

DIN EN 61968-1

ICS 35.200

**Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung –
Systemschnittstellen für Netzführung –
Teil 1: Schnittstellenarchitektur und allgemeine Anforderungen
(IEC 61968-1:2003);
Deutsche Fassung EN 61968-1:2004, Text Englisch**

Application integration at electric utilities –
System interfaces for distribution management –
Part 1: Interface architecture and general requirements (IEC 61968-1:2003);
German version EN 61968-1:2004, text English

Intégration d'applications pour les services électriques –
Systèmes d'interface pour la gestion de la distribution –
Partie 1: Architecture des interfaces et spécifications générales (CEI 61968-1:2003);
Version allemande EN 61968-1:2004, texte anglaise

Gesamtumfang 72 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Beginn der Gültigkeit

Die von CENELEC am 2003-12-01 angenommene EN 61968-1 gilt als DIN-Norm ab 2004-09-01.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61968-1:2002-06.

Die Internationale Norm IEC 61968-1:2003-10 „Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 1: Interface architecture and general requirements“ ist unverändert von CENELEC als Europäische Norm EN 61968-1:2004-01 und somit in das Deutsche Normenwerk übernommen worden (in der vorliegenden Norm mit geänderten Seitenzahlen).

Für die vorliegende Norm ist das nationale Arbeitsgremium K 952 „Netzleittechnik“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 57 „Power system control and associated communications“^a der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet, und zwar durch die WG 14 „System interfaces for distribution management (SIDM)“, in Abstimmung mit der WG 13 „Energy management system application program interface (EMS/API)“.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zum Jahr 2005 unverändert bleiben soll. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

Da sich die Benutzer der vorliegenden Norm der englischen Sprache als Fachsprache bedienen, wird mit der Deutschen Fassung der von CENELEC für EN 61968-1 beschlossenen ergänzenden Festlegungen die Englische Fassung der IEC 61968-1 veröffentlicht. Um die Anwendung der vorliegenden Norm zu erleichtern, wurden die nachfolgende Einführung sowie ein Verzeichnis der Abkürzungen und eine englisch-deutsche Fachwörterliste vorangestellt.

Das Präsidium des DIN hat mit Präsidialbeschluss 13/1983 festgelegt, dass DIN-Normen, deren Inhalt sich auf internationale Arbeitsergebnisse der Informationsverarbeitung gründet, unter bestimmten Bedingungen allein in englischer Sprache veröffentlicht werden dürfen. Diese Bedingungen sind für die vorliegende Norm erfüllt.

Weitere Hinweise siehe Nationale Fußnoten im Normtext.

Einführung

Im Rahmen des Normungsvorhabens IEC 61968 mit dem Haupttitel „Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management“ sind die folgenden Publikationen erschienen oder vorgesehen (angegeben sind die Untertitel):

- Teil 1: Interface architecture and general requirements;
- Teil 2: Glossary;
- Teil 3: Interface standard for network operation;
- Teil 4: Interface standard for records and asset management (zurzeit IEC 57/701/CD:2004-01);
- Teil 5: Interface standard for operational planning and optimisation^b;
- Teil 6: Interface standard for maintenance and construction^b;
- Teil 7: Interface standard for network extension planning^b;
- Teil 8: Interface standard for customer inquiry^b;
- Teil 9: Interface standard for meter reading and control^b;
- Teil 10: Interface standard for external to, but supportive of, distribution management^b;

^a Titel des TC 57 seit Oktober 2003: „Power systems management and associated information exchange“.

^b In Beratung.

- Teil 11: Distribution information exchange model (DIEM) (zurzeit IEC 57/703/INF:2004-01);
- Teil 12: Use case examples (zurzeit IEC 57/703/INF:2004-01).

Das Wirkungsfeld der Normen der Reihe IEC 61968 bzw. EN 61968 ist der europäisch-internationale Energiebereich für Errichtung und Betrieb verteilter Energieerzeugungs- und -verteilungssysteme mit großer Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung auch aus erneuerbaren Energiequellen. Diese Normenreihe hat weiterhin eine wichtige Bedeutung im Export deutscher Produkte der verteilten Energieerzeugung und -verteilung. Für die Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung werden in dieser Normenreihe Systemschnittstellen für die Netzführung festgelegt, und zwar für die hauptsächlichen Elemente einer Schnittstellenarchitektur für Verteilungsnetzleitsysteme (DMS).

Die vorliegende Norm beschreibt diese Schnittstellenarchitektur und enthält auf der Grundlage eines Schnittstellen-Referenzmodells (IRM) die allgemeinen Anforderungen für deren Anwendung. Die Schnittstellenanforderungen nach den weiteren Normen dieser Reihe beschränken sich jeweils auf die Definition der Schnittstellen als solche, unabhängig von der Realisierung. Sie sind auf die gegenseitige Interoperabilität verschiedener Rechnersysteme, Geräte- und Betriebssystem-Ausrüstungen [en: platforms] und Sprachen ausgerichtet. Den Normen dieser Reihe liegt die Aufgabe zugrunde, die Anwendungen verknüpfende Integration [en: inter-application integration] mehrerer verteilt angeordneter Software-Anwendungssysteme zu erleichtern, um die Verwaltung der Elektrizitätsverteilungsnetze eines Versorgungsunternehmens zu unterstützen.

Im Unterschied zur Anwendungen verknüpfenden Integration ist eine Integration innerhalb einer Anwendung [en: intra-application integration] auf Programme im selben Anwendungssystem gerichtet, die üblicherweise miteinander kommunizierend über Middleware verbunden sind. Diese ist Bestandteil der zugrunde liegenden Betriebszeitumgebung [en: runtime environment], mit der Aufgabe, feste synchrone Echtzeitverbindungen und interaktive Abfrage/Antwort- oder Sprechverbindungsmodelle darzustellen.

