

DIN IEC/TS 62913-2-1

ICS 35.240.50

**Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen –
Teil 2-1: Netzbezogene Domänen
(IEC SRD 62913-2-1:2019)**

Generic smart grid requirements –
Part 2-1: Grid related domains
(IEC SRD 62913-2-1:2019)

Gesamtumfang 142 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort.....	5
Einleitung	6
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	7
3 Begriffe und Abkürzungen	8
3.1 Begriffe	8
3.2 Abkürzungen	9
4 Netzmanagement	10
4.1 Zweck und Anwendungsbereich	10
4.1.1 Ziel	10
4.1.2 Informativer allgemeiner Kontext des Netzmanagements	10
4.2 Geschäftliche Analyse	13
4.2.1 Allgemeine Übersicht.....	13
4.2.2 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche	17
4.2.3 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen	22
4.3 Allgemeine Smart-Grid-Anforderung	23
4.3.1 Aus den Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen	23
5 Übertragungsnetzmanagement.....	25
5.1 Zweck und Anwendungsbereich	25
5.2 Geschäftliche Analyse	25
5.2.1 Allgemeines	25
5.2.2 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche	25
6 Verteilnetzmanagement.....	25
6.1 Zweck und Anwendungsbereich	25
6.2 Geschäftliche Analyse	25
6.2.1 Allgemeines	25
6.2.2 Regionale Optionen	25
6.2.3 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche	25
6.2.4 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen	25
6.3 Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen	27
7 Microgrids	29
7.1 Zweck und Anwendungsbereich	29
7.1.1 Ziel	29
7.1.2 Allgemeiner Kontext	30
7.2 Geschäftliche Analyse	31
7.2.1 Allgemeine Übersicht.....	31
7.2.2 Isolierte Microgrids	32
7.2.3 Anlagen-Microgrids.....	32
7.2.4 Verteil-Microgrids.....	33

7.2.5	Beziehung zu anderen Bereichen	34
7.2.6	Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen des Bereichs	34
7.2.7	Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen	35
7.3	Generische Smart-Grid-Anforderungen	36
8	Intelligente Umspannwerk-Automatisierung	38
8.1	Zweck und Anwendungsbereich	38
8.1.1	Ziel	38
8.1.2	Allgemeiner Kontext	38
8.2	Geschäftliche Analyse	38
8.2.1	Allgemeine Übersicht	38
8.2.2	Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche	38
8.2.3	Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen	40
8.3	Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen	40
Anhang A (informativ) Verknüpfung zu anderen TC und gesammelten Materialien		41
A.1	Allgemeines	41
A.2	Verteilnetzmanagement	41
A.2.1	Identifizierte TC	41
A.2.2	Verbindungen von anderen TC, die zu den Smart-Grid-Anforderungen des Bereichs beitragen	41
Anhang B (informativ) Anwendungsfälle		42
B.1	Netzmanagement	42
B.1.1	Betriebswirtschaftliche Anwendungsfälle	42
B.2	Verteilnetzmanagement	55
B.2.1	Betriebswirtschaftliche Anwendungsfälle	55
B.2.2	Systembezogene Anwendungsfälle	72
B.3	Microgrids	108
B.3.1	Geschäftliche Anwendungsfälle	108
B.4	Intelligente Umspannwerk-Automatisierung	136
B.4.1	Geschäftliche Anwendungsfälle	136
Literaturhinweise		142
Bilder		
Bild 1 – Neue smarte Geschäftsprozesse, <i>verbessert durch Smart-Grid-Funktionen</i>		13
Bild 2 – Nicht erschöpfende Beschreibung des Microgrid-Bereichs in der SGAM-Architektur		31
Bild B.1 – Theoretisches Beispiel der Ausfallwahrscheinlichkeit der Ausrüstung		44
Bild B.2 – Theoretisches Beispiel einer Kennlinie der Ausfallwahrscheinlichkeit von Ausrüstung unter Berücksichtigung eines schlechten AHI		45
Bild B.3 – Prozess der Definition von Beteiligungen		46

