

ISBN 978-2-83220-425-2

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.....	11
2 Normative references	11
3 Interface reference model.....	11
3.1 Domain.....	11
3.2 Business functions	12
3.3 Interface reference model.....	13
4 Integration infrastructure recommendations	39
4.1 General.....	39
4.2 Requirements analysis methodology	39
5 Interface profile	39
5.1 General.....	39
5.2 Abstract components.....	40
5.3 Component adapters	41
5.4 Interface specification	41
5.5 Middleware adapter.....	41
5.6 Middleware services.....	42
5.7 Communication services.....	42
5.8 Platform environment	42
6 Information exchange model.....	42
6.1 General requirements.....	42
6.2 Message structures	43
6.2.1 General recommendation.....	43
6.2.2 Message header.....	44
6.2.3 Message type payload.....	44
6.2.4 Explanation of associations	46
6.2.5 Compliance philosophy.....	47
6.2.6 Extension	47
6.2.7 Request message.....	47
6.2.8 Response message	48
6.2.9 Event message.....	48
6.2.10 Fault message.....	48
6.2.11 Signature element	49
7 Component reporting and error handling (informative).....	49
7.1 Component reporting.....	49
7.2 Error message handling.....	49
8 Security and authentication (informative).....	50
9 Maintenance aspects (informative)	50
Annex A (informative) Use of IEC 61968 series of standards	51
Annex B (informative) Inter-application integration performance considerations	61
Annex C (informative) Views of data in a conventional electric utility	62
Bibliography.....	65

Figure 1 – Distribution management with IEC 61968 compliant interface architecture	7
Figure 2 – Example utility implementation of IEC 61968.....	9
Figure 3 – Typical functions mapped to interface reference model	13
Figure 4 – Overview of the interface profile and corresponding subclause numbers	40
Figure 5 – Logical view of an IEC 61968 message	44
Figure 6 – Example of a message type payload	45
Figure 7 – Example of how message elements are derived from the CIM	46
Figure 8 – Navigating associations in CIM (UML notation)	46
Figure 9 – Navigating associations in message type schemas	47
Figure 10 – Logical view of a request message.....	47
Figure 11 – Logical view of a response message	48
Figure 12 – Logical view of an event message	48
Figure 13 – Logical view of a fault message.....	49
Figure A.1 – Process A: Application of IEC 61968 series by a utility.....	52
Figure A.2 – Process B: application of IEC 61968 series by a utility.....	53
Figure C.1 – Database views depend on the time and user.....	63
Table 1 – Document overview for IEC 61968-1	10
Table 2 – The Interface Reference Model (IRM).....	15
Table A.1 – Use case template	55
Table A.2 – Commonly used verbs.....	58
Table B.1 – Typical load scenario	61

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES –
SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –****Part 1: Interface architecture and general recommendations**

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.

International Standard IEC 61968-1 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:

- a) update of IRM table which has been out of date since the 1st edition;
- b) addition of missing Advanced Metering Infrastructure (AMI) related functions;
- c) alignment with newly released documents from the technical committee;
- d) alignment with IEC 61968-100;
- e) update of annexes.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
57/1272/FDIS	57/1288/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard 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 61968 series, published under the general title *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management*, 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 61968 is a series of standards:

IEC 61968 part	Title
1	Interface architecture and general recommendations
2	Glossary
3	Interface for network operation
4	Interface for records and asset management
5	Interface standard for operational planning and optimisation ¹
6	Interface for maintenance and construction ²
7	Interface standard for network extension planning ³
8	Interface standard for customer support ⁴
9	Interface for meter reading and control
11	Common information model (CIM) extensions for distribution
13	CIM RDF model exchange format for distribution
100	Implementation profiles ⁵

The IEC 61968 series is intended to facilitate inter-application integration, as opposed to intra-application integration of the various distributed software application systems supporting the management of utility electrical distribution networks. Intra-application integration is aimed at programs in the same application system, usually communicating with each other using middleware that is embedded in their underlying runtime environment. Additionally the intra-application integration tends to be optimized for close, real-time, synchronous connections and interactive request/reply or conversation communication models. IEC 61968 series by contrast, is intended to support the inter-application integration of a utility enterprise that needs to connect disparate applications that are already built or new (legacy or purchased applications) each supported by dissimilar runtime environments. Therefore, IEC 61968 series is relevant to loosely coupled applications with more heterogeneity in languages, operating systems, protocols, and management tools. IEC 61968 series is intended to support applications that need to exchange data on an event driven basis. IEC 61968 series is also intended to be implemented with middleware services that broker messages among applications and complementing, but not replacing, utility data warehouses, database gateways, and operational stores.

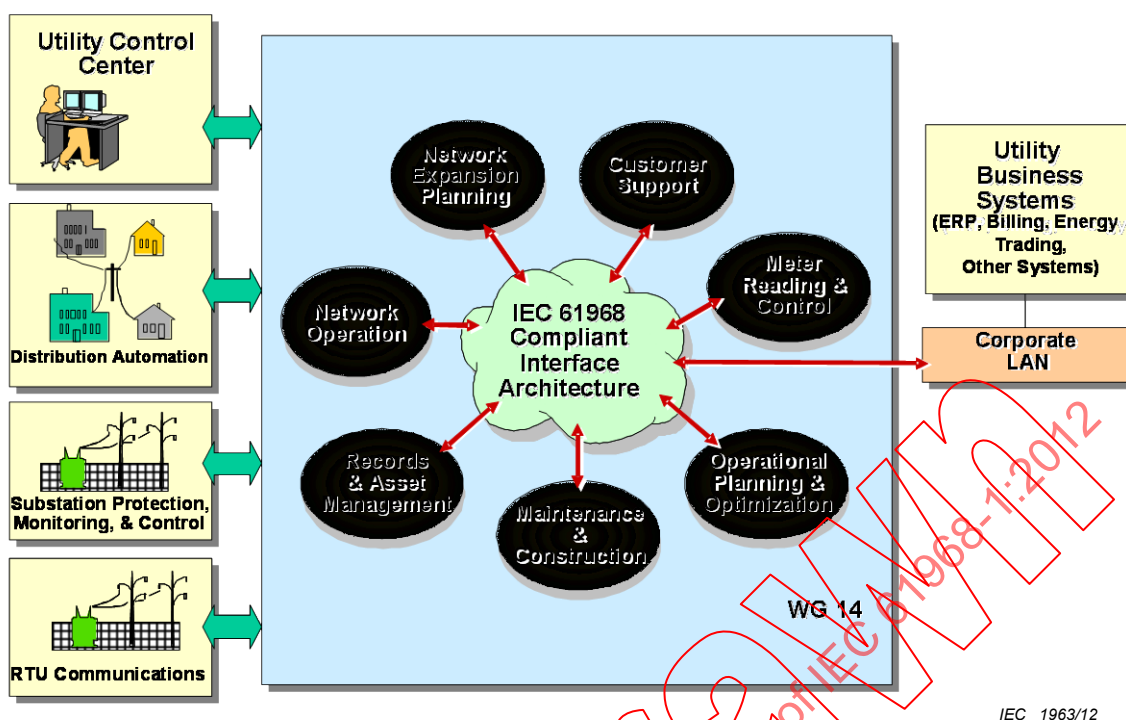
¹ Under consideration.

² Under consideration.

³ Under consideration.

⁴ Under consideration.

⁵ Under consideration.



IEC 1963/12

Figure 1 – Distribution management with IEC 61968 compliant interface architecture

Figure 1 clarifies the scope of IEC 61968-1 graphically in terms of business functions and shows distribution management with IEC 61968 compliant interface architecture.

As used in IEC 61968 series, distribution management consists of various distributed application components for the utility to manage electrical distribution networks. These capabilities include monitoring and control of equipment for power delivery, management processes to ensure system reliability, voltage management, demand-side management, outage management, work management, automated mapping and facilities management. The distribution management system could also be integrated with premise area networks (PAN) through an advanced metering infrastructure (AMI) network. Standard interfaces are to be defined for each class of applications identified in Clause 3, Interface Reference Model (IRM), except for those in the group EXT (External to DMS – distribution management system).

In the distribution management domain it is important to keep in mind the basic meaning of the following terms:

- management: effective regulation and direction;
- automation: working without human participation in accordance with pre-defined rule sets;
- system: a set of organized operations working to support a particular activity (set of applications). Generally, a system in the context of this work is a computer based technology.

In the world of integrated systems, systems can also be a subset of a larger system, a system of systems or a set of federated systems. A system composed of coordinating subsystems may support activities more efficiently than the subsystems operating independently.

As the size of an organisation increases so does the complexity of the tasks and information exchange associated with the tasks. Furthermore, the deeper the data structure is within a system the less transparent it is to the end user. This suggests the need for data stewardship to avoid:

- errors arising from multiple points of data entry;

- lack of consistency with software interfaces;
- expensive changes with new or upgraded software;
- loss of governance of authorised data.

The standardisation of data facilitates the reduction of errors, reduced time for data entry, and improved process control.

IEC 61968 series recommends that the semantics (domain model) of system interfaces of a compliant utility inter-application infrastructure be defined using Unified Modelling Language (UML).

The Extensible Markup Language (XML) is a data format for structured document interchange particularly on the Internet. One of its primary uses is information exchange between different and potentially incompatible computer systems. XML is thus recommended to define grammar/syntax (profiles) of a compliant utility inter-application infrastructure.

Where applicable, IEC 61968-3 to -9 and -13 of this standard will define the information recommended for 'message payloads'. Message Payloads will be formatted using XML, with structures defined using XML Schema (IEC 61968-3 to -9) or RDF Schema (IEC 61968-13) with the intent that these payloads can be loaded on to messages of various messaging transports, such as SOAP, JMS, RESTful HTTP, or Web Services (WS). It is the intent of IEC 61968 series to be leveraged by Service-Oriented Architectures (SOA) and to encourage the usage of Enterprise Service Buses (ESB). In the future, it is possible that payload formats other than XML could be officially adopted by IEC 61968 series for specific parts or information exchanges.

Communication between application components of the IRM requires compatibility on two levels:

- message formats and protocols;
- message contents are mutually understood, including application-level issues of message layout and semantics.

Clause 5 defines abstract middleware services recommended to support communication between the applications defined in the IRM. These services are intended to be deployed, with little additional software required, by mapping them to commonly available services from various messaging technologies including Web services (WS-*) and middleware such as Message Brokers, Message Oriented Middleware (MOM), Message-Queuing Middleware (MQM), and Enterprise Service Buses (ESB). Clause 5 is organized as follows:

- Subclause 5.1 provides overview of interface profile.
- Subclause 5.2 identifies general recommendations of the applications identified in the IRM.
- Sub-clause 5.3 describes component adapters.
- Subclause 5.4 describes interface specification recommendations.
- Subclause 5.5 describes how information exchange services may either be supported directly by middleware or that software may be required to map (adapt) the utility's middleware services to the standard information exchange services.
- Subclauses 5.6 to 5.8 describe environmental recommendations for information exchange.

An example of a typical utility's implementation of IEC 61968 series is provided in Figure 2. In this example, the utility has used interface adapters as a means to integrate many of its legacy systems with other application systems that are IEC 61968 compliant. Note those legacy systems and IEC 61968 compliant systems both continue to use proprietary integration techniques among their internal applications; only information that needs to be exchanged among applications at the utility enterprise level is expected to use IEC 61968 interface services.

For purposes of this example, it is assumed that the utility's Outage Management System (OMS) already has the capability to issue controls to and gather device states from the Distribution Automation system. As it is working acceptably for the utility, this interface does not need to be changed. However, because other applications need to be notified when distribution devices change state, the Distribution Automation system publishes state changes through middleware services. Another benefit of publishing events is that they can be recorded by an event history application in a data store; this data can then be used in the generation of various types of reports. As much of the information exchanged among these systems is useful for management decision support, a data warehouse application has also been connected to the IEC 61968 middleware services so that it may receive published information.

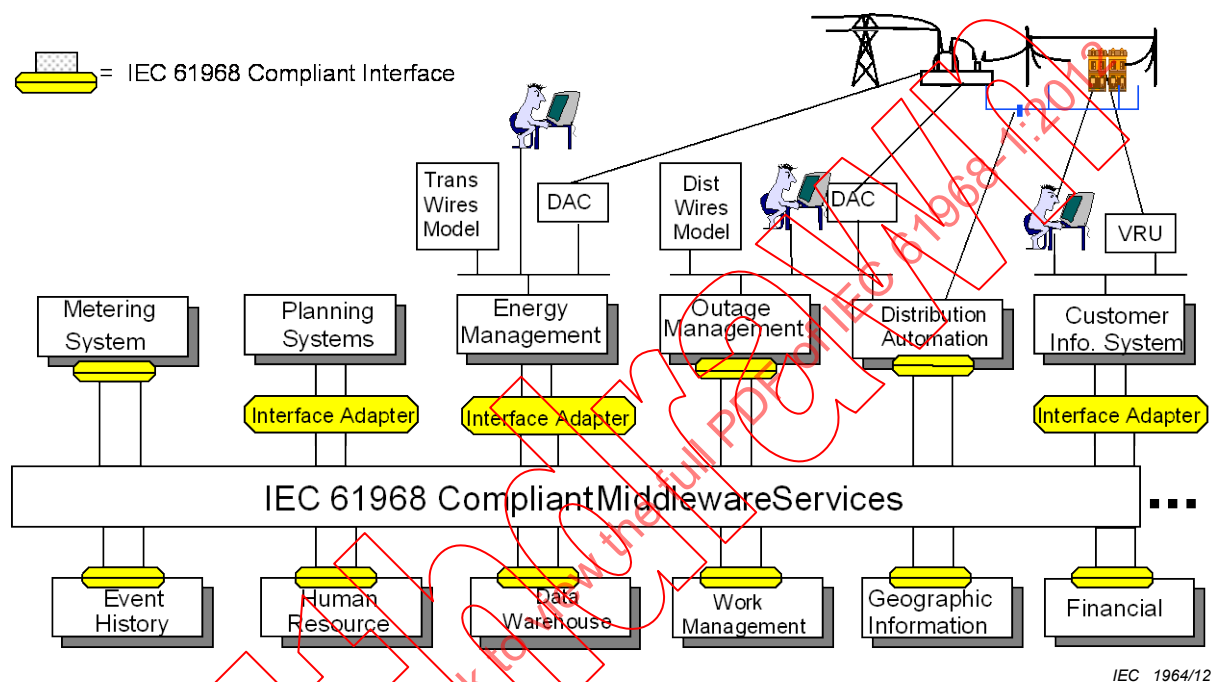


Figure 2 – Example utility implementation of IEC 61968

The organization of IEC 61968-1 is described in Table 1.

Table 1 – Document overview for IEC 61968-1

Clause	Title	Purpose
1.	Scope	Scope of IEC 61968-1.
2.	Normative references	Documents that contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard.
3.	Interface reference model	The domain relevant to IEC 61968 series is described. For each relevant business function, a list of abstract components is provided, which is described by the functions performed by the component. Parts IEC 61968-3 to -9 define interfaces for these abstract components.
4.	Integration infrastructure recommendations	Utility inter-application infrastructure recommendations to integrate components distributed throughout the enterprise.
5.	Interface profile	Utility inter-application integration environmental requirements are described. Abstract message passing services are defined and are available for applications to communicate information to other applications, including publish and subscribe services.
6.	Information exchange model	Requirements and recommendations are provided for information exchange between applications/functions listed in the IRM.
7.	Component reporting and error handling	Recommendations for audit trails and error message handling authentication necessary to support utility inter-application integration are described.
8.	Security and authentication	Recommendations for security and authentication necessary to support utility inter-application integration are described.
9.	Maintenance aspects	General maintenance recommendations are specified.
Informative Annex A	Use of IEC 61968 series	The methodology used to determine interface architecture recommendations for utility inter-application integration is described.
Informative Annex B	Inter-application integration performance considerations	Some typical performance recommendations necessary to support utility inter-application integration are described. These recommendations are of a general nature as specific implementation requirements will vary by utility.
Informative Annex C	Views of data in a conventional electric utility	This annex describes some of the underlying principles of defining the reference data dictionary of IEC 61968-11.

APPLICATION INTEGRATION AT ELECTRIC UTILITIES – SYSTEM INTERFACES FOR DISTRIBUTION MANAGEMENT –

Part 1: Interface architecture and general recommendations

1 Scope

This Part of IEC 61968 series, is the first in a series that, taken as a whole, define interfaces for the major elements of an interface architecture for distribution management.

This International Standard identifies and establishes recommendations for standard interfaces based on an Interface Reference Model (IRM). Subsequent clauses of this standard are based on each interface identified in the IRM. This set of standards is limited to the definition of interfaces. They provide for interoperability among different computer systems, platforms, and languages. Methods and technologies used to implement functionality conforming to these interfaces are recommended in IEC 61968-100.

As used in IEC 61968, distribution management consists of various distributed application components for the utility to manage electrical distribution networks. These capabilities include monitoring and control of equipment for power delivery, management processes to ensure system reliability, voltage management, demand-side management, outage management, work management, automated mapping, facilities management, and metering. The IRM is specified in Clause 3.

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 61968-3, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 3: Interface for network operation*

IEC 61968-9, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interface for meter reading and*

IEC 61968-11, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution*

IEC 61968-13, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 13: CIM RDF model exchange format for distribution*

IEC 61970-301, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common information model (CIM) base*

3 Interface reference model

3.1 Domain

Within this standard, the distribution management domain covers all aspects of management of utility electrical distribution networks. A distribution utility will have some or all of the responsibility for monitoring and control of equipment for power delivery, management processes to ensure system reliability, voltage management, demand-side management,

outage management, work management, automated mapping, facilities management, and metering.

The distribution management domain may be organised as two inter-related types of business, electricity supply and electricity distribution. Electricity supply is concerned with the purchase of electrical energy from bulk producers for sale to individual consumers. Electricity distribution covers the management of the physical distribution network that connects the producers and consumers. In some countries, the responsibility of organisations may be legally restricted and certain sections of the standard will be inapplicable.

A utility domain includes the software systems, equipment, staff and consumers of a single utility organisation, which could be a company or a department. It is expected that within each utility domain, the systems, equipment, staff and consumers can be uniquely identified. When information is exchanged between two utility domains, then identifiers may need extending with the identity of the utility organisation in order to guarantee global uniqueness.

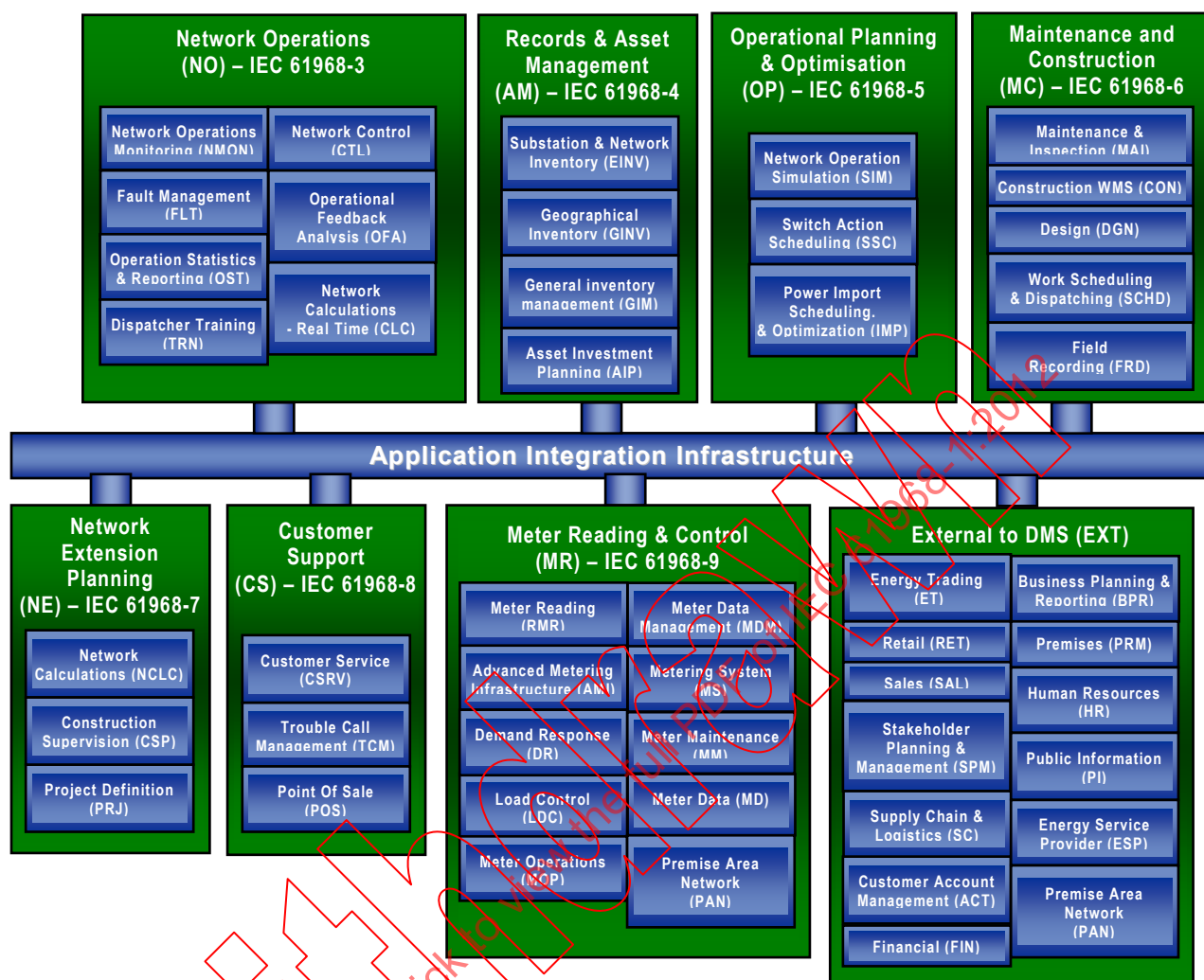
3.2 Business functions

Various departments within a utility co-operate to perform the operation and management of a power distribution network; this activity is termed distribution management. Other departments within the organisation may support the distribution management function without having direct responsibility for the distribution network. This segmentation by business function⁶ is provided in the Interface Reference Model (IRM), which is described in detail in 3.3.

The use of a business-related model should ensure independence from vendor-produced system solutions. It is an important test of the viability of this standard that the IRM be recognisable to utility staff as a description of their own distribution network operation and management.

Major utility business functions and sub-functions of the IRM are shown in Figure 3.

⁶ The work of the CIRED Working Group on Distribution Automation, published in 1996, is fully acknowledged in the segmentation.



IEC 1965/12

Figure 3 – Typical functions mapped to interface reference model

3.3 Interface reference model

It is not the intention of this standard to define the applications and systems that vendors should produce. It is expected that a concrete (physical) application will provide the functionality of one or more abstract (logical) components as listed in this standard. These abstract components are grouped by the business functions of the IRM.

In this standard, the term abstract component is used to refer to that portion of a software system that supports one or more of the interfaces defined in IEC 61968-3 to 9 and 13. It does not necessarily mean that compliant software is delivered as separate modules.

In this subclause, the definitions of business functions introduced in 3.2 are further extended into:

- sub-business functions (second column);
- abstract components (third column).

Some abstract components may be used by several different business functions. For example, a component like power flow can be used for network operation, short term operational planning and optimisation, and long term network extension planning. Much of the information exchanged for power flow purposes in each of these areas will therefore use many of the same information exchange message types (refer to Clause 6).

Applications from different vendors package the functionality of these abstract components in different ways. To use the IEC 61968 services, each application shall support one or more of the interfaces for the abstract components.

IEC 61968-1 describes infrastructure services common to all abstract components whilst IEC 61968-3 to 9 and 13 define the details of the information exchanged for specific types of abstract component.

IEC 61968 series defines that:

- a) an inter-application infrastructure is compliant if it supplies services defined in IEC 61968-1 to support at least two applications with interfaces compliant to clauses of IEC 61968-3 to -9 and IEC 61968-13;
- b) an application interface is compliant if it supports the interface standards defined in IEC 61968-3 to 9 and 13 for the relevant abstract components defined in the Interface Reference Model;
- c) an application is only required to support interface standards of the applicable components listed in Column 3. It is not required to support interfaces required by other abstract components (Column 3) of the same business sub-function (Column 2) or within the same business function (Column 1). While this standard primarily defines information exchanged among components in different business functions, it may occasionally define information exchanged among components within a single business function when a strong market need for this capability has been realised.

Table 2 – The Interface Reference Model (IRM)

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
<u>Network operation (NO)</u> [Refer to IEC 61968-3 and IEC 61968-13]	Network operation monitoring (NMON)		Provides the means for supervising main substation topology (breaker and switch state) and control equipment status. It also provides the utilities for handling network connectivity and loading conditions. It also makes it possible to locate customer telephone complaints and supervise the location of field crews.
		Substation state supervision	Provides the means for supervising main substation topology (breaker and switch state) and control equipment status. This function is supported by a mimic diagram of substations.
		Network state supervision	Provides the means for handling network connectivity and loading conditions. It also makes it possible to locate customer telephone complaints and supervise the location of field crews.
		Switching action supervision	Provides a view of all incoming work on the systems. Work details are recorded for each set of switching actions (examination of manual and remote controlled operations, work characteristics, and crews involved in the work).
		Switching pinning action supervision	Provides a view of all switching states other than the open or closed of the switch or device. For example, some utilities employ a pinning convention to denote: 1. switch held open (Red Pin) and associated with a clearance safety document, 2. closed fused switch involved in energized line work (Orange Pin) and associated with a Hot Line Work Permit safety document, 3. normally open switch (Green Pin), 4. abnormally open switch (Yellow Pin), 5. abnormally closed switch (Yellow with Green dot Pin), 6. fuse size deviation or information (Blue Pin), 7. Out of Order or defective equipment (Brown Pin), and 8. Transfer of Control (Pink Pin). A normally closed switch is not pinned.
		Process and network data management	Includes the exchange of process related data as well as the sharing of network related data which is needed to perform different functions.
		Operation data management	Management of data acquired through operation (field crews, customers, scheduled and unscheduled outages).
		Regulation step supervision	Provides a view for reporting the regulator tap-position. Substation regulator and pole-mounted distribution line regulator installations will be reporting tap-position via the "Process and network data management" abstract component.
		Alarm supervision	Network monitoring system where thresholds are set to indicate system failure and response required.
		Operator and event logs	Operator logs capture field changes and scheduled work requiring downtimes. Events logs capture outage and other relevant information.
		Weather monitoring (lightning detection)	Allows to predict impacts on the electrical networks, especially where outages are likely to occur due to heavy storm activity. Temperature and wind speed are sometimes used to calculate dynamic load limits on electrical network assets.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Network control (CTL)		Network control is achieved through decentralised control functions which need to be coordinated at an upper level of the control hierarchy. Local automatic control functions can be performed using only local information and which do not need knowledge of network connectivity. These functions are supported locally by substation control equipment at substation level. Area network control functions coordinate the local functions. These functions are operator-dependent and are provided firstly by the remote control function and secondly through local control which is related to the orders given to field crews through mobile station terminals.
		User access control	All network monitoring applications have user access control.
		Automatic controls	Protection (fault clearance), sectionalising and local voltage/ reactive power control devices which are self-protecting. Some "smarter" devices are programmable and allow control of the threshold indicating how long the device is in fault before it trips, automatic re-closures may automatically close the circuit at a given time.
		Assisted control	Remote switch control, load shedding, voltage reduction broadcast, maintaining voltage profiles and local control through field crews. Protection devices which are network programmable as well as manual network switches.
		Safety document management	Management of safety documents, which are used during the course of work on the electrical system for safety purposes. There are many types of safety documents that could be defined based upon organisational practices.
		Safety checking and interlocks	Following procedures to ensure safety of people and equipment when working with energized electrical networks.
		Major incident coordination	Coordination for major outage response.
	Fault Management (FLT)		Fault management functions which are intended to enhance the speed at which fault localisation and service restoration can be achieved. The fault management function supports the utilities required to identify disruptions in the system, to carry out restoration switching actions and to provide customers with notification of disruptions detected (in terms of duration and cause of breakdown). Fault management makes it possible: – to improve customer complaint response system, providing a prompt reply and a good interface between the Utility and the Customer (better image), – to provide field information to the dispatch operator, helping to restore supply during disruptions, – to compile all information about Quality of Service and make it available outside the Utility (Customers and official entities).
		Trouble call handling and coherency analysis for LV networks	A trouble ticket is a document which is generated when a customer calls to report electrical trouble. The trouble may either be an outage or non-outage problem, such as power quality.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Protective relays analysis	Coordination of protective schemes is accomplished through analysis of protective relays. Protective relay is an electro-mechanical device used to initiate a protection scheme such as opening a breaker after a high current is detected.
		Fault location by analysis of fault detectors and/or trouble call focalisation	Connectivity analysis is used to determine the location of the fault. Eventually a special tester is sent to the field to locate the fault.
		Supply restoration assessment	Estimated restoration time provided to customer before and during restoration activities.
		Customer incident information usage	Data including service address, customer number, customer name, premise number, meter number, and etc. Customer call centre usually receives these calls.
	Operation feedback analysis (OFA)	Distribution circuit energization supervision	The energization state of the geographical distribution circuit is to be presented in as well as the connected equipment, e.g. switches, transformers, regulators, capacitors, substation, and etc. The energization state presentation will include predictive state information from an outage management system. A prediction outage state will frequently become a confirmed state, perhaps illustrated by the open state of a switch, when verified by field personnel. Switches, devices, equipment and circuits in the distribution network model can also have a predicted out-of-service state, which will be different from a service-interruption state.
			Information can be retrieved from substation and customer records and compared with records taken from real-time operation related to information on network incidents, connectivity and loading. This information analysis provides indicators for optimising periodic maintenance according to fault rates in the network. This requires identification of concurrent values at multiple locations and time tagging of events and values.
		Mal-operation analysis	The review of records for equipment to ascertain the cause of its incorrect operation.
		Network fault analysis	The review of fault records, sequence of events records, and other documentation produced upon a fault to determine the cause of the fault; its total impact, steps taken by the system to recover from the fault, and the possible avoidance of a future occurrence. This data includes pre-fault information as well as post fault information for a specified period.
	Operation statistics and reporting (OST)	Quality index analysis	Quality analysis includes frequency of outages, outage duration, voltage level, voltage fluctuations (drops, peaks, rapid and slow changes) and other factors to measure the quality of power supplied.
		Device operation history	Data concerning the operation of electrical devices. It is often used in condition-based maintenance schemes.
		Post-disturbance review	The review of historical records to understand the sequence of events leading up to a disturbance to determine the root cause of the problem.
			Operating statistics and reporting functions makes it possible to archive on-line data and to perform feedback analysis of system efficiency and reliability.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Network calculations – real-time (CLC)	Maintenance information	Planned and unplanned maintenance data including root cause and repair/replace details.
		Information for planning	Service history data used for operational planning
		Information for management control	Service history data used for management control.
			Network calculations provide system operators with the ability to assess the reliability and security of the power system.
		Load estimation	The estimation of load values, calculated on a more granular basis than load forecasts, based on specified conditions, weather and other events.
		Energy trading analysis	Performing network calculations to assess energy trading options and scenarios.
		Load flow/voltage profile	Perform voltage assessment of the network by analyzing operating conditions and predicting and preventing voltage problems.
		Fault current analysis	The review of fault records, sequence of events records, and other documentation produced upon a fault to determine the cause of the fault, its total impact, steps taken by the system to recover from the fault, and the possible avoidance of a future occurrence. This data includes pre-fault information as well as post fault information for a specified period.
		Adaptive relay settings	Protective relay setting that can be adjusted based on conditions such as weather and operational conditions.
		Dispatcher training (TRN)	Training facilities for dispatchers that simulate the actual system they will be using to perform the dispatch function. Various scenarios can be tested to prepare dispatchers for being able to handle atypical events.
	Substation and network inventory (EINV)	SCADA simulation	Simulating network faults to train dispatchers.
			The electrical substation and network assets that a utility owns, or for which has legal responsibility, and will maintain an accurate asset register developed around an asset hierarchy that supports advanced asset management functions.
		Equipment characteristics	Data concerning the nature and operational parameters of physical devices designed to perform particular functions. A characteristic can be viewed as a relationship between two or more variable quantities which describes the performance of a device under given condition.
Records and asset management (AM) [Refer to IEC 61968-4]		Connectivity model	A model of all networked electrical equipment. It is the physical definition of how equipment is connected together. In addition it models topology which is the logical definition of how equipment is electrically connected via closed switches. The topology definition is independent of the other electrical characteristics.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Substation display	Schematic display of substations with references to relevant network data displays and geographic maps. Schematic display includes substation control equipment status and power equipment status.
		Telecontrol database	Telecommunication relationships for remote control and dynamic data acquisition, and other functions requiring electronic communications.
		Geographical inventory (GINV)	Management of geospatial data, typically by utilizing computer graphics technology to enter, store, and update graphic and non-graphic information. Geographic depictions and related non-graphic data elements for each entity are typically stored in some form of a data store. The graphic representations are referenced using a coordinate system that relates to locations on the surface of the earth. Information in the data store can be queried and displayed based upon either the graphic or non-graphic attributes of the entities.
		Network displays	Circuit diagrams of the physical distribution network
		Geographic maps	A map, which displays planimetric, electrical, physical asset and/or topographic features and which may be used as a base for a thematic layer. Features which may be included on a base map are roads, rivers, major structures (buildings), contours, etc. Feature presentation will, however, be map scale dependent. A geographic feature is a term applied to the natural or cultural objects shown on a map or chart.
		General inventory management (GIM)	The non-electrical assets (e.g., tools, concrete, poles, cross-arms, etc.) that a utility owns or for which has legal responsibility, and will maintain an accurate asset register that supports advanced asset management functions.
		Non-electrical asset inventory	The inventory and condition of installed and non-installed assets other than those covered in EINV Substation and network inventory.
		Materials inventory	The inventory and condition of materials available for use at various locations in the utility.
	Asset investment planning (AIP)	Vehicle inventory	The inventory and condition of all utility owned and leased vehicles.
			Asset investment planning involves strategy definition and prioritisation, maintenance strategy planning, risk management, programme management and decision-making. It drives the condition, configuration, performance, operating costs, and flexibility of the asset base, with the aim of maximising value.
		Maintenance strategy	Maintenance strategy that balances risk, cost, and schedule while applying schedule-based maintenance, reliability-centered maintenance, condition-based maintenance as appropriate.
		Life-cycle planning	Planning the use of an asset throughout its life-span, from the time a decision is made to purchase it until the time it is properly discarded.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Reliability centred analysis	Identifying reliability trends and corrective actions. For example, looking at all the faults for a given year (planned and outage) and performing root cause analysis and suggesting corrective actions.
		Engineering and design standards	The establishment of measurable conditions and performance of assets and how they are employed. Characteristics or attributes of a standard describe its required level of performance, which typically describe "how much", "of what nature" and "how frequently". Often engineering and design standards reference industry standards and manufacturing specifications.
		Performance measurements	Asset management decisions are based on lifecycle costs. Assets are measured so that full economic costs of activities are understood.
		Risk management	To monitor, understand, and manage the risks involved in business activities and to ensure that policies, processes, and practices are committed accordingly.
		Environmental management	Assets shall be installed and maintained with an awareness of both environmental impacts on the assets (salt corrosion, ice, water, sand, etc.) as well as impacts on the environment by the asset. The latter is subject to many forms of government regulation.
		Decision support	Data warehousing and business intelligence used to support asset investment planning decision.
		Thermal ratings of network equipment and lines	Changes in electrical asset performance limits based on temperature and wind speed.
		Maintain work triggers	Converting schedules into work plans such as preventive maintenance for an aging pole.
		Asset maintenance groups (lists)	A list of assets organized into a category, for example to add efficiency to certain types of maintenance and inspection work.
		Asset failure history	The history of failures related to all assets in the distribution network including burnout and accidents.
		Asset financial performance	Return On Investment (ROI) for assets. Understanding the value and costs of assets and the financial resources needed to appropriately sustain them (short and long term).
		Budget allocation	Allocation of budget for procurement, maintenance, and replacement
			This set of functions allows facilities to define, prepare and optimise the sequence of operations required for carrying out maintenance work on the system (release/clearance orders) and operational planning.
<u>Operational planning and optimisation (OP)</u>	Network operation simulation (SIM)		