Dagegen wird mit den Normen der Reihe IEC 61968 bzw. EN 61968 bezweckt, die Anwendungen verknüpfende Integration in einem Versorgungsunternehmen für die Verbindung ungleicher Anwendungen zu unterstützen, die entweder schon bestehen oder neu eingerichtet werden und von denen jede durch unterschiedliche Betriebszeitumgebungen unterstützt wird. Folglich ist diese Normenreihe für lose verknüpfte Anwendungen mit größeren Unterschieden in Bezug auf Sprachen, Betriebssysteme, Protokolle und Führungsmittel geeignet. Mit Hilfe dieser Normenreihe werden Anwendungen unterstützt, für die auf ereignisveranlasster Grundlage ein Datenaustausch erforderlich ist. Mit Hilfe dieser Normenreihe können Middleware-Dienste für den Maklerverkehr zwischen Anwendungen eingerichtet werden, um Unternehmensdatenarchive, den Zugriff auf Datenbanken und betriebliche Datenspeicher zu ergänzen, nicht zu ersetzen.

Die in den Normen der Reihe IEC 61968 bzw. EN 61968 angewendete DMS besteht aus mehreren verteilten Anwendungs-Betriebsmitteln für die Netzführung des Elektrizitätsverteilungsnetzes eines Versorgungsunternehmens. Dazu gehören die Überwachung und Steuerung der Energielieferung, Netzführungsprozesse zur Sicherstellung der Systemverfügbarkeit, die Spannungsregelung, abnehmerseitige Netzführungsaufgaben, Ersatzteilverwaltung, Arbeitsabläufe, automatisches Abbilden und Anlagenverwaltung.

Die vorliegende Norm geht auf Arbeiten im Rahmen des Forschungsprojekts RP 3654-1 des Electric Power Research Institute (EPRI; Forschungsinstitut der Elektrizitätswirtschaft der USA) für die Anwendungsprogramm-Schnittstelle der Netzleitzentrale (CCAPI) [en: control center application program interface] zurück.

Weiteres zur Einführung siehe z. B. [1].

Abkürzungen

(soweit in dieser Norm nicht für Programmierzwecke verwendet; Einheiten des Internationalen Einheitensystems (SI) siehe DIN 1301-1)

ACT	Kundenkontoführung [en: customer account management]
AIP	Anlagen-Investmentplanung [en: asset investment planning]
AM	Dokumentations- und Anlagenverwaltung [en: records and asset management]
AMS	Anlagenverwaltungssystem [en: asset management system]
API	Anwendungsprogramm-Schnittstelle [en: application program interface]
B2B	Firmenkunde [en: business-to-business]
CAD	rechnerunterstütztes Entwerfen [en: computer-aided design]
CCAPI	Anwendungsprogramm-Schnittstelle der Netzleitzentrale [en: control center application program interface]

CD	Komitee-Entwurf (internationaler Norm-Entwurf) [en: Committee Draft]
CENELEC	Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung, Brüssel (Deutsches Nationales Komitee: DKE, Frankfurt am Main)
CIM	allgemeines Informationsmodell [en: common information model]
CIRED	Internationale Konferenz über elektrische Verteilungsnetze [fr: Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution]; Lüttich, London
CIS	Spezifikation für Betriebsmittel-Schnittstellen [en: component interface specification]
CLC	Netzberechnung in Realzeit [en: network calculation – real-time]
CMPL	Messwertprüfung [en: compliance management]
CON	Errichtung und Entwurf [en: construction and design]
CORBA	Schnittstellenbeschreibungssprache nach ISO/IEC 14750 [en: common object request broker architecture]
CS	Kundenunterstützung [en: customer support]
CSP	Errichtungsüberwachung [en: construction supervision]
CSRV	Kundendienst [en: customer service]
CTL	Netzführung [en: network control]
DAC	Datenerfassung [en: data acquisition]
DAS	Verteilungsautomatisierungssystem [en: distribution automation system]
DCOM	verteiltes Betriebsmittel-Objektmodell [en: distributed component object model]
DIEM	Modell für den Informationsaustausch für die (Elektrizitäts-)Verteilung [en: distribution information exchange model]
DMS	Verteilungsnetzführungssystem [en: distribution management system]
DSP	Aufgabenerledigung [en: work dispatch]
EHV	Höchstspannung [en: extra-high voltage]
EINV	Stations- und Netzbestandsaufnahme [en: substation and network inventory]
EMS	Energieführungssystem [en: energy management and energy trading] ^c
en	englisch
EPRI	Electric Power Research Institute (Palo Alto, California, USA)
ERP	Planung der Unternehmensfinanzierung [en: enterprise resource planning]
ETR	voraussichtliche Dauer bis Versorgungswiederkehr [en: estimated time to resupply]
EXT	außerhalb des Verteilungsnetzführungssystems [en: external to DMS]
FIN	Finanz- [en: financial]
FLT	Fehlerbeherrschung [en: fault management]
fr	französisch
FRD	Felddokumentation und -entwurf [en: field recording and design]
GINV	geographische Bestandsaufnahme [en: geographical inventory]
GIS	geographisches Informationssystem [en: geographical information system]
GOMSFE	generisches Objektmodell für Einrichtungen in Stationen und feldbezogene Ausrüstung [en: generic object model for substation and feeder equipment]
GUI	geographische Benutzerschnittstelle [en: geographical user interface]
HR	verfügbare Mitarbeiter [en: human resources]
HTTP	Protokoll für die Übertragung von Hypertext-Dokumenten [en: hyper-text transport protocol]
HV	Hochspannung [en: high voltage]
HW	Hardware
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission [en: International Electrotechnical Commission], Genf (Deutsches Nationales Komitee: DKE, Frankfurt am Main)
ICT	Informations- und Kommunikationstechnik [en: information and communication technology]
ID	Kennung [en: identifier]

^c **EMS** steht z. B. nach den Normen der Reihe DIN EN 61970 für „Netzführungssystem“ [en: energy management system].