Tabellen

Tabelle 1 – Inhalt von IEC SRD 62913-2-1:2019	7
Tabelle 2 – Geschäftliche Rollen der stromnetzbezogenen Bereiche	17
Tabelle 3 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs	19
Tabelle 4 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs	23
Tabelle 5 – Aus den Netzmanagement-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen	24
Tabelle 6 – Systemrollen des Bereichs	26
Tabelle 7 – Aus den Verteilnetzmanagement-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen	28
Tabelle 8 – Geschäftliche Rollen des Bereichs	35
Tabelle 9 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs	35
Tabelle 10 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs	36
Tabelle 11 – Aus den Microgrid-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen	36
Tabelle 12 – Geschäftliche Rollen des Bereichs	39
Tabelle 13 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs	39
Tabelle 14 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs	40
Tabelle 15 – Aus den Anwendungsfällen der intelligenten Umspannwerk-Automatisierung abgeleitete Anforderungen	40
Tabelle B.1 – UC62913-2-1-B001: Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagenerneuerungsprioritätsprogramme	42
Tabelle B.2 – UC62913-2-1-B007: MS-Netzbetrieb in Echtzeit	55
Tabelle B.3 – UC62913-2-1-B012: Fehlermanagement im MS-Netz	67
Tabelle B.4 – UC62913-2-1-S001: Zentrale Spannungsregelung auf der Grundlage von Zustandsschätzungen	72
Tabelle B.5 – UC62913-2-1-S002: Fehlermanagement im Verteilnetz mit intelligentem FLISR-System	87
Tabelle B.6 – UC62913-2-1-B013: Sicherstellen eines kontinuierlichen Lastdienstes durch Inselbetrieb des Microgrids	108
Tabelle B.7 – UC62913-2-1-B014: Ermöglichen der Ausführung der Betriebsfunktionen von Automatisierungssystemen unter den besten Bedingungen	136

Nationales Vorwort

Zur vorliegenden Technischen Spezifikation wurde kein Entwurf veröffentlicht.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium DKE/K 901 „System Komitee Smart Energy“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DKE (www.dke.de) und DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Technische Spezifikationen sind nicht Bestandteil des Deutschen Normenwerks.

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Systems Reference Deliverable (SRD), das Anwendungsfälle für Elektrofahrzeuge enthält. Ein SRD kann ein normatives Dokument sein, auf das auf dieselbe Weise verwiesen werden kann wie auf jedes andere IEC-Ergebnis.

Eine Technische Spezifikation ist das Ergebnis einer Normungsarbeit, das wegen bestimmter Vorbehalte zum Inhalt oder wegen des gegenüber einer Norm abweichenden Aufstellungsverfahrens von DIN noch nicht als Norm herausgegeben wird.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument 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 des in Bezug genommenen Dokuments.

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

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden deutschen Dokumenten 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.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom IEC/SyC Smart Energy „Smart Energy“ erarbeitet und unterliegt dem Copyright der IEC .

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

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

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Erfahrungen mit dieser Technischen Spezifikation sind erbeten:

- vorzugsweise als Datei per E-Mail an dke@vde.com in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Merianstraße 28, 63069 Offenbach am Main.

Einleitung

Die Normenreihe IEC SRD 62913 unter dem allgemeinen Titel *Generic smart grid requirements* besteht aus den folgenden Teilen:

- Teil 1: Specific application of the Use Case methodology for defining generic smart grid requirements according to the IEC systems approach;
- Teil 2 besteht aus 5 Unterteilen, die auf die Cluster verweisen, die mehrere Bereiche zusammenfassen:
 - *Teil 2-1: Grid related domains* – hierzu zählen das Übertragungsnetzmanagement, Verteilnetzmanagement, Microgrids und die intelligente Umspannwerk-Automation;
 - *Teil 2-2: Market related domain*;
 - *Teil 2-3: Resources connected to the grid domains* – hierzu zählen großmaßstäbliche Erzeugung, verteilte Energieressourcen, Smart Home/Gewerbe-/Industrie-/DR-Kundenenergiemanagement sowie Energiespeicherung;
 - *Teil 2-4: Electric transportation related domain*;

Die Reihe IEC SRD 62913 spricht in Bezug auf ihre verschiedenen Teile von Fachbereichs-„Clustern“, um einen neutralen Begriff zu Dokumentenverwaltungszwecken einzuführen, da der Anwendungsbereich von intelligenter Energie (Smart Energy) so umfassend ist, dass er in verschiedene Dokumente unterteilt werden muss.

Zweck des Teils 2 der Reihe IEC/TS 62913 ist es, den Prozess der Auflistung, Organisation und Bereitstellung der Anwendungsfälle zu initiieren, die die Anforderungen an intelligente Energie erfassen, welche von den technischen Kernnormen der IEC behandelt werden sollten. Die Umsetzung des Systemansatzes der IEC erfordert geeignete Werkzeuge und Prozesse; bis diese den technischen und nationalen Komitees der IEC und deren Experten zur Verfügung stehen, sollte IEC SRD 62913-2-1 als ein erster Schritt in Richtung Umsetzung dieses Systemansatzes angesehen werden. Die Referenzierung, Benennung und Gruppierung von Anwendungsfällen oder Anforderungen wird weiterentwickelt, wenn Werkzeuge wie die IEC Use-Case-Datenbank verfügbar sind (unter Verwendung von SGAM und anderen Klassifizierungsverfahren). Der aktuelle Inhalt von IEC SRD 62913-2-1 erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, spiegelt aber die Prioritäten im Bereich Smart Energy zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Es ist wichtig, dass der Inhalt in Bezug auf Anwendungsfälle, Rollen und Anforderungen erweitert wird, um die Anforderungen aller Interessenvertreter im Bereich Smart Energy (sowohl innerhalb der IEC-Gemeinschaft und die anderen Marktteilnehmer im Allgemeinen) zu berücksichtigen.