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
[Refer to IEC 61968-5 and IEC 61968-13]		Load forecast	A forecast of the expected load at a specific time and day-of-week for each feeder in the network. The load forecasting function predicts the hourly system load and maintains a real-time forecast and a study forecast. The real-time forecast is based on actual historical load and weather data and generates a load forecast for the current hour. The study forecast uses a completely independent set of historical and predicted data that the operator may use to set up and evaluate hypothetical situations up to seven days in the future.
		Power flows computation	The power flow function allows dispatchers to study control actions upon the power system. The power flow function operates in study or real-time. Dispatcher power flow allows the operator to determine the effects of control actions (breaker switching, tap changing, and interchange adjustments) on the system.
		Contingency analysis	A study of the effect of unexpected failure or outage of a system component. In distribution systems it generally involves the study of how to restore power to customers when the normal supply path is unavailable.
		Short circuit analysis	Analysis of short circuits in transmission and distribution networks. On-line short circuit calculation is required for the following types of faults: single line to ground; line to line; double line to ground; three lines to ground; single line open; double line open.
		Optimal power flow	The optimal power flow function allows dispatchers to optimise the control actions on power system based on the given criteria (flows of real or reactive power, switching of compensation devices, optimal settings for voltage control, etc.). In optimal power flow, the control actions are automatically predetermined within the limitations of the power system.
		Supply restoration assessment	Analysis of switching options after a network fault to re-connect supply to as many customers as possible in the shortest time possible.
		Switching simulation	Simulating the switching operations to isolate a network section and subsequently reconnect it.
		Incident simulation	Recreating an incident on the network for analysis and also for training.
		Weather forecast analysis	Weather is monitored to predict impacts on the electrical networks, especially where outages are likely to occur due to heavy storm activity. Temperature and wind speed are sometimes used to calculate dynamic load limits on electrical network assets.
		Fire risk analysis	Analyzing the risk of fire in the network. For example, thermal rating of network equipment. There is a certain temperature when transformers may explode.
		Define operational limits	Defines operating limits for monitoring operations of the transmission and distribution facilities.
		Thermal ratings of network equipment and lines	Changes in electrical asset performance limits based on temperature and wind speed and current season. This is distinguished from AIP (Asset Investment Planning) counterpart, which includes new construction and reconductoring.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
Maintenance and construction (MC) [Refer to IEC 61968-6]	Switch action scheduling / operation work scheduling (SSC)		Switch action scheduling provides supports for handling all aspects relevant to switch order formulation, drawing up operating guidelines, dispatching repair crews, and also supports for informing customers affected. It assists in collecting the related data and delivering it in the various forms required.
		Release/clearance remote switch command scheduling	A clearance is special authority given a person or persons working on de-energized cables, wires or equipment.
		Field crew loading analysis and work order scheduling	Insuring that field crews have appropriate work and are allocated efficiently.
		Customer outage analysis and information	The troubleshooting process uses customers' telephone trouble calls, telemetry data and network topology during incidents to provide information on service conditions and suspected fault locations.
	Power import scheduling and optimisation (IMP)		Power import scheduling and optimisation aims to minimise the cost of imported power by keeping the average imported power close to the contracted value, making use of peak plants' load switching or load shedding.
		Non native generation planning and estimation	Received schedules from Distributed Energy Resources (DER) to be used during planning and estimation.
		Interchange transaction planning	Optimizing planned interchange such as interchange transactions of energy between control areas.
	Maintenance and inspection (MAI)		Work involving inspection, cleaning, adjustment, or other service of equipment to enable it to perform better or to extend its service life. Examples of maintenance work are routine oil changes and painting. Examples of inspection work are pole inspections, vault inspections, and substation inspections.
		Maintenance program management	Planning the specific times when a set of maintenance activities should be performed taking into account a variety of constraining factors such as the impact of removing the equipment from service, availability and work load of maintenance crews, etc.
		Maintenance orders	Work can be scheduled to perform maintenance as a result of limits being exceeded for certain criteria regarding an assets' condition, found either through telemetry or inspection, or through routine scheduling.
		Maintenance rules	Rules for monitoring condition, performance and costs to predict the failure mode by which the asset will fail to deliver the service level required from the asset.
		Manage inspection readings	The management of data associated with inspections of assets.
		Maintenance history	History of failures and maintenance for a given asset.
		Work procedures	A procedure is used for various types of work and work tasks. Types of procedures include inspection, maintenance, diagnosis, and construction.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Construction (CON)		Examples of construction work include service installations, line extensions, and system betterment projects.
		Work task	A work task is any unit of work that can be assigned to a crew to be performed. A single work object may have multiple work tasks based on the need to schedule the work to specialized crews. Similar to a design, a work task also has associations to miscellaneous line items and compatible units. The same estimating data used to create a design is grouped under work tasks to be scheduled to specific crews.
		Cost reconciliation	Work cost details are reconciled with cost estimates as work is completed. Examples include the labour to design a work order as well as materials, labour, equipment, contractors, and other miscellaneous items that create a cost associated with a work order.
		Work approval	Authorization by required parties for proposed work to be performed.
		Work permits	Obtaining government issued permits to perform work in an area.
		Customer billing for work	Billing information for work performed.
		Work tracking	The status of a work order (e.g. Initiated, In Planning, Ready to Schedule, Field Complete, etc.)
		Project costing	A project is a collection of related work, which is usually associated with a business case that articulates justification for capital expenditures and/or operations and maintenance costs. Work cost details are categorized as work is completed. Examples include the labour to design a work order as well as materials, labour, equipment, contractors, and other miscellaneous items that create a cost associated with a work order. Unit of property records are created as needed to describe how each individual relevant property record is tracked by the plant accounting system.
			A design is created by an engineer or work planner. Designs can be made up of individual line items or by a set of "compatible units" or CUs. Line items and compatible units are associated with a design location.
		Construction engineering	Specifications of design that ensure sound engineering practices are followed and that all applicable engineering standards and government regulations will be satisfied during construction.
	Design (DGN)	Cost estimating	A record associating a specific estimated cost to a work order.
		Bill of materials	List of materials required for a work order including material items and quantities
		Compatible units	A compatible unit is a collection of labour, materials, vehicles, and equipment used to model a standard unit of work. Compatible Units, or CUs can be grouped into a collection called a CU Group.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Work scheduling and dispatching (SCHD)		Work scheduling and dispatching makes it possible, for a defined scope of work, to assign the required resources and keep track of work progress.
		Work planning	The record describing the crew assignments and resource plans for the scheduled start and finish dates for each work task within as well as the overall work order.
		Crew management	A crew is the collection of people, vehicles, and equipment that can be assigned to perform specific work tasks. A crew belongs to a specific organization and has crew capability and shift patterns. Each crew can work in one or more zones.
		Vehicle management	The allocation and scheduling of all utility owned and leased vehicles.
		Equipment management	The allocation and scheduling of all utility owned and leased equipment.
		Material requisitioning	A material requisitions is a request for a set of materials for a specific work order. May be a sub-set of the bill of materials.
		Permit management	Management of government issued permits required to perform various work orders.
	Field recording (FRD)		Field recording is often accomplished through hand held devices which allow field personnel to view and enter information relevant to the work they are performing in the field. For example, line crews and servicemen can access their respective district maps, do searches by pole number, substation, transformer number, switch numbers, and feeder names.
		As built reporting	Updates to the design to reflect how it was actually implemented in the field.
		Field inspection results	Inspections results and information are captured in a field recording device and automatically uploaded to appropriate systems.
Network extension planning (NE) [Refer to IEC 61968-7]	Network calculations (NCLC)	Time reporting	Time reporting is captured in a field recording device and automatically uploaded to appropriate systems.
		Actual materials	Actual materials used for a work task are captured in field recording devices and automatically uploaded to appropriate systems.
		Field status tracking	The status of a work order is captured in a field recording device and automatically uploaded to appropriate systems.
			Used to develop a long-term (generally one year and beyond) plan for the reliability (adequacy) of the interconnected electric transmission and distribution networks.
		Load forecast	Collect individual and develop overall load profiles and forecasts of end-user energy requirements, (daily, weekly, monthly, annually etc.)
		Power flows	The power flow function allows the planner to study control actions upon the power system. It allows the operator to determine the effects of control actions (breaker switching, tap changing, and interchange adjustments) on the system.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Contingency analysis	A study of the effect of unexpected failure or outage of a system component. In distribution systems it generally involves the study of how to restore power to customers when the normal supply path is unavailable.
		Short-circuit analysis	Analysis of short circuits in transmission and distribution networks.
		Optimal power flow	The power flow function allows planners to study control actions upon the power system. The power flow function operates in two modes. In optimal power flow, the control actions are automatically predetermined within the limitations of the power system.
		Energy loss calculations	Analysis of energy losses that occur over the network due to locations of generation and load.
		Network voltage profiles	Allows to perform voltage assessment of portions of the distribution network by analyzing operating conditions and predicting and preventing voltage problems.
		Network impact assessment	Allows to understand impact on network due to anticipated load increase and decrease, with consideration given to other entities (generator owners, other network owners, and load-serving entities) desiring to connect with network.
			Monitoring and management of construction work to minimize negative variances from planned costs, performance, and schedule.
	Construction supervision (CSP)	Construction costing	The process of estimating construction costs, in this case for a network extension project, based on a design. Usually a design goes through several iterations to achieve an acceptable balance of cost and performance.
	Project definition (PRJ)	Work management	Work order scheduling and tracking, manpower assignment, preparation of bills of material, cost estimating and monitoring.
			Planned work activities to enhance or extend the network and/or other assets. Example includes line extension for new housing development, a new substation, switchgear change at a substation. Capital development projects (i.e., not billed to a customer) are usually justified with an business case.
		Capital development plan	Plans for new assets or services with an understanding and commitment to the recurrent O&M funding necessary to sustain them at lowest projected life-cycle cost. Infrastructure asset investments should meet current and forecasted demands within the expected life of the assets.
		Capital approval	Approving a budget for a new project. New projects do not proceed without capital approval.
		Program and project planning	Development of program and project plans that are consistent with appropriate regulations and stakeholder expectations for services provided.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
Customer Support (CS) [Refer to IEC 61968-8]	Customer service (CSRV)		This function set covers the different aspects related to customer interfaces required for operation and commercial purposes.
		Service requests	New connections are usually initiated by a telephone call to a Customer Service representative. The representative enters contact information and collection information into the utility's customer information system.
		Construction billing inquiry	Customers may inquire on the proposed or actual price for construction the utility performs on the customer's behalf, such as network extensions for a developer.
		Billing inquiry	A customer or an internal source may identify a customer billing issue. In order to resolve the issue, historical meter reads may be accessed. A request may also be issued in some cases to identify the current reading for a meter.
		Work status	The status of a work order (e.g. Initiated, in planning, ready to schedule, field complete, etc.)
		Self service inquiry	Through a web browser or voice response unit, the customer may make inquiries regarding current and planned utility services
		Customer connection	A customer can request to be connected, disconnected or reconnected. Once approved, this either results in a work order being issued to perform the request manually or a command and verification through AMI if the service location is so equipped.
		Turn on, turn off	Existing supply can be turned on or off by the customer or by utility due to non-payment of bill.
		Line losses	Allows to record the details of the line losses (if any) for a service location.
		Service level agreements	The customer service agreement documents the terms and conditions between the utility and the customer for the provision of electricity.
		Customer information analysis	Provides information that includes customer data and meter interval readings and consumptions.
		Customer information management	Manages customer information, customer interaction, billing and issues resolution.
		Customer presentation and analysis	Provides information for customers (Commercial & Industrial (C&I) and residential) to access and analyze usage data for their energy management needs.
		Customer relationship management	Manages customer relationship including marketing campaigns, programs, promotions, etc. This notifies customers (especially C&I customers) via email/page/SMS about upcoming events (such as demand response (DR), price triggers, etc.). This system may provide grouping facilities, ability to set event priorities, customize messages, etc.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Trouble call management (TCM)		Customer troubles related to blackouts are transmitted and compared with network data in order to provide accurate information on the incident.
		Outage calls	Customer troubles related to blackouts are reported to the utility.
		Power quality	Customer troubles related to power quality, such as low voltage or poor power factor, are reported to the utility.
		Planned outage notifications	Utility informs customer in advance of planned outages, usually to perform required construction or maintenance.
		Media communication	Utility communicates its goals and actions to the public. Actions include its planned response to major outages. Goals include fostering support for certain utility projects that can become the subject of significant public debate (e.g., public outcry about the placement of a new transmission line).
		Performance indices	Customer performance indices often include measurements regarding system reliability, average number of interruptions, average minutes per interruption, average number of momentary interruptions, power quality, and customer service ratings.
		Restoration projection/confirmation	After an outage, an estimated restoration time is provided to a customer and then, after power is restored, a call is placed to the customer to verify service has been adequately restored.
	Point of sale (POS)	Outage history	Each trouble ticket created for a customer is associated with an outage record that describes details of an outage in part of the electrical network. These are used in combination to understand the history of the individual service as well as in the context of relevant network outages.
			A point of sale system is used for the management of prepayment meters, where a customer either purchases a token or makes a prepayment for service.
			Set of functions required to carry out remote readings of information recorded at the customers point of supply, as well as those needed to send controls to customer equipment interfaces.
		Automated Meter Reading (telemetering)	Telemetering is the process by which readings from meters are transmitted to a central data acquisition system, typically referred to as an Automated Meter Reading (AMR) system. The AMR system is responsible for managing the life cycle of and communicating with communication-enabled meters. It would minimally maintain definitions of meters and associated communication modules. AMR systems may be one-way in nature, for collection or readings and potentially the capture of events from meters, or two-way where there are more advanced capabilities for collection data on request, invoking remote disconnect, load control, etc.
<u>Meter reading and control (MR)</u> [Refer to IEC 61968-9]	Meter reading (RMR)		Advance metering infrastructure (AMI) is evolved from the foundation of AMR functionalities.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Power quality	Meters may collect information related to the quality of the power delivered. This could include momentary and/or sustained outage events. This could also include low or high voltage events. This information could be used for outage analysis or maintenance scheduling.
		Customer meter and service location	Customers have one or more customer accounts for one or more service locations, where each service location has a specified address. Each service location has one or more meters, which are related to a power transformer that provides connectivity to the electrical distribution network. Customer definitions are used for outage management, network analysis and customer billing.
		Usage history	A planner may use historical meter reading values as load information that would be used for planning purposes. This would permit usage to be aggregated to determine loads for a transformer or feeder, or perhaps equal-payment billing offers by the utility.
		Customer switching	A customer in an open retail market can switch between energy suppliers. This may require reconfiguration and/or reinstallation of the meter. This process would likely involve an on-request read for final billing purposes.
		Meter data aggregation	Aggregating meter data from a predefined set of meters, usually associated with one customer account.
		Outage and restoration detection and verification	When an outage is not detected because of a breaker trip detected by the SCADA system, utilities typically depend on calls from customers to identify the location of a fault. To support outage analysis, some AMR systems can identify loss or restoration of power by a meter by reporting such cases to the outage management system.
		Advanced metering infrastructure (AMI)	An infrastructure that includes advanced metering hardware and software to measure, collect and analyse energy usage and related information.
	Demand response (DR)	AMI meter and communication network asset management	Manages AMI meter and communication network asset including the AMI meter/network testing, tracking, maintenance, and network operation.
		AMI event service manager	Provides information on a specific meter or meter group for a particular event. It acts as a gateway to communicate between utility enterprise systems and field devices (mostly AMI meters) through AMI network.
			Allows customer service representatives and other business personnel to query specific devices to resolve issues in a short period of time. Includes routing of alert and alarms in near real time.
			To manage customer consumption based on supply conditions and/or energy price.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Demand response management	Manages the demand response programs from utility point of view. This includes load control, integration with DMS, and DR program management. Uses historical and externally input data to make predictions and what-if analysis for DR purposes
		C&I customer demand resource management	Manages the information that is provided by C&I customers including large building owners on the ability of their buildings to handle price signals and demand response requests.
			Ties the C&I customer needs including building management systems into the DR world.
		Load control (LDC)	Customers who accept this service option are able to adjust their consumption regarding time-of-use tariffs based on the variation of daily and seasonal cost of power. Automatic (or manual) equipment allows customers to adjust their consumption in response to changes in price (control of electric heating, hot water, large domestic appliances etc.)
		Load controls	Load control requests can often be made to a SCADA and/or AML system for the purpose of (voluntary or mandatory) load curtailment. This request would typically be initiated from Network Operations (NO) or other sources. A load control signal will typically result in the loss of preconfigured type of loads (e.g. air conditioning, pumps, etc.). Load controls are typically part of voluntary demand reduction schemes that are an alternative to load shedding.
		Dynamic tariff application	Real-time pricing signals and/or schedules can be sent to a meter via the SCADA and/or AML system. There are several ways this can be accomplished: (1) price signal issued in real-time identifying a price for a given time interval, (2) time-of-use (TOU) schedules, (3) energy price schedules published in advance.
			Responsible for managing the deployment, maintenance and use of meters within a given service territory.
	Meter operations (MOP)	Field meter work	The acts of installing, inspecting, servicing, and decommissioning meters.
		Meter configuration	When a meter is installed for telemetering, it shall be configured for use by the metering system. A meter may be configured with meter type dependent information such as time-of-use definitions. The metering system may need to record information related to the communication path.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Meter data management (MDM)		This function collects, validates, stores and distributes readings and event-related data from meters and other end devices to other enterprise functions and systems. The meter data management function supports diverse end-use applications including but not limited to billing, load management, load forecasting, demand response, outage management, asset management and distribution network planning and maintenance. Additionally, the meter data management function frequently provides a common point for management, command and control of metering systems (MS) and the downstream meters and end devices, including PAN devices. Functions supported include bi-directional communications with metering systems and end devices to perform on-demand reads as well as control functions including remote configuration, remote disconnect / reconnect / demand reset operations, and demand response and load control functions. The meter data management function has added importance when utilities have more than one metering system, as this abstract component shields systems and applications such as customer information system, billing and planning from the need to integrate with more than one metering system.
	Metering system (MS)	Control and reconfiguration	The metering system will handle requests and convey meter data, meter events, meter responses, meter system events, and other value-added data to the enterprise. Depending on the metering system, the processing of requests and events may involve multiple steps through public or private networks, licensed or unlicensed RF spectrums, standardized or proprietary systems, in a one-way or two-way fashion. Note that metering systems are significantly diverse with respect to technologies used, protocols used, capabilities and frequency of data collection. The details of the internals of meters, communication transports and protocols are outside the scope of this standard (IEC 61968-1). The focus is on the normative message formats (such as IEC 61968-9 message types) and recommended implementation schemes for ESB, JMS, and Web Services (IEC 61968-100). Responsible for: (1) primary interface in executing remote meter control commands; (2) interface to execute on-request read command; (3) communicating payment system information; (4) act as a communication gateway for load control devices. Note that not all metering systems (MS) have the ability to send messages to meters.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Data collection	Responsible for: (1) Readings and status collection. Readings and status may be obtained through either manual or automated means; (2) Transmission of meter readings and status to a meter data management (MDM) system; (3) Transmission of power reliability and quality event data to an outage management system.
	Meter maintenance (MM)		This component is typically closely tied with the metering system (MS), and as a consequence the interfaces between the MS and this abstract component are outside the scope of this International Standard.
	Meter data (MD)		The meter records the data used for tariffs of public networks, data used for network balance mechanism, and energy-billing. Readings captured by meters are integrated over a period of time before being presented for billing purposes. Billing entities may correct the data, or, in some regions, the energy supplier may perform validating, editing, and estimating (VEE) according to rules established by the appropriate supervising regulatory agency. In any case, those corrections are made available to the user who requests them. Meter data is used for energy billing and potentially other purposes. Primary data used for these purposes, depending on the meter, include: (1) active and reactive power indices, (2) load curve schedule (active power, load profile of active power), (3) active and reactive energy maximums (demand maximums), (4) voltage profile, (5) reactive power curve schedules (generation, consumption), and (6) maximum demand timestamps.
	Premise Area Network (PAN)		To communicate data (e.g. text messages and control signals) between utilities and devices in a Premise Area Network (PAN) via AMI network. More information on PAN abstract components can be found in the External to DMS (EXT) section of this table below.
<u>External to DMS</u> <u>(EXT)</u>			
	Energy trading (ET)		To engage in the exchange, purchase, or sale of goods in an energy market.
		Market analysis and forecasting	Forecasting of long term load growth.
		Billing and settlements	The interval (typically hourly) price established by the exchange to even up positions, clear all trades and settle all accounts between members for each contract month. The distribution company provides meter data to the market clearinghouse.
		Registration and de-registration	A distribution company engages an entity to represent them in the market. This market participant registers with the market operator to participate in certain types of transactions.
	Retail (RET)		Functions a utility performs to sell in small quantities directly to the end customer.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Sales (SAL)	Marketing	The process associated with promoting for sale goods and services. The classic components of marketing include product, price, place and promotion.
		Settlements	The resolution of differences between the utility and various parties. For example, a conflict between the utility and its customer on the billing price may be resolved in a court of law.
		Customer registration	The collection of information about a customer necessary for that customer to establish an account with the utility.
		Product line diversification	A marketing technique used by utilities to establish strong identity in a specific market, often by introducing different varieties of the same basic product or service.
		Portfolio management	Management of the securities and assets held by a utility.
			The act of selling products and services offered by the utility to its customers.
		Key accounts	Strategically important customers and/or those with substantial loads and/or special needs.
		Order taking	The process through which customers provide information to request products and/or services from the utility. Order taking may be performed manually or through electronic means, such as the customer filling out a form on the utility's web site.
		Customer requests	The act of an instance of a customer asking for something from the utility.
		Order processing and fulfillment	The process to receive, service, and track customer orders.
Stakeholder planning and management (SPM)		Awareness, tracking and management of needs and issues of various utility stakeholders.	
	Regulatory planning and reporting	Planning and reporting of environmental regulations, buying/selling regulations, tariff regulations, treatment of customer regulations.	
	Service standard monitoring	Defining standard for expected levels of service and monitoring performance relative to these standards.	
	Legal proceedings	Monitoring and participating as appropriate in legal processes directly and indirectly impacting the utility. This includes assessment of associated risks and determination of responses and preferred courses of action.	
Supply chain and logistics (SC)		Management of processes for acquiring necessary supplies, tracking acquired and ordered supplies, and their allocation for authorized purposes.	
	Procurement	The procurement of assets and material items from various suppliers. Where possible, more than one supplier is qualified to provide corporate standard supplies, referred to as "compatible units," so that if a problem occurs with one supplier, the utility has sufficient alternative suppliers to ensure work progress is not negatively impacted.	