ITEM	Modell für Informationsaustausch [en: information exchange model]
IOP	Internetprotokoll für die Kommunikation zwischen Maklern für Objektnachfrage [en: internet inter-ORB protocol]
IMP	Energieimport und -optimierung [en: power import scheduling and optimisation]
I/O	Ein- und Ausgabe(anschluss oder -kanal) [en: input/output]
IRM	Schnittstellen-Referenzmodell [en: interface reference model]
ISO	Internationale Organisation für Normung [en: International Organization for Standardization], Genf (Deutsches Nationales Komitee: DIN, Berlin)
LAN	lokales Netz [en: local area network]
LDC	Laststeuerung [en: load control]
LMS	Lastführungssystem [en: load management system]
LV	Niederspannung [en: low voltage]
MAI	Instandhaltung und Inspektion [en: maintenance and inspection]
MC	Instandhaltung und Errichtung [en: maintenance and construction]
MES	Standards für Material- und technische Ausführung [en: materials and engineering standards]
MMS	Materialverwaltungssystem [en: materials management system]
MOM	nachrichtenorientierte Middleware [en: message oriented middleware]
MQM	Nachrichten-Warteschleife [en: message-queuing middleware]
MR	Zählerablesung und -steuerung [en: meter reading and control]
NCLC	Netzkalkulation [en: network calculation]
NCS	Netzführungssystem [en: network control system]
NE	Netzerweiterungsplanung [en: network extension planning]
NMON	Netzbetriebsbeobachtung [en: network operation monitoring]
NMS	Netzführungssystem [en: network management system]
NO	Netzbetrieb [en: network operation]
NPS	Netzplanungssystem [en: network planning system]
OAG	Gruppe für offene Anwendungen [en: open applications group]
OFA	Analyse von Betriebsrückmeldungen [en: operation feedback analysis]
OMS	Ersatzteilverwaltung [en: outage management system]
OP	Betriebsplanung und -optimierung [en: operational planning and optimisation]
ORB	Makler für Objektnachfrage [en: object request broker]
OS	Betriebssystem [en: operating system]
OST	Betriebsstatistik und -dokumentation [en: operation statistics and reporting]
PRJ	Projektbeschreibung [en: project definition]
PRM	Grundeigentum [en: premises]
QA	Analyse der informationstechnischen Sicherheit [en: quality analysis]
RET	Einzelverbraucher [en: retail]
RMR	Zählerablesung [en: meter reading]
RP	Forschungsprojekt [en: research project]
RTU	ferne Endeinrichtung [en: remote terminal unit]
SA	Analyse der informationstechnischen Sicherheit [en: security analysis]
SC	Versorgungskette und -logistik [en: supply chain and logistics]
SCADA	Überwachen, Steuern und Datenerfassen [en: supervisory control and data acquisition]
SCHD	Aufgabeneinteilung [en: work scheduling]
SIM	Netzbetriebsnachbildung [en: network operation simulation]
SMS	SCADA-Verwaltungssystem [en: SCADA management system]
SOAP	Protokoll für Zugriff auf einfaches Objekt [en: simple object access protocol]
SPAG	Beratende Gruppe für strategische Fragen der Normung [en: Strategic Policy Advisory Group] des IEC / TC 57

SSC	Planung von Schalthandlungen oder Betriebsarbeiten [en: switch action scheduling / operation work scheduling]
TCM	Störungsdienst [en: trouble call management]
TLM	Telemetrienetz [en: telemetry network]
TRN	Lastverteilerschulung [en: dispatcher training]
UCA	Kommunikationsarchitektur für Versorgungsunternehmen [en: utility communications architecture]
UCS	Kommunikationssystem für Versorgungsunternehmen [en: utility communication system]
UIS	Unternehmensinformationssystem [en: utility information system]
UML	Einheits-Modellierungssprache [en: unified modelling language]
VP ^d	
VRU	Spracheingabeeinheit [en: voice response unit]
WAN	Weitverkehrsnetz [en: wide area network]
XML	erweiterbare Kennzeichnungssprache [en: extensible markup language]

Englisch-deutsche Fachwörterliste

(siehe auch Verzeichnis „Abkürzungen“)

application integration	Integration von Anwendungen
asset	Anlage
authentication	Echtheitsnachweis
business function	Geschäftsfunktion
communication service	Kommunikationsdienst
component	Betriebsmittel
component reporting	Betriebsmitteldokumentation
distribution management	Netzführung
domain	Bereich
electric utility	Anlage der Elektrizitätsversorgung
error handling	Fehlerbearbeitung
information exchange model	Modell für Informationsaustausch
integration	Integration
integrity	Integrität
interface architecture	Schnittstellenarchitektur
interface profile	Schnittstellenprofil
interface reference model	Schnittstellen-Referenzmodell
maintenance	Instandhaltung ^e
management related service	verwaltungsbezogener Dienst
middleware adapter	Middleware-Adapter
platform	Geräte- und Betriebssystem-Ausrüstung
reporting	Dokumentation
requirements analysis methodology	Verfahrensweise bei der Analyse von Anforderungen
security	informationstechnische Sicherheit
utility	Versorgungsunternehmen

^d Die Bedeutung der Abkürzung VP war nicht zweifelsfrei zu ermitteln.