Anwendungsfälle werden zurzeit wie folgt klassifiziert.

- Für geschäftliche Anwendungsfälle: SGAM Domain {G|T|D|DER|CP} (mehrere Bereiche möglich) / B_{Business Use case number}/SB_{sub BUC Use case number/...}
- Für System-Anwendungsfälle: SGAM Domain {G|T|D|DER|CP} (mehrere Bereiche möglich) / (sub) Business use Case Ref /S_{System Use cases number}/SS_{Sub System Use cases number/...}

Das Dokument für jeden Bereich setzt sich wie folgt zusammen.

- Zweck und Anwendungsbereich.
- Geschäftsanalyse: Behandlung der strategischen Ziele und Grundsätze hinsichtlich seiner Smart-Grid-Umgebung. Darüber hinaus listet das Dokument identifizierte geschäftliche und System-Anwendungsfälle, die damit verbundenen geschäftlichen und Systemrollen (Akteure) und das vereinfachte Rollenmodell mit Angabe der Hauptinteraktionen zwischen den Akteuren auf.
- Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen: entnommen aus den in Anhang B beschriebenen Anwendungsfällen.
- Anhang A listet Verknüpfungen zwischen Bereichen und Technischen Komitees auf.
- Anhang B enthält eine vollständige Beschreibung der Anwendungsfälle je Bereich basierend auf IEC 62559-2.
- Literaturhinweise.

Dieses Dokument basiert auf den Beiträgen von Bereichsexperten sowie bestehenden Dokumenten im Smart-Grid-Bereich.

ALLGEMEINE SMART-GRID-ANFORDERUNGEN –

Teil 2-1: Netzbezogene Bereiche

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von IEC SRD 62913 initiiert und verdeutlicht den Systemansatz des IEC auf der Grundlage von Anwendungsfällen und einschließlich der Identifizierung allgemeiner Smart-Grid-Anforderungen für weitere Normungsarbeit in netzbezogenen Bereichen – d. h. Umgruppierung des Netzmanagements: Übertragungsnetzmanagement, Verteilnetzmanagement, Microgrids und intelligente Umspannwerk-Automation – basierend auf den in IEC SRD 62913-1 entwickelten Verfahren und Tools.

Der Netzmanagementbereich gruppiert Anwendungsfälle und damit verbundene Anforderungen an den Betrieb von Höchstspannungs-, Hochspannungs- und Mittelspannungs-/Niederspannungsnetzen und die Geschäftsanalyse der allgemeinen Lebensdauer von Stromnetzen. Spezifische Anwendungsfälle für bestimmte Teile des allgemeinen Stromnetzes werden in den Abschnitten über Übertragungsnetzmanagement, Verteilnetzmanagement, Microgrids und intelligente Umspannwerk-Automation beschrieben.

Dieses Dokument erfasst die mögliche "häufige und wiederholte Nutzung" eines Smart-Grid-Systems als "Anwendungsfälle" zum Zweck der Unterstützung weiterer Normungsaktivitäten. Anwendungsfälle können auf verschiedene Arten und Weisen beschrieben werden und konkurrierende Alternativen darstellen. Auf dieser Grundlage leitet dieses Dokument die für diese weiteren Normungsaktivitäten zu berücksichtigenden allgemeinen Anforderungen im Hinblick auf Schnittstellen zwischen mit einem gegebenen System interagierenden Akteuren ab.

Aus diesem Grund werden Umsetzungen von Anwendungsfällen nur zu Informationszwecken angegeben. Die für die späteren Normungsaktivitäten zu berücksichtigenden Schnittstellenanforderungen werden zusammengefasst (üblicherweise Informationsunterlagen, Kommunikationsdienste und spezifische nichtfunktionale Anforderungen: Performance Level, Sicherheitspezifikationen usw.).

Diese Analyse basiert auf den Beiträgen von Bereichsexperten sowie bestehenden Dokumenten im Bereich des Netzmanagements in einer Smart-Grid-Umgebung, sofern relevant. Tabelle 1 enthält die in diesem Dokument beschriebenen Bereiche und geschäftlichen Anwendungsfälle.

Tabelle 1 – Inhalt von IEC SRD 62913-2-1:2019

Bereich	Inhalt	Anwendungsbereich
Netzmanagement	Beschrieben mit 1 geschäftlichen Anwendungsfall	Anlagenverwaltung
Übertragungsnetzmanagement	n/a	
Verteilnetzmanagement	Beschrieben mit 1 geschäftlichen Anwendungsfall und 2 Systemanwendungsfällen	Netzbetrieb in Echtzeit mithilfe neuer Automatisierung/zentralisierter Spannungsregelung
Microgrids	Beschrieben mit 1 geschäftlichen Anwendungsfall	
Intelligente Umspannwerk-Automatisierung	Beschrieben mit 1 geschäftlichen Anwendungsfall	

2 Normative Verweisungen

Es gibt keine normativen Verweisungen in diesem Dokument.