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Contract management	Management of contracts with suppliers to ensure that necessary assets and material items are supplied before they are needed for maintenance, construction and other purposes. To minimize capital costs incurred when substantial assets and material items sit in inventory for long periods of time, effort is made to have supplies delivered just before they are needed.
		Warehouse logistics	Tracking and management of inventory (assets and material items) which are stored for later use.
		Materials management	Management of assets and material items from the time their procurement is planned to the time that the asset or material items are installed or used.
	Customer account management (ACT)		Customer account management involves supporting utility customers with the tracking, status and plans with such matters as reported trouble, service failure events, planned outages, compliance matters, outage history, service requests, service agreements, monthly billing, construction billing, etc.
		Credit status	Checking and understanding credit ratings of customers to determine the financial terms that should be offered to them in agreements.
		Credit and collections	Credit can be extended to customers based on predetermined terms, such as interest rates that apply per period since the billing amount became due. Collections refers to the procedures that a utility follows to ensure that bill payments are made along with procedures followed in non-payment scenarios as indicated by the terms of the customer agreement.
		Billing and payment	Management of the overall customer billing and payment processes, where payments are tracked relative to their corresponding bills.
		Customer profiling	Customer profiling is done to understand demographics and the type of services that may be required or of interest in service territories. Customers may be contacted regarding various types of optional services based on their profile.
		Appointments	The scheduling of appointments with customers and their customer service representatives and other relevant utility employees and contractors.
		Contact classification and tracking	Classification and tracking of customers and their requests. In addition to the broad categories of industrial, commercial, and residential, a utility typically tracks many more details to categorise them according to their type of service requirements.
		Letters and notifications	Correspondence with Customers keeping them informed of various utility matters that may interest them, especially matters impacting their service or prices.
		Complaint, dispute and issue management	Tracking, resolution and follow-up with Customers regarding reported complaints, disputes, and issues.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Supplier data aggregation	Customers can have more than one service locations and more than one energy supplier. Before bill calculation is performed, supplier data is aggregated into appropriate accounts based on agreements.
		Bill calculation	Creation of bills for services provided based on agreements. Services includes connections, streetlights, various types of work requests, energy consumption, etc.
		Bill production	Once calculated, the generation and mailing of bills to customers.
		Payment processing	The processing of payments by customers against their bills.
	Financial (FIN)		Financial performance across the whole organization, which includes the evaluation of investments in capital projects, maintenance, or operations. These processes include risk and benefit costs and impact on levels of service.
		Activity based management	Cost accounting performed based on business activities (processes) rather than on only traditional cost categories.
		Accounts payable	Tracking of payments owed for services rendered and/or products supplied by various parties conducting business with the utility.
		Accounts receivable	Tracking of amounts owed to utility for services provided to its customers and other relevant parties, for example use of its facilities in energy markets, joint use of its structures and right-of ways, etc.
		Forecasting	Future budgets and adjustments to existing budgets are based on current and forecasted financial commitments and prioritized needs.
		Budgeting	A utility's ledger budgets support the transfer of budget amounts between all possible source applications throughout their enterprise and a general ledger or budget application.
		General ledger	A record of accounts to which debits and credits are posted from journals, where transactions are initially recorded. Journal entries are periodically posted to the ledger.
		Regulatory accounting	Tracking and reporting on metrics required for regulatory purposes. These cover various subjects such as reliability, emissions, chemicals and oil disposal, etc.
		Tax accounting	Taxing districts shall be understood by business units (organisations), as well as all business units covered by a taxing district. The site servicing business unit(s) and the accounting business units, among others, shall be able to satisfy taxing requirements per taxing authority (count, town, city, state, province, etc.).
		Treasury	Management of the deposit and disbursement of collected funds, where revenues are deposited, kept, and disbursed. It is responsible for finances and especially the collection, management, and expenditure of revenues.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Financial metrics	Financial metrics are established and monitored to be able to measure financial performance against financial objectives, which are defined in accordance with the overall business strategy and plans.
		Strategic planning	Planning business strategy based on its current situation and the utility's mission, always performed with strong consideration given to financial goals and past financial performance. In addition to financial metrics, many companies use a balanced scorecard approach to consider other strategic factors such as processes required to meet targeted customer needs.
		Business development	Activities performed to develop new business with targeted customers and customer segments in accordance with utility's business plans. Often this development includes working with various business partners.
		Regulatory relations	Maintaining positive relationships with applicable regulators to correctly understand their requirements, to gain their assistance in working through various regulatory issues and discrepancies, to influence new legislation, and to mitigate risks associated with new and potential regulations.
		Fixed asset	Some type of capital asset summary ledger is typically used to accumulate capital detail charges by such things as balance sheet account, plant account, location, type, merger company (if applicable), and accounting period. It is typically used to determine the total company asset base that is used to calculate monthly depreciation, among other things.
		Miscellaneous debtors	Various parties that do not fall in the traditional financial categories who owe the utility payments for atypical reasons.
	Business planning and reporting (BPR)		Understanding, reporting on, and planning for business performance on a company wide, business unit, and departmental basis.
		Strategic business modelling	Modelling the business strategy so as to understand the potential impact of opportunities and critical uncertainties as well as external and internal business drivers, thereby being able to optimize the strategy and the plans to implement it.
		Manpower strategy and planning	Understanding the manpower needs of the organization under expected and potential business scenarios and planning for how required roles will be performed by employees and contracted help.
		Business reporting	Reporting on KPIs discussed under "Performance Assessment".
		Management accounts	The tracking and management of various accounts significant for business assessment and planning.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Performance assessment	Key performance indicators (KPIs) are defined so as to be able to measure progress against business objectives, which are defined in accordance with the overall business strategy. These metrics typically cover such items as financial performance, reliability performance, customer service, labour utilization and costs, asset utilization and more. The measurement of these KPIs provides the means to assess business performance on a company wide, business unit, and departmental basis.
		Business impact assessment	Assessing the impact and implications of potential business scenarios caused by various drivers, such as regulation changes, new market participants, fuel costs/availability, etc.
		Risk and controls	Monitoring, understanding, and managing the risks involved in business activities and ensure that policies, processes and practices support this objective.
			Information regarding the location of a service.
		Address management	Tracking relevant addresses for service locations, billing, organisations, etc.
		Right of ways, easements, grants	Management of various types of permits required to perform work and maintain service at a location.
	Premises (PRM)	Real estate management	Management of real estate records that are used for various purposes.
	Human resources (HR)		Human resource information contains personnel information for each employee. It includes such data as job code, employee status, department or place in the organisation, and job-related skills. This information is often needed and updated by work and project management-oriented business sub-functions.
		Health/safety reporting	Safety data procedures are used to provide information about how to safely handle electrical equipment, chemicals, materials, etc. Reports are generated regarding accidents that have occurred for a given time period.
		Payroll	Paying employees for their services on a periodic basis, with appropriate taxes and other deductions deducted and provided to the proper organisations.
		Safety administration	This includes safety of network personnel of the public, and of the customers.
		Training	The process of ensuring employees and contractors being properly trained for work required of them.
		Qualification tracking	Information such as commercial drivers license status, commercial back hoe certification, line ratings, and details on training, education and degree status.
		Hours on shift information	Time reporting on a shift basis for each employee.
		Benefits administration	Health and welfare, designated holiday, vacation accrual, pension, retirement plans, tuition reimbursement, management deferred compensation, bonus activity and various incentives.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	Employee performance, review, and compensation	Employee performance, review, and compensation	Employee performance appraisals and score card achievement. Compensation captured and administered for all employees.
		Recruiting	The process of seeking new employees, which includes matching required skills and experience with open positions.
		Expense management	Establishing procedures and guidelines, reviewing expense reimbursement submittals from employee and contractors and resolving discrepancies, authorization of expense payments.
	Public information (PI)		Public information systems outside the utility, provides the utility with information on weather and major event relevant to utility operations.
	Energy service provider (Aggregator) (ESP)		A person or company combining two or more customers into a single purchasing unit to negotiate the purchase of electricity from retail electric providers, or the sale to these entities. The transaction may include electricity consumption and demand, DER/Micro-grid generation, Demand Response "Mega-watts", and ancillary services. Aggregators also combine smaller participants (as providers or customers or curtailment) to enable distributed resources to play in the larger markets.
	Premise Area Network (PAN)		Also called Home Area Network (HAN) sometimes. It is a network for communication between devices in premise (or home). It provides technology to allow remote communication with premise devices for purposes such as load control and demand response.
		Customer EMS in PAN	Monitors and manages energy use at customer residence or business in a PAN environment. It includes human interface displays for interacting with the system and allows the customer to program functions, control loads, and display energy costs, usage, and related information. It can be programmed to take action based upon price inputs or event messages from the utility or changes to customer's load. Interfaces with PAN devices and a smart meter.
		PAN device management	Provides functions to register, de-register, and track PAN devices via PAN network. The PAN devices include but are not limited to thermostats, in-premise displays, energy management systems, smart appliances, and distributed energy resources. Device information tracked may include registration status, effective dates for participation in programs, and unique identifiers (e.g., device serial number, MAC address) necessary to authenticate and register a PAN device to the customer's smart meter/ESI (Energy Service Interface).
			This component may also provide function to ping a device for its status. It could be part of the Customer EMS in PAN
	Pricing		Allows the utility (or a third party) to publish pricing information to PAN devices to inform customers of the energy price if they are enrolled in a pricing related program.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Messaging	Allows the utility (or a third party) to send messages to specific consumers or groups of consumers who are enrolled in a related program such as demand response program. One example of a text message sent to PAN devices is to inform customers of program event schedule (start, end, and/or duration).
		Demand response and load control in PAN	Provides an interface for Demand Response and Load Control for reducing energy usage during peak hours. It also allows utility (or third party) to send a load control event message to targeted smart meters/ESIs. The message can then be forwarded/notified to the PAN devices that registered with the meters/ESIs.

4 Integration infrastructure recommendations

4.1 General

IEC 61968-1 describes utility inter-application infrastructure recommendations necessary to integrate components distributed throughout the enterprise. The services and functionalities described are independent of the underlying integration infrastructure. In the following recommendations, an “event” is a unit of information exchange which is issued asynchronously by its source (“push”). A “component” is a module of application software which is a component of the integration bus as either a publisher or subscriber (receiver) of an information exchange.

The business process begins by identifying the information to be exchanged and the components involved. This typically involves one publisher that has the information and initiates the exchange, and zero or more subscribers that will receive the information.

IEC 61968 series recommends that a compliant utility inter-application infrastructure:

- a) should allow components to exchange information of arbitrary complexity;
- b) should be able to be implemented using various forms of integration technology (e.g., web services, Java EE, message brokers, message oriented middleware, databases, or others). (refer to Clause 5);
- c) should provide an information exchange model facility (refer to Clause 6) that users employ to describe the information to be exchanged. This facility presents the user with the models of events and the components to which they relate, and it allows the new exchange to be added to the old, so that a comprehensive corporate exchange model, tailored to a utility's specific needs, can be built rather than a collection of independent models;
- d) should allow publisher and/or subscriber component to be deployed by system administrators independently of other components as far as interfaces remain the same;
- e) should ensure that, once a given type of event is published, additional subscribing components can be configured to receive the event without having to make any changes or additions in the publisher component.

4.2 Requirements analysis methodology

To help solve the problem of effectively sharing information across electric utility departments and systems, a common modelling notation or language is needed. A modelling language extends natural language by adding formal constructs to aid in communication by reducing ambiguity. By using a common modelling language across the utility, utilities can better define what information needs to be shared across departments.

The chosen modelling language should be rich enough to detail the requirements, graphically oriented (visual diagrams) to make it easy to use, widely accepted, and supported by reasonably priced tools. Refer to Informative Annex A for further information regarding this methodology that has been used for the development of IEC 61968 series.

5 Interface profile

5.1 General

The Clause 5 is organised according to the interface profile, as shown in Figure 4.

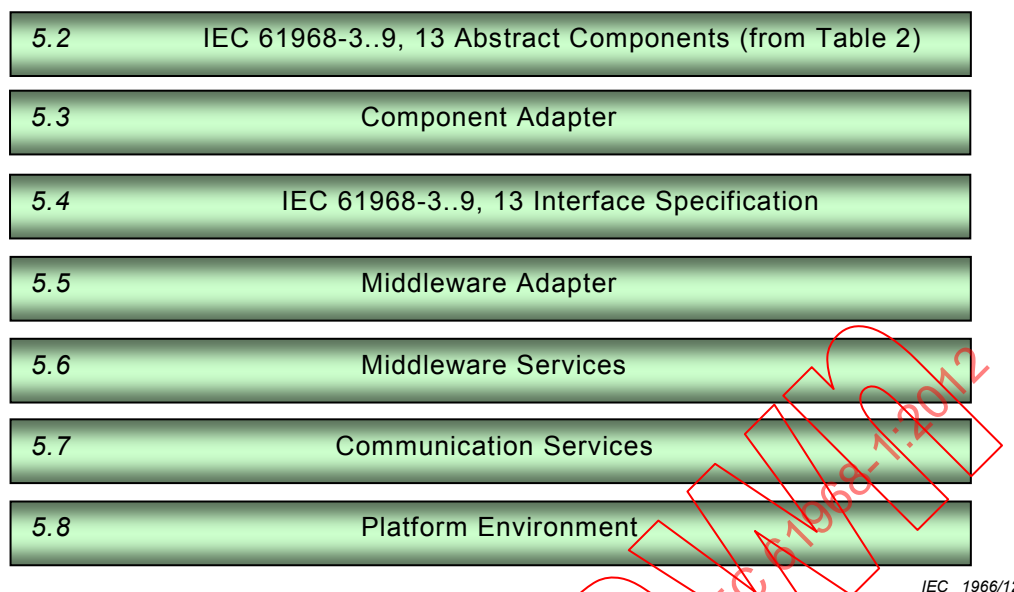


Figure 4 – Overview of the interface profile and corresponding subclause numbers

The recommendations for all the individual parts in this interface profile are explained in the following paragraphs.

5.2 Abstract components

Information exchange among components can either be a piece of data or the result of an execution of functionality (meaning that this function can be invoked remotely) and for this purpose is called a Services Exchange. For example, a component can be a classic, procedural application (also referred to as a legacy application) or a fully object-oriented application built around the latest technology. Also, components can be distributed across the network (LAN, Intranet, private corporate WAN or even the public Internet), enabling flexible deployment of DMS applications in the utility-wide information and communication (ICT) architecture. The scope of a component is unlimited: it can perform any function that is required for distribution management. Typical categories of functions are shown in the interface reference model in Clause 3.

A component can either be profile-compliant, meaning that it knows, understands and satisfies services requirements or not profile-compliant. A component that is not profile-compliant shall be made compliant before it can fulfil its role in the service interactions (see 5.3). Each vendor of today's DMS applications may have its own application architecture, its own API, and its own mechanism of interfacing the application with other products of the same vendor. Such existing applications may very well have an important role as a client of the services. But the industry cannot expect that a vendor rebuild all its existing applications to new versions that are profile-compliant. Even new applications may not always be profile-compliant, but instead use the established vendor-specific architecture and application interface. Therefore, non-profile-compliant components probably will be in the majority during the early stages of the IEC 61968 series. When IEC 61968 series becomes more widely accepted profile-compliant components will become more widely available.

For components, IEC 61968 series recommends that applications should implement at least one of the interfaces as specified in the relevant series of documents from IEC 61968-3 onwards.

5.3 Component adapters

A component adapter in the context of IEC 61968 series is profile-compliant software that enables a non-compliant software application to use the services. As such, the component adapter only goes as far as necessary to make the component conformant to one or more specific interface specifications in the series IEC 61968-3 onwards.

5.4 Interface specification

The IEC 61968 series interface specification recommendations consist of two parts: component-specific profile specifications and services specifications which are common in a distributed computing environment based on components. Individual IEC 61968 interface specifications for functional areas (see the Interface Reference Model in Clause 3) are available in the parts of this standard (IEC 61968-3 through -9 and -13).

For all parts in an IEC 61968 interface specification, it should:

- a) be declarative, containing attributes, methods and parameters as needed for all the service exchanges that are part of the specific interface specification;
- b) be programming-language neutral;
- c) emphasize the separation of logical interface and its implementation;
- d) be middleware-agnostic.

Recommendations for component-specific interface specifications are standard based.

Recommended common service patterns are provided in IEC 61968-100.

5.5 Middleware adapter

A middleware adapter in IEC 61968 series is profile-compliant software that augments existing middleware services to ensure a utility's inter-application infrastructure supports recommended services and patterns. As such, the middleware adapter only goes as far as necessary to make the used set of middleware features conformant to the requirements of one or more available interface specifications in IEC 61968-3 through -9. In this context the middleware services represent not one single interface, it represents a set of interfaces enabling a set of corresponding services for components.

For example, each vendor's component may use internally any middleware (or no middleware at all) that is appropriate for the needs of the specific business function. A utility cannot assume that two arbitrary components will always use the same implementation of middleware services that are used by the utility. A middleware adapter is needed that is able to act as a middleware "gateway" for IEC 61968 exchanges produced by one component over the implemented middleware services into the other component(s) (which may be based on other middleware).

The IEC 61968-3 to -9 define the services (see previous subclause) that are recommended to be present in the architectural implementation supporting and governing component implementation. However, different middleware services implementations will introduce heterogeneous service implementations and different operating environments. This situation may provide some properties implicitly and recommend that others to be added by the middleware adapter. If the middleware services implementation does not provide a specific profile-compliant feature, the middleware adapter should provide it.

This implies that:

- for a middleware service implementation that provides the service, the middleware adapter should provide a mapping to it;
- when a non-compliant middleware services implementation is used in an IEC 61968-environment, at least one middleware adapter is present for that middleware services

implementation to make it IEC 61968-compliant. It can also be the case that more than one middleware adapter is used to make a single middleware service implementation compliant with the services (e.g. one middleware adapter for each required IEC 61968 interface service);

- for those middleware services that are non-compliant, each middleware adapter is custom-made for that specific middleware services implementation because it depends heavily on the architecture and implementation of the middleware services implementation. It also runs in a specific, possibly distributed hardware/operating system (HW/OS) environment. Therefore the triple set middleware services implementation, (set of) middleware adapter(s) and HW/OS are fully dependent on each other;
- the middleware adapter (in theory) is reusable for multiple IEC 61968 interface services running over the same middleware services implementation in the same computing environment.

5.6 Middleware services

Information exchanged among components can be performed within the same process (in process), across processes on the same machine (local) and across machines (remote). Middleware providers usually support different communication patterns, e.g. synchronous and asynchronous interaction. Subscription refers to the ability to read or modify objects at cyclic or event driven times. Messaging addresses the features of today's messaging middleware, such as store-and-forward, persistence of messages and guaranteed delivery.

The middleware services should provide a set of APIs and allow the previous layers in the interface profile to:

- a) transparently locate and interact with other applications or services across the network;
- b) exist independent of communication profile services;
- c) be reliable and available;
- d) modify transaction capacity without losing functionality;
- e) provide the ability to support business-to-business (B2B) transactions where needed.

As an example, in Java EE the JMS supplies some of the basic middleware services for life cycle and registration.

5.7 Communication services

Integrating two components requires a connection between them. A computing infrastructure shall be managed to support multiple network types and different resources presenting different protocols, such as a JMS transport and HTTP. To connect multiple components, an integration system shall seamlessly reconcile network and protocol differences to support component communication. In general, services should be provided independent to underlying platform, language, and integration tool or technology.

5.8 Platform environment

Services can be deployed on various hardware and software platforms. A utility may need to manage different hardware and operating system platforms from different vendors. This means that a utility may have to make modifications depending on the hardware and software that is deployed. The specific adaptations that may be required for a particular implementation are outside the scope of this standard.

6 Information exchange model

6.1 General requirements

This standard defines requirements and recommendations for an Interface Reference Model (IRM) for distribution management where components distributed over the communication

network exchange information using IEC 61968 services. Only functionality and services required to support information exchange are enumerated in this clause.

However, since the initial release of IEC 61968-1, the term 'CIM Profile' has come into common use. A CIM profile is simply some formal subset of the CIM, in terms of classes, attributes and relationships that may have additional restrictions imposed (e.g. some elements are required). The term IEM has effectively been replaced with the term CIM Profile. The normative contents of IEC 61968-3 through -9 and -13 are effectively the definition of CIM Profiles. The use of the IEC CIM as the basis for the information exchange model has been enhanced through the effective merging of distribution with transmission models within the CIM, as realized by IEC 61970-301 and IEC 61968-11, as well as the definition of naming and design rules.

IEC 61968 series recommends that a compliant utility inter-application infrastructure should:

- support both integrations with or without an integration layer such as an ESB;
- provide interoperability for information exchange between components.

The IEC 61968 profiles are effectively a set of payload definitions that can be used within messages. The realization of message payloads occurs using one of two XML formats:

- a) XML documents that conform to an XML Schema are derived from the CIM. This is the approach used for IEC 61968-3 to -9;
- b) XML documents that conform to an RDF Schema that is derived from the CIM. This is the approach used for IEC 61968-13.

The use of XML schema also raises several issues related to the derivation of a specific XML Schema from a model defined using UML. The issues of concern include:

- specification of required vs. optional elements;
- specification of relevant associations (from the perspective of what is or is not relevant to the specific message of interest);
- the means to uniquely identify specific elements;
- the means to relate one element to another element;
- the use of XML attributes vs. XML elements.

As a result, a mapping of UML to XML schema should follow IEC 62361-100, and a mapping to RDF schema should follow the IEC 61970-501.

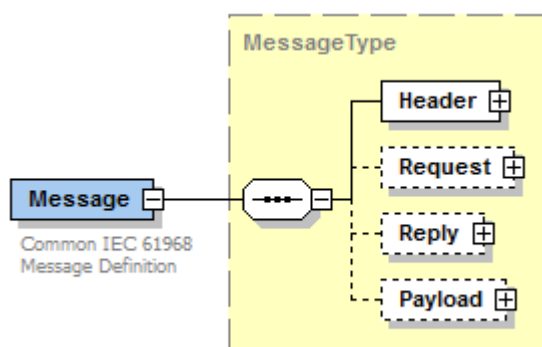
6.2 Message structures

6.2.1 General recommendation

IEC 61968 series recommends the use of a standard message envelope structure in addition to technology specific message envelope structures such as JMS and SOAP header definitions. The basic understanding of each message defined requires:

- a verb to identify the type of action being taken;
- a noun, to identify the type of the payload;
- the payload, which contains the data relevant to the information exchange as defined using a profile.

The following Figure 5 provides a high level, logical view of the structure of an IEC 61968 message.



IEC 1967/12

Figure 5 – Logical view of an IEC 61968 message

It is important to note that unless defined within this specification, the details of message envelope structures and a SOAP level envelope are described in IEC 61968-100.

6.2.2 Message header

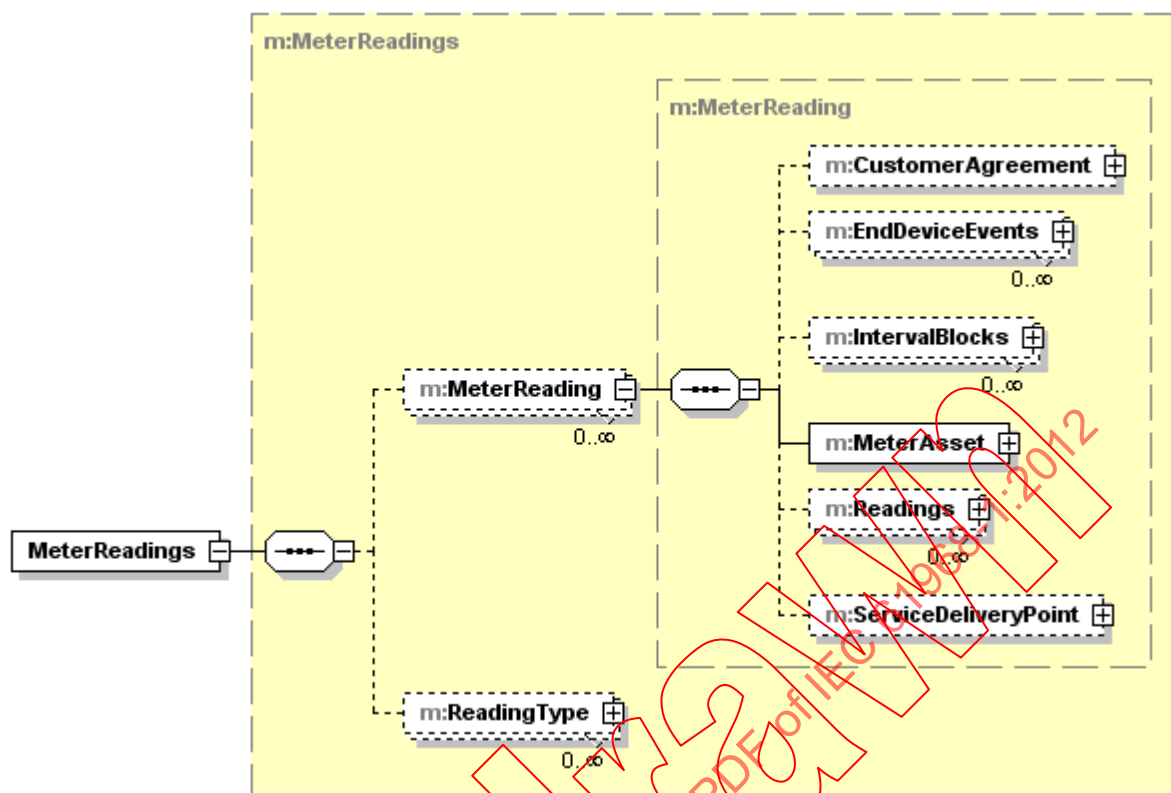
A list of recommended fields has been provided in IEC 61968-100 for a common message header. It requires two elements: Verb and Noun. The verb identifies an action and the noun identifies a subject. All other fields are optional, but recommended.

6.2.3 Message type payload

The message payload can be defined in several ways following Naming and Design Rules (NDR). These include:

- strongly typed reference to a complex type defined by an XML schema;
- un-typed reference using an XML: any declaration. The noun in the header would typically be leveraged by the receiving application for decoding;
- encoded XML string, where the data could conform to an XML schema (as identified by the header noun) or an RDF schema.

Figure 6 is an example of a payload structure, as defined using CIM classes, where it is comprised of a set of MeterReading and ReadingType, each with relevant contained children elements:

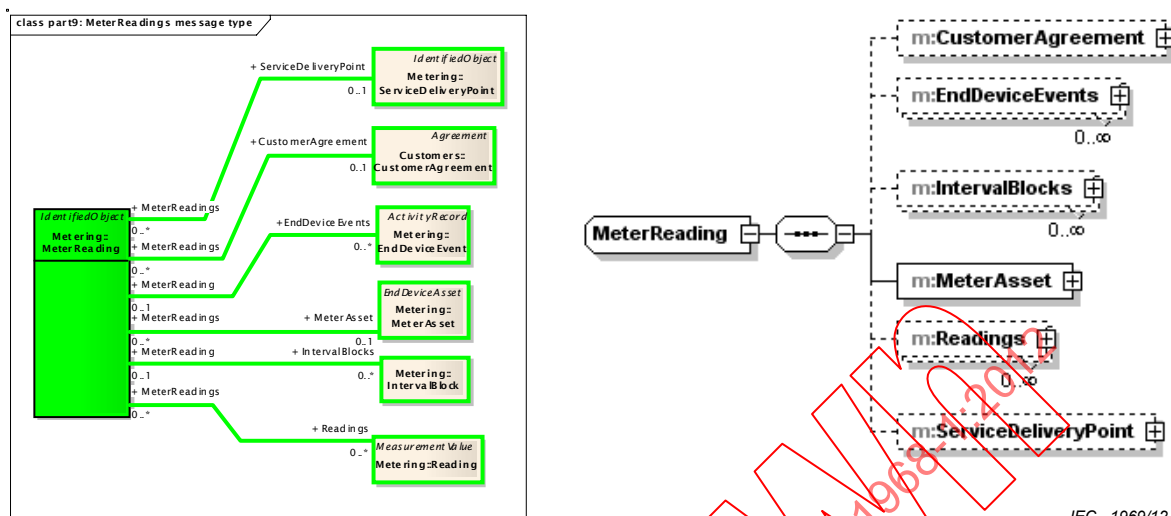


IEC 1968/12

Figure 6 – Example of a message type payload

In the message format descriptions, elements that are required have solid line boxes around them whereas optional elements have dashed line boxes. When an element may have an unlimited number of instances, this is indicated by the expression [0..∞].

Message types in the IEC 61968 series of standards are message schemas that specify required and optional elements as well as valid navigation among elements. All elements and navigation links correspond with classes and association, respectively, defined in the CIM. The attributes of CIM classes, their data types, and their definitions are specified in IEC 61968-11 and IEC 61970-301. In the snippet extracted from a message type shown in Figure 7, data elements of MeterReading exactly match the definition of the CIM class MeterReading. Observe that these message schema element names are exactly the same names given for the CIM class definition.

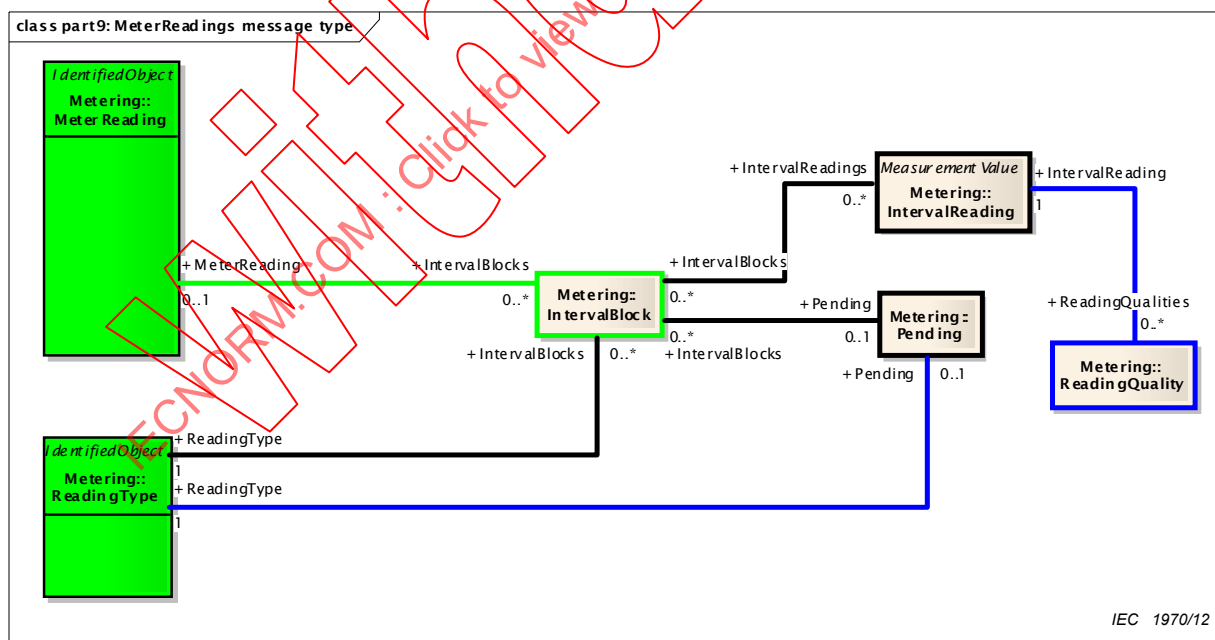


IEC 1969/12

Figure 7 – Example of how message elements are derived from the CIM

6.2.4 Explanation of associations

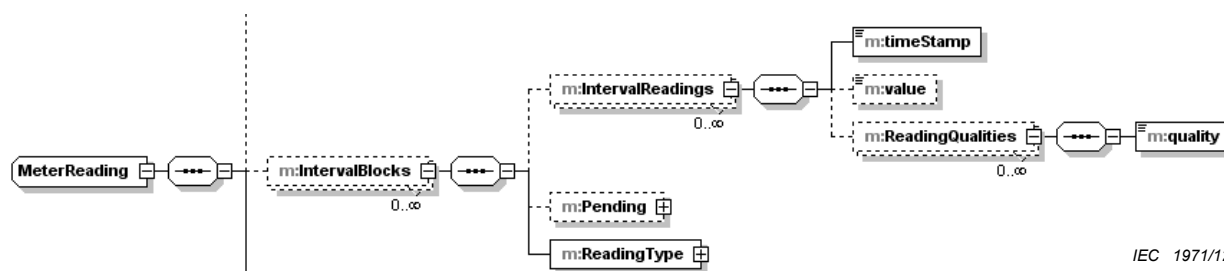
A MeterReading may contain several IntervalBlocks, each IntervalBlock may have a number of IntervalReadings. These IntervalReadings are described with specific ReadingQuality. Figure 8 shows how this relationship is modelled in Unified Modelling Language (UML) notation in the CIM.



IEC 1970/12

Figure 8 – Navigating associations in CIM (UML notation)

This diagram indicates that a MeterReading may be associated with zero to many (0..n) IntervalBlocks and that an IntervalBlock may be associated with zero to many IntervalReadings. Association role indicates the multiplicity such as a role name of IntervalReadings means more than one interval reading may be involved. The Figure 9 shows the XML schema structure based on the association illustrated in the figure above.



IEC 1971/12

Figure 9 – Navigating associations in message type schemas

6.2.5 Compliance philosophy

The IEC 61968 series defines the logical names of message types and fields within message types. Compliance can be assessed separately for each message type payload. If a message type has an XSD defined within IEC 61968 parts, compliance shall be made at the physical XSD level syntactically. Explicit compliance guidelines in IEC 61968 series documents should be followed if provided.

