

DIN EN 61968-1

ICS 35.240.99

Ersatz für
DIN EN 61968-1:2004-09
Siehe Anwendungsbeginn

**Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung –
Systemschnittstellen für Netzführung –
Teil 1: Schnittstellenarchitektur und allgemeine Anforderungen
(IEC 61968-1:2012);
Deutsche Fassung EN 61968-1:2013**

Application integration at electric utilities –
System interfaces for distribution management –
Part 1: Interface architecture and general recommendations
(IEC 61968-1:2012);
German version EN 61968-1:2013

Intégration d'applications pour les services électriques –
Interfaces système pour la gestion de distribution –
Partie 1: Architecture des interfaces et recommandations générales
(CEI 61968-1:2012);
Version allemande EN 61968-1:2013

Gesamtumfang 73 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn für die von CENELEC am 2012-12-04 angenommene Europäische Norm als DIN-Norm ist 2014-02-01.

Für DIN EN 61968-1:2004-09 besteht eine Übergangsfrist bis 2015-12-04.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61968-1:2011-10.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 952 „Netzleittechnik“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 57 „Power systems management and associated information exchange“ erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zu dem Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ zu dieser Publikation angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

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

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm 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.

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

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 61968-1:2004-09 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Aktualisierung der IRM-Tabelle, die seit der ersten Edition veraltet ist;
- b) Ergänzung der fehlenden Funktionen, die sich auf die Advanced Metering Infrastructure (AMI) beziehen;
- c) Anpassung an die neu erschienenen Dokumente des Technischen Komitees;
- d) Anpassung an EN 61968-100;
- e) Aktualisierung der Anhänge.

Frühere Ausgaben

DIN EN 61968-1: 2004-09

Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung –
Systemschnittstellen für Netzführung –
Teil 1: Schnittstellenarchitektur und allgemeine Anforderungen
(IEC 61968-1:2012)

Application integration at electric utilities –
System interfaces for distribution management –
Part 1: Interface architecture and general
recommendations
(IEC 61968-1:2012)

Intégration d'applications pour les services
électriques –
Interfaces système pour la gestion de
distribution –
Partie 1: Architecture des interfaces et
recommandations générales
(CEI 61968-1:2012)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2012-12-04 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 CEN-CENELEC Management Centre 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 CEN-CENELEC Management Centre mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

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

CENELEC

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

Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

© 2013 CENELEC – Alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und in welchem Verfahren, sind weltweit den Mitgliedern von CENELEC vorbehalten.

Ref. Nr. EN 61968-1:2013 D

Vorwort

Der Text des Dokuments 57/1272/FDIS, zukünftige 2. Ausgabe der IEC 61968-1, erarbeitet vom IEC/TC 57 „Power systems management and associated information exchange“, wurde zur parallelen IEC-CENELEC-Abstimmung vorgelegt und von CENELEC als EN 61968-1:2013 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem dieses Dokument auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 2013-09-04
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die diesem Dokument entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2015-12-04

Dieses Dokument ersetzt EN 61968-1:2004.

EN 61968-1:2013 enthält die folgenden wesentlichen technischen Änderungen gegenüber EN 61968-1:2004:

- a) Aktualisierung der IRM-Tabelle, die seit der ersten Edition veraltet ist;
- b) Ergänzung der fehlenden Funktionen, die sich auf die Advanced Metering Infrastructure (AMI) beziehen;
- c) Anpassung an die neu erschienenen Dokumente des Technischen Komitees;
- d) Anpassung an EN 61968-100;
- e) Aktualisierung der Anhänge.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CENELEC [und/oder CEN] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61968-1:2012 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

In der offiziellen Fassung sind unter „Literaturhinweise“ zu den aufgelisteten Normen die nachstehenden Anmerkungen einzutragen:

IEC 61968-4 ANMERKUNG Harmonisiert als EN 61968-4.

IEC 61970-501 ANMERKUNG Harmonisiert als EN 61970-501.

Inhalt

	Seite
Einleitung	5
1 Anwendungsbereich	9
2 Normative Verweisungen	9
3 Schnittstellenreferenzmodell (Interface Reference Model, IRM)	10
3.1 Anwendungsbereich	10
3.2 Geschäftsfunktionen	10
3.3 Schnittstellenreferenzmodell (IRM)	11
4 Empfehlung für Integrationsinfrastruktur	43
4.1 Allgemeines	43
4.2 Methodik zur Anforderungsanalyse	44
5 Schnittstellen-Profile	44
5.1 Allgemeines	44
5.2 Abstrakte Komponenten	44
5.3 Komponentenadapter	45
5.4 Schnittstellen-Spezifikationen	45
5.5 Middleware-Adapter	45
5.6 Middleware-Dienste	46
5.7 Kommunikationsdienste	47
5.8 Plattformumgebung	47
6 Informationsaustauschmodell	47
6.1 Allgemeine Anforderungen	47
6.2 Nachrichtenstrukturen	48
6.2.1 Allgemeine Empfehlungen	48
6.2.2 Nachrichtenkopfzeile (Message Header)	48
6.2.3 Inhalt von Nachrichtentypen (Message type payload)	49
6.2.4 Erklärung von Assoziationen	50
6.2.5 Konformitätsphilosophie	51
6.2.6 Erweiterung	51
6.2.7 Anfragenachricht (Request Message)	51
6.2.8 Antwortnachricht (Response Message)	52
6.2.9 Ereignisnachricht (Event Message)	52
6.2.10 Fehlernachricht (Fault Message)	53
6.2.11 Signaturelement (Signature Element)	53
7 Komponentenberichterstattung und Fehlerbehandlung (informativ)	53
7.1 Komponentenberichterstattung	53
7.2 Fehlermeldungsbehandlung	54
8 Sicherheit und Authentifizierung (informativ)	54

	Seite
9 Instandhaltungsaspekte (informativ)	55
Anhang A (informativ) Verwendung der Normenreihe IEC 61968	56
Anhang B (informativ) Erwägungen zum Leistungsvermögen der Inter-Anwendungs-Integration	66
Anhang C (informativ) Sichtweisen auf Daten in einem konventionellen Elektrizitätsversorgungsunternehmen	67
Literaturhinweise	70
Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	71

Bilder

Bild 1 – Verteilnetzmanagement mit einer IEC 61968-konformen Schnittstellenarchitektur	6
Bild 2 – Beispiel einer IEC 61968-Umsetzung bei einem Versorger	8
Bild 3 – Typische Funktionalitäten, abgebildet auf das IRM	11
Bild 4 – Übersicht über das Schnittstellen-Profil und die dazugehörigen Abschnittsnummern	44
Bild 5 – Logische Sicht auf eine Nachricht nach IEC 61968	48
Bild 6 – Beispiel für Inhalt von Nachrichtentypen	49
Bild 7 – Beispiel für die Ableitung von Nachrichtenelementen aus dem CIM	50
Bild 8 – Navigation von Assoziationen im CIM (UML-Notation)	50
Bild 9 – Navigation von Assoziationen in Nachrichtentypen-Schemata	51
Bild 10 – Logische Ansicht einer Anfragenachricht	52
Bild 11 – Logische Ansicht einer Antwortnachricht	52
Bild 12 – Logische Ansicht einer Ereignisnachricht	52
Bild 13 – Logische Ansicht einer Fehlernachricht	53
Bild A.1 – Prozess A: Anwendung der Normenreihe IEC 61968 durch einen Versorger	57
Bild A.2 – Prozess B: Anwendung der Normenreihe IEC 61968 durch einen Versorger	58
Bild C.1 – Datenbanksichtweisen hängen von der Zeit und vom Anwender ab	68