^e Begriffe der Instandhaltung siehe DIN 31051.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm oder andere Unterlage ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm oder anderen Unterlage.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm oder anderen Unterlage.

Informationen über den Zusammenhang der zitierten Normen und anderen Unterlagen mit den entsprechenden Deutschen Normen und anderen Unterlagen siehe Tabelle NA.1 (geordnet nach der Spalte „Internationale Norm“, ersatzweise nach der Spalte „Europäische Norm“; ohne Anspruch auf Vollständigkeit). Siehe auch Nationalen Anhang NB.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm
–	IEC/TS 61968-2:2003	–
prEN 61968-3:2003 ^f	IEC 61968-3:2004	E DIN EN 61968-3:2003-07 ^f
–	IEC 57/701/CD:2004 (→ IEC 61968-4)	E DIN IEC 61968-4:2004-08
–	IEC 57/703/INF:2004 (→ IEC 61968-11)	–
–	IEC 57/703/INF:2004 (→ IEC/TR 61968-12)	–
EN 61970-301:2004	IEC 61970-301: 2003	E DIN EN 61970-301:2002-05 ^f
–	ISO 1000:1992	DIN 1301-1:2002-10
–	ISO/IEC 14750:1999	–
EN 13306:2001 ^f	–	DIN 31051:2003-06

^f Nicht übereinstimmend.

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN 1301-1:2002-10, *Einheiten – Teil 1: Einheitennamen, Einheitenzeichen*

DIN 31051:2003-06, *Grundlagen der Instandhaltung*

E DIN EN 61968-3:2003-07, *Systemschnittstellen für Netzführung – Teil 3: Norm für die Schnittstellen für Netzbetriebsarten (IEC 57/631/CDV:2003); Deutsche Fassung prEN 61968-3:2003, Text Englisch*

E DIN IEC 61968-4:2004-08, *Systemschnittstellen für Netzführung – Teil 4: Norm für die Schnittstellen für Dokumentations- und Netzverwaltung (IEC 57/701/CD:2004); Text Englisch*

E DIN EN 61970-301:2002-05, *Anwendungsprogramm-Schnittstelle für Netzführungssysteme (EMS-API) – Teil 301: Gemeinsames Informationsmodell (CIM), Basismodell (IEC 57/578/CDV:2002), Deutsche Fassung prEN 61970-301:2002, Text Englisch*

IEC 57/703/INF, *System interfaces for distribution management – Advance copies of parts 11 and 12* (Vorschläge für IEC 61968-11 „System interfaces for distribution management – Part 11: Distribution information exchange model“ und IEC/TR 61968-12 „System interfaces for distribution management – Part 12: Use case examples“)

IEC/TS 61968-2:2003-11, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary*

ISO/IEC 14750:1999-03, *Information technology – Open distributed processing – Interface definition language*

[1] Lammers, J.; Schiller, A.; Engel, B.; Müller, H.: *Konzept für die Strukturierung von Netzleitsystemen – Netzführung durch modular vernetzte, optimierte Netzleitsysteme*. ew Jg. 102 (2003), Heft 23, Seiten 38–45

**Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung –
Systemschnittstellen für Netzführung
Teil 1: Schnittstellenarchitektur und allgemeine Anforderungen
(IEC 61968-1:2003)**

Application integration at electric utilities –
System interfaces for distribution management
Part 1: Interface architecture and general
requirements
(IEC 61968-1:2003)

Intégration d'applications pour les services
électriques – Systèmes d'interface pour la
gestion de la distribution
Partie 1: Architecture des interfaces et
spécifications générales
(CEI 61968-1:2003)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2003-12-01 angenommen. Die CENELEC-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Zentralsekretariat oder bei jedem CENELEC-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Zentralsekretariat mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

CENELEC

Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

Zentralsekretariat: rue de Stassart 35, B-1050 Brüssel

Vorwort

Der Text des Schriftstücks IEC 57/650/FDIS, vorgesehene 1. Ausgabe von IEC 61968-1, ausgearbeitet von dem IEC/TC 57 „Power system control and associated communications“^{N1}, wurde bei IEC und CENELEC der Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 2003-12-01 als EN 61968-1 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem die EN auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 2004-09-01
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2006-12-01

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61968-1:2003 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

^{N1} Nationale Fußnote: Titel des TC 57 seit Oktober 2003: „Power systems management and associated information exchange“.

CONTENTS

	Seite
Vorwort ^{N2}	2
INTRODUCTION	5
1 Scope	6
2 General	6
2.1 Overview of the IEC 61968 series	6
2.2 An example using the IEC 61968 series	7
2.3 Overview of IEC 61968-1	8
3 Interface reference model	9
3.1 Domain	9
3.2 Business functions	9
3.3 Interface reference model	10
4 Interface architecture	16
4.1 General	16
4.2 Requirements analysis methodology	17
5 Interface profile	17
5.1 Components	17
5.2 Component adapters	18
5.3 Interface specification	19
5.4 Middleware adapter	20
5.5 Middleware services	21
5.6 Communication services	22
5.7 Platform environment	22
6 Information exchange model	22
6.1 General requirements	22
6.2 IEM management related services	23
7 Component reporting and error handling	24
7.1 General	24
7.2 Error message handling	24
8 Security and authentication	25
8.1 General	25
8.2 Security threats	25
8.3 Security functions	26
8.4 Management of integrity and security	27
8.5 Security agent	27
9 Maintenance aspects	28
 Annex A (informative) Distribution management domain	 29
Annex B (informative) IEC 61968 series development process	32
Annex C (informative) Inter-application integration performance considerations	57
Annex D (informative) Views of data in a conventional electric utility	59
Annex E (informative) Business functions	62

^{N2} Nationale Fußnote: Das CENELEC-Vorwort ersetzt das „Foreword“ von IEC 61968-1:2003-10. Die darin enthaltene Fußnote 1 fehlt deshalb in der vorliegenden Norm.