A software component is deemed to be compliant to any specific message type if:

- the component can produce a valid instance (typically expressed in XML) of a message type (typically expressed in XSD) including all required fields with names and data types as defined in this standard. Data may be set to a default value if it is not available within a component. Optional data should be passed in the appropriate optional fields;
- the component can read an instance of a message produced for a message type defined in this standard and correctly interpret the fields in the message.

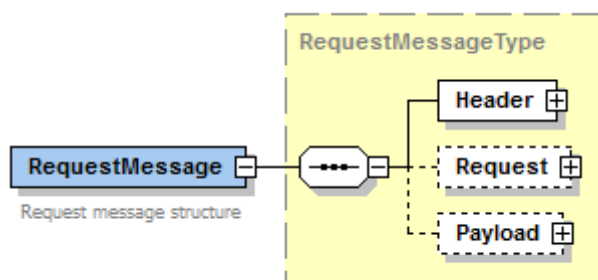
6.2.6 Extension

Both CIM UML models and XSDs can be extended. Customer extensions to an UML model are recommended to be properly located and/or labelled in model for namespace management. Customer extensions to XSDs are recommended to not break CIM XSD backward compatibility if possible. Customer extensions should be submitted to related 61968 working groups to be considered for inclusion into the relevant part of the standard.

6.2.7 Request message

There are two categories of requests: transactions and queries. A query request would use a 'get' verb, otherwise the request would be transactional (i.e. information processing) in nature.

In the case of a 'query' request, the request message would typically include relevant "Get" profile payload as part of the query request, as provided using a Request element. Transactional requests would still utilize a Request element but no specific "Get" profile payload. The Figure 10 describes a logical view of a request message stereotype.



IEC 1972/12

Figure 10 – Logical view of a request message

In all cases, the requestor should expect a response message, where either a synchronous or asynchronous request/response pattern can be leveraged.

6.2.8 Response message

A response message is the consequence of a request message, where the response would typically provide an indication of success or appropriate error data. Indications of success or failure, as well as detailed error structures can be conveyed in the Reply element. If the response is to a 'get' (i.e. query) request, the response data can be provided as a payload. A correlation identifier and/or original requestor are recommended to be included in the header if the response message is referenced to an original request message in an asynchronous fashion. The Figure 11 describes a logical view of a response message stereotype.

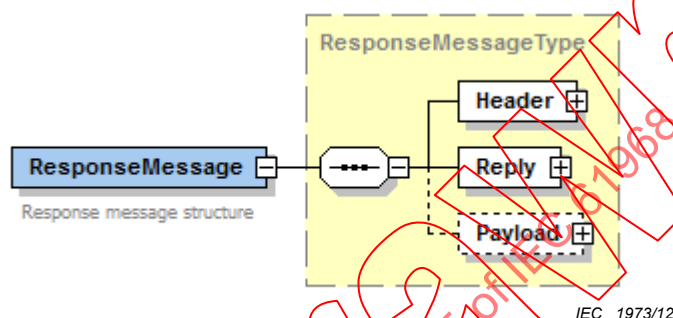


Figure 11 – Logical view of a response message

6.2.9 Event message

An event message would typically be published to indicate a detection of a condition or application of a transaction of potential interest, using publish/subscribe messaging patterns. The message header will utilize a past tense verb, with a payload that describes the event. The Figure 12 describes a logical view of an event message stereotype.

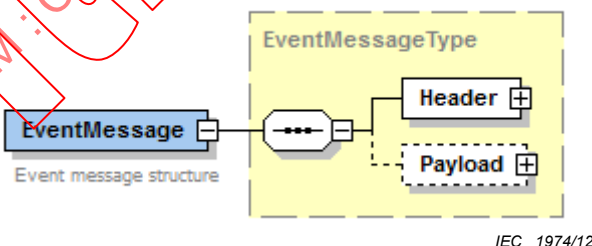
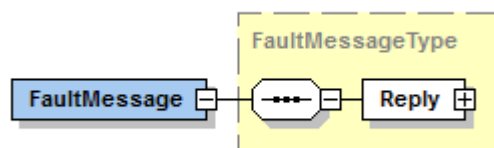


Figure 12 – Logical view of an event message

6.2.10 Fault message

A fault message would typically be issued as a response to an otherwise undecipherable message, where it may not have been possible to parse the header of the request. The Figure 13 describes a logical view of a fault message stereotype.



IEC 1975/12

Figure 13 – Logical view of a fault message**6.2.11 Signature element**

A signature element may be used to sign a message. It is optional, but may be important for some information exchanges in some environments. Signature elements are often defined using the underlying transport, as would be the case when using SOAP.

7 Component reporting and error handling (informative)**7.1 Component reporting**

IEC 61968 series recommends that a compliant utility inter-application infrastructure:

- a) should provide a generic event history facility as a component. This allows all or selected information exchanges to be saved;
- b) should provide event history's schema based on the metadata provided by the information exchange model (refer to Clause 6);
- c) should provide the event history component to record the time at which the publishing component issued each event;
- d) should be capable of supporting event information model versions and component versions. (This allows a complete audit trail to be preserved which is capable of supporting rigorous reconstruction of history, if that should become a requirement);
- e) should provide Inter-application Supervisor component that analyses the state of any application component interface connected to the utility services. It may be enabled and disabled, and has the capability to provide performance monitoring capabilities. Those elements will help to provide statistics in order to identify bottlenecks or areas subject to improvement in the future. The information helps the administrators configure information exchanged among components and to ensure availability;
- f) should be able to support a component sending or requesting information without knowing where the receiving component is physically located or if it is currently connected. The receiver may be unreachable because of a network problem, or be naturally disconnected as in the case of mobile users who only connect periodically.

Components may be unavailable because they have failed or because they only run during certain hours; when the network becomes available or receiving application is ready to process requests, the waiting information must be delivered.

A Journalizing service may be available and is used for visualisation of computer and communication related (i.e., non-power system) events occurring on the system. The journalising service should be implemented as an IEC 61968 persistent exchange service.

7.2 Error message handling

As a general rule, upper layers of architecture contain operations at higher levels of abstraction. At these levels, less detail information is sufficient because less detail is present concerning the operation that failed. The principle is that error information should match the level of abstraction of the layer in which it is being examined.

- a) The information contained in the error report should contain sufficient detail to be useful in diagnosing the error condition.
- b) It is recommended to use a common XML schema to capture the error message to minimize data transformation and the error message can be processed by related systems/applications.

NOTE There are different types of errors: warnings, non-fatal errors, and fatal errors.

Warnings: Information messages; e.g., message queue buffer is nearly full.

Non-fatal errors: Recoverable erroneous condition that does not require re-initialisation; e.g., data integrity failure.

Fatal errors: Erroneous condition that requires re-initialisation of one or more components and/or services. Unaffected components and services continue to operate in a restrictive configuration until recovery is complete.

8 Security and authentication (informative)

Security concerns exist for any exposed, via communication or other, interfaces within a system. At a minimum, a secure system enforces authentication at all such exposed interfaces. The joint combination of deregulation and the growth of web utilisation require infrastructure analysis and standards to ensure that appropriate security measures are taken. For these reasons the standards will be drawn from both IEC and non-IEC sources.

A user, either a human being or component, interacts with a component. The interface between the user and the component represents an exposed component interface through which major security breaches could occur within the system. For human users, it is the responsibility of the requesting component to authenticate that the user has the authority to:

- use the business function;
- use the services on an individual service basis. Although such a restriction will aid in security, the rights to issue service requests of a remote component should be enforced by the requested remote component service.

NOTE The requesting component service restriction is optional and does not increase the robustness of the overall security integrity of the system. However, such restrictions may be useful as a migration path towards system security for systems where the remote applications do not support the security services as specified in this standard.

Once the user has been authenticated, it is the responsibility of the component to perform a determination of the user's authentication versus the security parameter values required by the remote component, which the user is attempting to access.

Specific details of security, authentication requirements and mechanisms are outside the scope of this specification. The IEC 62351 series of standards may be referenced when applying this standard.

9 Maintenance aspects (informative)

Maintenance is an important part of the life cycle, which comes at the end of a long process (design, implementation, and usage of a system). The occurrence and frequency of level of maintenance issues will reflect the quality of the design and implementation of the integrated components, each of which may be produced by different sources. Reduced reliability, increased executable size, and performance degradation are among the likely consequences of a poor implementation. Reduced testability, reduced usability and reduced modifiability are important primary causes. Secondary causes include increased link time, reduced comprehension and increased compile-time.

IEC 61968's specification of component interfaces does not place requirements about how each component should be designed internally. However, design is encouraged to be modular and de-coupled from other component designs. Components should be largely self contained and have minimal if any interdependence.

Annex A (informative)

Use of IEC 61968 series of standards

A.1 General

This informative annex provides recommendations on how to use IEC 61968 series. It is only intended to provide general guidelines for the usage of IEC 61968 standards.

A.2 Application of IEC 61968 series by a product vendor

The primary goal of IEC 61968 series is to enable and improve interoperability. This is important to minimize the costs of integration, which are often a barrier to a utility that seeks to adopt new technologies. To that end, a vendor has several options, the first of which is to offer interfaces that comply with the profiles defined by IEC 61968-3 to -9, in conjunction with one or more accepted implementation profiles as have been validated through interoperability tests. The second is to provide the same interfaces, but with optional vendor-specific extensions.

The adoption of IEC 61968 standards by vendors provides the greatest benefits for all.

A.3 Application of IEC 61968 series by a utility

The steps described in this section are relevant to the cases where off-the-shelf interfaces may or may not be directly supported by product vendors, hence extensions may be needed.

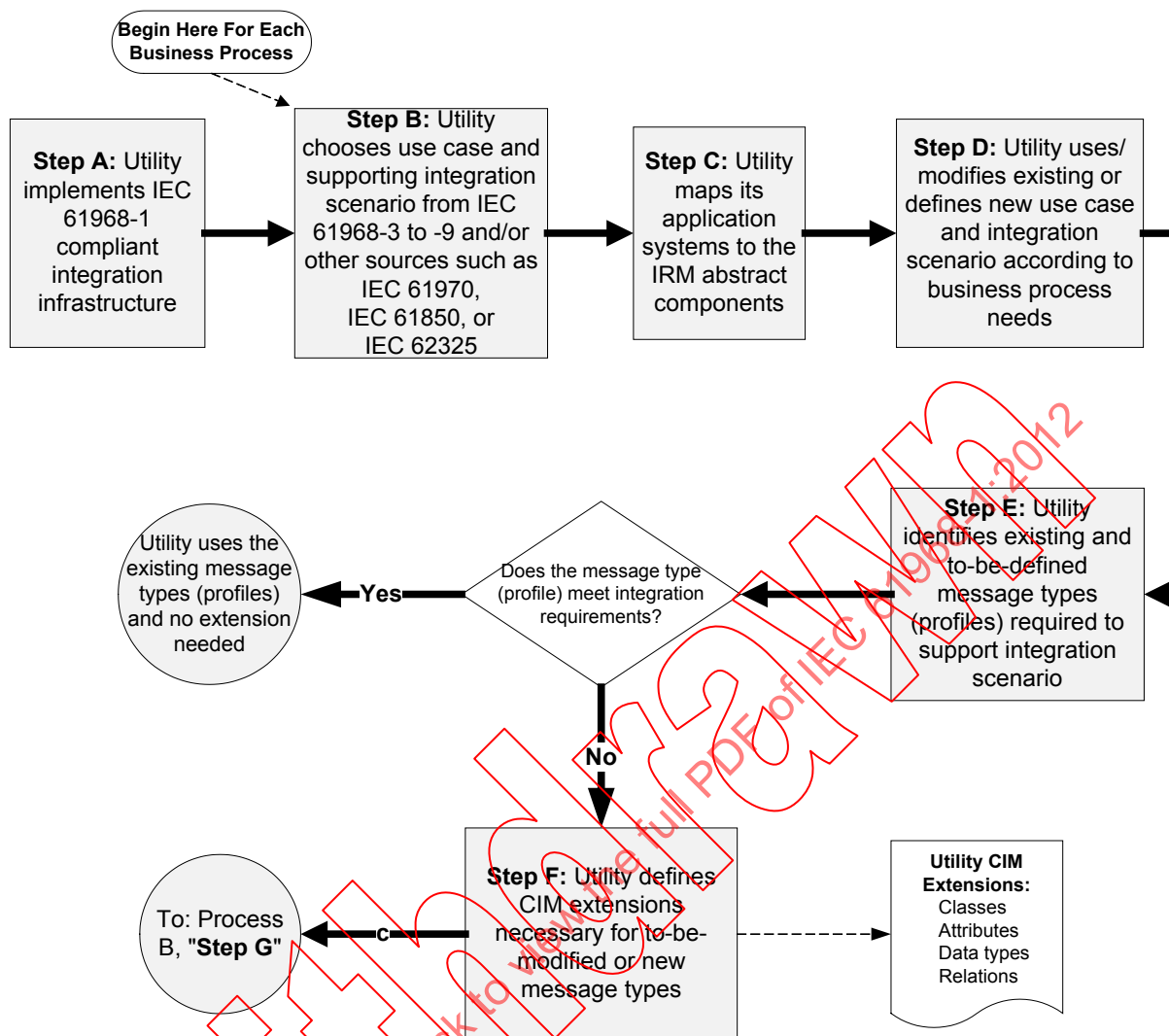
Step A of the utility application process flow is the installation of suitable infrastructure to enable integration. Steps B to G of the utility application process flow are concerned with the analysis of the specific utility requirements leading to a detailed specification of utility specific message types.

Steps H to N of the utility application process flow describe the implementation and deployment of these utility specific message types. In general, an application supplier is expected to be responsible for modifying applications to produce or interpret the utility specific message types. The utility system integrator is expected to be responsible for the configuration of the Information Exchange Model (IEM) within the infrastructure. The IEM may support full or partial automatic configuration from machine-readable data produced by the applications or from electronic copies of the message specifications produced in step G.

There are three parts to the process:

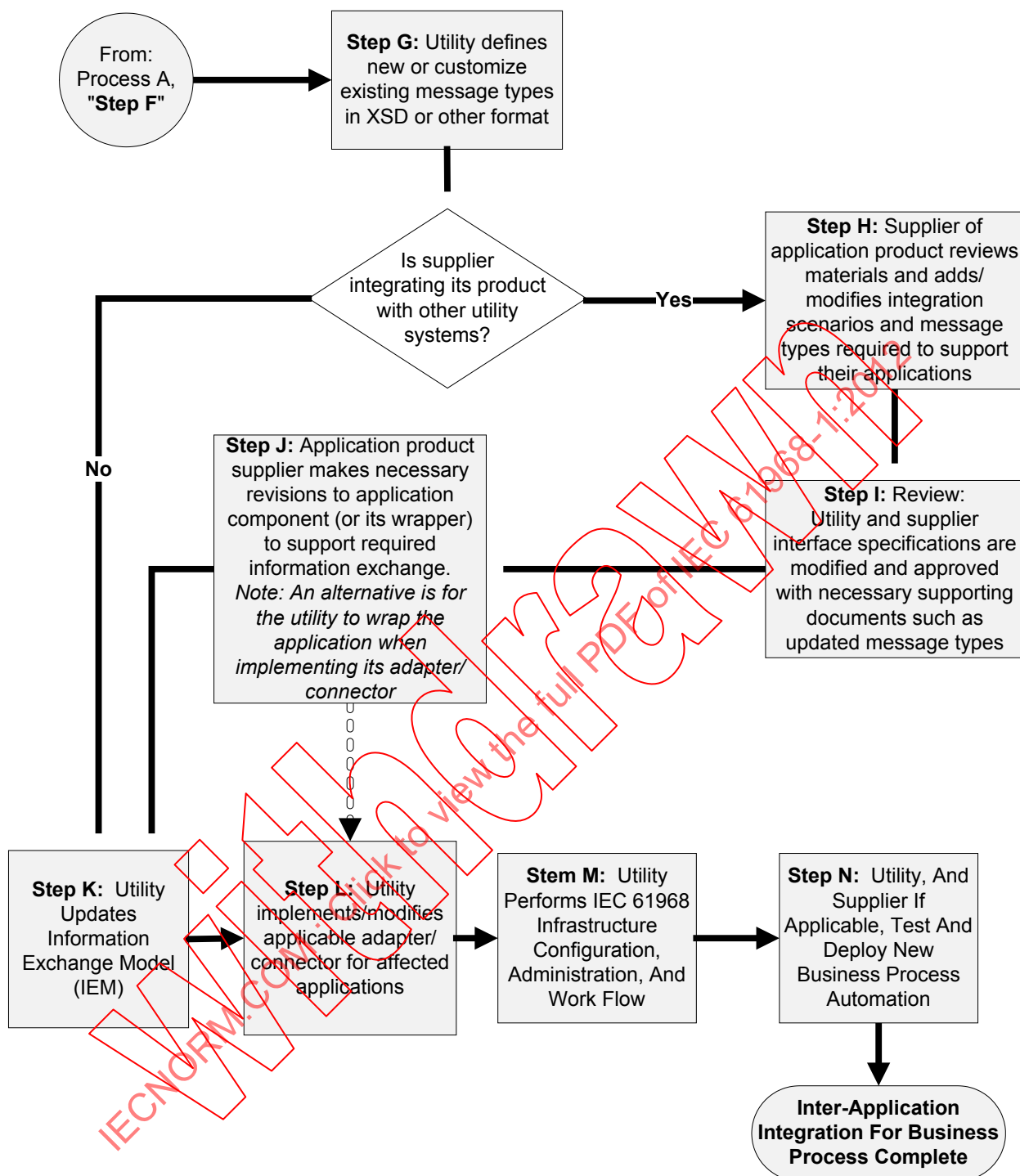
- definition of the interface architecture and the major abstract components;
- definition of interface specifications of message types that describe dynamic changes.
- definition of a static entity model to provide a common way of describing what data may be exchanged.

Development of the static entity model and the messages is an iterative process. An Overview of a utility application of the IEC 61968 series is shown in Figure A.1 (Process A) and Figure A.2 (Process B).



IEC 1976/12

Figure A.1 – Process A: Application of IEC 61968 series by a utility



IEC 1977/12

Figure A.2 – Process B: application of IEC 61968 series by a utility

A.4 Establish interface architecture

Use cases, along with other available resources should be used to establish general requirements of a utility's inter-application integration infrastructure and to support the definition of the IRM, which is shown in 3.3. An interface architecture should include actors that exchange data. These actors can be aligned with the Business Sub-functions listed in the Table 2.

A.5 Define generic use cases

A use case in the simplest terms describes who does what to who, when, and why they do it. Business Functions, one per IEC 61968-3 to -9 of the IRM, are groupings of Abstract Application components. Use cases may be documented in many forms. The most basic form is a document based on the Use Case Template shown in Table A.1. However, many utilities and system integrators have more sophisticated means for capturing use case data, for example in UML notation using a modelling tool. The purpose of use cases is to identify information to be exchanged among these components. It is not necessary to define the Producer/Consumer and Message Type columns during this step.

The aim of each IEC 61968-3 to -9 standard is to address the most commonly needed information exchange requirements. Therefore, it is expected that utilities will typically need to make minor extensions to the CIM and message types in order to meet their full set of requirements.

Table A.1 – Use case template**Use Case <Number>: <Use Case Name>****Summary:**

(It is recommended to provide a narrative that describes WHO does WHAT to WHO, WHEN and WHY they do it)

Actor(s):

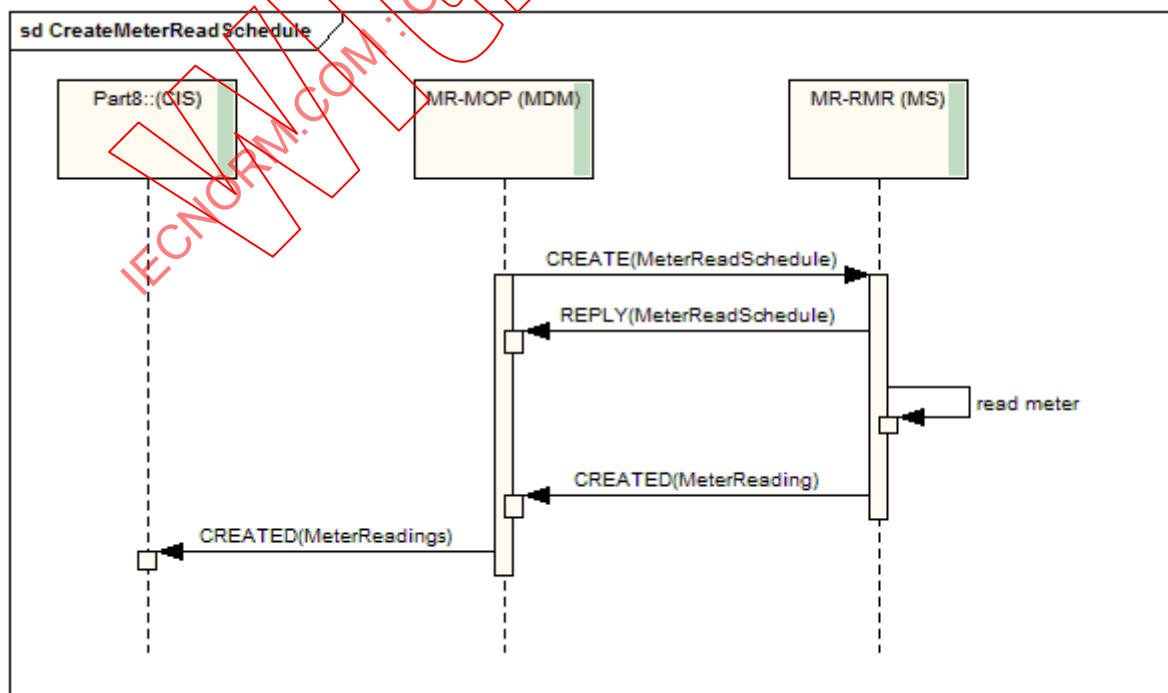
Name	Role description

Participating business functions:

Acronym	Business function/Abstract component	Services or information provided

Assumptions / Design considerations:**Normal sequence:**

(UML sequence diagrams is recommended to be provided such as the example from IEC 61968-9)



Sequences can also be presented in the tabular format as listed below:

Use case step	Event	Description of process	Information to be exchanged	ProducerTo Receiver Abstract component	Message type (Verb/Noun)

Integration scenarios

Information model for normal sequence:

Class	Class attributes	Attribute type	Operations	Relations

Pre-conditions:

Exceptions / Alternate sequences:

Post-conditions:

Information model for alternate sequence B: As-built update:

Interface class	Class attributes	Attribute type	Operations	Relations

Message type table:

Message type identifier	Message type (Verb/Noun)	Message type content (Class.attribute)	Revision number

References:**Issues:**

ID	Description	Status

Revision history:

No	Date	Author	Description
1.			Original.
2			

A.6 Message type verbs

Nouns are essentially message topics, which often correspond to real-world objects in the Common Information Model (CIM) laid down in IEC 61970 and IEC 61968. In general, verbs in Table A.2 should be used unless they are inadequate to properly express the action. A noun is used to name a given message type, to which these verbs may be applied.

IEC 61968 series requires a set of verbs to cover a publish and subscribe model from a master data source point of view and a request and reply model from a requesting system/application point of view. A systematic way of accomplishing this is to create a set of verbs for the requesting purpose and another set of verbs with passive voice for the publishing purpose. Verbs that apply to the master data source (the system of records for the given message) will result in all referenced and/or replicated objects to be updated. Verbs that apply to the requesting systems will result in an object to be created or updated through successful processing by the corresponding master data source system. This would also require integration use cases to identify system of record (SOR) for a given message.

Note that a message can contain multiple objects which may owned by different systems/applications/devices. An update of an object can trigger an update of an event message as a result. Therefore, proper identification of message/object ownership and synchronization among them is important.

Table A.2 lists the commonly used verbs for each message type specified in the IEC 61968 series.

The following assumptions should apply when using these verbs:

- for a given message type or its parts, there is usually one system that owns the creating, updating, and cancelling/deleting/closing of that message type or one for each part. The system ownership could also be extended to the attribute level if necessary to allow for multiple systems updating a document in a workflow scenario;
- an instance of a message type has a life cycle in the integration systems and is identified by a unique message id across systems upon its creation or request of creation;
- the publish and subscribe model is implied for every verb, including the ones with the passive voice.

Table A.2 – Commonly used verbs

Verbs	Meaning	Message structure
create	The 'create' verb is used to publish a request to the master system to create a new object. The master system may in turn publish the new object as an event using the verb 'created'. The master system may also use the verb 'reply' to respond to the 'create' request, indicating whether the request has been processed successfully or not.	Request message will include HeaderType and Payload structures.
change	The 'change' verb is used to publish a request to the master system to make a change to an object based on the information in the message. The master system may in turn publish the changed object as an event using the verb 'changed' to notify that the object has been changed since last published. The master system may also use the verb 'reply' to respond to the 'change' request, indicating whether the request has been processed successfully or not.	Request message will include HeaderType, RequestType and optionally Payload structures. The requestType structure will potentially identify specific object IDs.
cancel	The 'cancel' verb is used to publish a request to the master system to cancel the object, most commonly in the cases where the object represents a business document. The master system may in turn publish the cancelled message as an event using the verb 'canceled' to notify that the document has been cancelled since last published. The master system may also use the verb 'reply' to respond to the 'cancel' request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The 'cancel' verb is used when the business content of the document is no longer valid due to error(s), for example. The 'cancel' verb is typically applied to a previously issued action such as an EndDeviceControl which carried a command to OPEN a Remote Connect/Disconnect switch.	Request message will include HeaderType, RequestType and optionally Payload structures. The requestType structure will potentially identify specific object IDs.
close	The 'close' verb is used to publish a request to the master system to close the object, most commonly in cases where the object represents a business document. The master system may in turn publish the closed message as an event using the verb 'closed' to notify that the document has been closed since last published. The master system may also use the verb 'reply' to respond to the 'close' request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The 'close' verb is used when the business document reaches the end of its life cycle due to successful completion of a business process such as to 'close' a work order.	Request message will include HeaderType, RequestType and optionally Payload structures. The requestType structure will potentially identify specific object IDs.
delete	The 'delete' verb is used to publish a request to the master system to delete one or more objects. The master system may in turn publish the closed message as an event using the verb 'deleted' to notify that the object has been deleted since last published. The master system may also use the verb 'reply' to respond to the 'delete' request, indicating whether the request has been processed successfully or not. The 'delete' verb is used when the business object should no longer be kept in the integrated systems either due to error(s) or due to archiving needs such as to 'delete' a customer record. However, the master system will most likely retain a historical record of the object after deletion.	Request message will include HeaderType, RequestType and optionally Payload structures. The requestType structure will potentially identify specific object IDs.

Verbs	Meaning	Message structure
get	The 'get' verb is used to issue a query request to the master system to return a set of zero or more objects that meet a specified criteria. The master system may in turn return zero or more objects using the 'reply' verb in a response message.	Request message will include HeaderType and RequestType structures. The requestType structure will potentially identify specific parameters to qualify the request, such as object IDs.
created	The 'created' verb is used to publish an event that is a notification of the creation of an object as a result of either an external request or an internal action within the master system of that object. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Event message will include HeaderType and Payload structures.
changed	The 'changed' verb is used to publish an event that is a notification of the change of an object as a result of either an external request or an internal action within the master system of that object. This could be a generic change in the content of the object or a specific status change such as "approved", "issued" etc. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Event message will include HeaderType and Payload structures.
closed	The 'closed' verb is used to publish an event that is a notification of the normal closure of an object as a result of either an external request or an internal action within the master system of that object. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Event message will include HeaderType and Payload structures.
canceled	The 'canceled' verb is used to publish an event that is a notification of the cancellation of an object as a result of either an external request or an internal action within the master system of that object. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Event message will include HeaderType and Payload structures.
deleted	The 'deleted' verb is used to publish an event that is a notification of the deletion of an object as a result of either an external request or an internal action within the master system of that object. This message type is usually subscribed by interested systems and could be used for mass updates. There is no need to reply to this message type.	Event message will include HeaderType and Payload structures.
reply	There are two primary usages of the 'reply' verb, but in both cases it is only used in response to request messages, whether the pattern used is synchronous or asynchronous. The first usage is to indicate the success, partial success or failure of a transactional request to the master system to create, change, delete, cancel, or close a document. The second usage is in response to a 'get' request, where objects of interest may be returned in the response.	Used only for response messages. For responses to transactional requests, the message will contain HeaderType and ReplyType structures. For responses to get requests, the message will contain HeaderType, ReplyType and potentially Payload structures.
Note that the proposed verbs will be moved into IEC 61968-100.		

A.7 Development of CIM model extensions for distribution

The main purpose of the CIM extensions for distribution, documented in IEC 61968-11, is to provide (together with IEC 61970-301) a common language for describing exactly what data is being exchanged among abstract components of business functions (i.e., IEC 61968-3 to -9 interface specifications) within use cases. The IEC 61968 modelling team ensures consistency in the naming and relationships of objects, attributes and elements and also how they are used in message type (profile) definitions developed by all other IEC 61968 project teams, and to coordinate with the other IEC working groups developing CIM and its extensions. UML class definitions for the abstract components of the IRM are the entities that exchange information. Vertical teams (described above) work with the modelling team who

develops and maintains the CIM UML model describing the domain for data exchanges required by profiles.

IECNORM.COM :: Click to view the full PDF of IEC 61968-1:2012

Withd2Wm

Annex B (informative)

Inter-application integration performance considerations

Performance is normally defined against three loading scenarios as follows:

- normal loading;
- high loading;
- storm loading.

The typical scenarios given in Table B.1 assume 2,5 million customers, assume full availability of the distributed servers. This is an example that would likely vary significantly for each utility.

Table B.1 – Typical load scenario

	Normal	High	Storm
Call takers	4	40	200
Total calls	13/h	400/h	100 000/h
Dispatchers	4	10	44
Faults dispatched for all dispatchers	4/h	60/h	200/h
Control engineers	7	10	20
Telecontrol operations total	1/min	5/min	40/min
Manual operations total	10/min	25/min	100/min
Diagram loading total	10/min	25/min	100/min
Access to plant details total	1/min	2/min	10/min
Combined telecontrol events	300/h	1 000/h	3 000/h

Testing is normally performed for storm loading conditions. The normal and high loading figures are provided for information only.

Annex C (informative)

Views of data in a conventional electric utility

C.1 General

The business of the utility is based on its network and plant as the prime structure for operating the generation, transmission or distribution process. With this in mind, the analysis concentrates on plant and equipment definition. By taking a helicopter view of the whole process and zooming in to the software level where the structure defines the exchange of data items related to modelling individual equipment values, it is necessary to indicate some important aspects which are often overlooked when designing applications or systems, and ignoring their imbedding in a broader environment.