Tabellen

Tabelle 1 – Dokumentenübersicht für IEC 61968-1	8
Tabelle 2 – Das Schnittstellenreferenzmodell (IRM)	12
Tabelle A.1 – Use-Case-Vorlage	59
Tabelle A.2 – Häufig verwendete Verben	63
Tabelle B.1 – Typisches Lastszenario	66

Einleitung

IEC 61968 ist eine Reihe von Normen:

IEC 61968 Teil	Titel
Teil 1	Schnittstellenarchitektur und allgemeine Empfehlungen
Teil 2	Glossar
Teil 3	Schnittstellen für den Netzbetrieb
Teil 4	Schnittstellen für Daten- und Asset Management
Teil 5	Schnittstelle für Betriebsplanung und -optimierung ¹⁾
Teil 6	Schnittstelle für Wartung und Konstruktion ²⁾
Teil 7	Schnittstellennorm für Netzausbau ³⁾
Teil 8	Schnittstellennorm für Kundensupport ⁴⁾
Teil 9	Schnittstellen für Zählerwesen und -steuerung
Teil 11	CIM-Erweiterungen für das Verteilnetz
Teil 13	CIM-RDF-Modellaustauschformat für Verteilung
Teil 100	Implementierungsprofile ⁵⁾
¹⁾ In Beratung. ²⁾ In Beratung. ³⁾ In Beratung. ⁴⁾ In Beratung. ⁵⁾ In Beratung.	

Die Reihe IEC 61968 zielt auf die Stärkung der Anwendungsintegration zwischen Anwendungen ab, im Gegensatz zur Integration innerhalb einer Anwendung, etwa der Integration verschiedener Verteilnetzmanagementsoftware zur Unterstützung des Verteilnetzbetriebs. Inter-Anwendungsintegration zielt auf Programme im selben Anwendungssystem, welche üblicherweise miteinander über eine Middleware kommunizieren, die in die Laufzeitumgebung integriert ist. Zusätzlich ist die Inter-Anwendungsintegration (Intra-Application Integration) für nahe, online-, synchrone Verbindungen und interaktive Anfrage/Antwort oder Konversations-Kommunikations-Modelle optimiert. Die Reihe IEC 61968 hingegen hat als Ziel, die Inter-Anwendungsintegration der Systemlandschaft eines Versorgers zu gewährleisten, der verschiedene existierende (vorhandene oder zugekaufte) Anwendungen mit verschiedenen Laufzeitumgebungen integrieren muss. Die Reihe IEC 61968 ist daher besonders wichtig für lose gekoppelte Anwendungen mit einer hohen Heterogenität bezüglich der Sprachen, Betriebssysteme, Protokolle und Managementwerkzeuge. Die Reihe IEC 61968 hat außerdem zum Ziel, Anwendungen zu unterstützen, die Daten ereignisbasiert austauschen müssen. Die Reihe IEC 61968 hat dazu noch das Ziel, mittels Middlediensten implementiert zu werden, die ein Brokering zwischen Anwendungen und Data-Warehouses, Datenbank-Gateways und Speichern ermöglichen.

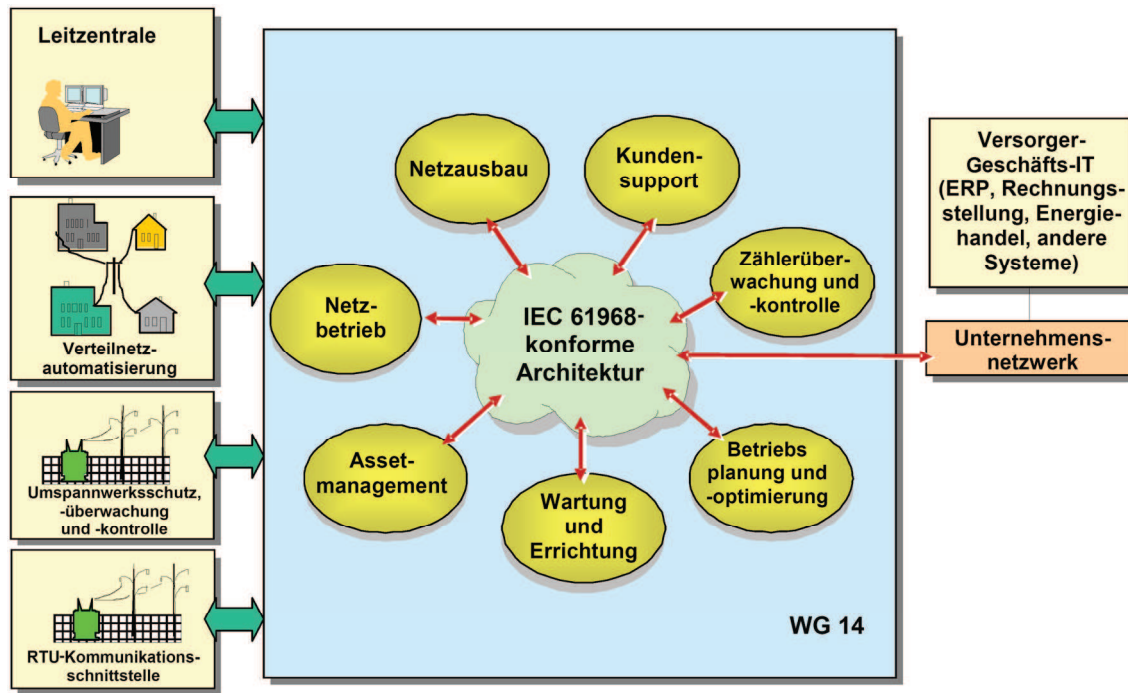


Bild 1 – Verteilnetzmanagement mit einer IEC 61968-konformen Schnittstellenarchitektur

Bild 1 stellt den Fokus der IEC 61968-1 graphisch im Sinne der Geschäftsfunktionen dar und zeigt die IEC 61968-konforme Verteilnetzautomatisierungsarchitektur.

Wie in der Reihe IEC 61968 üblich, besteht das Verteilnetzmanagement aus verschiedenen verteilten Anwendungskomponenten, die es dem Versorger ermöglichen, seine elektrischen Verteilnetze zu führen. Diese technischen Fähigkeiten umfassen dabei Überwachung und Steuerung von Gerätschaften zur Stromversorgung, zum Prozessmanagement, zur Systemstabilität, zum Spannungsmanagement, Demand-Side-Management, Ausfallmanagement, Arbeitsmanagement, zur automatischen Datenintegration sowie Facility Management. Das Verteilnetzmanagementsystem kann auch mit einem lokalen Energiemanagement vor Ort mittels einer Zählerinfrastruktur gekoppelt werden. Standardschnittstellen werden daher für jedwede Applikationsklasse definiert, die in Abschnitt 3 definiert ist, außer für diejenigen der Gruppe EXT (Extern zum Verteilnetzmanagement).

Im Verteilnetzmanagement ist es wichtig, sich die folgenden grundlegenden Bedeutungen bestimmter Begriffe zu vergegenwärtigen:

- Management: effiziente Regulierung und Kontrolle
- Automatisierung: Arbeit ohne menschliche Interaktion unter der Berücksichtigung vordefinierter Regelwerke;
- System: eine Menge von organisierten Operationen, die eine bestimmte Aktivität unterstützen (Applikations-Sätze). Allgemein basiert ein System im Kontext dieser Norm auf computerbasierte Technologie.

In der Welt der integrierten Systeme können Systeme auch Untermengen eines größeren Systems sein, ein sogenanntes System von Systemen oder eine Menge von verteilten Systemen. Ein System, welches mittels koordinierter Subsysteme agiert, kann Aktivitäten unter Umständen effizienter unterstützen als unabhängig voneinander agierende Subsysteme.