	Seite
Figure 1 – Distribution management system with IEC 61968 compliant interface architecture	5
Figure 2 – Example utility implementation of the IEC 61968 series	8
Figure 3 – Typical applications mapped to interface reference model	10
Figure 4 – Overview of the interface profile and corresponding subclause numbers	17
Figure A.1 – Hierarchy of complexity in a system environment	29
Figure A.2 – General utility structure	30
Figure B.1 – Process 1A: IEC Technical Committee 57 Working Group 14 process for developing future parts of the IEC 61968 series	33
Figure B.2 – Process 1B: (Continuation) IEC Technical Committee 57 Working Group 14 process for developing future parts of the IEC 61968 series	34
Figure B.3 – Process 2A: Typical business subfunctions of DMS and external systems	35
Figure B.4 – Process 2B: (continuation) an overview of an utility's application of the IEC 61968 standard	36
Figure B.5 – Typical components of major DMS business functions – Part 1	38
Figure B.6 – Typical components of major DMS business functions – Part 2	39
Figure B.7 – Integration scenario example (from: data acquisition for external EMS)	46
Figure B.8 – Message data model example (from use case 46: data acquisition for external EMS)	54
Figure B.9 – CIM top level package	55
Figure D.1 – Database views depend on the time and user	60
Figure E.1 – Map of typical utility systems to the business functions of the IRM	62
Table 1 – Document overview for IEC 61968-1	8
Table 2 – Interface reference model	11
Table A.1 – Examples of data exchange in a company environment	30
Table A.2 – Data categories	31
Table B.1 – Use case template	41
Table B.2 – Example steps in a Use Case (From: Data Acquisition for External EMS)	44
Table B.3 – Information model (from: data acquisition for external EMS)	47
Table B.4 – Commonly used verbs	49
Table B.5 – OAG verbs	52
Table C.1 – Typical load scenario	57
Table C.2 – Example of typical transaction volume for DMS	58
Table E.1 – Typical information exchanged among business functions of the IRM	63

INTRODUCTION

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, and tends to be optimized for close, real-time, synchronous connections and interactive request/reply or conversation communication models. IEC 61968, 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 is relevant to loosely coupled applications with more heterogeneity in languages, operating systems, protocols and management tools. IEC 61968 is intended to support applications that need to exchange data on an event driven basis. IEC 61968 is intended to be implemented with middleware services that broker messages among applications, and will complement, but not replace utility data warehouses, database gateways, and operational stores.

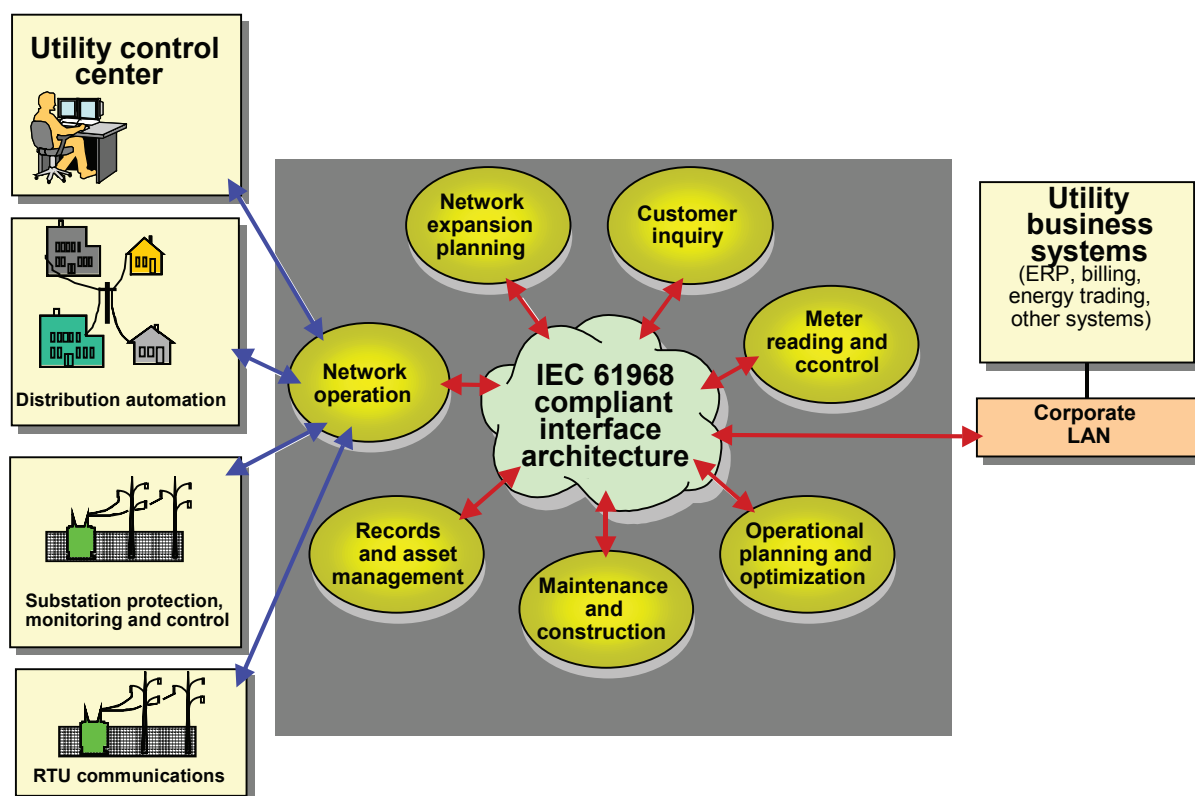


Figure 1 – Distribution management system with IEC 61968 compliant interface architecture

Figure 1 clarifies the scope of IEC 61968-1 graphically in terms of business functions and shows a Distribution Management System with IEC 61968 compliant interface architecture.