C.2 Classification

The dimensions that need to be considered in a company-wide data description are:

- geography;
- time;
- financial;
- physical.

In bringing data together, different views shall be accounted in relation to Figure C.1:

- The strategic planner has a view of the network for typically many years ahead with forecasts of energy growth, urban expansion and industrial sites, new and decommissioned plant, etc.
- The construction engineer has a view of the network for typically several years ahead with CAD plans, supplier's specifications, commissioning schedules and geographical layouts of construction sites and rights of way.
- The operations engineers have a view of the network today and in the next few months with switching plans, generation schedules, outage schedules, contingency plans and short-term forecasts.
- The contracts department has a view of who is to supply or take power on a contractual basis, and over which lines, and how losses are to be shared.
- The finance department has a view of which plant is owned or shared, who is responsible for the facilities, and the profit/loss statements for the year.

Thus, a consistent way of modelling the data in a Utility Information System (UIS) shall classify the different data views expressed above and allow for a smooth passage as one moves along one of the data definition dimensions. Various users have different requirements on the physical model and these requirements may be changed with time. The data shall therefore be classified by the areas of interest within the utility and thus corresponding data management concepts proposed (e.g. - who has responsibility for what, who ensures that the information is in the right place at the right time).

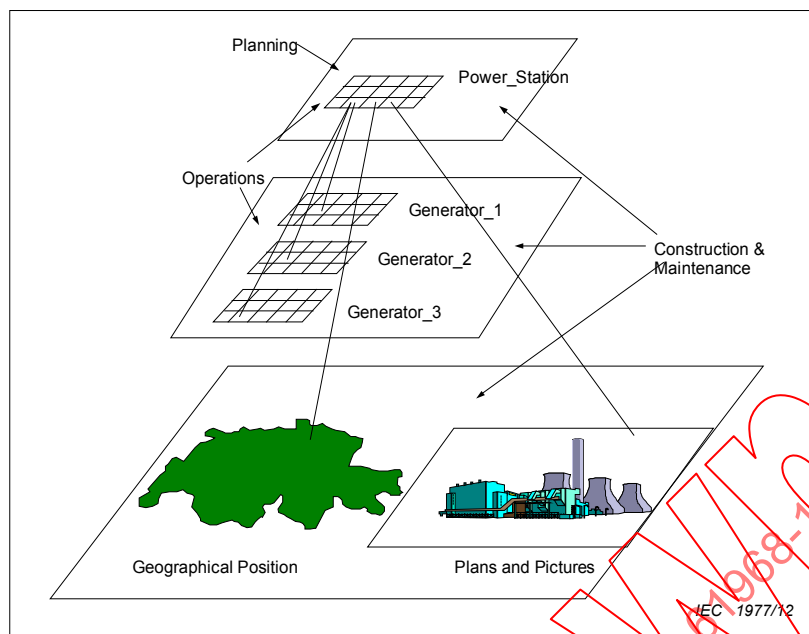


Figure C.1 – Database views depend on the time and user

C.3 Identification

Within the business framework, the electricity companies form a geographical block. There is a hierarchical framework that seems to be applicable to all networks with regions divided into areas which are operated by a collection of companies.

- A region is a large geographical networked complex
- Areas are subsets of the region usually with a regulation philosophy exchanging energy with other areas through specific tie lines.
- Companies are the operational entities responsible for their network considering the exchange of energy with other companies in the area and operating with the same regulation philosophy.

Companies operate in an environment where there is responsibility for generation, transmission and distribution. The general trading agreements allow generation to be sold to consumers and the costs of transmission to be covered by the suppliers based on their loading. Losses are covered as part of this cost.

Thus there is a structure in the "company world" and another in the "network world". In dealing with the data structures, the network elements and companies form a united representation. For example, each element has an owner or owners, each company has contracts with other companies and end users. Connections between the physical process and the business process are modelled in the data structure.

Within this framework, each item has to be uniquely identifiable, thus labelling the network is an important aspect of any classifying structure. In general it is necessary to consider what aspects of data usage and transfer are being covered to ensure that different functions are easily identified. For example:

- For on-line operation and supervision systems, usually the network is mapped by topology, and represents a time slice. Line segments, geographical position and elevation is irrelevant; the line segments and tower types are not considered. Typical identification relates to station name codes and voltage levels.

- Network planning involves in the first instance an analysis of the electrical process and as such involves introduction of new equipment or elements, removal or replacement of existing equipment. In this activity, the network evolves in time, albeit not continuously, and the time parameter characterises one network layout from another.
- Transforming the planning results to real equipment requires a transformation from a theoretical result based on element type. Each element type has a set of basic physical characteristics, which become concrete with the choice of the equipment.
- The actual choice of equipment relies not only on the technical requirements but also on the geographical position and the terrain. Thus, the geographical co-ordinates represent an integral part of the description of the network when planning is involved.
- The physical characteristics of the elements shall include a layer principle so that only relevant data is projected into the application. Thus a line for a load flow calculation depends only on the total length. Whereas for maintenance, or construction, the segment lengths and connection to the tower elements shall be apparent.

The financial dimension to the data structure requires that the various elements in the system are labelled by the owner company/companies. It is not unusual for elements such as generators or lines to be owned by more than one company. In this case, the evaluation of the generation, transmission rights, losses, etc. is an important aspect in the business of the electrical utility. The company identifier is also required to label data items such as:

- power contracts;
- power efficiency;
- load statistics;
- environmental credits.

Bibliography

IEC 61968-4, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 4: Interface for records and asset management*

IEC 61968-6, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 6: Interface standard for maintenance and construction*⁷

IEC 61968-8, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 8: Interface standard for customer support*⁸

IEC 61968-100, *Implementation profiles for IEC 61968*⁹

IEC 61970-501, *Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 501: Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema*

IEC 62325 (all parts), *Framework for energy market communications*

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

IEC 62361-100, *Naming and design rules for CIM profiles to XML schema mapping*¹⁰

⁷ Under consideration.

⁸ Under consideration.

⁹ Under consideration.

¹⁰ Under consideration.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	68
INTRODUCTION	70
1 Domaine d'application	75
2 Références normatives	75
3 Modèle d'interface de référence	76
3.1 Domaine	76
3.2 Fonctions métier	76
3.3 Modèle d'interface de référence	79
4 Recommandations relatives à l'infrastructure d'intégration	109
4.1 Généralités	109
4.2 Méthodologies d'analyse des exigences	109
5 Profil d'interface	110
5.1 Généralités	110
5.2 Composants abstraits	110
5.3 Adaptateurs de composant	111
5.4 Spécification d'Interface	111
5.5 Adaptateur d'intergiciel (middleware adapter)	111
5.6 Services d'intergiciel	112
5.7 Services de communication	113
5.8 Environnement matériel	113
6 Modèle d'échange d'informations	113
6.1 Exigences générales	113
6.2 Structures des messages	114
6.2.1 Recommandations générales	114
6.2.2 En-tête de message	114
6.2.3 Charge utile du type de message	115
6.2.4 Explication des associations	116
6.2.5 Philosophie de la conformité	117
6.2.6 Extension	117
6.2.7 Message de demande	117
6.2.8 Message de réponse	118
6.2.9 Message d'événement	118
6.2.10 Message de défaut	119
6.2.11 Élément de signature	119
7 Composant génération de rapports et gestion d'erreur (informatif)	119
7.1 Composant génération de rapports	119
7.2 Gestion des messages d'erreur	120
8 Sécurité et authentification (informatif)	120
9 Aspects de maintenance (informatif)	121
Annexe A (informative) Utilisation de la série de normes CEI 61968	122
Annexe B (informative) Considérations de performances de l'intégration inter-applications	133
Annexe C (informative) Présentations des données d'une entreprise d'électricité conventionnelle	134
Bibliographie	137

Figure 1 – Gestion de la distribution avec une architecture d'interface conforme à la CEI 61968.....	71
Figure 2 – Exemple de mise en œuvre de la CEI 61968 dans une entreprise de distribution.....	73
Figure 3 – Fonctions types mises en correspondance au modèle d'interface de référence.....	78
Figure 4 – Vue d'ensemble du profil d'interface et des numéros de paragraphes correspondants.....	110
Figure 5 – Vue logique d'un message CEI 61968.....	114
Figure 6 – Exemple de charge utile de message.....	115
Figure 7 – Exemple de la manière dont les éléments de message sont dérivés du CIM.....	116
Figure 8 – Associations de navigation dans le CIM (notation UML).....	116
Figure 9 – Association de navigation dans des schémas de types de message.....	117
Figure 10 – Vue logique d'un message de demande.....	118
Figure 11 – Vue logique d'un message de réponse.....	118
Figure 12 – Vue logique d'un message d'événement.....	119
Figure 13 – Vue logique d'un message de défaut.....	119
Figure A.1 – Processus A: application de la série CEI 61968 dans une entreprise de distribution.....	124
Figure A.2 – Processus B: application de la série CEI 61968 par une entreprise de distribution.....	126
Figure C.1 – Les vues de la base de données sont fonction du temps et de l'utilisateur.....	135
Tableau 1 – Vue d'ensemble du document CEI 61968-1.....	74
Tableau 2 – Le modèle d'interface de référence (IRM).....	80
Tableau A.1 – Modèle de cas d'utilisation.....	127
Tableau A.2 – Verbes généralement utilisés.....	130
Tableau B.1 – Scénarios de charge typiques.....	133

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES – INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE DISTRIBUTION –

Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales

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 Norme internationale CEI 61968-1 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:

- a) mise à jour du tableau intitulé Modèle d'interface de référence (IRM) qui était périmé depuis la première édition;
- b) ajout des fonctions manquantes relatives à l'infrastructure de comptage avancée (AMI);
- c) alignement avec les documents récemment publiés du comité d'études;

- d) alignement avec le contenu de la CEI 61968-100;
- e) mise à jour des annexes.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
57/1272/FDIS	57/1288/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61968, publiées sous le titre général *Intégration d'applications pour les services électriques – Interfaces système pour la gestion de distribution*, 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 61968 est une série de normes:

Partie de la CEI 61968	Titre
1	Architecture des interfaces et recommandations générales
2	Glossary (disponible en anglais seulement)
3	Interface for network operation (disponible en anglais seulement)
4	Interface for records and asset management (disponible en anglais seulement)
5	Interface standard for operational planning and optimisation ¹
6	Interface for maintenance and construction ²
7	Interface standard for network extension planning ³
8	Interface standard for customer support ⁴
9	Interface for meter reading and control (disponible en anglais seulement)
11	Common information model (CIM) extensions for distribution (disponible en anglais seulement)
13	CIM RDF model exchange format for distribution (disponible en anglais seulement)
100	Profils de mise en œuvre ⁵

La série des normes CEI 61968 est prévue pour faciliter l'intégration inter-applications, par opposition à l'intégration intra-applications, des divers systèmes d'application logiciels répartis prenant en charge la gestion des réseaux électriques d'une entreprise de distribution. L'intégration intra-application est destinée aux programmes d'un même système, communiquant habituellement les uns avec les autres en utilisant des intergiciels (middleware) qui sont intégrés dans leur environnement d'exécution sous-jacent et tendent à être optimisés pour des connexions proches, en temps réel et synchrones, et des interrogations / réponses interactives ou des modèles de communication conversationnels. La série CEI 61968, en revanche, est prévue pour prendre en charge l'intégration inter-applications d'une entreprise de distribution qui a besoin de relier des systèmes disparates existants ou futurs (applications héritées ou achetées), chacun supporté par des environnements d'exécution différents. Par conséquent, la série CEI 61968 est appropriée pour les applications faiblement couplées avec une plus grande hétérogénéité dans le langage, les logiciels d'exploitation, les protocoles et des outils de gestion. La série CEI 61968 est prévue pour appuyer les applications qui ont besoin d'échanger des données sur une base événementielle. La série CEI 61968 est également destinée à être mise en œuvre avec des services d'intergiciels qui diffuseront les messages entre les applications. Ces services d'intergiciels compléteront, mais ne remplaceront pas les centrales de données de l'entreprise de distribution, les passerelles pour base de données, et les archives opérationnelles.

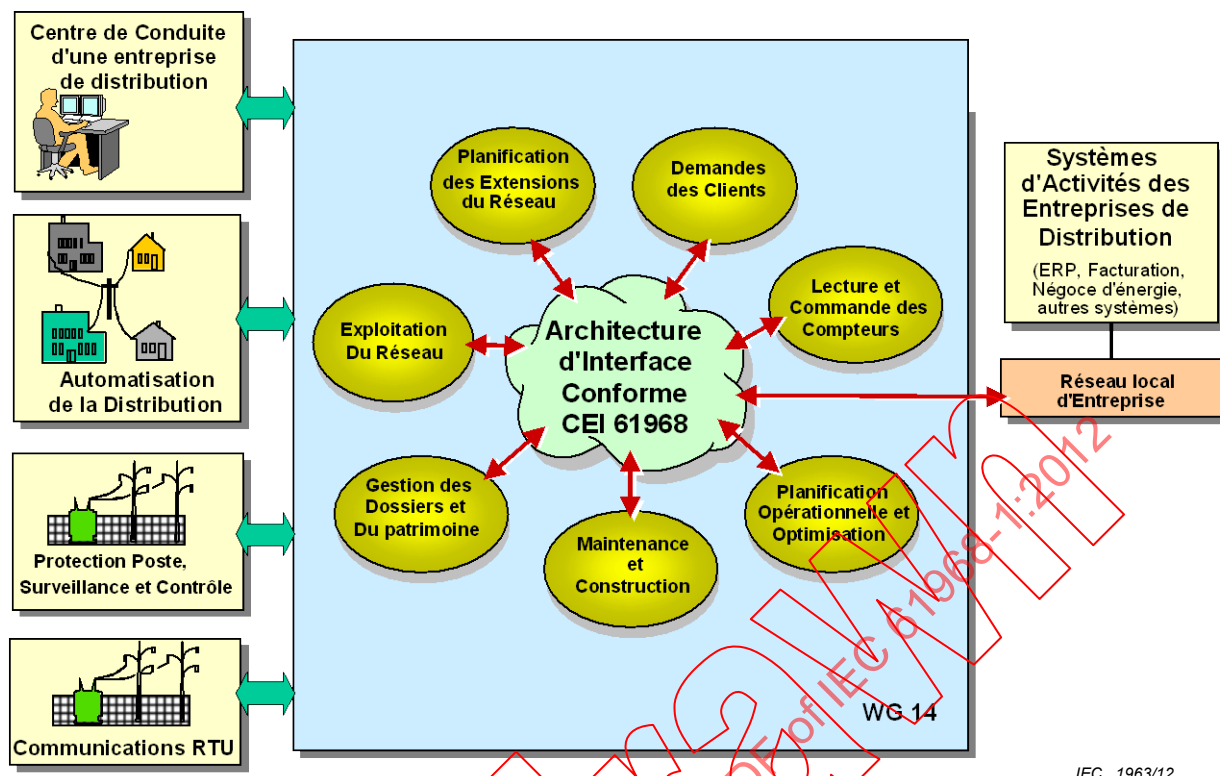
¹ A l'étude.

² A l'étude.

³ A l'étude.

⁴ A l'étude.

⁵ A l'étude.



IEC 1963/12

Figure 1 – Gestion de la distribution avec une architecture d'interface conforme à la CEI 61968

La Figure 1 illustre le domaine d'application de la CEI 61968-1, graphiquement en termes de fonctions métier et montre une gestion de la distribution avec une architecture d'interface conforme à la CEI 61968.

Au sens de la série CEI 61968, un système de gestion de distribution (DMS) se compose de divers composants d'application distribués permettant à l'entreprise de distribution de gérer des réseaux de distribution électriques. Ces fonctions incluent la surveillance et la commande des équipements de fourniture d'énergie, les processus de gestion qui assurent la fiabilité du système, la gestion de la tension électrique, la gestion de la demande, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la mise en correspondance automatisée et la gestion des équipements. Le système de gestion réparti pourrait aussi être intégré avec les réseaux dans un local (premise area networks, PAN) par le biais d'un réseau d'infrastructure de comptage avancée (advanced metering infrastructure, AMI). Des interfaces normalisées doivent être définies pour chaque classe d'applications identifiée à l'Article 3, modèle de référence d'interface (Interface Reference Model, IRM), à l'exception de celles comprises dans le groupe EXT (Extérieur au DMS, Distribution Management System).

Dans le domaine de la gestion de la distribution, il est important de garder à l'esprit la signification de base des mots suivants:

- gestion: contrôle et direction efficaces;
- automatisation: travailler sans participation humaine conformément à des ensembles de règles prédéfinies;
- système: un ensemble d'opérations organisées œuvrant pour prendre en charge une activité particulière (ensemble d'applications). D'une façon générale, un système est, dans ce contexte, basé sur une technologie informatique.

Dans le monde des systèmes intégrés, un système peut également être un sous-ensemble d'un système plus grand. Un système composé de plusieurs sous-systèmes peut prendre en

charge et coordonner des activités particulières plus efficacement que les sous-systèmes fonctionnant de manière indépendante.

La complexité des tâches et l'échange d'information associés aux tâches augmentent avec la taille d'une organisation. En outre, plus la structure de données est profonde dans le système, moins elle est transparente pour l'utilisateur final. Cela implique le besoin de gestion des données pour éviter:

- les erreurs résultant des multiples points d'entrée de données;
- une perte de cohérence avec les interfaces logicielles;
- des modifications coûteuses avec de nouveaux logiciels ou des logiciels actualisés;
- la perte de contrôle des données autorisées.

La normalisation des données facilite une réduction des erreurs, une réduction du temps d'entrée des données et un contrôle de processus amélioré.

La série CEI 61968 recommande que la sémantique (modèle de domaine) des interfaces système d'une infrastructure inter-applications de distribution conforme soit définie à l'aide du Langage de modélisation unifié (Unified Modelling Language, UML).

Le langage XML est un format de données d'échange de documents structurés, en particulier sur l'Internet. Une de ses utilisations primaire est l'échange d'informations entre différents systèmes informatiques potentiellement incompatibles. Le langage XML est donc recommandé pour définir la grammaire/syntaxe (profils) d'une infrastructure inter-applications de distribution conforme.

Lorsqu'elles sont applicables, les parties CEI 61968-3 à -9 et -13 définissent les informations recommandées pour les "charges utiles des messages" ('message payloads'). Les charges utiles des messages seront formatées avec l'aide du XML, avec des structures définies avec l'aide de schéma "XML Schema" (CEI 61968-3 à -9) ou "RDF Schema" (CEI 61968-13) avec l'intention que ces charges utiles puissent être chargées sur des messages de divers transports de messagerie, tel que SOAP, JMS, RESTful HTTP ou Web Services (WS). Il est prévu que la série CEI 61968 profite d'un effet de levier exercé par les architectures orientées service (Service-Oriented Architectures, SOA) et pour encourager l'utilisation des bus de services d'entreprise (Enterprise Service Buses, ESB). Dans le futur, il est possible que des formats de charge utile autres que le XML puissent être adoptés officiellement par la série CEI 61968 pour des parties spécifiques ou des échanges d'informations.

La communication entre les composants de l'IRM nécessite une compatibilité à deux niveaux:

- formats de message et protocoles;
- les contenus de message sont mutuellement compris, y compris les questions de niveau d'application concernant la structure et la sémantique du message.

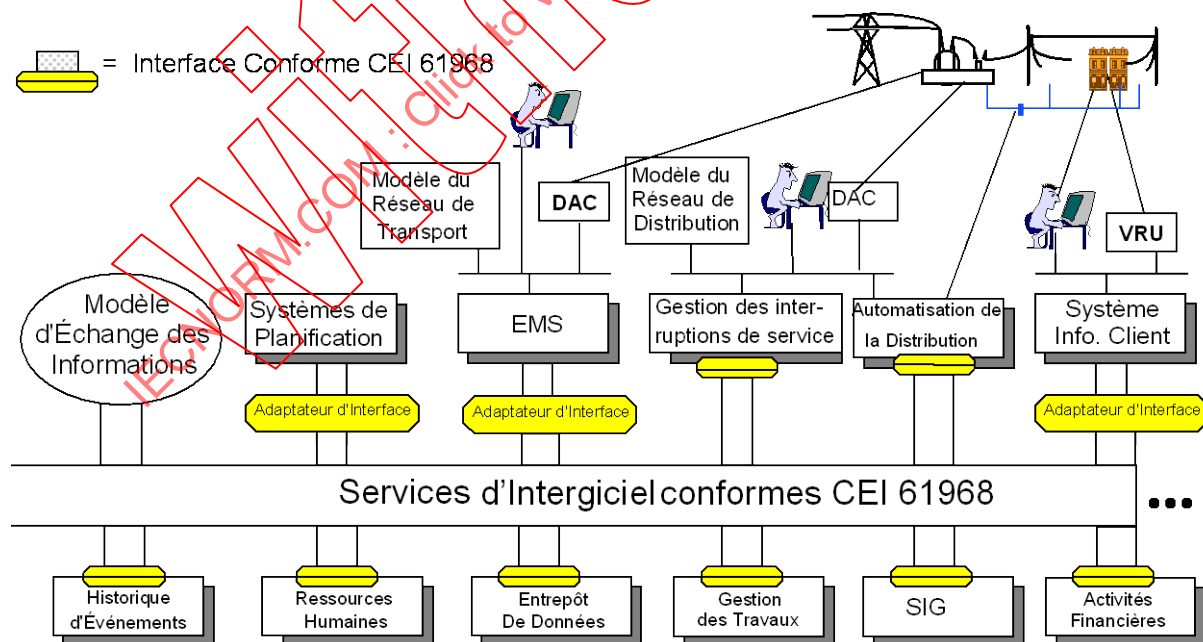
L'Article 5 définit des services abstraits d'intergiciel, recommandés pour prendre en charge la communication entre les applications définies par l'IRM. Ces services, ne nécessitant que peu de logiciels additionnels, sont prévus pour être déployés en les mettant en correspondance avec des services - généralement disponibles - de diverses technologies de messagerie, comprenant les services web (WS-*) et les intergiciels tels que les «Intermédiaires de Messagerie» («Message Brokers»), l'«Intergiciel Orienté Message» («Message Oriented Middleware» MOM), l'«Intergiciel de Mise en File de Message» («Message-Queuing Middleware» MQM) et les «Bus de Services d'entreprise» («Enterprise Services Buses» ESB). L'Article 5 est organisé de la manière suivante.

- Le 5.1 fait une vue d'ensemble du profil d'interface.
- Le 5.2 identifie les recommandations générales des applications identifiées par l'IRM.
- Le 5.3 décrit les adaptateurs de composants.

- Le 5.4 décrit les recommandations relatives aux spécifications d'interfaces.
- Le 5.5 décrit comment des services d'échange de l'information peuvent être soit supportés directement par l'intergiciel, soit ce logiciel peut être nécessaire pour faire correspondre (adapter) les services de l'intergiciel de l'entreprise de distribution aux services standard d'échange d'informations.
- Les 5.6 à 5.8 décrivent des recommandations environnementales pour l'échange de l'information.

Un exemple de mise en œuvre typique de la série CEI 61968 dans une entreprise de distribution est décrit dans la Figure 2. Dans cet exemple, l'entreprise de distribution a utilisé des Adaptateurs d'Interface comme moyens d'intégration de plusieurs de ses anciens systèmes avec d'autres systèmes d'application qui sont conformes à la CEI 61968. Notons que ces systèmes anciens et les systèmes conformes à la CEI 61968 continuent à utiliser des techniques d'intégration propriétaires parmi leurs applications internes; seules les informations qui ont besoin d'être échangées entre des applications au niveau du service de l'entreprise de distribution sont supposées utiliser les services d'interfaces de la CEI 61968.

Pour les besoins de cet exemple, il est supposé que le Système de Gestion des Interruptions de Service (OMS) de l'entreprise ait déjà la possibilité d'émettre des commandes à destination système d'automatisation de la distribution (DAS) et de recueillir les états des appareils en provenance de celui-ci. Tant que cela fonctionne correctement pour l'entreprise, cette interface n'a pas besoin d'être changée. Toutefois, du fait que d'autres applications ont besoin d'être averties quand les dispositifs de distribution changent l'état, le système d'automatisation de la distribution publie les changements d'état par le truchement des services des intergiciels. Un autre avantage de la publication des événements est que ces derniers peuvent être enregistrés par une application d'archivage d'événements dans un entrepôt de données; ces données peuvent alors être utilisées ensuite pour la génération de divers types de rapports. Du fait que les informations échangées entre ces systèmes sont utiles pour les systèmes d'aide à la décision, une application d'entrepôt de données a également été connectée aux services de l'intergiciel CEI 61968, de sorte qu'elle puisse recevoir les informations publiées.



IEC 1964/12

Figure 2 – Exemple de mise en œuvre de la CEI 61968 dans une entreprise de distribution

L'organisation de la CEI 61968-1 est décrite dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Vue d'ensemble du document CEI 61968-1

Article	Titre	Objet
1.	Domaine d'application	Domaine d'application de la CEI 61968-1.
2.	Références normatives	Documents qui contiennent des stipulations qui, par référence dans ce texte, constituent des conditions pour cette Norme Internationale.
3.	Modèle d'interface de référence	Le domaine concernant la série CEI 61968 est décrit. Pour chaque fonction métier pertinente, une liste de composants abstraits est donnée. Elle est décrite par les fonctions réalisées par le composant. Les parties de la CEI 61968-3 à -9 définissent les interfaces pour ces composants abstraits.
4.	Recommandations relatives à l'infrastructure d'intégration	Recommandations sur l'infrastructure de l'inter-application de l'entreprise de distribution pour intégrer les composants distribués à travers l'entreprise.
5.	Profil d'interface	Les exigences environnementales d'intégration inter-applications de l'entreprise de distribution sont décrites. Les services de transport de messages abstraits sont définis et sont disponibles aux applications pour communiquer l'information à d'autres applications, y compris les services de publication et de souscription.
6.	Modèle d'échange d'informations	Les exigences et les recommandations sont fournies pour l'échange d'informations entre applications/fonctions énumérées dans l'IRM.
7.	Composant de génération de rapports et de gestion d'erreur	Les recommandations relatives aux protocoles de vérification et à l'authentification de la gestion des messages d'erreur, nécessaires pour prendre en charge l'intégration inter-applications de l'entreprise de distribution, sont décrites.
8.	Sécurité et authentification	Les recommandations relatives à la sécurité et à l'authentification, nécessaires pour prendre en charge l'intégration inter-applications de l'entreprise de Distribution, sont décrites.
9.	Aspects de maintenance	Les recommandations générales relatives à la maintenance sont spécifiées.
Annexe A Informative	Utilisation de la série CEI 61968	La méthodologie utilisée pour déterminer des recommandations relatives à l'architecture d'interface pour l'intégration inter-applications de l'entreprise de distribution, est décrite.
Annexe B Informative	Considérations de performances de l'intégration inter-applications	Quelques recommandations de performances typiques, nécessaires pour prendre en charge l'intégration inter-applications de l'entreprise de distribution, sont décrites. Ces recommandations ont un caractère général car les exigences spécifiques de mise en œuvre changent en fonction des entreprises.
Annexe C Informative	Présentations des données d'une entreprise d'électricité conventionnelle	Cette annexe décrit certains principes sous-jacents à la définition du dictionnaire de données de référence de la CEI 61968-11.

INTÉGRATION D'APPLICATIONS POUR LES SERVICES ÉLECTRIQUES – INTERFACES SYSTÈME POUR LA GESTION DE DISTRIBUTION –

Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales

1 Domaine d'application

La présente Partie de la série CEI 61968 est la première d'une série qui, prise dans son ensemble, définit les interfaces pour les éléments principaux d'une architecture d'interface de gestion de la distribution.

La présente Norme Internationales identifie et établit des recommandations pour des interfaces standard basées sur un Modèle d'Interface de Référence (IRM). Les articles suivants de cette norme sont basés sur chaque interface identifiée par l'IRM. Cet ensemble de normes se limite à la définition des interfaces. Elles pourvoient à l'interopérabilité entre les différents systèmes informatiques, plates-formes, et langages. Les processus et les technologies utilisés pour mettre en application une fonctionnalité se conformant à ces interfaces sont recommandés par la CEI 61968-100.

Au sens de la CEI 61968, la gestion de la distribution se compose de diverses applications distribuées, permettant à l'entreprise de distribution de gérer des réseaux de distribution électriques. Ces fonctions incluent la surveillance et la commande des équipements de fourniture d'énergie, les processus de gestion qui assurent la fiabilité du système, la gestion de la tension électrique, la gestion de la demande, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la cartographie automatisée, la gestion des équipements et le comptage. L'IRM est spécifié à l'Article 3.

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 61968-3, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 3: Interface for network operation* (disponible en anglais seulement)

CEI 61968-9, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interface for meter reading and control* (disponible en anglais seulement)

CEI 61968-11, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution* (disponible en anglais seulement)

CEI 61968-13, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 13: CIM RDF model exchange format for distribution* (disponible en anglais seulement)

CEI 61970-301, *Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API) – Partie 301: Base de modèle d'information commun (CIM)*

3 Modèle d'interface de référence

3.1 Domaine

Dans la présente norme, le domaine de la gestion de la distribution couvre tous les aspects de la gestion des réseaux électriques de l'entreprise de distribution. Une entreprise de distribution aura une partie ou toute la responsabilité de la surveillance et de la commande des équipements pour la fourniture d'énergie, les processus de gestion pour assurer la fiabilité du système, la gestion de la tension, la gestion de la demande collatérale, la gestion des interruptions de service, la gestion des travaux, la mise en correspondance automatisée, la gestion d'installations et le comptage.

Le domaine de la gestion de la distribution peut être organisé suivant deux types d'activités inter-reliées, l'approvisionnement en l'électricité et la distribution d'électricité. L'approvisionnement en l'électricité consiste en l'achat de l'énergie électrique à des grossistes producteurs pour la vendre aux différents consommateurs. La distribution de l'électricité couvre la gestion du réseau physique de distribution qui relie les producteurs et les consommateurs. Dans certains pays, la responsabilité des organisations peut être légalement restreinte et certains articles de la norme seront inapplicables.

Un domaine d'entreprise de distribution inclut les systèmes logiciels, les équipements, le personnel et les utilisateurs d'une organisation donnée de l'entreprise de distribution, qui pourrait être toute la compagnie ou un département. Dans chaque domaine de l'entreprise de distribution, les systèmes, les équipements, le personnel et les consommateurs peuvent être identifiés de manière unique. Quand les informations sont échangées entre deux domaines d'une entreprise de distribution, alors les identificateurs peuvent avoir besoin d'être complétés avec l'identité de l'organisation de l'entreprise de distribution afin de garantir l'unicité globale.