Wenn die Größe einer Organisation ansteigt, erhöht sich analog dazu die Komplexität der Aufgaben und der damit verbundene Informationsaustausch für diese Aufgaben. Weiterhin gilt, dass, je tiefer eine Datenstruktur innerhalb eines Systems verankert ist, desto weniger transparent ist sie für den Endnutzer. Dies erfordert eine neue Verwaltung von Daten, um Folgendes zu vermeiden:

- Fehler durch verschiedene Quellen der Dateneingabe;

- Inkonsistenzen bei den Softwareschnittstellen;
- teure Änderungen für neue oder aktualisierte Software;
- Verlust von Kontrolle über Daten im Zuständigkeitsbereich.

Die Normung von Daten unterstützt die Verringerung von Fehlern, die Reduzierung der Zeit für die Dateneingabe und die Verbesserung der Prozessführung.

Die Reihe IEC 61968 empfiehlt, dass die Semantik (das Domänenmodell) von Systemschnittstellen einer konformen Versorger-IT-Infrastruktur mittels UML (Unified Modelling Language) definiert wird.

XML (Extensible Markup Language) ist ein Datenformat zum Austausch von strukturierten Dokumenten, speziell über das Internet. Eine der primären Anwendungen ist der Informationsaustausch zwischen verschiedenen und potenziell inkompatiblen Computersystemen. XML wird daher empfohlen, um die Grammatik/Syntax (Profile) einer konformen IT-Infrastruktur zu definieren.

Wenn anwendbar, werden die Teile IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 sowie 13 dieser Reihe dazu genutzt, die Nutzinformationen für eine ausgetauschte Nachricht zu definieren. Nachrichten werden dabei mittels XML formatiert, mit Strukturen definiert mittels XML-Schema (IEC 61968-3 bis 9) oder RDF-Schema (IEC 61968-13), mit der Absicht, dass diese Nachrichten mittels verschiedener Nachrichtenaustauschprotokolle wie etwa SOAP, JMS, RESTful HTTP oder Web-Services ausgetauscht werden können. Es ist beabsichtigt, die Reihe IEC 61968 mittels einer sogenannten serviceorientierten Architektur (SOA) umzusetzen und die Nutzung eines Enterprise-Service-Busses (ESB) zu forcieren. Zukünftig ist es möglich, dass andere Datenformate als XML offiziell durch die Reihe IEC 61968 für spezielle Teile der Serie oder bestimmte Datenaustauschvorgänge unterstützt werden.

Die Kommunikation zwischen Anwendungskomponenten des IRM erfordert Kompatibilität auf zwei Ebenen:

- Nachrichtenformate und -protokolle;
- Nachrichteninhalte werden gegenseitig verstanden, inklusive Fällen auf Applikationsebene von Nachrichtenstruktur und -semantik.

Abschnitt 5 definiert abstrakte Middlewaredienste, zur Unterstützung der Kommunikation zwischen Anwendungen im IRM. Diese Dienste sind dafür ausgelegt, mittels wenig zusätzlicher Software auf allgemein verfügbare Dienste unterschiedlicher Nachrichtentechnologien abgebildet zu werden, die inklusive Web-Services und Middleware wie Nachrichtenbroker (Message Broker), Nachrichten-orientierter Middleware (Message Oriented Middleware, MOM), Nachrichtenschlangen (Message-Queueing Middleware, MQM) oder Enterprise-Service-Bussen (Enterprise Service Buses, ESB) umgesetzt werden. Abschnitt 5 ist daher wie folgt aufgebaut:

- 5.1 bietet eine allgemeine Übersicht über das Schnittstellenprofil;
- 5.2 identifiziert allgemeine Empfehlungen von Anwendungen, die für das IRM geeignet erscheinen;
- 5.3 definiert die Komponentenadapter;
- 5.4 definiert die Schnittstellenspezifikationsempfehlungen für Schnittstellen;
- 5.5 beschreibt, wie Informationsaustauschdienste unterstützt werden sollen, entweder direkt durch die Middleware oder durch Software, die benötigt wird, um die Middleware-Dienste des Versorgungsunternehmens an die Standard-Datenaustauschformate anzupassen;
- 5.6 bis 5.8 beschreiben die Umweltbedingungen für einen Informationsaustausch.

Ein Beispiel für eine typische Umsetzung der Reihe IEC 61968 wird in Bild 2 dargestellt. In diesem Beispiel nutzt der Versorger Schnittstellen-Adapter, um die vorhandenen Altsysteme mit anderen Anwendungssystemen, die IEC 61968-konform sind, zu integrieren. Es ist zu beachten, dass viele dieser Altsysteme sowie die IEC 61968-konformen Systeme weiterhin proprietäre Integrationstechnologien in ihrer internen Anwendungsstruktur nutzen. Lediglich die Informationen zwischen Anwendungen auf Unternehmensebene müssen IEC 61968-konform gestaltet werden.

In diesem Beispiel wird angenommen, dass das Ausfallmanagementsystem des Versorgers in der Lage ist, Befehle zu senden und Gerätezustände aus dem DMS-System (Distribution Management System, Verteilnetzautomatisierung) zu übernehmen. Da dies für den Versorger angemessen funktioniert, wird diese

Schnittstelle nicht verändert. Da jedoch andere Anwendungen benachrichtigt werden müssen, wenn sich ein Gerätezustand ändert, muss das Verteilnetzautomatisierungssystem die Änderungen über Middleware-dienste bekannt geben. Ein weiterer Vorteil der Bereitstellung von Ereignissen ist, dass diese durch eine Anwendungshistorie erfasst und gespeichert werden können; diese Daten können dann zur Erzeugung verschiedener Arten von Berichten genutzt werden. Da viele dieser ausgetauschten Daten für Managemententscheidungen verwendet werden können, wurde an die IEC 61968-konformen Middle-ware-dienste auch eine Data-Warehouse-Applikation angebunden, welche die verfügbaren Informationen erhält.

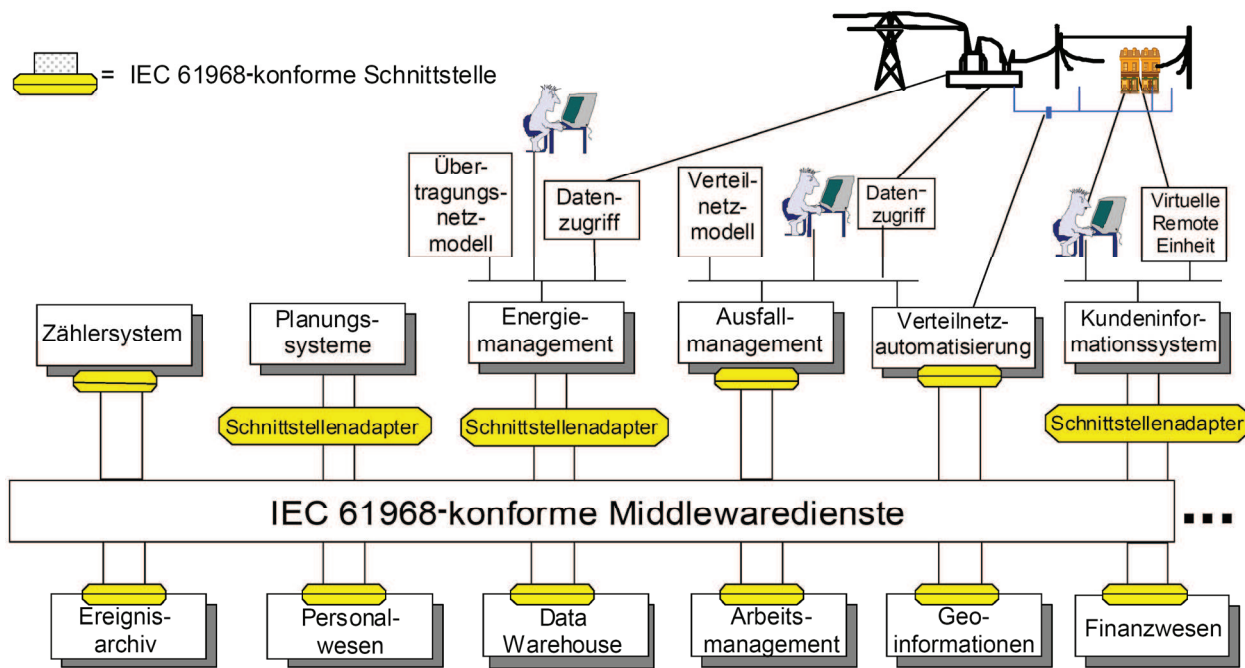


Bild 2 – Beispiel einer IEC 61968-Umsetzung bei einem Versorger

Die Organisation der IEC 61968-1 wird in Tabelle 1 beschrieben.