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

3.1.1

Flexibilität

Änderung der Stromeinspeisung und/oder -entnahme auf einzelner oder aggregierter Ebene als Reaktion auf ein externes Signal, um einen Dienst innerhalb des Energiesystems zu liefern

Anmerkung 1 zum Begriff: Diese Definition basiert auf Eurelectric, Active Distribution System Management. Ein wesentliches Instrument für die reibungslose Integration der verteilten Energieerzeugung, 2013.

3.1.2

Netz

Elektrizitätsversorgungsnetz, durch das Strom erzeugt, übertragen und an Endnutzer verteilt wird

3.1.3

Stromnetzbeschränkungen

Netzzustand, in dem Betriebsanforderungen lokal nicht erfüllt werden und der von der Trennung zwischen Einspeisung und Entnahme, der Netzwerktopologie und zufälligen Ereignissen in einem bestimmten Bereich des Verteilnetzes (Fehler, Übertragungsbeschränkung oder -ausfall und Lastverlagerungen) abhängt

[QUELLE: Basierend auf evolVDSO, D2.1 Business Use Cases Definition and Requirements, 2014]

3.1.4

Laststufenschalter

OLTC, en: on-load tap-changer

Schaltgruppe, die es ermöglicht, das Anzapfen des Wandlers ohne Unterbrechung des Fahrstromkreises zu ändern

[QUELLE: IEC 60050-811:2017, 811-29-28]

3.1.5

Optimierungshebel

betriebliche Lösungen oder Maßnahmen, die von einem Systembetreiber für den optimalen Betrieb seines Netzes anzuwenden sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Zugang zu und die Nutzung von Optimierungshebeln und insbesondere in Bezug auf Flexibilität in Verbindung mit HS/MS/NS-Netzen sollte zwischen den in derselben Zone operierenden Systembetreibern koordiniert werden, um ein technisches und wirtschaftliches Optimum sicherzustellen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Einige Hebel haben eine globale Auswirkung auf den Netzbetrieb, während die Auswirkung anderer Hebel lokal ist.

Anmerkung 3 zum Begriff: Drei Kategorien von Hebeln sind festgelegt:

- technische Hebel (HS- oder MS-Netzrekonfiguration, Sammelschienenspannungsregelung des primären Umspannwerks usw.);
- marktbasierter und vertraglicher Flexibilität für die Bedürfnisse des Systembetreibers – noch weiter in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzmanagement-, Verteilnetzmanagement- und Markt-Fachbereichen zu definieren;
- Notfallhebel (gezielte Strombeschränkung, Lastabwurf usw.).

Anmerkung 4 zum Begriff: Notfallhebel werden nur verwendet, wenn keine anderen Optimierungshebel verfügbar sind.

Anmerkung 5 zum Begriff: Die Optimierungskriterien können viele Kriterien wie etwa OPEX-Optimierung, CAPEX-Optimierung, Kundenzufriedenheit, Rechtskonformität, Umweltauswirkungen, Bewusstsein des Unternehmens usw. umfassen.

[QUELLE: basierend auf evolvDSO, D2.1 Business Use Cases Definition and Requirements, 2014]

3.1.6

Dienstgüte

kollektive Auswirkung der Lieferung einer Dienstleistung, die über den Grad der Zufriedenheit des Nutzers des Dienstes entscheidet

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Dienstgüte wird durch die kombinierten Aspekte der unterstützenden Leistung des Dienstes, der Dienstanwendbarkeit, der Dienstverfügbarkeit, der Dienstintegrität und andere spezifische Faktoren des jeweiligen Dienstes bestimmt.

Anmerkung 2 zum Begriff: ISO legt "Güte" als die Fähigkeit eines Produkts oder einer Dienstleistung fest, die Anforderungen des Anwenders zu erfüllen.

[QUELLE: IEC 60050-191:1990, 191-19-01]

3.1.7

Sicherheit

Fähigkeit, <eines Elektrizitätsversorgungssystems> so zu funktionieren, dass glaubwürdige Ereignisse nicht zu einem Lastwegfall, Belastungen der Systemkomponenten über ihre Bemessungswerte hinaus, Busspannungen oder Systemfrequenzen außerhalb der Toleranzbereiche, Instabilität, Spannungszusammenbruch oder Kaskadierung führen

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Zusammenhang mit dem Smart-Grid kann der Begriff "Sicherheit" zu vage sein. Der Begriff darf in diesem Dokument durch "Betriebszuverlässigkeit" oder "Betriebssicherheit" ersetzt werden, um die tatsächliche Praxis wiederzugeben, wie etwa NERC oder ENTSO-E.