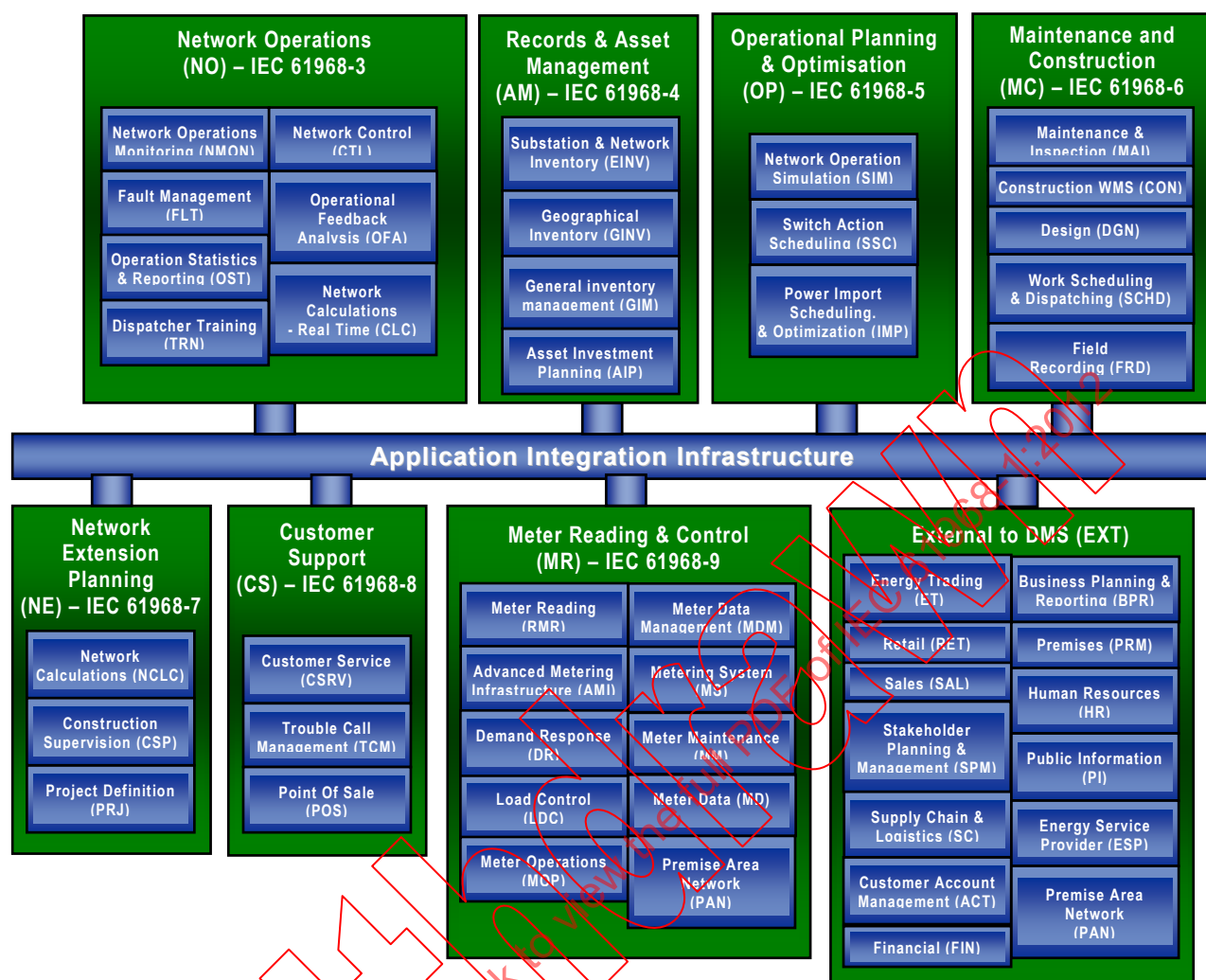
3.2 Fonctions métier

Les divers départements d'une entreprise de distribution coopèrent pour assurer l'exploitation et la gestion d'un réseau de distribution d'énergie; cette activité se nomme gestion de la distribution. D'autres départements de l'organisation peuvent prendre en charge la fonction de gestion de la distribution sans avoir la responsabilité directe du réseau de distribution. Cette segmentation par fonction métier⁶ est donnée dans le Modèle d'Interface de Référence (IRM), qui est décrit en détails en 3.3.

Il convient que l'utilisation d'un modèle lié à l'activité assure l'indépendance par rapport aux solutions produites par les fournisseurs de systèmes. Le fait que le personnel de l'entreprise de distribution reconnaisse l'IRM comme une description de leur propre exploitation et gestion du réseau est un test important de la viabilité de la présente norme.

Les principales fonctions et sous-fonctions métier de l'entreprise de distribution de l'IRM sont illustrées à la Figure 3.

⁶ Les travaux du groupe de travail du CIREC sur l'Automatisation de la Distribution, publiés en 1996, sont entièrement reconnus dans la segmentation.



Légende

IEC 1965/12

Anglais	Français
Advanced Metering Infrastructure (AMI)	Infrastructure de comptage avancée (AMI)
Application Integration Infrastructure	Infrastructure d'intégration d'application
Asset Investment Planning (AIP)	Planification des investissements en biens (AIP)
Business Planning & Reporting (BPR)	Planification et rapports commerciaux (BPR)
Construction Supervision (CSP)	Surveillance de la construction (CSP)
Construction WMS (CON)	Construction et Système de Gestion des Travaux (CON)
Customer Account Management (ACT)	Gestion des comptes clients (ACT)
Customer Service (CSRV)	Service aux clients (CSRV)
Customer Support (CS) – IEC 61968-8	Support client (assistance à la clientèle) (CS) – CEI 61968-8
Demand Response (DR)	Réponse à la demande (DR)
Design (DGN)	Conception (DGN)
Dispatcher Training (TRN)	Formation des Opérateurs (TRN)
Energy Service Provider (ESP)	Fournisseur de service énergétique (ESP)
Energy Trading (ET)	Négoce de l'énergie (ET)
External to DMS (EXT)	Externe au DMS (EXT)
Fault Management	Gestion de défauts
Field Recording (FRD)	Enregistrement de terrain (FRD)

Anglais	Français
Financial (FIN)	Finances (FIN)
General inventory management (GIM)	Gestion d'inventaires générale (GIM)
Geographical inventory (GINV)	Inventaire géographique (GINV)
Human Resources (HR)	Ressources humaines (HR)
Load Control (LDC)	Régulation de la Charge (LDC)
Maintenance & Inspection (MAI)	Maintenance et Inspection (MAI)
Maintenance and Construction (MC) – IEC 61968-6	Maintenance et Construction (MC) – CEI 61968-6
Meter Data (MD)	Données de compteur (MD)
Meter Data Management (MDM)	Gestion de données de compteur (MDM)
Meter Maintenance (MM)	Maintenance de compteur (MM)
Meter Operations (MOP)	Exploitation de compteur (MOP)
Meter Reading (RMR)	Relevé de lecture de compteur (RMR)
Meter Reading & Control (MR) – IEC 61968-9	Relevé et commande de compteur (MR) – CEI 61968-9
Metering System (MS)	Système de comptage (MS)
Network Calculations Real-Time (CLC)	Calculs de réseau temps-réel (CLC)
Network Calculations (NCLC)	Calculs réseau (NCLC)
Network Control (CTL)	Conduite du réseau (CTL)
Network Extension Planning (NE) – IEC 61968-7	Planification des extensions réseau (NE) – CEI 61968-7
Network Operation Simulation (SIM)	Simulation d'exploitation du réseau (SIM)
Network Operations (NO) – IEC 61968-3	Exploitation du réseau (NO) – CEI 61968-3
Network Operations Monitoring (NMON)	Surveillance de l'exploitation du réseau (NMON)
Operation Statistics & Reporting (OST)	Statistiques et génération de rapports d'exploitation (OST)
Operational Feedback Analysis (OFA)	Analyse en retour d'exploitation (OFA)
Operational Planning & Optimisation (OP) – IEC 61968-5	Planification opérationnelle et optimisation (OP) – CEI 61968-5
Point Of Sale (POS)	Point de vente (POS)
Power Import Scheduling & Optimization (IMP)	Établissement et optimisation du programme d'importation d'énergie (IMP)
Premise Area Network (PAN)	Réseau dans un local (PAN)
Premises (PRM)	Locaux (PRM)
Project Definition (PRJ)	Définition de projet (PRJ)
Public Information (PI)	Relations publiques (PI)
Records & Asset Management (AM) – IEC 61968-4	Gestion des dossiers et du patrimoine (AM) – CEI 61968-4
Retail (RET)	Vente au détail (RET)
Sales (SAL)	Ventes (SAL)
Stakeholder Planning & Management (SPM)	Planification et gestion des parties prenantes (SPM)
Substation & Network Inventory (EINV)	Inventaire des postes et du réseau (EINV)
Supply Chain & Logistics (SC)	Achats et logistique (SC)
Switch Action Scheduling (SSC)	Programmation des actions de commutation (SSC)
Trouble Call Management (TCM)	Gestion des appels sur incident (TCM)
Work Scheduling & Dispatching (SCHD)	Programmation et répartition du travail (SCHD)

**Figure 3 – Fonctions types mises en correspondance
au modèle d'interface de référence**

3.3 Modèle d'interface de référence

Il n'est pas dans l'intention de la présente norme de définir les applications et les systèmes qu'il convient que les fournisseurs proposent. On s'attend à ce qu'une application (physique) concrète offre la fonctionnalité d'un ou plusieurs composants (logiques) abstraits tels qu'ils sont énumérés dans cette norme. Ces composants abstraits sont regroupés par fonction métier du Modèle d'Interface de Référence.

Dans la présente norme, le terme "composant abstrait" est utilisé pour se référer à la partie d'un système logiciel qui supporte une ou plusieurs interfaces telles que définies dans les Parties 3 à 9 et 13 de la CEI 61968. Cela ne signifie pas nécessairement que le logiciel conforme soit livré en modules séparés.

Dans ce paragraphe, les définitions des fonctions métier introduites en 3.2 sont étendues aux:

- sous-fonctions métier (deuxième colonne);
- composants abstraits (troisième colonne).

Certains composants abstraits peuvent être utilisés par plusieurs fonctions métier différentes. Par exemple, un composant comme le débit d'énergie peut être utilisé pour l'exploitation du réseau, la planification opérationnelle et l'optimisation à court terme, et la planification à long terme des extensions du réseau. Une grande partie des informations échangées et qui concernent le débit d'énergie dans chacun de ces secteurs, utilisera donc un grand nombre de mêmes types de messages d'échange des informations (se référer à l'Article 6).

Les applications des différents fournisseurs conditionnent la fonctionnalité de ces composants abstraits de différentes manières. Pour utiliser les services de la CEI 61968, chaque application doit prendre en charge une ou plusieurs interfaces des composants abstraits.

La CEI 61968-1 décrit des services d'infrastructure communs à tous les composants abstraits, tandis que la CEI 61968-3 à -9 et la CEI 61968-13 définissent le détail des informations échangées pour des types spécifiques de composants abstraits.

La série CEI 61968 définit que:

- a) une infrastructure inter-applications est conforme si elle assure les services définis dans la CEI 61968-1 pour supporter au moins deux applications avec des interfaces conformes aux articles de la CEI 61968-3 à -9 et de la CEI 61968-13;
- b) une interface d'application est conforme si elle supporte les normes d'interface définies dans les CEI 61968-3 à -9 et dans la CEI 61968-13 concernant les composants abstraits correspondants, définis dans le Modèle d'Interface de Référence;
- c) une application est requise uniquement pour prendre en charge les normes d'interface des composants applicables énumérés dans la Colonne 3. Elle n'est pas requise pour supporter les interfaces exigées par d'autres composants abstraits (Colonne 3) des mêmes sous-fonctions métier (Colonne 2) ou de la même fonction métier (Colonne 1). Alors que cette norme définit principalement les informations échangées entre des composants de différentes fonctions métier, elle peut définir occasionnellement les informations échangées entre des composants d'une fonction métier unique quand une forte demande du marché, pour ces potentialités, a été appréhendée.

Tableau 2 – Le modèle d'interface de référence (IRM)

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Exploitation du réseau (NO) [Se référer à la CEI 61968-3 et à la CEI 61968-13]	Surveillance de l'exploitation du réseau (NMON)		Fournit les moyens pour surveiller la topologie de poste principale (état de disjoncteur et d'organe de coupure) et le statut d'équipement de commande. Elle fournit également aux utilisateurs les moyens de gérer l'état de charge et de connectivité du réseau. Elle rend également possible la localisation des plaintes téléphoniques des clients et la surveillance de la localisation des équipes de terrain.
		Surveillance d'état de poste	Fournit les moyens pour surveiller la topologie de poste principale (état de disjoncteur et de commutateur) et le statut d'équipement de commande. Cette fonction est prise en charge par un schéma synoptique de postes.
		Surveillance d'état du réseau	Elle fournit les moyens pour gérer l'état de charge et de connectivité du réseau. Elle rend également possible la localisation des plaintes téléphoniques des clients et la surveillance de la localisation des équipes de terrain.
		Surveillance des actions de commutation	Fournit une vue de tous les travaux entrants sur les systèmes. Les détails des travaux sont enregistrés pour chaque ensemble d'action de commutation (examen des opérations manuelles et télécommandées), caractéristiques des tâches, et équipes impliquées dans les travaux).
		Surveillance des actions de marquage par punaise de la commutation	Fournit une vue de tous les états de commutation autres que l'état ouvert ou fermé du commutateur ou du dispositif. Par exemple, certaines entreprises de distribution utilisent une convention de marquage par Punaise pour signaler: 1. commutateur maintenu ouvert (Punaise rouge) et associé à un document de sécurité d'habilitation, 2. interrupteur à fusibles fermé impliquant des travaux de ligne sous tension (Punaise orange) et associé à un document de sécurité Permis de travail sur ligne sous tension (Hot Line Work Permit), 3. commutateur normalement ouvert (Punaise verte), 4. commutateur anormalement ouvert (Punaise jaune), 5. commutateur anormalement fermé (Punaise bleue), 7. équipement hors-service ou défectueux (Punaise brune), et 8. Transfert de commande (Punaise rose). Un commutateur normalement fermé n'est pas marqué par une punaise.
		Gestion de données de processus et de réseau	Inclut l'échange de données reliées au processus ainsi que le partage de données reliées au réseau qui sont nécessaires à l'accomplissement de différentes fonctions.
		Gestion des données d'exploitation	Gestion des données acquises par le truchement de l'exploitation (équipes sur le terrain, clients, coupures programmées et non programmées).
		Surveillance des étapes de régulation	Fournit une vue pour rendre compte de la position de prise du régulateur. Les installations de régulateur de poste et de régulateur de ligne de distribution sur poteaux rendront compte de la position de prise via le composant abstrait "Process and network data management" (Gestion de données de processus et de réseau).
		Surveillance des alarmes	Système de surveillance de réseau où des seuils sont fixés pour signaler la défaillance système et la réponse requise.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Conduite du réseau (CTL)	Journaux des opérations et des événements	Des journaux de l'opérateur saisissent les changements sur le terrain et les tâches programmées nécessitant des temps d'indisponibilité. Les journaux d'événements saisissent les informations relatives aux interruptions de service et autres informations pertinentes.
		Surveillance météorologique (détection des orages)	Permet de prédire les impacts sur les réseaux électriques, notamment lorsque des interruptions de service sont susceptibles de se produire en raison d'une intense activité orageuse. La température et la vitesse du vent sont parfois utilisées pour calculer les limites de charge dynamique sur les biens du réseau électrique.
			La conduite de réseau est accomplie par le truchement de fonctions de commande décentralisées qu'il est nécessaire de coordonner à un niveau supérieur de la hiérarchie de commande.
			Des fonctions locales de commande automatique peuvent être exécutées en utilisant seulement des informations locales et n'ont pas besoin de connaître la connectivité du réseau. Ces fonctions sont localement prises en charge par l'équipement de conduite de poste à un niveau de poste. Les fonctions de conduite de réseau de zone coordonnent les fonctions locales. Ces fonctions sont dépendantes de l'opérateur et sont assurées en premier lieu par la fonction de commande à distance et, en second lieu, par le biais de la commande locale qui est liée aux ordres donnés aux équipes de terrain au moyen des terminaux de stations mobiles.
		Contrôle d'accès utilisateur	Toutes les applications de surveillance de réseau ont un contrôle d'accès utilisateur.
		Contrôle / Commande automatique	Dispositifs de protection (annulation de défauts), de sectionnement et de commande locale de la puissance réactive/tension qui sont autoprotecteurs. Certains dispositifs "plus intelligents" sont programmables et permettent la commande du seuil indiquant la durée de panne du dispositif avant qu'il ne déclenche, des réenclenchements automatiques peuvent fermer automatiquement le circuit à un instant donné.
		Commandes assistées	Commande de commutateur à distance / délestage, diffusion de réduction de tension, maintenant des profils de tension et une commande locale par le biais d'équipes de terrain. Dispositifs de protection qui sont programmables par réseau et aussi des commutateurs de réseau manuels.
		Gestion des documents de sécurité	Gestion de documents de sécurité, qui sont utilisés au cours de l'intervention sur le système électrique à des fins de sécurité. Il existe un grand nombre de types de documents de sécurité qui pourraient être définis en fonction de pratiques organisationnelles.
		Vérification de sécurité et blocages	Respect de procédures pour assurer la sécurité des personnes et de l'équipement lors de travaux avec des réseaux électriques sous tension
		Coordination des incidents majeurs	Coordination pour la réponse aux interruptions de service majeures.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Gestion de défaut (FLT)		Fonctions de gestion de défauts qui sont destinées à renforcer la vitesse à laquelle la localisation de défauts et la restauration de services peuvent être accomplies. La fonction gestion de défauts prend en charge les utilités requises pour identifier les perturbations dans le système, accomplir des actions de commutation en restauration et fournir aux clients la notification des perturbations détectées (en termes de durée et de cause de panne). La gestion de défauts permet effectivement: - d'améliorer le système de réponse aux plaintes des clients, en donnant une réponse rapide et en fournissant une bonne interface entre l'entreprise de distribution et le client (meilleure image), - de fournir des informations de terrain à l'opérateur de répartition, en aidant à restaurer l'alimentation pendant les perturbations, - de compiler toutes les informations relatives à la qualité de service et les rendre disponibles à l'extérieur de l'entreprise de distribution (clients et entités officielles). Une fiche incident est un document généré lorsqu'un client appelle pour signaler un incident électrique. L'incident peut être un problème lié à l'interruption de service ou non lié à l'interruption de service, tel que la qualité de l'énergie.
		Prise en compte des appels sur incident et analyse de cohérence pour des réseaux BT	
		Analyse des relais de protection	La coordination des plans de protection est accomplie par le biais de l'analyse des relais de protection. Un relais de protection est un dispositif électromécanique utilisé pour lancer un plan de protection, tel que l'ouverture d'un disjoncteur après la détection d'un courant élevé.
		Localisation de défaut par analyse des détecteurs de défaut et / ou par localisation des appels sur incident	L'analyse de connectivité est utilisée pour localiser le défaut. Pour finir, un testeur spécial est envoyé sur le terrain pour localiser le défaut.
		Evaluation de la restauration de l'alimentation	Temps estimé de la restauration fourni au client avant et après des activités de restauration.
		Usage des informations clientèles en cas d'incident	Données comprenant l'adresse de service, le numéro de client, le nom de client, le numéro de local, le numéro de compteur, etc. Le centre d'appel client reçoit habituellement ces appels.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Surveillance de l'alimentation en énergie du circuit de distribution	L'état d'alimentation en énergie du circuit de distribution géographique doit être présenté, ainsi que l'équipement raccordé, par exemple: organes de coupure, transformateurs, régulateurs, condensateurs, poste, etc. La présentation de l'état d'alimentation en énergie inclura des informations d'état prédictives provenant d'un système de gestion des interruptions de service. Un état d'interruption de service prédit deviendra fréquemment un état confirmé, éventuellement illustré par l'état ouvert d'un commutateur, lorsque la vérification est effectuée par le personnel du terrain. Les organes de coupure, dispositifs, équipements et circuits dans le modèle de réseau de distribution peuvent aussi avoir un état hors service prédit, qui sera différent d'un état d'interruption de service.
	Analyse en retour d'exploitation (OFA)		Des informations peuvent être récupérées des enregistrements de poste et de client et comparées avec des enregistrements issus de l'exploitation en temps réel liée à des informations relatives à des incidents, à la connectivité et à la charge du réseau. Cette analyse d'informations fournit des indicateurs pour optimiser la maintenance périodique en fonction des taux de défauts dans le réseau. Cela exige l'identification de valeurs simultanées en plusieurs endroits et le marquage temporel des événements et des valeurs.
		Analyse de fausse manœuvre	Revue des enregistrements pour l'équipement afin d'identifier la cause de son mauvais fonctionnement.
		Analyse des pannes du réseau	Revue des enregistrements de défauts, de la séquence d'enregistrements d'événements et d'autres documents produits à la suite d'un défaut afin de déterminer la cause du défaut, son impact total, les mesures prises par le système pour récupérer du défaut, et le possible évitement d'une occurrence future. Ces données comprennent des informations avant défaut ainsi que des informations après défaut pendant une période spécifiée.
		Analyse de la qualité du service	L'analyse de la qualité inclut la fréquence des interruptions de service, la durée des interruptions de service, le niveau de tension, les fluctuations de tension (chutes, crêtes, variations rapides et lentes), et autres facteurs pour mesurer la qualité de l'énergie fournie.
		Historique des manœuvres des équipements	Données concernant le fonctionnement des dispositifs électriques. Elles sont souvent utilisées dans des plans de maintenance selon l'état.
		Revue après perturbation	Revue d'enregistrements historiques pour comprendre la séquence d'événements conduisant à une perturbation afin de déterminer la cause profonde du problème.
	Statistiques et rapports d'exploitation (OST)		Les statistiques de fonctionnement et les fonctions de génération de rapports permettent d'archiver des données en ligne et de réaliser une analyse par rétroaction de l'efficacité et de la fiabilité du système.
		Informations de maintenance	Données de maintenance planifiée et non planifiée comprenant les détails relatifs à la cause profonde et aux opérations de réparation/remplacement.
		Informations pour la planification	Données historiques de service utilisées pour la planification opérationnelle