Tabelle 1 – Dokumentenübersicht für IEC 61968-1

Abschnitt	Titel	Zweck
1	Anwendungsziel	Ziele der IEC 61968-1
2	Normative Referenzen	Dokumente, welche Regelungen enthalten, die durch Bezüge zum vorliegenden Text normative Regelungen darstellen.
3	Interface-Referenz-Modell	Der Bereich mit Bezug zur Reihe IEC 61968 wird beschrieben. Für jede relevante Geschäftsfunktion wird eine Liste abstrakter Komponenten zur Verfügung gestellt, welche durch die Funktionen der Komponenten beschrieben werden. Die Teile IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 definieren Schnittstellen für diese abstrakten Komponenten.
4	Integrationsempfehlungen	Empfehlungen zur Infrastruktur der Anwendungsintegration verteilter Komponenten in Versorgungsunternehmen.
5	Schnittstellenprofil	Das technische Umfeld zur Anwendungsintegration innerhalb von Versorgern wird beschrieben. Abstrakte Nachrichtenübermittlungsdienste werden definiert. Sie sind verfügbar für Anwendungen für die Kommunikation mit anderen Anwendungen, inklusive ihrer publish- und subscribe-Dienste.
6	Informationsaustauschmodell	Anforderungen und Empfehlungen zum Informationsaustausch zwischen Applikationen/Funktionen werden im IRM aufgeführt.

Tabelle 1 (fortgesetzt)

Abschnitt	Titel	Zweck
7	Komponentenberichtswesen und Fehlerbehandlung	Empfehlungen zur Audit- und Fehlermeldungs-Behandlung-Authentifizierung werden beschrieben, die notwendig zur Unterstützung der Anwendungskommunikation sind.
8	Sicherheit und Authentifikation	Hier werden Empfehlungen für Sicherheit und Authentifizierung zur Unterstützung der Anwendungskommunikation beschrieben.
9	Wartungsaspekte	Hier werden allgemeine Wartungsempfehlungen definiert.
Anhang A	Nutzung der IEC 61968	Die Methodik zur Bestimmung der Schnittstellenempfehlungen für die Anwendungsintegration wird hier beschrieben.
Anhang B	Performanceanforderungen der Inter-Anwendungs-integration	Einige typische Leistungs-Empfehlungen, die notwendig sind zur Unterstützung der Anwendungsintegration, werden definiert. Diese Empfehlungen sind genereller Natur, da spezifische Umsetzungen von dem jeweiligen Versorger abhängig sind.
Anhang C	Sicht auf Daten in einem typischen Versorger	Dieser Anhang beschreibt einige der zugrunde gelegte Prinzipien zur Definition des Referenzdatenverzeichnisses der IEC 61968-11.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der Reihe IEC 61968 ist der erste Teil einer Reihe, die, als Ganzes, das Ziel hat, Schnittstellen für die wesentlichen Elemente einer Schnittstellenarchitektur für das Verteilnetzmanagement zu definieren.

Diese Internationale Norm identifiziert und etabliert Empfehlungen für Standardschnittstellen, basierend auf einem Interface-Referenz-Modell (IRM). Weitere Teile der Serie basieren auf den im IRM identifizierten Schnittstellen. Diese Gruppe von Normen ist auf die Definition von Schnittstellen begrenzt. Diese stellen Interoperabilität zwischen verschiedenen Computersystemen, Plattformen und Sprachen sicher. Methoden und Technologien zur normgerechten Umsetzung der implementierten Funktionalitäten werden in der IEC 61968-100 definiert.

Im Sinne der Nutzung des Begriffs Verteilnetzmanagement in der Reihe IEC 61968 handelt es sich um verschiedene Anwendungskomponenten zum Betrieb eines elektrischen Verteilernetzes. Die Funktionen der Systeme umfassen die Überwachung und Steuerung der Einrichtungen im Netz für die Stromversorgung, Führungsprozesse zur Sicherstellung von Zuverlässigkeit, Stabilität, Spannungshaltung, Demand-Side-Management, Ausfallmanagement, Arbeitsorganisation, automatischer Zuordnung, Gebäudemanagement und Zählerwesen. Das IRM wird in Abschnitt 3 definiert.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 61968-3, *Application Integration at electric utilities – System Interfaces for distribution management – Part 3: Interfaces for Network Operation*

IEC 61968-9, *Application Integration at electric utilities – System Interfaces for distribution management – Part 9: Interfaces for meter Reading and Control*

IEC 61968-11, *Application Integration at electric utilities – System Interfaces for distribution management – Part 11: Common Information model 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*

3 Schnittstellenreferenzmodell (Interface Reference Model, IRM)

3.1 Anwendungsbereich

Innerhalb dieser Norm umfasst der Anwendungsbereich des Verteilnetzmanagements sämtliche Aspekte des Managements von elektrischen Verteilnetzen. Ein Verteilnetzbetreiber hat dabei die teilweise oder vollständige Verantwortung für die Überwachung und Steuerung der Einrichtungen für die Energielieferung, die Führungsprozesse zur Sicherstellung von Systemstabilität, Spannungshaltung, Demand-Side-Management, Ausfallmanagement, Arbeitsorganisation, automatischer Zuordnung, Gebäudemanagement und Zählerwesen.

Der Verteilernetzbereich kann in zwei miteinander in Beziehung stehende Geschäftsbereiche unterteilt werden, die Energiebeschaffung und die Energieverteilung. Die Energiebeschaffung beschäftigt sich dabei zumeist mit dem Einkauf von elektrischer Energie von Großproduzenten für den Weiterverkauf an die einzelnen Endkunden. Die Energieverteilung umfasst das Management des physischen Verteilernetzes, das die Energieproduzenten und -verbraucher verbindet. In einigen Ländern kann die Verantwortlichkeit der Organisationen rechtlich beschränkt sein, so dass Teile dieser Norm nicht anwendbar sind.

Der Bereich der Energieversorgung umfasst Softwaresysteme, Geräte, Personal und Verbraucher eines einzelnen Versorgers, der eine Firma oder eine Abteilung sein kann. Es ist zu erwarten, dass innerhalb eines Versorgerbereichs jedes System, jedes Gerät, das Personal und jeder Endkunde eindeutig identifiziert werden können. Werden Daten zwischen zwei Versorgungsbereichen ausgetauscht, so müssen eindeutige Bezeichnungen verwendet werden, die mit der Bezeichnung des Versorgers erweitert werden, um eine globale Eindeutigkeit zu ermöglichen.