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

Part 1: Interface architecture and general requirements

1 Scope

This part of IEC 61968 is the first in a series that, taken as a whole, defines interfaces for the major elements of an interface architecture for Distribution Management Systems (DMS). This part of IEC 61968 identifies and establishes requirements for standard interfaces based on an Interface Reference Model (IRM). Subsequent parts of this standard are based on each interface identified in the IRM. This set of standards is limited to the definition of interfaces and is implementation independent. They provide for interoperability among different computer systems, platforms, and languages. Methods and technologies used to implement functionality conforming to these interfaces are considered outside of the scope of these standards; only the interface itself is specified in the IEC 61968 series.

As used in the IEC 61968 series, a DMS 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 IRM is specified in Clause 4.

2 General

2.1 Overview of the IEC 61968 series

As used in IEC 61968, a DMS (Distribution Management System) 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. Standards interfaces are to be defined for each class of applications identified in the Interface Reference Model (IRM), which is described in Clause 4.

IEC 61968 recommends that 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 well-suited to the domain of system interfaces for distribution management.

Where applicable, future parts of the IEC 61968 series will define the information required for 'message payloads'. Message Payloads will be formatted using XML with the intent that these payloads can be loaded on to messages of various messaging transports, for example OAG, SOAP (Simple Object Access Protocol), etc. The XML encoding rules will be covered in a future part of the IEC 61968 series.

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

- Message formats and protocols.
- Message contents must be mutually understood, including application-level issues of message layout and semantics.

Clause 5 defines abstract middleware services required 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 middleware such as message brokers, Message Oriented Middleware (MOM), Message-Queuing Middleware (MQM), and Object Request Brokers (ORBs). This clause is organized as follows:

- Subclause 5.1 identifies general requirements of the applications identified in the IRM.
- Subclause 5.2 describes how standard information exchange services may either be invoked directly from an application (native mode) or that software may be used to map (adapt) an application to the information exchange services.
- Subclause 5.3 identifies standard services required for applications to exchange information with other applications.
- Subclause 5.4 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 5.5 to 5.7 describe environmental requirements for information exchange.

2.2 An example using the IEC 61968 series

An example of a typical utility's implementation of the IEC 61968 series is provided in Figure 2. In this example, the utility has used interface adapters as a means of integrating many of its legacy systems with other application systems that are IEC 61968 compliant. Note those legacy systems and IEC 61968 series 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 series middleware services.

For the purposes of this example, the utility's Outage Management System (OMS) is assumed to already have the capability of issuing controls to and gathering device states from the Distribution Automation System (DAS). 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 DAS 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.