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Gestion des dossiers et des biens (AM) [Se référer à la CEI 61968-4]	Calculs réseau en temps réel (CLC)	Informations pour la direction	Données historiques de service utilisées pour le contrôle de gestion.
		Estimation de charge	Les calculs réseau fournissent aux opérateurs système la capacité d'évaluer la fiabilité et la sécurité du système électrique.
		Analyse commerciale de l'énergie	Estimation des valeurs de charge, calculées sur une base plus granulaire que les prévisions de charge, en fonction de conditions spécifiées de la météorologie et d'autres événements.
		Profil des flux de puissance / des tensions	Exécution de calculs réseau afin d'évaluer les options et scénarios d'échange commercial de l'énergie.
		Analyse des courants de défaut	Réalisation de l'estimation de la tension réseau par l'analyse des conditions d'exploitation et par la prédiction et la prévention des problèmes de tensions.
		Réglages adaptatifs des relais	Revue des enregistrements de défauts, de la séquence d'enregistrements d'événements et d'autres documents produits à la suite d'un défaut afin de déterminer la cause du défaut, son impact total, les mesures prises par le système pour récupérer du défaut, et le possible évitement d'une occurrence future. Ces données comprennent des informations avant défaut ainsi que des informations après défaut pendant une période spécifiée.
		Formation des opérateurs (TRN)	Réglage de délais de protection pouvant être ajusté en fonction de conditions telles que conditions météorologiques et conditions d'exploitation.
		Simulation SCADA	Installations de formation pour les opérateurs qui simulent le système réel qu'ils utiliseront pour accomplir la fonction de répartition. Divers scénarios peuvent être soumis à essai pour préparer les opérateurs de façon à les rendre capables de gérer des événements atypiques.
		Inventaire des postes et du réseau (EINV)	Simulation des défauts réseau afin de former les opérateurs.
		Caractéristiques des équipements	Les biens des postes et réseaux électriques dont une entreprise de distribution est propriétaire ou en assume la responsabilité légale et pour lesquels il maintiendra un registre exact des biens développés autour d'une hiérarchie de biens prenant en charge des fonctions de gestion évoluée du patrimoine.
		Modèle de connectivité	Données concernant la nature et les paramètres opérationnels des dispositifs physiques conçus pour accomplir des fonctions particulières. Une caractéristique peut être vue comme étant une relation entre deux ou plusieurs grandeurs variables qui décrit la performance d'un dispositif dans des conditions données.
			Modèle de tous les équipements électriques mis en réseau. Il est la définition physique de la manière dont les équipements sont reliés ensemble. De plus, il modélise la topologie qui est la définition physique de la manière dont est réalisée la connexion électrique des équipements via des organes de coupures fermés. La définition de la topologie est indépendante des autres caractéristiques électriques.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Inventaire géographique (GINV)	Affichage de postes	Affichage schématique de postes avec des références aux affichages de données réseau pertinentes et à des cartes géographiques. L'affichage schématique inclut le statut de l'équipement de conduite de poste et le statut de l'équipement électrique.
		Base de données de la télécommande	Relations de télécommunications pour la commande à distance et l'acquisition de données dynamique, et autres fonctions nécessitant des communications électroniques.
			Gestion de données géospatiales, typiquement par l'utilisation de technologie graphique informatique pour saisir, stocker et mettre à jour des informations graphiques et non graphiques. Les descriptions géographiques et les éléments de données connexes non graphiques pour chaque entité sont typiquement stockés dans une certaine forme d'entrepôt de données. Les représentations graphiques sont référencées en utilisant un système de coordonnées qui se rapporte aux emplacements sur la surface de la terre. Les informations dans l'entrepôt de données peuvent être interrogées et affichées en fonction des attributs, graphiques ou non graphiques, des entités.
		Affichages du réseau	Schémas de circuit du réseau de distribution physique
		Cartes géographiques	Carte qui affiche des caractéristiques topographiques et/ou de biens physiques, planimétriques électriques et qui peut être utilisée comme base d'une couche thématique. Les caractéristiques pouvant être incluses sur une carte de base sont les routes, les fleuves, les structures majeures (bâtiments), les contours, etc. Cependant, la présentation des caractéristiques sera dépendante de l'échelle de la carte. Une caractéristique géographique est un terme appliqué à des objets naturels ou artificiels montrés sur une carte ou un graphique.
	Gestion d'inventaire général (GIM)		Les biens non électriques (par exemple: outils, béton, poteaux, traverses, etc.) dont une entreprise de distribution a la propriété ou assume la responsabilité légale et qui maintiendront un registre exact des biens qui prend en charge des fonctions de gestion avancée des biens.
		Inventaire des biens non électriques	Inventaire et état des biens, installés et non installés, autres que ceux couverts par l'inventaire des postes et du réseau (EINV).
		Inventaire des matériaux	Inventaire et état des matériaux disponibles pour être utilisés en divers endroits dans l'entreprise de distribution.
		Inventaire des véhicules	Inventaire et état de tous les véhicules possédés et loués par l'entreprise de distribution.
	Planification des investissements en biens (Asset investment planning, AIP)		La planification des investissements en biens implique la définition de stratégie et le classement par ordre de priorité, la planification de la stratégie de maintenance, la gestion du risque et la prise de décision. Elle commande l'état, la configuration, la performance, les coûts opérationnels et la flexibilité de la base de biens, dans le but de maximiser la valeur.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Stratégie de maintenance	Stratégie de maintenance qui équilibre le risque, les coûts et le programme tout en appliquant une maintenance programmée, une maintenance centrée sur la fiabilité ou une maintenance conditionnelle selon le cas.
		Planification du cycle de vie	Planification de l'utilisation d'un bien tout au long de sa durée de vie, depuis l'instant où la décision est prise de l'acheter jusqu'à l'instant où il est correctement mis au rebut.
		Analyse de fiabilité	Identification des tendances de fiabilité et des actions correctives. Par exemple, examen de tous les défauts pendant une année donnée (planifiés et suite à des interruptions de service) et exécution d'une analyse de causes profondes et suggestion d'actions correctives.
		Normes d'ingénierie et de conception	Établissement de conditions mesurables et de performance des biens ainsi que celui de la manière de les employer. Les caractéristiques ou les attributs d'une norme décrivent le niveau requis de performance, et décrivent typiquement le "combien", "la nature" et la "fréquence". Souvent les normes d'étude et de conception réfèrent des normes d'industrie et des spécifications de fabrication.
		Mesures de performances	Les décisions relatives à la gestion du patrimoine reposent sur des coûts de cycle de vie. Les biens sont mesurés afin de pouvoir comprendre les coûts économiques complets des activités.
		Gestion du risque	Surveiller, comprendre et gérer les risques impliqués dans les activités métier et s'assurer que les politiques, les processus et les pratiques sont exécutés en conséquence.
		Gestion de l'environnement	Les biens doivent être installés et entretenus avec la conscience des impacts de l'environnement sur les biens (corrosion saline, glace, eau, sable, etc.) et aussi celle des impacts du bien sur l'environnement. Les seconds sont l'objet de nombreuses formes de réglementations par les pouvoirs publics.
		Aide à la décision	Entreposage de données et intelligence économique utilisés pour appuyer la décision de planification des investissements en biens.
		Évaluation thermique des équipements et des lignes du réseau	Modifications des limites de performance des biens électriques basées sur la température et la vitesse du vent.
		Maintien des jalons de travaux	Conversion des programmes en plans de travaux tels que la maintenance préventive pour un poteau vieillissant.
		Groupes de maintenance des biens (listes)	Liste des biens organisés en une catégorie, par exemple dans le but d'ajouter de l'efficacité à certains types de tâches de maintenance et d'inspection.
		Historique des défaillances des équipements	Historique des défaillances relatives à tous les biens dans le réseau de distribution, y compris les claquages et les accidents.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Performances financières des biens	Retour sur investissements (ROI) pour les biens. Compréhension de la valeur et des coûts des biens et des ressources financières nécessaires pour les soutenir correctement (court et long terme).
		Allocation budgétaire	Allocation de budget pour l'approvisionnement, la maintenance et le remplacement
Planification opérationnelle et optimisation (OP)	Simulation d'exploitation du réseau (SIM)		Cet ensemble de fonction permet à des installations de définir, élaborer et optimiser la séquence d'opérations requise pour accomplir l'intervention de maintenance sur le système (ordres de libération/annulation) et la planification opérationnelle.
[Se référer à la CEI 61968-5 et à la CEI 61968-13]		Prévision de charge	Prévision de la charge attendue à un instant donné et un jour de semaine donné pour chaque ligne de distribution dans le réseau. La fonction de prévision de charge prédit la charge horaire du système et maintient une prévision en temps réel et une prévision d'étude. La prévision en temps réel repose sur des données historiques réelles relatives à la charge et à la météorologie et génère une prévision de charge pour l'heure courante. La prévision d'étude utilise un jeu totalement indépendant de données historiques et prédites que l'opérateur peut utiliser pour établir et évaluer des situations hypothétiques jusqu'à sept jours à l'avance.
		Calcul de répartition (Powerflow)	La fonction calcul de répartition permet aux opérateurs d'étudier des actions de commande sur le système électrique. La fonction flux de charge opère en étude ou en temps réel. Le flux de charge pour opérateur permet à l'opérateur de déterminer les effets des actions de commande (commutation de disjoncteur, changement de prise et ajustements d'interchange) sur le système.
		Analyse de contingences	Etude de l'effet d'une défaillance ou d'une interruption de service intempestive d'un composant du système. Dans les systèmes de distribution, elle implique en général l'étude de la manière de restaurer l'énergie au client lorsque le chemin normal d'alimentation n'est pas disponible.
		Analyse des courts-circuits	Analyse de courts-circuits dans les réseaux de transmission et de distribution. Un calcul de courts-circuits en ligne est indispensable pour les types de défauts suivants: simple ligne à terre; ligne à ligne; double ligne à terre; trois lignes à terre; simple ligne ouverte; double ligne ouverte.
		Flux de puissance optimal (OPF)	La fonction calcul de répartition optimale permet aux opérateurs d'optimiser les actions de commande sur le système électrique en fonction de critères établis (flux de puissance réelle ou réactive, commutation de dispositifs de compensation, réglages optimaux pour la régulation de tension, etc.). En calcul de répartition optimal, les actions de commande sont prédéterminées de manière automatique dans le cadre des limitations du système électrique.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Evaluation de la restauration de l'alimentation	Analyse d'options de commutation après un défaut réseau pour reconnecter l'alimentation vers un nombre aussi grand que possible de clients dans le temps le plus bref possible.
		Simulation de commutation	Simulation des manœuvres de commutation pour isoler une section du réseau et ensuite la connecter de nouveau.
		Simulation d'incident	Recréation d'un incident sur le réseau en vue de l'analyse et aussi en vue de la formation.
		Analyse des prévisions météorologiques	Les conditions météorologiques sont surveillées afin de prédire les impacts sur les réseaux électriques, notamment lorsque des interruptions de service sont susceptibles de se produire en raison d'une intense activité orageuse. La température et la vitesse du vent sont parfois utilisées pour calculer les limites de charge dynamique sur les biens du réseau électrique.
		Analyse des risques d'incendie	Analyse du risque d'incendie dans le réseau. Par exemple, les caractéristiques thermiques assignées de l'équipement de réseau. Il existe une certaine température à laquelle des transformateurs peuvent exploser.
	Programmation des manœuvres de commutation / programmation des travaux d'exploitation (SSC)	Définition des limites opérationnelles	Définit les limites de fonctionnement pour surveiller des opérations des installations de transmission et de distribution.
		Caractéristiques thermiques des équipements et des lignes du réseau	Modifications des limites de performance des biens électriques basées sur la température, la vitesse du vent et la saison courante. Elle se distingue de la contrepartie AIP (Asset Investment Planning), qui inclut une nouvelle construction et une nouvelle mise à niveau des circuits et conducteurs.
			La programmation des manœuvres de commutation offre des appuis pour la gestion de tous les aspects pertinents de la formulation des ordres de commutation, pour l'élaboration de lignes directrices de fonctionnement, pour la répartition des équipes de réparations ainsi que des appuis pour l'information des clients touchés. Elle aide à recueillir les données connexes et à les délivrer dans les diverses formes requises.
		Programmation des télécommandes d'organe de coupe en dessaisissement / habilitation	Une habilitation est une autorité spéciale donnée à une ou plusieurs personnes intervenant sur des câbles, fils ou équipements hors tension.
		Analyse de charge de l'équipe de terrain et établissement du programme des bons de travaux	Assurance que les équipes de terrain ont le travail approprié et sont allouées efficacement.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Maintenance et construction (MC) [Se référer à la CEI 61968-6]	Etablissement et optimisation du programme d'importation d'énergie (IMP)	Analyse et information client des interruptions de service	Le processus de dépannage utilise les appels téléphoniques de plaintes des clients, les données de télémetrie et la topologie de réseau pendant des incidents pour fournir des informations relatives aux conditions de service et aux emplacements suspectés pour les défauts.
			L'établissement et l'optimisation du programme d'importation d'énergie visent à réduire au maximum le coût de l'énergie importée en maintenant l'énergie importée moyenne à une valeur proche de la valeur contractuelle, en utilisant les installations de crête, la commutation de charge ou le délestage.
		Planification et estimation de production non native	Programmes reçus issus des ressources énergétiques réparties (Distributed Energy Resources, DER) à utiliser pendant la planification et l'estimation.
		Planification de transactions d'échange	Optimisation de l'échange planifié, tel que des transactions d'échange d'énergie entre deux zones de contrôle.
	Maintenance et inspection (MAI)		Travaux impliquant l'inspection, le nettoyage, le réajustement ou autre entretien des équipements pour leur permettre de fonctionner mieux ou pour prolonger leur durée de vie utile. Les exemples de travaux de maintenance sont les vidanges d'huile et la peinture de routine. Les exemples de travaux d'inspection sont les inspections des poteaux, les inspections des voutes et les inspections des postes.
		Gestion du programme de maintenance	Planification des moments spécifiques auxquels il convient d'exécuter un ensemble d'activités de maintenance en prenant en compte une diversité de facteurs contraignants tels que l'impact du retrait de l'équipement du service, la disponibilité et la charge de travail des équipes de maintenance, etc.
		Ordres de maintenance	Une tâche peut être programmée pour exécuter la maintenance suite au dépassement de limites relatives à certains critères concernant un état des biens, décelé par télémetrie ou inspection ou bien par programmation de routine.
		Règles de maintenance	Règles pour surveiller l'état, la performance et les coûts afin de prédire le mode de défaillance par lequel le bien échouera à assurer le niveau de service requis du bien.
		Gestion des résultats d'inspection	Gestion des données associées aux inspections des biens.
		Historique de la maintenance	Historique des défaillances et de la maintenance pour un bien donné.
		Procédures des travaux	Une procédure est utilisée pour divers types de travaux et de tâches d'exécution. Les types de procédures incluent l'inspection, la maintenance, le diagnostic et la construction.
	Construction (CON)		Les exemples de travaux de construction incluent les installations d'entretien, les extensions de ligne et les projets d'amélioration des systèmes.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Tâches d'exécution	Une tâche d'exécution est toute unité de travail qui peut être assignée à une équipe pour être accomplie. Un objet de travail simple peut comporter plusieurs tâches d'exécution basées sur la nécessité de programmer le travail d'équipes spécialisées. Semblable à une conception, une tâche d'exécution a aussi des associations à divers éléments de ligne et unités compatibles. Les mêmes données d'estimation utilisées pour créer une conception sont groupées sous des tâches d'exécution devant être programmées pour des équipes spécifiques.
		Rapprochement des coûts	Les détails des coûts d'exécution sont rapprochés des estimations de coût à mesure que le travail est achevé. Les exemples incluent le travail de conception d'un ordre d'exécution ainsi que les matériaux, la main-d'œuvre, les équipements, les entrepreneurs, et autres éléments divers qui créent un coût associé à un ordre d'exécution.
		Approbation de travail	Autorisation donnée par les parties prenantes requises pour que le travail proposé soit exécuté.
		Permis de travail	Obtention de permis délivrés par les pouvoirs publics pour exécuter le travail dans un domaine.
		Facturation client pour le travail	Informations de facturation pour le travail accompli.
		Suivi de travail	Statut d'un ordre d'exécution (par exemple: lancé, en planification, prêt à programmer, achevé sur le terrain, etc.)
		Évaluation des coûts de projet	Un projet est un ensemble de travaux connexes, qui est habituellement associé à un dossier commercial qui articule la justification pour les frais et/ou les coûts d'exploitation et de maintenance. Les détails des coûts du travail sont ventilés en catégories lorsque le travail est achevé. Les exemples incluent le travail de conception d'un ordre d'exécution ainsi que les matériaux, la main-d'œuvre, les équipements, les entrepreneurs, et autres éléments divers qui créent un coût associé à un ordre d'exécution. Des enregistrements d'unité de propriété sont créés selon les besoins pour décrire comment chaque enregistrement de propriété individuel est suivi par le système comptable de l'installation.
		Conception (DGN)	Une conception est créée par un ingénieur ou un planificateur de tâches. Les conceptions peuvent être composées d'éléments de ligne individuels ou d'un ensemble d'unités compatibles ("compatible units" ou CU). Les éléments de ligne et les unités compatibles sont associés à un emplacement de conception.
		Étude de construction	Spécifications de conception qui garantissent que des pratiques d'ingénierie éprouvées sont suivies et que toutes les normes d'étude et les réglementations gouvernementales applicables seront satisfaites au cours de la construction.
		Estimation des coûts	Enregistrement associant un coût estimé spécifique à un ordre d'exécution.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Programmation et répartition du travail (SCHD)	Nomenclature de produits	Liste des matériaux requis pour un ordre d'exécution, y compris les éléments et les quantités de matériau
		Unités compatibles	Une unité compatible est un ensemble de la main-d'œuvre, des matériaux, des véhicules et des équipements utilisés pour modéliser une unité de travail normalisée. Les unités compatibles (les CU) peuvent être regroupées en un ensemble appelé CU Group (groupe de CU).
			La programmation et la répartition du travail permettent, dans le cadre d'un travail bien défini, d'affecter les ressources requises et de suivre l'avancement des travaux.
		Planification du travail	Enregistrement décrivant les affectations d'équipes et les plans de ressources pour les dates programmées de début et de fin non seulement pour chaque tâche incluse dans l'ordre d'exécution mais aussi pour l'ordre d'exécution global.
		Gestion des équipes	Une équipe est un ensemble de personnes, de véhicules et d'équipements qui peuvent être affectés à l'exécution de tâches spécifiques. Une équipe appartient à une organisation spécifique et possède une capacité d'équipe et des plans de postes de travail. Chaque équipe peut travailler dans une ou plusieurs zones.
		Gestion des véhicules	Affectation et programmation de tous les véhicules possédés et loués par l'entreprise de distribution.
	Enregistrement de terrain (FRD)	Gestion des équipements	Affectation et programmation de tous les équipements possédés et loués par l'entreprise de distribution.
		Réquisition de matériaux	Une réquisition de matériaux est une demande d'un ensemble de matériaux pour un ordre d'exécution spécifique. Il peut s'agir d'un sous-ensemble de la nomenclature de produits.
		Gestion des permis	Gestion des permis délivrés par les pouvoirs publics indispensables pour accomplir divers ordres d'exécution.
			L'enregistrement de terrain est souvent accompli au moyen de dispositifs tenus à la main qui permettent au personnel de terrain de visualiser et saisir les informations pertinentes pour le travail qu'il accomplit sur le terrain. Par exemple, les équipes de ligne et le personnel d'entretien peuvent accéder à leurs cartes de district respectives, effectuer des recherches par numéro de poteau, par poste, par numéro de transformateur, par numéros de commutateur et par noms de lignes de distribution.
		Rapport de réalisation	Mises à jour de la conception pour refléter la manière dont elle a été effectivement mise en œuvre sur le terrain.
		Résultats d'inspection sur le terrain	Les résultats et les informations d'inspection sont saisis dans un dispositif d'enregistrement de terrain et automatiquement téléchargés dans les systèmes appropriés.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Planification des extensions du réseau (NE) [Se référer à la CEI 61968-7]	Calculs de réseau (NCLC)	Compte-rendu des temps	Le compte-rendu des temps est saisi dans un dispositif d'enregistrement de terrain et automatiquement téléchargé dans les systèmes appropriés.
		Matériaux effectifs	Les matériaux effectifs utilisés dans une tâche d'exécution sont saisis dans des dispositifs d'enregistrement de terrain et automatiquement téléchargés dans les systèmes appropriés.
		Suivi de l'état sur le terrain	Le statut d'un ordre d'exécution est saisi dans un dispositif d'enregistrement de terrain et automatiquement téléchargé dans les systèmes appropriés.
			Servent à mettre au point un plan à long terme (en général d'une année et au-delà) pour la fiabilité (l'adéquation) des réseaux électriques de transmission et de distribution interconnectés.
		Prévision de charge	Collecte de profils de charges individuels et mise au point de profils de charges globaux et de prévisions des exigences (quotidiennes, hebdomadaires, mensuelles, etc.) en énergie des utilisateurs finals
		Calcul de répartition	La fonction de calcul de répartition permet au planificateur d'étudier des actions de commande sur le système électrique. Cela permet à l'opérateur de déterminer les effets des actions de commande (accumulation de disjoncteur, changement de prise et ajustements d'échange d'interconnexion) sur le système.
		Analyse de sécurité	Étude de l'effet d'une défaillance ou d'une interruption de service intempestive d'un composant du système. Dans les systèmes de distribution, elle implique en général l'étude de la manière de restaurer l'énergie au client lorsque le chemin normal d'alimentation n'est pas disponible.
		Analyse des courts-circuits	Analyse de courts-circuits dans les réseaux de transmission et de distribution.
		Flux de puissance optimale (OPF)	La fonction calcul de répartition optimale permet aux planificateurs d'étudier des actions de commande sur le système électrique. La fonction de calcul de répartition opère selon deux modes. En calcul de répartition optimale, les actions de commande sont prédéterminées de manière automatique dans le cadre des limitations du système électrique.
		Calculs de pertes d'énergie	Analyse des pertes qui se produisent sur le réseau en raison des emplacements de production et de charges.
	Surveillance de construction (CSP)	Profils de tension réseau	Permettent d'évaluer la tension de parties du réseau de distribution par l'analyse des conditions d'exploitation et par la prédiction et la prévention des problèmes de tension
		Évaluation des impacts sur le réseau	Permet de comprendre l'impact sur le réseau de l'augmentation et de la diminution anticipée des charges, en tenant dûment compte des autres entités (propriétaires des générateurs, autres propriétaires du réseau et entités de charge) souhaitant se raccorder au réseau.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
<u>Assistance à la clientèle (CS)</u> [Se référer à la CEI 61968-8]	Définition du projet (PRJ)	Etablissement des coûts de construction	Processus d'estimation des coûts de construction, en l'occurrence pour un projet d'extension du réseau, en fonction d'une conception. Habituellement, une conception passe par plusieurs itérations pour atteindre un équilibre acceptable entre coût et performance.
		Gestion des travaux	Programmation des bons de travaux et suivi, affectation de main-d'œuvre, préparation des nomenclatures, estimations de coût et surveillance.
			Activités de travail planifiées pour renforcer ou étendre le réseau et/ou d'autres biens. Les exemples comprennent une extension de ligne pour nouvel ensemble résidentiel, un nouveau poste, un changement d'appareillage de commutation au niveau d'un poste. Les projets d'investissements en biens de production (c'est-à-dire non facturés à un client) sont habituellement justifiés avec un dossier commercial.
		Plan d'investissements en biens de production	Planification de nouveaux biens ou services avec un arrangement et un engagement pour un financement récurrent d'exploitation et maintenance nécessaire pour les soutenir au coût de cycle de vie prévu le plus faible. Il convient que les investissements en biens d'infrastructure satisfassent aux demandes courantes et prévues dans les limites de la durée de vie prévue des biens.
		Approbation financière	Approbation d'un budget pour un nouveau projet. Les nouveaux projets ne se poursuivent pas sans approbation financière.
	Service clientèle (CSRV)	Planification de programmes et de projets	Mise au point de plans de programmes et de projets qui sont cohérents avec les réglementations appropriées et les attentes des parties prenantes pour les services fournis.
			Cet ensemble de fonctions couvre différents aspects liés aux interfaces clientèle requises à des fins d'exploitation et commerciales.
		Demandes de service	Les nouvelles connexions sont habituellement déclenchées par un appel téléphonique à un représentant du Service clients. Le représentant saisit les informations de contact et les informations d'encasement dans le système d'informations clients de l'entreprise de distribution.
		Demande de renseignements de facturation de construction	Les clients peuvent s'enquérir du prix réel ou proposé pour la construction que l'entreprise de distribution effectue pour le compte du client, telle que les extensions de réseau pour un développeur.
		Demande de renseignements de facturation	Un client ou une source interne peut identifier une question de facturation client. Pour résoudre le problème, des relevés de compteur historiques peuvent être consultés. Une demande peut être émise dans certains cas pour identifier le relevé courant d'un compteur.
		Etat des travaux	Statut d'un ordre d'exécution (par exemple: lancé, en planification, prêt à programmer, achevé sur le terrain, etc.)

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Demande de renseignements en libre-service	Par le biais d'un navigateur web ou d'une unité de réponse vocale, le client peut demander des renseignements relatifs aux services courants et planifiés fournis par l'entreprise de distribution
		Raccordements de clients	Un client peut demander à être raccordé, débranché ou raccorder de nouveau. Une fois l'approbation obtenue, cela se traduit par l'émission d'un ordre d'exécution pour exécuter la demande manuellement ou par une commande et une vérification par le biais d'un réseau AMI si l'emplacement de services en est équipé.
		Mises en service, Coupures	L'alimentation existante peut être mise en service ou coupée par le client ou par l'entreprise de distribution pour cause de non-paiement de facture.
		Pertes de ligne	Permet d'enregistrer les détails des pertes de ligne (éventuelles) pour un point de livraison.
		Contrats sur les niveaux de service	Le contrat de services client documente les termes et conditions entre l'entreprise de distribution et le client pour la fourniture d'électricité.
		Analyse des informations client	Fournit des informations qui incluent des données client, les relevés d'intervalles de lecture de compteur et les consommations.
		Gestion des informations client	Gère les informations client, l'interaction avec le client, la facturation et la résolution des problèmes.
		Présentation et analyse clientèle	Fournit des informations pour que les clients (commerciaux, industriels et résidentiels) accèdent aux données d'utilisation et les analysent pour leurs besoins de gestion de l'énergie.
		Gestion de la relation client	Gère les relations client, y compris les campagnes de marketing, les programmes, les promotions, etc. Cela signale aux clients (notamment aux clients commerciaux et industriels) par email/télémessagerie/SMS les événements à venir (tels que les réponses à la demande (DR), prix de déclenchement, etc.). Ce système peut fournir des installations de groupage, la capacité de fixer les priorités des événements, de personnaliser les messages, etc.
	Gestion des appels sur défauts (TCM)		Les perturbations client liées aux extinctions totales sont émises et comparées avec des données réseau afin de fournir des informations exactes sur l'incident.
		Appels sur panne	Les perturbations client liées aux extinctions totales sont rapportées à l'entreprise de distribution.
		Qualité de l'énergie	Les perturbations client liées à la qualité de l'énergie, tels que basse tension ou facteur de puissance médiocre, sont rapportées à l'entreprise de distribution.
		Avis de coupure planifiée	L'entreprise de distribution signale à l'avance au client les interruptions de service planifiées, habituellement pour effectuer la construction ou la maintenance requise.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Lecture et contrôle des compteurs (MR) [Se référer à la CEI 61968-9]	Point de vente (POS)	Communication par média	L'entreprise de distribution communique ses buts et actions au public. Les actions comprennent sa réponse planifiée aux interruptions majeures de services. Les buts sont notamment de favoriser la prise en charge de certains projets d'entreprise de distribution qui peuvent être le sujet d'un débat public significatif (par exemple: tolle général du public contre l'emplacement d'une nouvelle ligne de transmission).
		Indices de performances	Les indices de performances client comprennent souvent des mesures concernant la fiabilité du système, le nombre moyen d'interruptions, la durée moyenne en minutes par interruption, le nombre moyen d'interruptions momentanées, la qualité de l'énergie et les notations des services client.
		Prévision / confirmation de ré alimentation	Après une coupure, un temps de restauration estimé est donné au client et, après restauration, le client reçoit un appel afin de vérifier que le service a été correctement restauré.
		Historique des interruptions de service	Chaque fiche d'incident créée pour un client est associée à un enregistrement de coupures qui décrit les détails d'une coupure dans une partie du réseau électrique. Ils sont utilisés en combinaison pour comprendre l'historique des services individuels ainsi que dans le contexte des coupures réseau pertinentes.
	Relevé des compteurs (RMR)		Un système de points de vente est utilisé pour gérer les compteurs de prépaiement, lorsqu'un client achète un jeton ou effectue un prépaiement pour un service.
			Ensemble de fonctions requises pour effectuer des lectures à distance d'informations enregistrées au point d'alimentation des clients, ainsi que celles nécessaires pour envoyer des commandes vers les interfaces équipements-clients.
		Relevé de lecture automatique des compteurs (télérelevé)	Le télérelevé est le processus par lequel des relevés de lecture de compteurs sont transmis à un système central d'acquisition de données, typiquement appelé système de lecture automatique de compteurs (Automated Meter Reading, AMR). Le système AMR est chargé de gérer le cycle de vie des compteurs aptes aux communications et de communiquer avec ceux-ci. Il maintiendrait au minimum les définitions des compteurs et des modules de communication associés. Les systèmes AMR peuvent être unidirectionnels par nature, pour l'encaissement ou les relevés de lecture et potentiellement la saisie d'événements issus du compteur, ou être bidirectionnels lorsqu'il existe des fonctionnalités plus avancées pour les données de collecte sur demande, l'invocation de débranchement à distance, de régulation de la charge, etc. L'infrastructure de comptage avancée (AMI) est dérivée des fonctionnalités AMR de base.
		Qualité de l'énergie	Les compteurs peuvent rassembler des informations relatives à la qualité de l'énergie délivrée. Celles-ci pourraient comprendre les événements d'interruption momentanée et/ou durable des services. Elles pourraient aussi inclure des événements basse ou haute tension. Ces informations pourraient être utilisées pour l'analyse des interruptions de services ou la programmation de la maintenance.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Emplacements des compteurs et services clientèle	Les clients peuvent avoir un ou plusieurs comptes clients pour un ou plusieurs emplacements de livraison, chaque emplacement de livraison ayant une adresse spécifiée. Chaque emplacement de livraison a un ou plusieurs compteurs, qui sont reliés à un transformateur de puissance qui assure la connectivité au réseau de distribution électrique. Des définitions de clientèle sont utilisées pour la gestion des interruptions de services, l'analyse de réseau et la facturation des clients.
		Historique d'utilisation	Un planificateur peut utiliser des valeurs de relevés de lecture historiques comme informations de charge qui seraient utilisées à des fins de planification. Cela permettrait de regrouper les utilisations afin de déterminer les charges pour un transformateur ou pour une ligne d'alimentation, ou éventuellement des offres de facturation à paiements égaux présentées par l'entreprise de distribution.
		Commutation clientèle	Un client dans un marché ouvert de vente au détail peut commuter entre des fournisseurs d'énergie. Cela peut exiger une reconfiguration et/ou une réinstallation du compteur. Ce processus impliquerait vraisemblablement une lecture sur demande à des fins de facturation finale.
		Regroupement de données de compteur	Regroupement de données de compteur issues d'un ensemble de compteurs, habituellement associés à un même compte client.
		Détection et vérification des interruptions de services et de la restauration	Lorsqu'une interruption de services n'est pas détectée en raison d'un déclenchement de disjoncteur détecté par le système SCADA, les entreprises de distribution dépendent des appels émis par les clients pour identifier l'emplacement d'un défaut. Afin de prendre en charge une analyse des interruptions de services, certains systèmes AMR peuvent identifier la perte ou la restauration de l'énergie par un compteur en rapportant ces cas à un système de gestion des interruptions de services.
	Infrastructure de comptage avancée (AMI)		Infrastructure qui comprend le matériel et les logiciels de comptage avancés pour mesurer, rassembler et analyser les informations relatives à l'utilisation de l'énergie et informations connexes.
		Gestion de compteur AMI et d'équipements de réseau de communication	Gère le compteur AMI et les équipements de réseau de communication, y compris les essais de compteur AMI et du réseau, le suivi, la maintenance et le fonctionnement du réseau.
		Gestionnaire de services d'événements AMI	Fournit les informations relatives à un compteur spécifique ou un groupe de compteurs pour un événement particulier. Il agit comme une passerelle pour communiquer entre les systèmes de l'entreprise de distribution et les dispositifs de terrain (surtout des compteurs AMI) à travers le réseau AMI. Permet à des représentants de services clientèle et autre personnel commercial d'interroger des dispositifs spécifiques afin de résoudre les problèmes en un court laps de temps. Il inclut l'acheminement d'alertes et d'alarmes en temps réel.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Réponse à la demande (DR)	Gestion des réponses à la demande	Gérer la consommation du client en fonction des conditions d'alimentation et/ou du prix de l'énergie.
		Gestion de ressources de demande des clients commerciaux et industriels	Gère les programmes de réponses à la demande, du point de vue de l'entreprise de distribution. Cela comprend la commande de charge, l'intégration au système DMS et la gestion des programmes DR. Utilise des données historiques ainsi que des données saisies de l'extérieur pour effectuer des prédictions et une analyse par simulations pour les besoins de DR.
	Régulation de la charge (LDC)	Régulations de charge	Gère les informations fournies par les clients commerciaux et industriels, y compris les gros maîtres d'ouvrage sur la capacité de leurs bâtiments à gérer les signaux de prix et les demandes de réponses à la demande. Rattache les besoins des clients commerciaux et industriels, y compris les systèmes de gestion de bâtiments, au monde des DR.
		Application de tarifs dynamiques	Les clients qui acceptent cette option de service sont capables d'ajuster leur consommation par rapport aux tarifs selon la période d'utilisation en fonction de la variation des coûts quotidiens et saisonniers de l'énergie. L'équipement automatique (ou manuel) permet aux clients d'ajuster leur consommation en réponse aux variations de prix (régulation des appareils de chauffage électrique, d'eau chaude, de gros appareils domestiques, etc.). Les demandes de régulation de charge peuvent souvent être faites à un système SCADA et/ou AMI à des fins de restriction volontaire ou obligatoire) des charges. Cette demande est typiquement lancée à partir des exploitations du réseau (Network Operations, NO) ou autres sources. Un signal de commande de charge se traduit typiquement par l'effacement du type préconfiguré de charge (par exemple: climatisation, pompes, etc.). Le pilotage de la charge forme typiquement une partie intégrante de plans de réduction volontaire de la demande qui sont une alternative au délestage.
	Fonctionnement du compteur (Meter operations, MOP)	Travaux sur compteur de terrain	Des signaux et/ou programmes de tarification en temps réel peuvent être envoyés à un compteur via le système SCADA et/ou AMI. Cela peut se faire de plusieurs façons: (1) signal de prix émis en temps réel identifiant un prix pour une durée déterminée, (2) programmes selon le temps d'utilisation (time-of-use, TOU), (3) programmes de prix de l'énergie publiés à l'avance.
			Chargé de gérer le déploiement, la maintenance et l'utilisation de compteurs dans un territoire de service bien défini. Actes consistant à installer, inspecter, entretenir et mettre hors service les compteurs