3.2 Geschäftsfunktionen

Verschiedene Abteilungen innerhalb eines Versorgers kooperieren, um den Betrieb und das Management des Verteilnetzes sicherzustellen. Diese Tätigkeit wird Verteilnetzmanagement oder Verteilnetzführung genannt. Andere Abteilungen innerhalb des Versorgers unterstützen die Verteilnetzmanagement-funktionalitäten, ohne jedoch eine direkte Verantwortung für das eigentliche Verteilnetz zu besitzen. Diese Trennung nach Geschäftsfunktionen wird durch das Schnittstellenreferenzmodell (IRM) ermöglicht, welches in 3.3. näher definiert wird.

Die Nutzung eines Geschäftsfunktions-orientierten Modells sichert dabei eine gewisse Unabhängigkeit von herstellerspezifischen Lösungen. Es ist ein wichtiger Test zum Prüfen der Anwendbarkeit dieser Norm, dass das IRM für die Nutzer beim Energieversorger als Beschreibung ihres eigenen Netzbetriebs aufgefasst wird.

Die Hauptfunktionalitäten bezüglich der Geschäftsprozesse und ihre Unterfunktionalitäten im IRM werden in Bild 3 dargestellt.

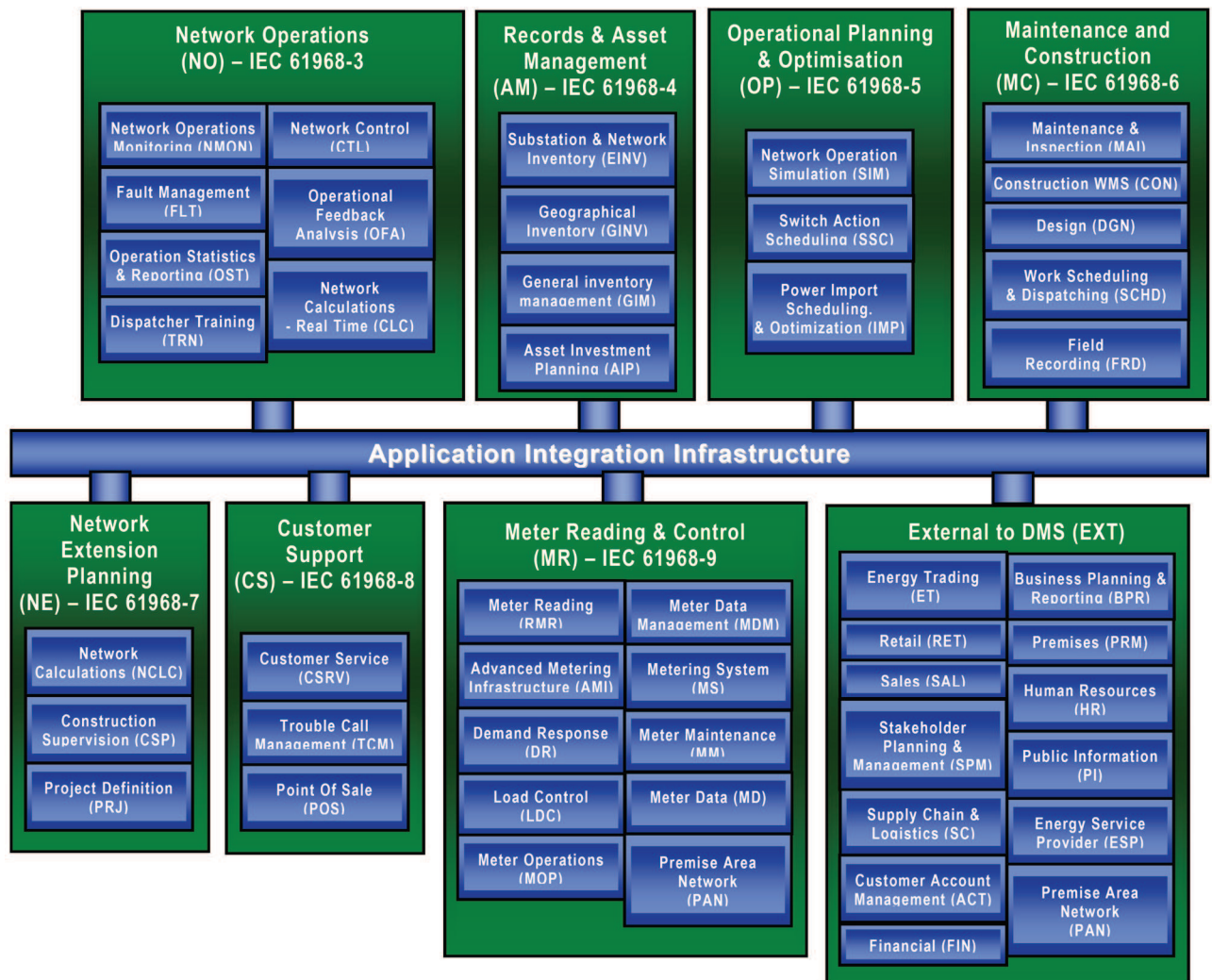


Bild 3 – Typische Funktionalitäten, abgebildet auf das IRM

3.3 Schnittstellenreferenzmodell (IRM)

Es ist nicht das Ziel dieser Norm, Anwendungen und Systeme zu definieren, die durch Hersteller erstellt werden sollen. Es ist vielmehr beabsichtigt, dass eine konkrete (physische) Anwendung einer oder mehrerer abstrakter (logischer) Komponenten zur Verfügung gestellt wird, wie sie in dieser Norm aufgeführt werden. Diese abstrakten Komponenten werden durch die Geschäftsfunktionen des IRM klassifiziert.

Innerhalb dieser Norm wird der Begriff der abstrakten Komponente im Sinne einer Teilmenge eines Softwaresystems genutzt, die ein oder mehrere Schnittstellenmodule der Teile IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 und 13 unterstützt. Das bedeutet nicht notwendigerweise, dass eine konforme Software in separaten Modulen ausgeliefert wird.

Innerhalb dieses Unterabschnitts wird die Definition einer Geschäftsfunktion aus 3.2 erweitert mit den Begriffen:

- Untergeschäftsfunktionen (zweite Spalte);
- abstrakte Komponenten (dritte Spalte).

Einige abstrakte Komponenten können dabei von verschiedenen Geschäftsfunktionen genutzt werden. Eine Komponente wie eine Leistungsflussrechnung kann beispielsweise im Rahmen des Netzbetriebs, der Kurzzeitplanung und -optimierung sowie der Netzerweiterungsplanung genutzt werden. Viele der Informationen, die für diese Zwecke ausgetauscht werden, teilen daher viele der gleichen Nachrichtentypen (siehe Abschnitt 6).

Anwendungen verschiedener Hersteller bündeln dabei die Funktionalitäten der abstrakten Komponenten auf verschiedene Arten. Um die IEC 61968-Dienste zu nutzen, sollte daher jede Anwendung eine oder mehrere Schnittstellen der abstrakten Komponenten unterstützen.

IEC 61968-1 definiert die Infrastrukturdienste, die allen abstrakten Komponenten gemeinsam sind, während IEC 61969-1 bis IEC 61969-9 und IEC 61969-13 die jeweiligen Details eines Informationsaustausches für spezifische Typen von abstrakten Komponenten definieren.