[QUELLE: IEC 60050-191:1990/AMD1:1999, 191-21-03]

3.1.8

Arbeitsprogramm

Plan für Arbeitsschritte in Verbindung mit der Erstellung, Instandhaltung und Instandsetzung von Netzanlagen im Übertragungs- oder Verteilnetz

[QUELLE: evolvDSO, D2.1 Business Use Cases Definition and Requirements, 2014]

3.2 Abkürzungen

BRP	Ausgleichsverantwortliche Partei (en: Balance Responsible Party)
CAPEX	Kapitalkaufwand (en: CAPital EXpenditure)
DER	Dezentrale Energieversorgung (en: Distributed Energy Resources)
DGA	Analyse gelöster Gase (en: Dissolved Gas Analysis)
DMS	Verteilungsmanagementsystem (en: Distribution Management System)
DR	Lastmanagement (en: Demand-Response)
DSO	Verteilungsnetzbetreiber (en: Distribution System Operator)
EES	Elektrischer Energiespeicher (en: Electrical Energy Storage)
EHV	Höchstspannung (en: Extremely High Voltage)
EV	Elektrofahrzeug (en: Electric Vehicle)
FCR	Frequenzregelungsreserve (en: Frequency Control Reserve)
FLISR	Fehlerortung, -isolierung und Dienstwiederherstellung (en: Fault Location, Isolation, and Service Restoration)
FPI	Fehlerdurchgangsidentifizierung (en: Fault Passage Identification)
FRR	Frequenzwiederherstellungsreserve (en: Frequency Restoration Reserve)
HS	Hochspannung

HVDC	Hochspannungsgleichstrom (en: High Voltage Direct Current)
IED	Intelligentes elektronisches Gerät (en: Intelligent Electronic Device)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
NS	Niederspannung
MEMS	Microgrid-Energiemanagementsystem (en: Microgrid Energy Management System)
MS	Mittelspannung
OPEX	Betriebsaufwand (en: OPerational Expenditure)
RR	Wiederherstellungsreserve (en: Restoration Reserve)
RTU	Ferndatenstation (en: Remote Terminal Unit)
SCADA	System für die Überwachung, Steuerung und Datenerfassung (en: Supervisory Control and Data Acquisition System)
SGAM	Architekturmodell für intelligente Netze (en: Smart Grid Architecture Model)
TSO	Übertragungsnetzbetreiber (en: Transmission System Operator)

4 Netzmanagement

4.1 Zweck und Anwendungsbereich

4.1.1 Ziel

Abschnitt 4 dient dazu, eine geschäftliche Analyse des Netzmanagements zu bieten und im Einzelnen einige Smart-Grid-Anforderungen anhand des in IEC SRD 62913-1 festgelegten Anwendungsfallansatzes zu beschreiben.

Diese Analyse basiert auf bestehenden Materialien einschließlich Anwendergeschichten, verschiedenen Anwendungsfällen und Architekturen.

4.1.2 Informativer allgemeiner Kontext des Netzmanagements

4.1.2.1 Allgemeiner Kontext und Herausforderungen der Netzmanagement-Fachbereiche

Moderne Netzmanagement-Fachbereiche stehen vor mehreren Herausforderungen, die geeignet sind, die Vorgehensweise ihrer Akteure wesentlich zu verändern. Diese Herausforderungen sind:

- ein kontinuierliches Wachstum der Spitzenlast in den meisten Ländern auf System- und lokaler Ebene und in einigen Fällen die Erhöhung des jährlichen Strombedarfs;
- die Integration einer schnell wachsenden Anzahl dezentraler Energieversorgungen (DER); größtenteils mit MS/NS-Netzen verbunden und von Natur aus variabel und unsicher;
- neue und veränderliche Stromnutzungsarten mit der Entwicklung des Lastmanagements (DR), der Zunahme an Elektrofahrzeugen (EV), der Implementierung von Energiebedarfsmanagement-Richtlinien und Kundenunterstützungsinitiativen;
- die Weiterentwicklung der Strommärkte und die Entstehung neuer Strommärkte wie etwa Flexibilitäts- und Nebendienstmärkte, die tendenziell noch zeitnah operieren;
- Änderungen der regulatorischen Rahmenwerke und die hohen Erwartungen der regionalen und nationalen Regulierungsbehörden, die bestrebt sind, diesen Wandel zu steuern oder zu vereinfachen, um eine nachhaltige, sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung zu fördern;
- technische Entwicklungen und Innovationen, die Möglichkeiten und Herausforderungen für die verschiedenen Akteure und Stakeholder des Elektrizitätsversorgungssystems bergen;
- Entwicklung einzelner und/oder kollektiver Strategien der Stromnetznutzer (oder Gruppen von Stromnetznutzern) in Verbindung mit dem Elektrizitätsmanagement, die möglicherweise zu unerwarteten Verhaltensänderungen führen;

- zunehmende Cyberbedrohungen, die sich auf den Netzbetrieb auswirken und durch die zunehmende Nutzung "öffentlicher" Telekommunikationsmittel oder Technologien ermöglicht werden.