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Configuration de compteur	Lorsqu'un compteur est installé pour le télécomptage, il doit être configuré pour pouvoir être utilisé par le système de comptage. Un compteur peut être configuré avec des informations dépendant du type de compteur telles que les définitions du temps d'utilisation. Le système de comptage peut avoir besoin d'enregistrer les informations liées à la voie de communication.
	Gestion des données de compteur (Meter data management, MDM)		Cette fonction rassemble, valide, stocke et distribue les relevés et données événementielles issus des compteurs et autres dispositifs finaux vers d'autres fonctions et systèmes de l'entreprise. La fonction gestion des données de compteur prend en charge diverses applications d'utilisation finale, y compris, sans que cela soit limitatif, la facturation, la gestion des charges, les prévisions de charges, la réponse à la demande, la gestion des interruptions de services, la gestion du patrimoine ainsi que la planification et la maintenance du réseau de distribution. En outre, la fonction gestion des données de compteur fournit fréquemment un point commun pour la gestion, la conduite de systèmes de comptage (metering systems, MS) et les compteurs et dispositifs finaux en aval, y compris les dispositifs PAN. Les fonctions prises en charge comprennent les communications bidirectionnelles avec des systèmes de comptage et des dispositifs finaux pour effectuer des lectures sur demande ainsi que des fonctions de commande comprenant la configuration à distance, les opérations de débranchement/rebranchement/réinitialisation de demande à distance et les fonctions de régulation de la charge et de réponse à la demande. La fonction gestion des données de compteur a une importance supplémentaire lorsque des entreprises de distribution ont plus d'un système de comptage, car ce composant abstrait protège les systèmes et applications tels que système d'information clientèle, facturation et planification contre la nécessité de les intégrer à plus d'un système de comptage.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Système de comptage (MS)		Le système de comptage gèrera les demandes et acheminera les données des compteurs, les événements des compteurs, les réponses des compteurs, les événements du système de compteurs, et autres données à valeur ajoutée vers l'entreprise. En fonction du système de comptage, le traitement des demandes et des événements peut impliquer plusieurs étapes à travers des réseaux publics ou privés, des spectres RF sous licence ou sans licence, des systèmes normalisés ou propriétaires, d'une façon unidirectionnelle ou bidirectionnelle. Noter que les systèmes de comptage sont considérablement divers quant aux technologies utilisées, aux protocoles utilisés, aux capacités et à la fréquence de la collecte de données. Les détails des organes internes des compteurs, des transports et des protocoles de communication ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme (CEI 61968-1). L'attention est axée sur les formats de messages normatifs (tels que les types de messages de la CEI 61968-9) et les plans recommandés de mise en œuvre pour les services ESB, JMS et Web (CEI 61968-100).
		Commande et reconfiguration	Responsables pour: (1) interface principale pour l'exécution de commandes de contrôle de compteur à distance; (2) interface pour exécuter une commande de lecture sur demande; (3) communication d'informations relatives au système de paiement; (4) agir comme passerelle de communication pour des dispositifs de régulation de la charge. Noter que tous les systèmes de comptage (MS) n'ont pas la capacité d'envoyer des messages à des compteurs.
		Collecte de données	Responsable pour: (1) la collecte des relevés de lecture et des statuts. Les relevés de lecture et le statut peuvent être obtenus par des moyens manuels ou automatisés; (2) la transmission des relevés de lecture et du statut des compteurs vers un système de gestion de données de compteurs (meter data management, MDM); (3) la transmission des données événementielles relatives à la fiabilité et à la qualité de l'énergie vers un système de gestion des interruptions de services.
	Maintenance de compteur (Meter maintenance, MM)		Ce composant est typiquement étroitement lié au système de comptage (MS) et, de ce fait, les interfaces entre le MS et ce composant abstrait ne relèvent pas du domaine d'application de la présente Norme internationale.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Données du compteur (Meter data, MD)		Le compteur enregistre les données utilisées pour les tarifs des réseaux publics, les données utilisées pour le mécanisme d'équilibrage de réseau et la facturation de l'énergie. Les relevés de lecture saisis par les compteurs sont intégrés sur une durée avant d'être présentés à des fins de facturation. Les entités de facturation peuvent corriger les données ou, dans certaines régions, le fournisseur d'énergie peut accomplir la validation, l'édition et l'estimation (validating, editing, and estimating, VEE) selon des règles établies par l'organisme approprié de réglementation et de surveillance. Dans tous les cas, ces connexions sont mises à la disposition de l'utilisateur qui les demande. Les données de compteur sont utilisées pour la facturation de l'énergie et autres besoins potentiellement différents. Les données principales utilisées à ces fins, selon le compteur, comprennent: (1) les index de puissance active et réactive, (2) le programme de diagramme de charge (puissance active, profil de charge de puissance active), (3) maxima d'énergie active et réactive (maxima de la demande), (4) profil de tension, (5) programmes de diagrammes de puissance réactive (production, consommation), et (6) horodatages de demande maximale.
	Réseau dans un local (PAN)		Pour communiquer (par exemple des messages textuels, et des signaux de commande) entre entreprises de service électrique et dispositifs dans un réseau local (PAN, Premise Area Network) via un réseau-AMI (infrastructure avancée de comptage). Plus d'informations sur le composant abstrait PAN peuvent être trouvées dans la section Externe au DMS (EXT) de cette table.
<u>Externe au DMS</u> <u>(EXT)</u>			
	Négoce de l'énergie (Energy trading, ET)	Analyse du marché et prévision	Engagement dans l'échange, l'achat ou la vente de biens dans un marché de l'énergie.
			Prévision d'une augmentation de charge à long terme.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Vente au détail (RET)	Facturation et règlements	Le prix selon la durée (typiquement horaire) établi par l'échange pour lisser les positions hautes, solder les échanges et régler tous les comptes entre membres pour chaque mois de contrat. L'entreprise de distribution fournit les données de compteur à la chambre de compensation du marché.
		Enregistrement et radiation	Une entreprise de distribution engage une entité pour la représenter sur le marché. Ce participant au marché s'enregistre auprès de l'opérateur de marché afin de participer à certains types de transactions.
			Fonctions qu'une entreprise de distribution accomplit pour vendre en petites quantités au client final.
		Marketing	Processus associé à la promotion de soldes et de services. Les composants classiques du marketing comprennent le produit, le prix, la place et la promotion.
		Règlements	Résolution des différends entre l'entreprise de distribution et les diverses parties prenantes. Par exemple, un conflit entre l'entreprise de distribution et son client concernant le prix facturé peut être résolu dans un tribunal.
		Enregistrement des clients	Collecte d'informations relatives à un client nécessaires pour que le client en question établisse un compte avec l'entreprise de distribution.
		Diversification de la ligne des produits	Technique de marketing utilisée pour établir une forte identité dans un marché spécifique, souvent par l'introduction de différentes variétés du même produit ou service de base.
		Gestion de portefeuille	Gestion des portefeuilles-titres et des biens détenus par une entreprise de distribution.
			Acte de vendre des produits et des services proposés par l'entreprise de distribution à ses clients.
		Comptes principaux	Clients d'importance stratégique et/ou ceux ayant des charges substantielles et/ou des besoins spéciaux.
	Ventes (SAL)	Prise de commandes	Processus par lequel des clients fournissent des informations pour demander des produits et/ou des services livrés par l'entreprise de distribution. La prise de commandes peut être effectuée manuellement ou par des moyens électroniques, comme par exemple le fait que le client remplisse un formulaire sur le site web de l'entreprise de distribution.
		Demandes de client	Acte ou instance du fait qu'un client demande quelque chose à l'entreprise de distribution.
		Traitement et satisfaction de commandes	Processus de réception, de service et de suivi des commandes du client.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Planification et gestion des parties prenantes (Stakeholder planning and management, SPM)		Conscience, suivi et gestion des besoins et des problèmes des diverses parties prenantes de l'entreprise de distribution.
		Planification et génération de rapports réglementaires	Planification et génération de rapports relatifs aux réglementations concernant l'environnement, aux réglementations concernant les achats/ventes, aux réglementations tarifaires, aux réglementations concernant le traitement des clients.
		Surveillance des normes de service	Définition de normes pour les niveaux attendus de service et surveillance de la performance par rapport à ces normes.
		Voies de droit	Surveillance et participation selon le cas à des processus juridiques ayant un impact direct et indirect sur l'entreprise de distribution. Cela inclut l'évaluation des risques associés et la détermination des réponses et plans d'action préférentiels.
	Achats et logistique (SC)		Gestion des processus permettant d'acquérir les fournitures nécessaires, de suivre les livraisons acquises et commandées et leur allocation à des fins autorisées.
		Achats	Achat de biens et d'éléments matériels provenant de divers fournisseurs. Dans la mesure du possible, plusieurs fournisseurs sont qualifiés pour livrer des fournitures professionnelles standard, appelées "unités compatibles", afin qu'en cas de problème avec un fournisseur donné, l'entreprise de distribution ait suffisamment de fournisseurs de remplacement pour être sûre que l'avancement du travail n'est pas défavorablement influencé.
		Gestion de contrats	Gestion des contrats avec les fournisseurs afin de s'assurer que les biens et éléments matériels nécessaires sont fournis avant qu'on en ait besoin à des fins de maintenance, de construction et autres fins. Afin de réduire au maximum les coûts d'immobilisation encourus lorsque des biens et éléments matériels substantiels restent en stock pendant de longues périodes, un effort est fait pour que les fournitures soient livrées juste avant qu'on en ait besoin.
		Logistique du magasin	Suivi et gestion d'inventaires (biens et éléments matériels) qui sont stockés en vue d'une utilisation ultérieure.
		Gestion des matériaux	Gestions des biens et éléments matériels depuis le moment de leur achat jusqu'au moment où ils sont installés ou utilisés.
	Gestion des comptes clients (ACT)		La gestion des comptes clients implique de soutenir les clients de l'entreprise de distribution avec le suivi, le statut et les plans avec des matériaux tels que les incidents rapportés, les événements de défaillance de service, les interruptions de services planifiées, les matériaux de conformité, l'historique des interruptions de service, les accords de service, la facturation mensuelle, la facturation de constructions, etc.
		Niveau d'offre de crédit	Vérification et compréhension des tarifs de crédit applicables aux clients pour déterminer les termes financiers qu'il convient de leur offrir dans des accords.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Crédits et encaissements	Le crédit peut être étendu à des clients en fonction de termes prédéterminés, tels que les taux d'intérêt qui s'appliquent par période depuis que la quantité facturée est devenue due. Les encaissements se réfèrent aux procédures qu'une entreprise de distribution suit pour s'assurer que les paiements de facture sont effectués selon des procédures suivies dans les scénarios de non-paiement tels qu'indiqués par les termes de l'accord avec le client.
		Facturation et paiements	Gestion des processus globaux de facturation client et de paiements, les paiements étant suivis par rapport aux factures correspondantes.
		Profilage de la clientèle	Le profilage de la clientèle est effectué dans le but de comprendre la démographie et le type de services qui peuvent être requis ou intéressants dans des territoires de services. Les clients peuvent être contactés pour divers types de services en option en fonction de leur profil.
		Rendez-vous	La programmation des rendez-vous avec les clients et leurs représentants du service clients et autres employés pertinents de l'entreprise de distribution et entrepreneurs.
		Classification des contacts et suivi	Classification et suivi des clients et de leurs demandes. En plus des vastes catégories de clients industriels, commerciaux et résidentiels, une entreprise de distribution surveille typiquement plusieurs autres détails pour les classer en catégories en fonction de leurs exigences de types de services.
		Lettres et notifications	Correspondance avec les clients les tenant informés des divers sujets de l'entreprise de distribution susceptibles de les intéresser, notamment les sujets ayant un impact sur leurs services ou leurs prix.
		Gestion des plaintes, des différends et des problèmes	Recherche, résolution et suivi avec les clients concernant les plaintes, différends et problèmes.
		Regroupement des données fournisseur	Les clients peuvent avoir plusieurs points de livraison et plus d'un fournisseur d'énergie. Avant le calcul d'une facture, les données fournisseur sont regroupées en comptes appropriés selon des accords.
		Calcul de facture	Création de factures pour les services fournis conformément aux accords. Les services comprennent les raccordements, l'éclairage public, les divers types de demandes de travaux, la consommation d'énergie, etc.
		Production de factures	Une fois qu'elles sont calculées, la génération et l'envoi des factures par courrier aux clients.
		Traitement des paiements	Traitement des paiements effectués par les clients contre factures.
	Finances (FIN)		Performance financière dans toute l'organisation, qui comprend l'évaluation des projets d'investissements, de la maintenance ou de l'exploitation. Ces processus impliquent les coûts du risque et des prestations ainsi que l'impact sur les niveaux de service.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Gestion basée sur les activités	Comptabilité analytique basée sur les activités métier (processus) plutôt que sur les catégories de coûts traditionnelles uniquement.
		Comptes créditeurs	Suivis des paiements dus pour les services rendus et/ou les produits livrés par diverses parties prenantes engagées en affaire avec l'entreprise de distribution.
		Comptes débiteurs	Suivi des montants dus à l'entreprise de distribution pour les services fournis à ses clients et autres parties prenantes concernées, par exemple: utilisation de ses installations dans les marchés de l'énergie; utilisation conjointe de ses structures et zones de circulation (jouissances de passage), etc.
		Prévisions	Les budgets futurs et les ajustements apportés aux budgets existants reposent sur les engagements financiers courants et prévisionnels ainsi que sur les besoins présents et prévus classés par ordre de priorité.
		Budgétisation	Les budgets en registre d'une entreprise de distribution soutiennent le transfert de montants budgétaires entre toutes les applications sources possibles dans toute l'entreprise et un grand livre général ou une application budgétaire générale.
		Grand livre général	Registre des comptes dans lequel les débits et les crédits sont reportés à partir de journaux, où les transactions sont enregistrées en premier lieu. Les entrées des journaux sont reportées périodiquement dans le grand livre.
		Comptabilité réglementaire	Suivi et génération de rapports des métriques requises à des fins de réglementations. Elles couvrent divers sujets tels que la fiabilité, les émissions, les produits chimiques et la mise au rebut de l'huile, etc.
		Comptabilité fiscale	Les services fiscaux doivent être compris par les unités commerciales (organisations) ainsi que toutes les unités commerciales couvertes par un service fiscal. Le site mettant en service des unités commerciales et les unités commerciales comptables, entre autres, doivent être à même de satisfaire aux exigences fiscales selon l'administration fiscale (tribunal, ville, cité, état, province, etc.).
		Trésor	Gestion du dépôt et du décaissement de fonds recueillis, où les recettes sont déposées, conservées et décaissées. Il est chargé des finances et notamment de la collecte, de la gestion et de l'utilisation des recettes.
		Métrique financière	Une métrique financière est établie et surveillée afin d'être à même de mesurer la performance financière par rapport aux objectifs financiers qui sont définis en conformité avec les stratégies et plans d'entreprise globaux.
		Planification stratégique	Planification de la stratégie d'entreprise en fonction de sa situation actuelle et de la mission de l'entreprise de distribution, toujours accomplie en tenant dûment compte des objectifs financiers et de la performance financière antérieure. Outre la métrique financière, de nombreuses entreprises utilisent une approche équilibrée par tableaux indicateurs pour prendre en considération d'autres facteurs stratégiques tels que les processus nécessaires pour satisfaire aux besoins ciblés des clients.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
Planification et reporting commerciaux (BPR)	Développement des activités	Développement des activités	Activités entreprises pour développer de nouvelles affaires avec des clients et segments de clients ciblés en fonction des plans de développement ("business plans") de l'entreprise de distribution. Ce développement inclut souvent la collaboration de divers partenaires commerciaux.
		Relations avec les autorités de réglementations	Maintien de relations positives avec les organismes de régulation applicables afin de comprendre correctement leurs exigences, d'avoir leur assistance pour travailler sur diverses questions et discordances relatives à la réglementation, d'influencer une nouvelle législation et de réduire les risques associés à des réglementations nouvelles et potentielles.
		Actif immobilisé	Un certain type de registre récapitulatif des immobilisations est typiquement utilisé pour accumuler des charges financières détaillées par des moyens tels que comptes de bilan, compte d'exploitation, emplacement, type, entreprise de fusion (si applicable), et période comptable. Il est typiquement utilisé pour déterminer les éléments d'actif totaux de l'entreprise qui servent à calculer l'amortissement mensuel, entre autres.
		Débiteurs divers	Diverses parties prenantes qui ne s'inscrivent pas dans les catégories financières traditionnelles qui doivent des paiements à l'entreprise de distribution pour des raisons atypiques.
	Planification et reporting commerciaux (BPR)		Compréhension, génération de rapports et planification de la performance commerciale à l'échelle de l'entreprise, à l'échelle d'une unité commerciale et à l'échelle départementale.
		Modélisation commerciale stratégique	Modélisation de la stratégie commerciale afin de comprendre l'impact potentiel des opportunités et des incertitudes critiques ainsi que les éléments moteurs internes et externes du métier, ce qui permet d'optimiser la stratégie et les plans pour la mettre en œuvre.
		Stratégie et planification de la main-d'œuvre	Compréhension des besoins en main-d'œuvre de l'organisation dans le cadre de scénarios d'affaires prévus et potentiels et planification de la manière dont les rôles requis seront joués par les employés et les contractuels.
		Génération de rapport de gestion	Rapports relatifs aux KPIs (Indicateurs de Performances Clefs) débattus dans "évaluation de la performance".
		Comptes de gestion	Suivi et gestion de divers comptes significatifs en termes d'évaluation et de planification commerciales.
		Evaluation de la performance	Les indicateurs principaux de performance (Key performance indicators, KPI) sont définis afin de pouvoir mesurer l'avancement par rapport aux objectifs commerciaux, qui sont définis en fonction de la stratégie commerciale globale. Cette métrique couvre typiquement les éléments tels que la performance financière, la performance en fiabilité, le service clients, l'utilisation et les coûts de la main-d'œuvre, l'utilisation des biens et plus. La mesure de ces KPI fournit le moyen d'évaluer la performance commerciale à l'échelle de l'entreprise, à l'échelle de l'unité commerciale et à l'échelle départementale.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
	Locaux (PRM)	Évaluation de l'impact commercial	évaluation de l'impact et des implications des scénarios commerciaux potentiels dus à divers éléments moteurs, tels que changements de réglementation, nouveaux participants au marché, coûts/disponibilité de carburant, etc.
		Risque et commandes	Surveillance, compréhension et gestion des risques impliqués dans les activités métier et s'assurer que les politiques, les processus et les pratiques viennent à l'appui de cet objectif.
			Informations concernant l'emplacement d'un service.
		Gestion d'adresse	Suivi d'adresses pertinentes pour des emplacements de services, la facturation, des organisations, etc.
		Jouissances de passage, servitudes, concessions	Gestion de divers types de permis nécessaires pour travailler et maintenir le service en un emplacement.
	Ressources humaines (HR)	Gestion des biens immobiliers	Gestion de registres de biens immobiliers qui sont utilisés à des fins diverses.
			Les informations de ressources humaines contiennent les informations personnelles de chaque employé. Elles comprennent des données telles que le code de fonction, le statut d'employé, le service ou la place dans l'organisation et les compétences liées au travail. Ces informations sont souvent nécessaires et mises à jour par des sous-fonctions métier orientées gestion de projet et de travaux.
		Protocoles de santé et sécurité	Les procédures de données de sécurité sont utilisées pour fournir des informations sur la manière de manipuler en toute sécurité les équipements électriques, les produits chimiques, les matériaux, etc. Des rapports sont générés concernant les accidents qui se sont produits dans une période donnée.
		Effectifs	Paiement des employés pour leurs services sur une base périodique, avec les impôts et autres déductions appropriés prélevés et remis aux organismes appropriés.
		Administration de la sécurité	Elle inclut la sécurité du personnel du réseau, du public et des clients.
		Formation	Processus assurant que les employés et sous-traitants sont correctement formés pour le travail qui est exigé d'eux.
		Suivi des qualifications	Informations telles que le statut de permis de conduire commerciaux, certification de pelle rétrocaveuse commerciale, habilitations et les détails sur le statut de formation, d'éducation et de diplômes.
		Suivi des horaires des équipes	Compte-rendu des temps sur une base de poste de travail pour chaque employé.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Administration des indemnités	Santé et avantages sociaux, congé désigné, accumulation de congés, pension, plans de retraite, remboursement de scolarité, rémunération différée de direction, gratification et diverses primes.
		Évaluation des employés, entretiens et rémunérations	Évaluations de la performance de l'employé et réalisation d'indicateurs. Rémunération saisie et gérée pour tous les employés.
		Recrutement	Processus de recherche de nouveaux employés, qui comprend la mise en correspondance de l'expérience et des compétences requises avec les places vacantes.
		Gestion des frais	Établissement de procédures et de lignes directrices, revue des demandes de remboursement de frais déposées par les employés et les entrepreneurs et résolution des discordances, autorisation de paiements des frais
	Relations publiques (PI)		Systèmes d'informations du public extérieurs à l'entreprise de distribution, donne des informations sur la météorologie et les événements majeurs pertinents pour les opérations de l'entreprise de distribution.
	Fournisseur de services énergétiques (Agréateur) (ESP)		Personne ou entreprise combinant deux ou plusieurs clients en une seule unité d'achat afin de négocier l'achat de l'électricité auprès de fournisseurs d'électricité au détail ou la vente à ces entités. La transaction peut inclure la consommation et la demande d'électricité, la production de DER (Micro-réseau) des "Mégawatts" de réponse à la demande, et services auxiliaires. Les agrégateurs combinent aussi des participants plus petits (comme des fournisseurs ou clients ou quota) afin de permettre aux ressources réparties de jouer dans les marchés plus grands.
	Réseau dans un local (PAN)		Également appelé parfois Réseau domestique (Home Area Network, HAN). Il s'agit d'un réseau pour la communication entre des dispositifs dans un local (ou une résidence). Il fournit la technologie permettant la communication à distance avec des dispositifs dans un local à des fins telles que la régulation de la charge et la réponse à la demande.
	Réseau dans un local (PAN)	EMS de client dans un PAN	Surveille et gère l'utilisation de l'énergie dans la résidence du client ou son affaire dans un environnement PAN. Il inclut des postes d'affichage pour interagir avec le système et permet au client de programmer des fonctions, de réguler la charge et d'afficher les coûts et l'utilisation de l'énergie ainsi que les informations connexes. Il peut être programmé pour entreprendre une action en fonction d'entrées de prix ou de messages d'événements provenant de l'entreprise de distribution ou de modifications apportées à la charge du client. Il s'interface avec des dispositifs PAN et un compteur intelligent.

Fonctions métier	Sous-fonction métier	Composants abstraits	Description
		Gestion de dispositifs PAN	Permet d'enregistrer, de radier et de suivre des dispositifs PAN via un réseau PAN. Les dispositifs PAN comprennent, sans y être limités, les thermostats, les affichages dans les locaux, les systèmes de gestion de l'énergie, les appareils intelligents et les ressources énergétiques réparties. Les informations suivies relatives aux dispositifs comprennent le statut d'enregistrement, les dates effectives de participation à des programmes, et des identificateurs uniques (par exemple, numéro de série de dispositif, adresse MAC) nécessaires pour authentifier et enregistrer un dispositif PAN auprès d'un compteur intelligent/ESI (Energy Service Interface, interface de service d'énergie) d'un client. Ce composant peut aussi fournir une fonction de commande "ping" permettant d'interroger un dispositif sur son statut. Le composant Device Management (gestion de dispositif) pourrait faire partie de l'EMS Client dans un PAN.
		Tarification	Permet à l'entreprise de distribution (ou à un tiers) d'éditer des informations de tarification à l'attention de dispositifs PAN pour informer les clients du prix de l'énergie s'ils sont engagés dans un programme lié à la tarification.
			Permet à l'entreprise de distribution (ou à un tiers) d'envoyer des messages à des clients spécifiques ou groupes de clients qui sont engagés dans un programme connexe tel que le programme de réponse à la demande. Un exemple de message textuel envoyé à des dispositifs PAN est d'informer les clients du calendrier des événements du programme (début, fin et/ou durée).
		Réponse à la demande et régulation de la charge dans un PAN	Fournit une interface pour la Réponse à la demande et la Commande de charge pour réduire l'utilisation de l'énergie pendant les heures de pointe.
			Il permet également à l'entreprise de distribution (ou à un tiers) d'envoyer un message d'événement de régulation de la charge à des compteurs intelligents/ESI bien ciblés. Le message peut ensuite être transmis/notifié à des dispositifs PAN qui sont enregistrés auprès des compteurs/ESI.

4 Recommandations relatives à l'infrastructure d'intégration

4.1 Généralités

La CEI 61968-1 décrit les recommandations relatives aux infrastructures inter-applications nécessaires pour intégrer des composants distribués dans l'entreprise. Les services et les fonctionnalités décrits sont indépendants de l'infrastructure d'intégration sous-jacente. Dans les recommandations suivantes, un "événement" est une unité d'échange d'informations qui est diffusée de manière asynchrone par sa source ("push"). Un "composant" est un module du logiciel d'application qui est un composant du bus d'intégration en tant qu'éditeur ou souscripteur (récepteur) d'un échange d'informations.

Le processus métier commence par l'identification des informations à échanger et les composants impliqués. Cela fait typiquement participer un éditeur qui dispose des informations et lance l'échange, et aucun ou plusieurs souscripteurs qui recevront les informations.

Selon les recommandations de la série CEI 61968, il convient qu'une infrastructure inter-applications de l'entreprise conforme:

- a) permette à des composants d'échanger des informations de complexité arbitraire;
- b) soit capable d'être mise en œuvre en utilisant diverses formes de technologies d'intégration (par exemple: services web, Java EE, courtiers de message, intergiciel orienté message, bases de données, ou autres) (Se référer à l'Article 5);
- c) fournisse une fonctionnalité de modèle d'échange des informations (Se référer à l'Article 6) que les utilisateurs emploient pour décrire les informations à échanger. Cette fonctionnalité présente à l'utilisateur les modèles des événements et des composants auxquels ils se rapportent, et permet à de nouveaux échanges d'être ajoutés aux anciens. De cette manière, un modèle d'échange complet de l'entreprise, adapté aux besoins spécifiques de la distribution, peut être mis sur pieds, ce qui est préférable à un ensemble de modèles indépendants;
- d) permette à des composants éditeur et/ou souscripteur d'être déployés par des administrateurs système indépendamment d'autres composants dans la mesure où les interfaces demeurent les mêmes;
- e) garantisse, dès qu'un type d'événement donné est publié, que des composants souscripteurs additionnels peuvent être configurés pour recevoir l'événement sans devoir faire des modifications ou adjonctions au composant éditeur.

4.2 Méthodologies d'analyse des exigences

Pour aider à résoudre le problème du partage efficace des informations dans les départements de l'entreprise d'électricité et leurs systèmes, une convention de modélisation commune ou un langage commun est nécessaire. Un langage de modélisation prolonge le langage naturel en ajoutant des concepts formels pour aider à la communication en réduisant les ambiguïtés. En employant un langage de modélisation commun pour toutes les entreprises de distribution, ces entreprises de distribution peuvent mieux définir quels besoins en informations ont à être partagés entre les départements.

Il convient que le langage de modélisation choisi soit assez riche pour détailler les exigences et qu'il soit orienté sur des graphiques (diagrammes visuels) pour le rendre plus facile à utiliser, plus largement accepté, et supporté par des outils de prix raisonnable. Se référer à l'Annexe A informative pour de plus amples informations concernant cette méthodologie qui a été utilisée pour le développement de la série CEI 61968.

5 Profil d'interface

5.1 Généralités

L'Article 5 est organisé selon le profil d'interface tel qu'il est illustré par la Figure 4.

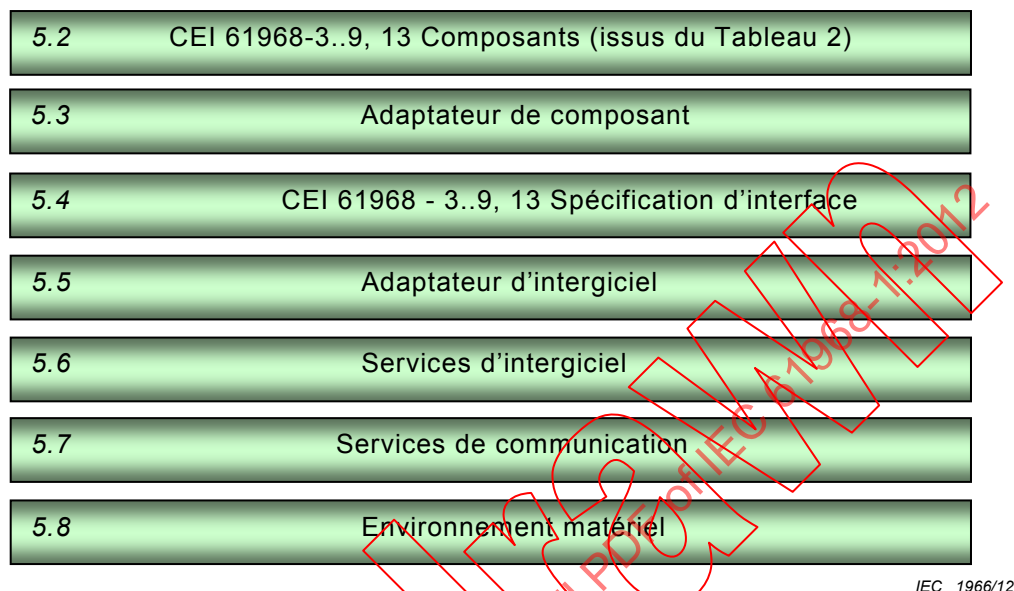


Figure 4 – Vue d'ensemble du profil d'interface et des numéros de paragraphes correspondants

Les recommandations pour les différentes parties de ce profil d'interface sont expliquées dans les alinéas suivants.

5.2 Composants abstraits

L'échange des informations entre des composants peut être une donnée ou le résultat de l'exécution d'une fonction (ce qui signifie que cette fonction peut être sollicitée à distance) et en ce sens est appelé échange de services (services exchange). Par exemple, un composant peut être une application classique, procédurale (également désignée sous le nom d'une application ancienne) ou une application entièrement orientée objet et construite sur une technologie récente. En outre, des composants peuvent être distribués à travers le réseau (LAN, Intranet, WAN privé d'entreprise ou même l'Internet public), permettant le déploiement flexible des applications du DMS dans l'architecture d'information et de communication (ICT) au niveau global de l'entreprise. Le domaine d'application d'un composant est illimité: il peut exécuter n'importe quelle fonction exigée pour la gestion de la distribution. Des catégories typiques de fonctions sont montrées dans le modèle d'interface de référence à l'Article 3.

Un composant peut être soit conforme au profil, ce qui signifie qu'il connaît, comprend et satisfait aux exigences des services, soit non conforme au profil. Un composant qui est non conforme au profil doit être rendu conforme avant qu'il ne puisse jouer son rôle dans les interactions de services (voir 5.3). Chaque fournisseur d'applications récentes de DMS peut avoir sa propre architecture d'application, sa propre API et son propre mécanisme d'interfaçage de l'application avec d'autres produits du même fournisseur. De telles applications existantes peuvent très bien avoir un rôle important comme client des services. Mais l'industrie ne peut pas compter sur le fait qu'un fournisseur reconfigure toutes ses applications existantes en nouvelles versions qui soient conformes au profil. Même les nouvelles applications peuvent ne pas être toujours conformes à des profils, mais utilisent à la place l'architecture et l'interface d'application éprouvées spécifiques au fournisseur. Par conséquent, les composants non conformes aux profils seront probablement en majorité pendant les premières étapes de la mise en œuvre de la série CEI 61968. Quand la série

CEI 61968 deviendra plus largement acceptée, les composants conformes à des profils deviendront plus largement disponibles.

Pour les composants, la recommandation de la série CEI 61968 est qu'il convient que les applications mettent en œuvre au moins l'une des interfaces telles que spécifiées dans la série applicable de documents à partir de la norme CEI 61968-3 et normes suivantes.

5.3 Adaptateurs de composant

Un adaptateur de composant dans le contexte de la série CEI 61968 est un logiciel conforme à des profils qui permet à une application de logiciel non conforme d'utiliser les services. En tant que tel, l'adaptateur de composant va aussi loin que nécessaire, mais pas plus, pour rendre le composant conforme à une ou plusieurs spécifications d'interfaces spécifiques de la série de normes CEI 61968-3 et normes suivantes.

5.4 Spécification d'Interface

Les recommandations de la spécification d'interface de la série CEI 61968 se composent de trois parties: les spécifications des profils particuliers aux composants et les spécifications des services qui sont communs à un environnement informatique distribué basé sur les composants. Les spécifications individuelles d'interface de la CEI 61968 pour les secteurs fonctionnels (voir le modèle d'interface de référence à l'Article 3) sont disponibles dans les parties suivantes de la présente norme (CEI 61968-3 à -9 et -13).

Il convient que les parties d'une spécification d'interface CEI 61968:

- a) soient déclaratives, contenant des attributs, des méthodes et des paramètres autant que nécessaire pour tous les échanges de service qui font partie de la spécification d'interface spécifique;
- b) soient neutres vis à vis du langage de programmation;
- c) mettent en évidence la séparation entre l'interface logique et sa mise en œuvre;
- d) soient agnostiques du point de vue de l'intergiciel.

Les recommandations pour les spécifications d'Interface spécifiques au composant se fondent sur les normes.

Les modèles de services communs recommandés sont présentés dans la CEI 61968-100.

5.5 Adaptateur d'intergiciel (middleware adapter)

Un adaptateur d'intergiciel (middleware) au sens de la série CEI 61968 est un logiciel conforme aux profils qui accroît les services existants de l'intergiciel afin d'assurer qu'une infrastructure inter-applications de l'entreprise de distribution prend en charge les services et modèles recommandés. En tant que tel, l'adaptateur d'intergiciel va aussi loin que nécessaire, mais pas plus, pour rendre l'ensemble utilisé des caractéristiques de l'intergiciel conforme aux exigences d'une ou plusieurs spécifications d'interface disponibles dans la série CEI 61968-3 à -9. Dans ce contexte, les services d'intergiciel représentent non pas une seule interface, mais un ensemble d'interfaces pour un ensemble de services correspondants pour des composants.

Par exemple, chaque composant du fournisseur peut utiliser intérieurement tout intergiciel (ou aucun intergiciel du tout) qui est approprié pour les besoins de la fonction métier spécifique. Ainsi une entreprise de distribution ne peut pas faire l'hypothèse que deux composants arbitraires utiliseront toujours la même mise en œuvre des services d'intergiciel utilisés par l'entreprise. Ainsi un adaptateur d'intergiciel est requis, lequel agira en tant que "passerelle" pour les échanges CEI 61968 produits par un composant vers les services d'intergiciel implémentés dans l'/les autre(s) composant(s) (qui peuvent être basés sur d'autres intergiciels).