Die Reihe IEC 61968 definiert dabei:

- dass eine Inter-Anwendungsstruktur konform ist, wenn sie die Dienste aus IEC 61968-1 bietet, um mindestens zwei Anwendungen mit Schnittstellen konform zu den Teilen IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 und IEC 61968-13 zu unterstützen.
- eine Anwendung konform ist, wenn sie die Schnittstellenstandards aus den Definitionen der Teile IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 und IEC 61968-13 für die relevanten abstrakten Komponenten aus dem IRM unterstützt.
- eine Anwendung nur die Schnittstellen der in Spalte 3 aufgeführten anwendbaren Komponenten unterstützen muss. Es ist nicht erforderlich, Schnittstellen zu unterstützen, die für andere abstrakte Komponenten (Spalte 3) der gleichen Unterfunktion (Spalte 2) oder der gleichen Geschäftsfunktion (Spalte 1) erforderlich sind. Während diese Norm primär den Informationsaustausch zwischen Komponenten verschiedener Geschäftsfunktionen definiert, kann fallweise auch ein Informationsaustausch zwischen Komponenten innerhalb einer einzelnen Geschäftsfunktion definiert werden, wenn hierfür eine entsprechende Marktanforderung festgestellt wurde.

Tabelle 2 – Das Schnittstellenreferenzmodell (IRM)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
Netzbetrieb Bezug zu IEC 61968-3 und IEC 61968-13	Netzbetriebsüberwachung (Network operation Monitoring, NMON)		Stellt die Funktionalität zur Überwachung der Anlagen-topologie (Leistungsschalter- und Trenner-Zustand) sowie zur Steuerung der Einrichtungen zur Verfügung. Sie ermöglicht dem Versorger weiterhin, die Netztopologie und den Lastzustand zu überwachen. Weiterhin können telefonische Kundenbeschwerden behandelt und Einsatzorte des Personals vor Ort überwacht werden.
		Umspannanlagenüberwachung	Stellt Funktionalität zur Verfügung, um die Hauptumspannanlagentopologie (Leistungsschalter- und Trenner) und die Steuerungseinrichtungen zu überwachen. Diese Funktionalität wird durch eine schematische Darstellung der Umspannanlagen unterstützt.
		Netzzustandsüberwachung	Stellt die Funktionalitäten zur Führung der Netztopologie und des Lastzustandes zur Verfügung. Weiterhin können telefonische Kundenbeschwerden behandelt und Einsatzorte des Personals vor Ort überwacht werden.
		Schaltungsüberwachung	Unterstützt die Abwicklung aller Arbeiten innerhalb des Systems. Arbeitsdetails werden für jede Art von Schalt-handlungen aufgezeichnet (Überwachung von manuellen Schaltungen, Fernsteuerungen Arbeitsabläufen, und Personal vor Ort).

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
		Schaltzustandsüberwachung	Stellt eine Sicht auf alle Schaltzustände neben den Zuständen geöffnet oder geschlossen dar. Einige Versorger nutzen etwa die folgenden Konventionen: 1. Schalter ist geöffnet (Rot) und hat eine Verfügungserlaubnis erhalten mit Einschaltverriegelung; 2. geschlossener Schalter mit Sicherung auf einer eingeschalteten Leitung (Orange) und einer dazugehörigen Verfügungserlaubnis; 3. normal geöffneter Schalter (Grün); 4. abweichend vom Normalzustand geöffneter Schalter (Gelb); 5. abweichend vom Normalzustand geschlossener Schalter (Gelb-Grün); 6. Sicherungsinformation (Blau); 7. Gerät defekt oder außer Betrieb (Braun); 8. laufende Befehlsausgabe (Pink); 9. ein normal geschlossener Schalter ist nicht farblich gekennzeichnet. ANMERKUNG Die genannten Farbangaben sind Beispiele; in der betrieblichen Praxis können auch andere Darstellungen verwendet werden, insbesondere Topologiefarben, Markierungssymbole usw.
		Prozess- und Netzdatenmanagement	Umfasst den Austausch von Prozessdaten sowie die gemeinsame Nutzung von Netzinformationen über das Netz zur Durchführung verschiedener Funktionen.
		Betriebsdatenmanagement	Management der Daten, die im Betrieb erfasst werden (Personal vor Ort, Kunden, geplante und nicht geplante Ausfälle)
		Stufenschalterüberwachung	Bietet eine Sicht auf die Stufenschalterstellung. Umspanner- und leitungsmastmontierte Stufenschalter melden ihre Schalterposition mittels der Komponente Prozess- und Netzdatenmanagement.
		Alarmüberwachung	Netzüberwachungskomponente, bei der Schwellwerte gesetzt werden, um ein Systemversagen anzuzeigen und Reaktionen zu veranlassen
		Betriebs- und Ereignisprotokollierung	Betriebstagebücher erfassen die Änderungen im Netz und die geplanten Arbeiten, die zu Abschaltungen führen. Ereignisprotokolle umfassen Ausfälle und weitere relevante Informationen.
		Wetterüberwachung (Blitzerfassung)	Diese ermöglicht es, Auswirkungen auf das Netz vorherzusagen, speziell wenn Ausfälle im Zusammenhang mit Unwetter auftreten können. Temperatur und Windgeschwindigkeiten werden manchmal genutzt, um dynamische Lastgrenzen für Netzkomponenten zu berechnen.

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
	Netzsteuerung (CTL) (Network control, CTL)		Die Netzsteuerung wird durch dezentrale Steuerungsfunktionen umgesetzt, die wiederum auf einer höheren Ebene der leittechnischen Hierarchie ausgelöst werden. Lokale automatische Steuerungen können unter Nutzung von lokaler Information durchgeführt werden, ohne Kenntnis der aktuellen Netztopologie. Diese Funktionen werden lokal durch die Steuerungseinrichtungen in der Schaltanlage unterstützt. Übergeordnete Netzleitfunktionen koordinieren die lokalen Funktionen. Diese Funktionen werden von Leitstellenpersonal ausgeführt, mit Fernsteuerung und lokaler Steuerung, veranlasst durch Schaltaufträge an lokales Personal, z. B. durch mobile Terminals.
		Nutzerzugriffskontrollen	Sämtliche Überwachungsfunktionen unterliegen Zugriffskontrollen.
		Automatische Steuerungen	Schutz (Störungsbehebung), Netztrennung und lokale Spannungs/Blindleistungssteuerung über Geräte, die Eigenschutz besitzen. Einige intelligente Geräte sind programmierbar und ermöglichen eine Steuerung von Schwellwerten, die Angaben dazu liefern, wie lange ein Fehler existieren darf, bevor er Auslösung veranlasst. Einrichtungen zur automatischen Wiedereinschaltung können den Schalter in definierter Zeit wieder schließen.
		Unterstützte Steuerungen	Schalterfernsteuerung, Lastabwurf, Spannungsreduzierungs-nachrichten, Spannungshaltung, lokale Schaltungen durch Personal vor Ort; Schutzgeräte, welche per Netzwerk programmierbar sind und handgeschaltete Schalter im Netz
		Sicherheitsdokumentenmanagement	Management der Sicherheitsdokumente, welche während der Arbeit aus Gründen der Arbeitssicherheit genutzt werden. Es existieren zahlreiche Arten von Dokumenten, die auf Basis organisatorischer Regelungen erstellt werden.
		Sicherheitsüberprüfung und Verriegelungen	Befolgen von Arbeitsvorschriften, um die Arbeitssicherheit sicherzustellen sowohl für Personal als auch Gerätschaften, wenn Arbeiten im Netz unter Spannung erfolgen
		Vorfallskoordination	Koordination der Maßnahmen bei großflächigen Ausfällen