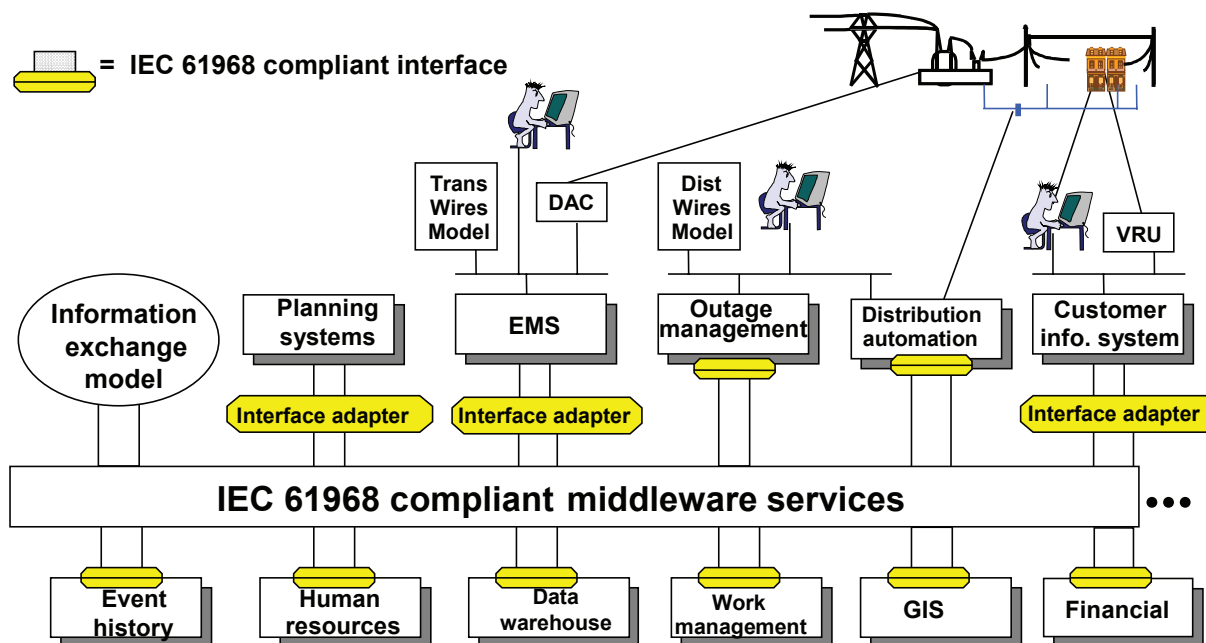


Figure 2 – Example utility implementation of the IEC 61968 series

2.3 Overview of IEC 61968-1

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, Part 1.
2	General	Overview and examples.
3	Interface reference model	The domain relevant to the 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. future parts of the IEC 61968 series will define interfaces for these abstract components.
4	Interface architecture	The interface reference model for utility inter-application integration is provided along with the rationale for its structure.
5	Interface profile	Utility inter-application integration environmental requirements are described. Abstract message passing services are defined that must be available for applications to communicate information to other applications, including publish and subscribe services.
6	Information exchange model	Metadata is used to describe event types that are published by applications. Applications subscribing to receive all messages for a certain event type recognize the fields of a particular event message once they have looked up the metadata for the event type in the information exchange model. While many event types are described in the IEC 61968 series, metadata is the means by which vendors and utilities can add new event types without violating this standard.
7	Component reporting and error handling	Requirements for audit trails and error message handling authentication necessary to support utility inter-application integration are described.
8	Security and authentication	Requirements for security and authentication necessary to support utility inter-application integration are described.
9	Maintenance aspects	General maintenance requirements are specified.
Annex A	Distribution management domain	An overview of business functions required for electric utility distribution management is described.

Annex B	IEC 61968 series Development process	The methodology used to determine interface architecture requirements for utility inter-application integration is described.
Annex C	Inter-application integration performance considerations	Some typical performance requirements necessary to support utility inter-application integration are described. These requirements are of a general nature as specific implementation requirements will vary by utility.
Annex D	Views of data in a conventional electric utility	This annex describes some of the underlying principles of defining the reference data dictionary of a future part of the IEC 61968 series.
Annex E	Business functions	This annex describes the typical data producer and consumer subsystems for each DMS business function.

3 Interface reference model

3.1 Domain

Within this part of IEC 61968, 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 and facilities management.

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 IEC 61968 series 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 to be extended 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 function² 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, which provide the top level categories of the IRM, are shown in Figure 3 below.

² The work of the CIRED working group on distribution automation, published in 1996, is fully acknowledged in the segmentation.

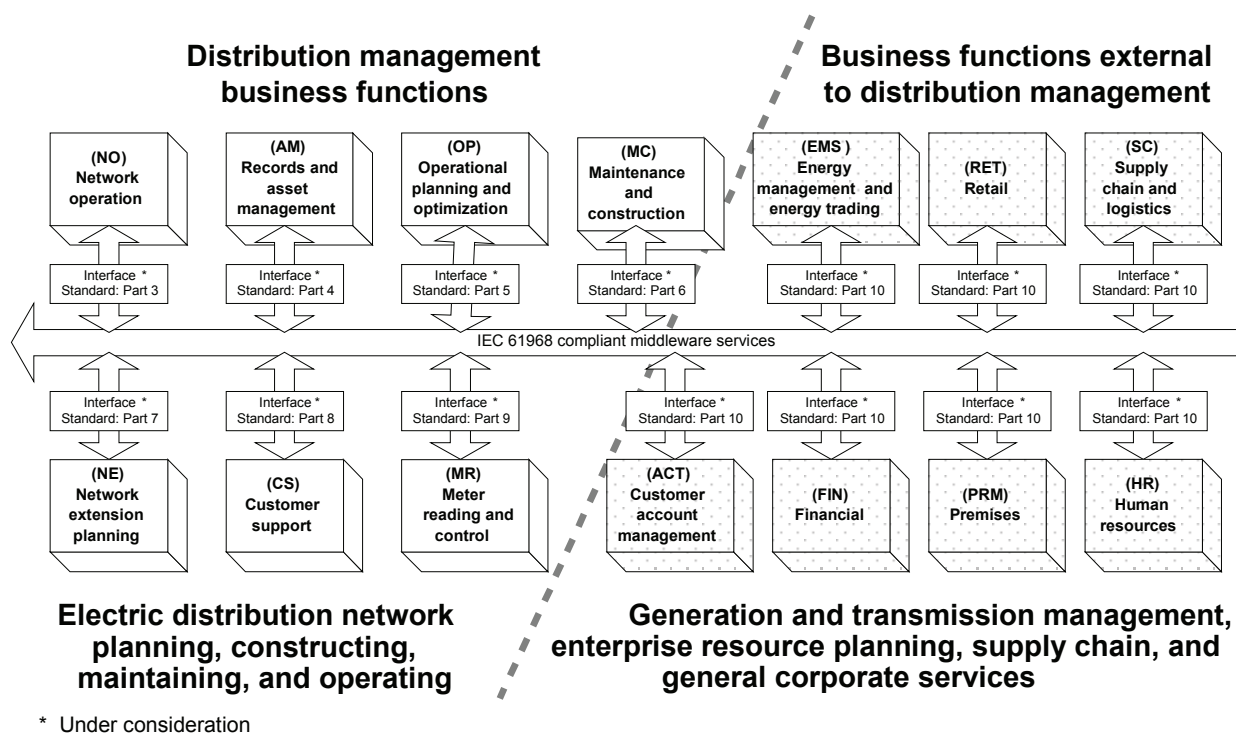


Figure 3 – Typical applications mapped to interface reference model

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 interface reference model.

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 future parts of the IEC 61968 series. It does not necessarily mean that compliant software is delivered as separate modules.