Diese Veränderungen und ihre Kombinationen tragen zu einem intensiven Wandel der Systembetreiber bei. Diese haben bereits begonnen, sich auf ihr Geschäftsmodell und ihre Geschäftsprozesse auszuwirken und werden dies auch weiterhin tun.

4.1.2.2 Verantwortlichkeiten der Systembetreiber in einer von Veränderungen geprägten Umgebung

Wie oben erwähnt, gibt es drei Arten von Netzen: Höchstspannungs-, Hochspannungs- und Mittelspannungsnetze und verschiedene Grenzen zwischen den Spannungspegeln, die je nach Land und System variieren. MS/NS-Netze werden üblicherweise einer Sternnetz-Topologie und Höchstspannungs- und HS-Netze hauptsächlich mit einer Gitternetz-Topologie betrieben. Sie werden üblicherweise von verschiedenen Systembetreibern betrieben:

- Übertragungsnetzbetreiber betreiben üblicherweise Höchstspannungsnetze und in einigen Fällen auch HS-Netze.
- Verteilnetzbetreiber betreiben üblicherweise MS- und NS-Netze und je nach System potenziell auch HS-Netze.

Hinsichtlich der Rollen werden die Begriffe Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber in diesem Dokument verwendet.

Die Verantwortlichkeiten der Systembetreiber wurden durch die Herausforderungen des Elektrizitätsversorgungssystems nicht wesentlich verändert. Ihre Hauptaufgaben bestehen darin, das Netz zu entwickeln, zu betreiben und instandzuhalten, um Netznutzern und anderen Stakeholdern des Elektrizitätsversorgungssystems eine hohe Dienstgüte zu liefern und gleichzeitig die Sicherheit von Personen, eine möglichst effiziente Nutzung der Anlagen und die Systemsicherheit sicherzustellen. Jeder Systembetreiber bleibt für die Handhabung der Beschränkungen seines eigenen Netzes (Spannungsregelung, Blindleistung, Stromqualität usw.) verantwortlich. Die Koordination der Frequenz bleibt in den Händen der Übertragungssystembetreiber in enger Zusammenarbeit mit den anderen TSO und allen anderen mit demselben Frequenzbereich verbundenen Akteuren. Darüber hinaus ist der Beitrag zur Wende zu einer nachhaltigeren Wirtschaft vor Kurzem als weitere Aufgabe der Systembetreiber sowie anderer Akteure des Elektrizitätsversorgungssystems entstanden. Diese Verantwortlichkeiten werden von allen Systembetreibern geteilt und variieren nicht nach regionalen oder nationalen gesetzlichen Vorschriften oder Marktmodellen – nur die Ausübung dieser Verantwortlichkeiten kann sich je nach Land und Systembetreiber unterscheiden.

Die vorgenannten Herausforderungen haben jedoch eine erhebliche Auswirkung auf die Fähigkeit der Systembetreiber, ihre Verantwortlichkeiten zu erfüllen. Genauer gesagt, wirken sie sich auf die Art und Weise der Gestaltung, des Betriebs und der Instandhaltung ihrer Netzwerke aus. Die Integration variabler und unsicherer Erzeugungskapazitäten intensiviert in Kombination mit dem erhöhten Spitzenbedarf sowie anderen wesentlichen Faktoren tendenziell den Bedarf an Netzwerkverstärkungen und erhöht die Komplexität der Überwachung und Steuerung des Stromnetzes. Diese Konsequenzen können letztendlich die Fähigkeit der Systembetreiber, die Resilienz, Versorgungssicherheit und Dienstgüte des Stromnetzes kosteneffizient sicherzustellen, beeinträchtigen.

Die Auswirkung dieser Herausforderungen kann sich für Systembetreiber je nach Netz(en), für deren Management sie verantwortlich sind, unterscheiden.

Die Topologie beeinflusst die Art und Kritikalität der durch die oben genannten Herausforderungen induzierten Auswirkungen, aber auch die von den Systembetreibern für das Management ihrer Stromnetze verwendeten Verfahren und Werkzeuge.

So wird beispielsweise die Entwicklung von Elektrofahrzeugen und der damit verbundene Einsatz öffentlicher und privater EV-Ladestationen hauptsächlich eine wesentliche Auswirkung auf die NS-Netze haben, mit denen diese verbunden sind.

In den meisten Systemen wurden bereits betriebliche Planungsaktivitäten für HS-Netze entwickelt und von Höchstspannungs- und HS-Systembetreibern implementiert, während eine solche Entwicklung für das MS/NS-Netz-Management bisher allgemein noch nicht stattgefunden hat.