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
	Störungsmanagement (Fault Management, FLT)		Störungsmanagementfunktionen verfolgen das Ziel, die Geschwindigkeit der Störungslokalisierung und Versorgungswiederherstellung zu erhöhen. Diese Funktionen unterstützen den Versorger beim Identifizieren von Störungen im Netz, bei der Ausführung von Aktivitäten zur Wiederversorgung. Den Kunden werden Informationen über Störungen (Dauer und Gründe) geboten. Das Störungsmanagement ermöglicht: – eine Verbesserung der Reaktion auf Kundenbeschwerden, eine schnellere Reaktion und eine verbesserte Kommunikation zwischen Versorger und Kunde (Image); – Informationsbereitstellung aus dem Netz für den Betriebsführer, Hilfestellung bei der Wiederherstellung in Störungssituationen; – Informationen über die Versorgungsqualität zu sammeln und diese externen (Kunden oder Offiziellen Stellen) zur Verfügung zu stellen.
		Beschwerdemanagement und Verbindungsanalyse für Niederspannungsnetze	Ein Beschwerde-Ticket ist ein Dokument, welches nach einem Kundenanruf mit einer Meldung einer Versorgungsstörung erzeugt wird. Die Störung kann dabei sowohl durch einen Ausfall, als auch durch ein anderes Problem (z: B. Stromqualität), verursacht sein.
		Schutzrelaisanalyse	Die Koordination von Schutzschemata wird durch eine Analyse der Schutzrelais erreicht. Ein Schutzrelais ist ein elektromechanisches Gerät, welches der Initiierung einer Schutzmaßnahme, wie etwa dem Öffnen eines Leistungsschalters nach Feststellung eines Überstroms, dient.
		Fehlerlokalisierung durch die Analyse von Störmeldeeinrichtungen oder Kundenbeschwerden	Die Ermittlung des Fehlerortes wird auf Basis der aktuellen Netztopologie durchgeführt. Eventuell wird Personal ins Netz geschickt, um den Fehler zu ermitteln.
		Beurteilung der Versorgungswiederherstellung	Die geschätzte Wiederherstellungszeit wird dem Kunden vor und während der Wiederherstellungsaktivitäten mitgeteilt.
		Nutzung der Kundeninformation zum Vorfall	Daten inklusive Adresse des Serviceorts, Kundennummer, Kundenname, Kundenadresse, Zählnummer, etc. Der Anruf wird üblicherweise von einem Call Center entgegengenommen.

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
		Verteilnetzversorgungsüberwachung	Das Verteilnetz wird in geografischer Orientierung dargestellt, mit Versorgungszustand und enthaltener Ausrüstung (z. B. Schalter, Transformatoren, Regler, Kondensatoren, Umspannanlagen etc.). Die Zustandsinformation umfasst dabei auch eine Information über den zukünftigen Netzzustand, abhängig von geplanten Ausschaltungen aus einem Ausfallmanagementsystem. Eine geplante Ausschaltung kann dabei häufig zu einem bestätigten Zustand führen, etwa durch den offenen Schaltzustand eines Schalters, durch Meldung der Information durch Personal vor Ort, Schalter, Geräte, Ausrüstungen und Stromkreise in einem Netz können fernerhin einen vorhergesagten Ausschaltzustand haben, der von einem Schaltzustand durch den Netzservice abweichen kann.
	Betriebsmittelanalyse (Operation feedback analysis, OFA)		Informationen können aus der Umspannanlage und den Kundeninformationen gewonnen werden, um dann mit den Daten aus der Online-Betriebsführung im Zusammenhang mit Störungen, Topologie und Lastzustand verglichen zu werden. Diese Informationsanalyse bietet Indikatoren für die Optimierung einer periodischen Wartung, basierend auf den Fehlerraten im Netz. Dies erfordert die Identifikation von parallel gewonnenen Werten an mehreren Orten sowie eine Zeitstempelung von Ereignissen und Werten.
		Fehlbetriebsanalyse	Die retrospektive Betrachtung von Aufzeichnungen über ein Gerät, um den Grund für einen nicht korrekten Betrieb zu ermitteln
		Netzstörungenanalyse	Die Betrachtung von Störungsaufzeichnungen, Ereignisabläufen und anderer Dokumente zur Ermittlung der Störungsursache von Auswirkungen des Fehlers und Schritten zur Wiederherstellung und der möglichen Vermeidung eines erneuten späteren Auftretens. Diese Daten umfassen Bedingungen vor Auftreten der Störung ebenso wie nach der Störung für einen bestimmten Zeitraum.
		Qualitätsindex-Analyse	Qualitätsanalysen umfassen die Häufigkeit von Ausfällen, die Dauer von Ausfällen, Spannungshöhe, Spannungsschwankungen (Absacken, Spitzen, schnelle und langsame Änderungen) und andere Faktoren, um die Qualität der gelieferten Energie zu messen.
		Betriebsmittelhistorie	Daten über den Betrieb des jeweiligen elektrischen Betriebsmittels. Wird zumeist in zustandsbasierten Wartungsverfahren genutzt.
		Nachstörungenanalyse	Die Nachbetrachtung von historischen Werten um die Ereignissequenz zu analysieren, die zu einer Störung geführt hat, um so auch den Auslöser der Störung zu ermitteln

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
	Betriebsstatistik und Analyse (Operation statistics and reporting, OST)		Betriebsstatistiken und Reportingfunktionalitäten ermöglichen es, Online-Daten zu archivieren, um anschließend eine Analyse zum Feedback zur Systemeffizienz und -zuverlässigkeit zu erstellen.
		Wartungsinformationen	Daten zur geplanten und ungeplanten Wartung inklusive der Ursache und Reparaturdetails
		Informationen zur Planung	Servicedatenhistorie zur operativen Planung
		Informationen zur Managementkontrolle	Servicedatenhistorie zur Managementkontrolle
	Realzeit-Netzberechnungen (Network calculations – real-time, CLC)		Netzberechnungen bieten Systembetreibern die Möglichkeit, die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Verteilersystems zu berechnen.
		Lastvorhersage	Die Estimation von Lastwerten, berechnet auf einer feingranulareren Basis als mit Lastvorhersagen, basierend auf spezifischen Bedingungen, Wetter und anderen Ereignissen
		Energiehandelsanalyse	Führt Netzberechnungen durch, um Energiehandelsoptionen und -szenarien zu ermitteln
		Lastfluss und Spannungsprofile	Durchführen einer Spannungs-Beurteilung für das Netz durch eine Analyse der Betriebsbedingungen und Vorhersage sowie Abwendung von Spannungsproblemen
		Fehlerstromanalyse	Die Durchsicht der Störungsaufzeichnungen, des Ablaufs von Ereignissen und anderer Dokumente, die nach einer Störung produziert wurden, um die Ursache des Fehlers, die Auswirkungen, Schritte zur Wiederherstellung und mögliche Vermeidungsstrategien für die Zukunft zu ermitteln. Diese Daten umfassen Bedingungen vor Auftreten der Störung ebenso wie nach der Störung für einen bestimmten Zeitraum.
		Adaptive Relaiseinstellungen	Schutzrelaiseinstellungen können basierend auf Bedingungen wie Wetter oder Betriebszustand eingestellt werden.
	Betriebsführertraining (Dispatcher training, TRN)		Trainingsfunktionen für Betriebsführer, die das tatsächliche System simulieren, um mit den leittechnischen Funktionen zu arbeiten. Verschiedene Szenarien können getestet werden, um die Betriebsführer auf die Bearbeitung ungewöhnlicher Situationen vorzubereiten.
		SCADA Simulation	Simuliert Netzfehler, um Betriebsführer zu trainieren