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

- Sub-business functions (second column of Table 2).
- Abstract components (third column of Table 2).

NOTE 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 (see Clause 5).

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

This part of IEC 61968 describes infrastructure services common to all abstract components whilst future parts of the IEC 61968 series will 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 this part of IEC 61968 to support at least two applications with interfaces compliant to sections of future parts of the IEC 61968 series.
- b) An application interface is compliant if it supports the interface standards defined in future parts of the IEC 61968 series 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 of Table 2. It is not required to support interfaces required by other abstract components (column 3 of Table 2) of the same business sub-function (column 2 of Table 2) or within the same business function (column 1 of Table 2). While this standard primarily defines information exchanged among components in different business functions, it will occasionally also defines information exchanged among components within a single business function when a strong market need for this capability has been realised.

Table 2 – Interface reference model

Business functions	Business sub-functions	Abstract components
Network operation (NO) (Refer to future IEC 61968-3)	Network operation monitoring (NMON)	Substation state supervision
		Network state supervision
		Switching action supervision
		Management of data acquired from SCADA and metering systems
		Management of data acquired through operation (field crews, customers, scheduled and unscheduled outages)
		Alarm supervision
		Operator and event logs
		Weather monitoring (lightning detection)
	Network control (CTL)	User access control
		Automatic controls:
		Protection (fault clearance)
		Sectionalising
		Local voltage/reactive power control
		Assisted control:
		Remote switch control
		Load shedding
		Voltage reduction broadcast
		Local control through field crews
		Safety document management
		Safety checking and interlocks
		Major incident co-ordination

Business functions	Business sub-functions	Abstract components
	Fault Management (FLT)	Trouble call handling and coherency analysis (LV network)
		Protective relays analysis
		Fault location by analysis of fault detectors and/or trouble call localisation
		Supply restoration assessment
		Customer incident information
	Operation feedback analysis (OFA)	Mal-operation analysis
		Network fault analysis
		Quality index analysis
		Device operation history
		Post-disturbance review
	Operation statistics and reporting (OST)	Maintenance information
		Information for planning
		Information for management control
	Network calculations – real-time (CLC)	Load estimation
		Energy trading analysis
		Load flow/voltage profile
		Fault current analysis
		Adaptive relay settings
	Dispatcher training (TRN)	SCADA simulation
Records and asset management (AM) (Refer to future IEC 61968-4)	Substation and network inventory (EINV)	Equipment characteristics
		Connectivity model
		Substation display
		Telecontrol database
	Geographical inventory (GINV)	Network displays
		Cartographic maps
	Asset investment planning (AIP)	Maintenance strategy
		Life-cycle planning
		Reliability centred analysis
		Engineering and design standards
		Performance measurements
		Risk management
		Environmental management
		Decision support
		Budget allocation
		Maintain work triggers
		Asset maintenance groups (lists)
		Asset failure history
		Asset financial performance
		Thermal ratings of network equipment and lines

Business functions	Business sub-functions	Abstract components
Operational planning and optimisation (OP) (Refer to future IEC 61968-5)	Network operation simulation (SIM)	Load forecast
		Power flows computation
		Contingency analysis
		Short circuit analysis
		Optimal power flow
		Supply restoration assessment
		Switching simulation
		Incident simulation
		Weather forecast analysis
		Fire risk analysis
		Thermal ratings of network equipment and lines
	Switch action scheduling/operation work scheduling (SSC)	Release/clearance remote switch command scheduling
		Field crew loading analysis and work order scheduling
		Customer outage analysis and information
	Power import scheduling and optimisation (IMP)	
Maintenance and construction (MC) (Refer to future IEC 61968-6)	Maintenance and inspection (MAI)	Maintenance program management
		Maintain work triggers
		Asset maintenance groups (lists)
		Manage inspection readings
		Asset maintenance history
		Asset failure history
		Work order status tracking
		Work order closing
		Financial control
	Construction and design (CON)	Work initiation
		Work design
		Work cost estimation
		Work flow management
		Work order status tracking
		Work order closing
		Financial control
	Work scheduling (SCHD)	Work task planning
		Crew management
		Vehicle management
		Equipment management
		Material coordination
		Permit management

Business functions	Business sub-functions	Abstract components
	Field recording and design (FRD)	Field design
		Field inspection results
		Crew time entry
		Actual materials
	Work dispatch (DSP)	Field status tracking
		Real-time communication
		Weather monitoring
Network extension planning (NE) (Refer to future IEC 61968-7)	Network calculations (NCLC)	Load forecast
		Power flows
		Contingency analysis
		Short-circuit analysis
		Optimal power flow
		Energy loss calculations
		Feeder voltage profiles
	Construction supervision (CSP)	Construction costing
		Work management
	Project definition (PRJ)	Capital approval
	Compliance management (CMPL)	Safety compliance
		Technical compliance
		Regulatory compliance
Customer Support (CS) (Refer to future IEC 61968-8)	Customer service (CSRV)	Service requests
		Construction billing inquiry
		Work status
		Self service inquiry (Web, VRU (Voice Response Unit)...)...
		Customer connection
		Turn on, turn off
		Service level agreements
	Trouble call management (TCM)	Outage calls
		Power quality
		Planned outage notifications
		Media communication
		Performance indices
		Restoration projection/confirmation
		Outage history
Meter reading and control (MR) (Refer to future IEC 61968-9)	Meter reading (RMR)	Load characteristics
		Consumption meters
		Quality factors
	Load control (LDC)	Meter parameter telesetting
		Dynamic tariff application
		Power modulation