4.1.2.3 Die aktuelle Gestaltung von Stromnetzen, ihre Beschränkungen und neue Möglichkeiten

Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber gestalten und betreiben ihre Netze seit jeher nach einem bedarfsorientierten Ansatz, indem sie Energieflüsse in eine Richtung von der zentralisierten Erzeugung an die Endnutzer liefern. Bisher haben Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber lokale Beschränkungen (Funktion von Schutzsystemen, Überstrom, Spannungsgrenzwerte) und Engpässe durch die Planung von Netzinvestitionen und Anpassung der Konfiguration des Stromnetzes verhindert, um Energieflüsse zu bewältigen und Spitzenlasten zu erfüllen. Dieses Verfahren ist als "Fit and Forget"-Ansatz bekannt, da potenzielle betriebliche Probleme in der Planungsphase gelöst werden.

Ungeachtet dessen tragen das zunehmende Aufkommen von DER – die hauptsächlich mit dem MS/NS-Netz verbunden sind –, der Anstieg des Spitzenbedarfs und die Entwicklung neuer Nutzungsarten wie etwa Lastmanagementprogramme oder Elektrofahrzeuge zu einem dramatischen Wandel des Stromnetzes bei. Strom fließt in der Tat in zwei Richtungen und zwischen einer zunehmenden Anzahl an angeschlossenen Akteuren und Geräten. Stromflüsse sind daher schlechter vorhersehbar. Auch wenn der bedarfsorientierte Netzansatz keine ausgefeilten Steuerungs- und Überwachungssysteme erfordert, impliziert er dennoch erhebliche Netzinvestitionen, um große Mengen an variablen Erzeugungs-/Lastkapazitäten zu integrieren und Bedarfsspitzen zu absorbieren. Dies ist einer der Haupteinflussfaktoren der Netzkosten. In Anbetracht der zuvor erwähnten Veränderungen werden sich die Anschlusskosten und -fristen wesentlich erhöhen, da der Ausbau und die Instandhaltung der Netze zunehmend komplexer werden. Darüber hinaus wird die Variabilität der Stromflüsse das Erfordernis verbesserter Echtzeit-Tools für die Überwachung und Steuerung erhöhen. Solche Investitionen werden nicht alleine von Betreibern, Kunden oder dezentralen Erzeugern getragen werden können.

Darüber hinaus werden Beschränkungen häufiger auftreten und wahrscheinlich kritischer und komplexer auf lokaler und Systemebene zu handhaben sein (Eurelectric, 2013, ENTSO-E). Insbesondere das Auftreten, die Dauer und die Tiefe der Fehler, Spannungsschwankungen und Netzstörungen wie etwa Flickerschwankungen werden kontinuierlich zunehmen. Engpässe, die zu Erzeugungs-Einspeisungs- oder Versorgungsunterbrechungen führen können, werden häufiger auftreten. Die wachsende Anzahl und Vielfalt der mit dem MS/NS-Netz verbundenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wird die Variabilität der Stromflüsse und der Systemfrequenz erhöhen. Es wird daher komplizierter werden und mehr Vorsicht und Zeit erfordern, den Netzanschluss und -zugang und die Wiederherstellung nach einem Netzfehler sicherzustellen.

Da traditionelle Mittel nicht mehr technisch ausreichend oder wirtschaftlich nutzbar sein werden, müssen Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber neue Lösungen finden, um die Qualität und Sicherheit der Versorgung auch weiterhin zu erschwinglichen Kosten und gleichberechtigt sicherzustellen. Neben den notwendigen Investitionen in das Netz erfordern die vorgenannten Veränderungen die Entwicklung eines effektiveren Systemmanagementansatzes. Dieser Ansatz würde im Gegensatz zu dem zuvor beschriebenen passiven Ansatz oder einem reaktiven Ansatz, der aus dem auf Betriebsphasen beschränkten Problemmanagement besteht, eine Interaktion zwischen den verschiedenen Zeitrahmen des Netzes ermöglichen (Eurelectric, 2013):

- Planung und Anschluss mit einem Bereich von Netzplanungs- und Netzzugangsoptionen, der es Höchstspannungs-, HS- und MS/LS-Systembetreibern ermöglicht, ihre Investitionen zu optimieren und Netzanlagen möglichst effizient zu nutzen – einschließlich Entscheidungen über Prioritäten für die Erneuerung von Anlagen und die Optimierung von Instandhaltungsprogrammen;
- betriebliche Planung mit technischen Instrumenten, die es Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern ermöglichen, den Netzbetrieb vorzubereiten;
- Echtzeitbetrieb, mit Optimierung des Bedarfs- und Erzeugungsmanagements und verbesserter Handhabung von Notfall- und Fehlersituationen;
- Bewertung und Nachkontrolle zur Unterstützung der Strommärkte über das Datenmanagement und die Datenbereitstellung, aber auch, um die Netzplanung und die Betriebsprozesse durch die Verwendung verarbeiteter Daten zu verbessern.