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
Aufzeichnungs- und Betriebsmittelmanagement (AM) Bezug zu IEC 61968-4	Umspannanlagen- und Netzinventar (Substation and network inventory, EINV)		Die Umspannanlagen und die Netzbetriebsmittel, die ein Versorger besitzt bzw. für die er Verantwortlichkeiten übernimmt, und für die er ein exaktes Verzeichnis, basierend auf einer Betriebsmittelhierarchie führt, das höhere Managementfunktionen unterstützt
		Betriebsmittelcharakteristika	Daten mit Bezug zu den Eigenschaften und den operativen Parametern der physischen Geräte zur Erfüllung bestimmter Funktionen. Eine Charakteristik kann dabei als eine Beziehung zwischen zwei oder mehr variablen Mengen beschrieben werden, die die Leistungen eines Gerätes unter bestimmten Bedingungen angeben.
		Konnektivitätsmodell (Topologiemodell)	Ein Modell für die vernetzte, miteinander verbundene Ausrüstung im elektrischen Netz. Es ist die physische Definition, wie die Geräte elektrisch miteinander verbunden sind. Zusätzlich modelliert es die Topologie, die die logische Definition darstellt, wie Geräte elektrisch mittels geschlossenen Schaltern verbunden sind. Die Topologiedefinition ist dabei unabhängig von anderen elektrischen Eigenschaften
		Umspannanlagen-darstellung	Schematische Darstellung der Umspannanlagen mit Beziehungen zu den wichtigen Netzdarstellungen und geografischen Karten. Schematische Anzeigen umfassen dabei Informationen bezüglich Schaltzustand und Lastzustand.
		Fernsteuerungs-Datenbank	Telekommunikationsinformationen für Fernsteuerung, dynamische Datenerfassung und andere Funktionen, die elektronische Kommunikationsverbindungen erfordern („Fernwirkdaten“)
	Geografisches Verzeichnis (Geographical Inventory, GINV)		Management von georeferenzierten Daten, typischerweise unter der Verwendung von Computergrafiktechnologien zur Eingabe, Speicherung und Aktualisierung von graphischen und nicht-graphischen Informationen. Geografische Abbildungen und damit Beziehung stehende nicht-graphische Elemente für eine jedes Objekt werden typischerweise in einem Datenspeicher hinterlegt. Die graphischen Darstellungen werden referenziert mittels eines Koordinatensystems, das einen Bezug zu Orten auf der Erdoberfläche hat. Informationen im Datenspeicher können abgefragt und angezeigt werden, basierend auf den graphischen oder nicht-graphischen Attributen der Objekte.
		Netzdarstellungen (Netzbilder)	Darstellungen des physischen Verteilnetzes

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
	Allgemeines Inventarmanagement (General inventory Management, GIM)	Geografische Karten	Eine Karte, welche planimetrische, elektrische, physische Objekte und/oder topografische Eigenschaften darstellt welche als Basis für eine thematisch orientierte Ebenendarstellung dient. Objekte, die auf dieser Karte dargestellt werden können, sind z. B. Straßen, Flüsse, Gebäude, Konturen, etc. Eine Darstellung dieser Objekte und ihrer Eigenschaften kann jedoch vom Maßstab abhängig sein. Eine geografische Eigenschaft ist ein Begriff, der auf natürliche oder künstliche Objekte, welche auf einer Karte gezeigt werden, angewendet wird.
			Die nicht-elektrischen Objekte (z. B. Werkzeuge, Beton, Masten Traversen etc.), die ein Versorger besitzt oder für die er Verantwortung trägt und für die er ein genaues Verzeichnis führt, das ein höherwertiges Asset Management ermöglicht
		Nicht-elektrisches Bestandsinventar	Das Inventar und der Zustand der installierten und nicht-installierten Bestände, die von denen, die das Umspannanlagen- und Netzinventar umfasst, verschieden sind
		Materialinventar	Das Inventar und der Zustand der Materialien, die für die Nutzung an verschiedenen Orten für den Versorger zur Verfügung stehen
		Fahrzeuginventar	Das Inventar und der Zustand aller durch den Versorger besessenen oder geleasteten Fahrzeuge
	Bestandsinvestitionsplanung (Asset investment Planning, AIP)		Die Investitionsplanung umfasst eine strategische Definition und Priorisierung, eine Wartungsstrategie, Risikomanagement, Aktivitätenmanagement und Entscheidungsfindung. Diese Elemente beeinflussen den Zustand, die Konfiguration, die Leistungsfähigkeit, die Betriebskosten und die Flexibilität des Grundbestands mit dem Ziel, den Wert zu maximieren.
		Wartungsstrategie	Eine Wartungsstrategie balanciert Risiko, Kosten und Pläne, wenn eine plangesteuerte Wartung zum Einsatz kommt; die zuverlässigkeitsorientierte und zustandsbasierte Wartung verfahren ähnlich.
		Lebenszyklusplanung	Planung der Nutzung eines Bestandes über seine Lebensspanne vom Zeitpunkt der Kaufentscheidung bis zur Außerbetriebnahme
		Zuverlässigkeitsorientierte Analyse	Identifikation des Zuverlässigkeitstrends und korrektive Eingriffe; beispielsweise eine Auswertung aller Fehler in einem bestimmten Jahr (geplant und Ausfälle) sowie eine Ursachenanalyse und Empfehlungen für korrigierende Eingriffe
		Engineering- und Entwurfsstandards	Die Einführung von messbaren Zuständen und Leistungen von Beständen und ihres Einsatzes sowie generell ihre Nutzung. Charakteristika oder Attribute eines Standards beschreiben die erforderliche Leistungsklasse, typischerweise „wie viel“, „wovon“ und „wie oft“. Oftmals werden dabei Industrienormen oder Herstellungsspezifikationen zitiert.

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Geschäftsfunktion	Geschäftsunterfunktion	Abstrakte Komponente	Beschreibung
		Leistungsmessungen	Bestandsmanagemententscheidungen basieren auf Lebenszykluskosten. Bestände werden gemessen, so dass die vollen ökonomischen Kosten der Aktivitäten transparent werden.
		Risikomanagement	Überwachung, Erlangung von Verständnis und Management von Risiken in Geschäftsaktivitäten sowie, dementsprechend, die Sicherstellung von Strategien, Prozessen und Praktiken.
		Umweltmanagement	Bestände sollten mit Berücksichtigung von Auswirkungen sowohl der Umwelt auf das Gerät (Salzkorrosion, Eis, Wasser, Sand, etc.) als auch des Geräts auf die Umwelt installiert und gewartet werden. Letzteres ist zahlreichen gesetzlichen Vorschriften unterworfen.
		Entscheidungsunterstützung	Universelle Datenbanken und „Business-Intelligence“(BI)-Technologien werden genutzt, um eine Investitionsentscheidung zu unterstützen.
		Thermische Grenzen von Netzausrüstung und Leitungen	Änderungen in den Leistungen von Equipment basierend auf Änderungen der Grenzwerte durch Temperatur und Windgeschwindigkeitsänderungen
		Auslösung von Wartungsarbeiten	Überführung von Wartungsplänen in Arbeitspläne, z. B. für die präventive Wartung eines alternden Mastes
		Bestandswartungsgruppen (Listen)	Eine Bestandsliste, die in Kategorien organisiert ist, beispielsweise, um Effizienzerhöhungen einer bestimmten Art von Wartung oder Inspektion zu erreichen
		Bestandsausfallhistorie	Die Historie von Ausfällen mit Bezug zu allen Beständen im Verteilnetz inklusive Abbrennen und Unfällen
		Bestands-Finanzleistung	ROI-Betrachtungen für Bestände, Verständnis für den Wert und die Kosten eines Bestandes und die finanziellen Ressourcen, um sie nachhaltig zu betreiben (kurz- und langfristig)
		Budgetzuweisung	Zuweisung des Budgets für Beschaffung, Wartung und Ersatz
<u>Operative Planung und Optimierung (Operational planning and optimisation, OP)</u> Bezug zu IEC 61968-5 und IEC 61968-13	Netzbetriebssimulation (Network operation simulation, SIM)		Diese Menge von Funktionen erlaubt eine Definition, Vorbereitung, Optimierung und operative Planung von Aktivitäten, welche zur Durchführung von Wartungsarbeiten am System (Ausrollen, Freigabe) nötig sind.