Dieser Ansatz umfasst geschäftliche und Systemanwendungsfälle in Verbindung mit:

- der langfristigen Planung und Entwicklung des Stromsystems einschließlich Anschlüsse und Zugang;
- der Betriebsplanung und Terminplanung des Stromsystems auf allen Spannungsebenen;
- dem Betrieb und der Instandhaltung des Stromsystems;

- der Unterstützung der Strommärkte, die in dem Marktfachbereich in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetz- und Verteilnetzmanagement-Fachbereichen beschrieben wird;
- den Neuanschlüssen (Erzeugung, Verbrauch, Hochspannungsgleichstrom (HVDC));
- Notfall und Wiederherstellung der Versorgung;
- Last, Frequenzregelung und Reserve.

Microgrids und private Netze liegen nicht im Anwendungsbereich des Fachbereichs. Diese werden dem Microgrid-Fachbereich zugeordnet.

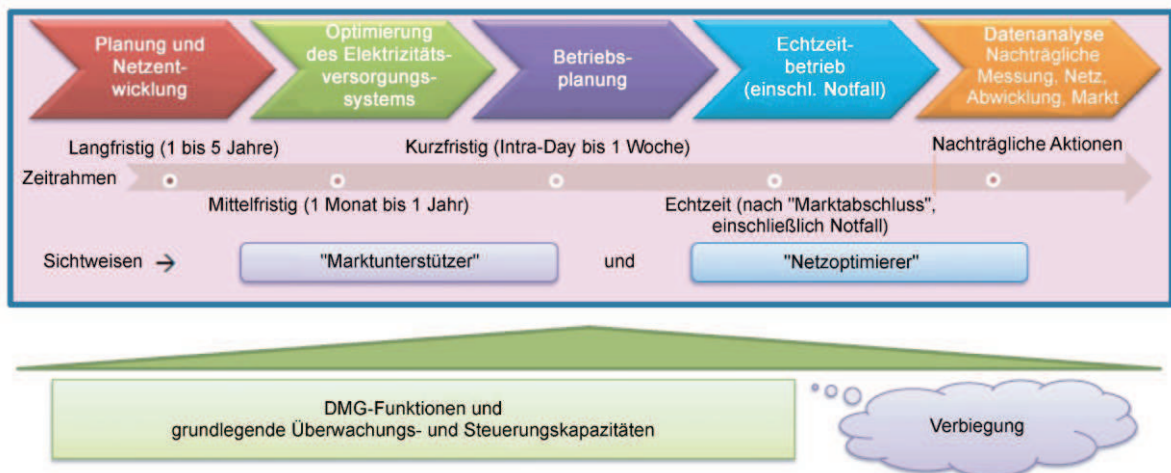
4.2 Geschäftliche Analyse

4.2.1 Allgemeine Übersicht

4.2.1.1 Allgemeines

Der Wandel von passiven zu aktiven Netzen erfordert den Einsatz von Smart-Grid-Technologien einschließlich intelligenter Messsysteme sowie die Änderung der bestehenden Rollen und Geschäftsprozesse der Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber. Solche Entwicklungen werden auch tendenziell die Beziehungen zwischen Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern sowie anderen Akteuren des Elektrizitätsversorgungssystems wie etwa Netznutzer, Regulierer, ausgleichsverantwortliche Parteien, Händler und Flexibilitätsbetreiber verändern.

Dieser neue Ansatz und die damit verbundenen Smart-Grid-Lösungen bieten neue Lösungen (Verteilnetzmanagementfunktionen (DGM, en: distribution gridmanagement), Überwachungs- und Steuerungskapazitäten) für Systembetreiber zur weiteren Optimierung des Managements und des Betriebs ihrer Netze, wie in Bild 1 beschrieben. Sie könnten in einigen Fällen als kosteneffiziente ergänzende Hebel zu traditionellen Investitionsstrategien dienen – mit dem Ziel der Wertschöpfung für die Gesellschaft und unter Berücksichtigung allgemeiner Kosten-Nutzen-Analysen – und kann dazu genutzt werden, die Netzversorgungssicherheit und Dienstgüte zu verbessern und gleichzeitig Netzinvestitionen zu optimieren ohne die globale Netzkette zu deoptimieren.



QUELLE: evolvDSO, 2014.

Bild 1 – Neue smarte Geschäftsprozesse, verbessert durch Smart-Grid-Funktionen

Der Weg zu einem aktiven Ansatz beinhaltet die folgenden Möglichkeiten:

- die Verbesserung der Planung, Netzplanungs-, Betriebs- und Instandhaltungsprozesse, um Netzinvestitionen zu optimieren;
- die verstärkte Zusammenarbeit zwischen Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern sowie Erzeugern, Verbrauchern, Auftragnehmern, Herstellern und Händlern durch Marktmechanismen so viel wie möglich;

- das Erfordernis, Verträge für Flexibilitäten mit anderen Zeitrahmen abzuschließen und zu aktivieren, um die Netzgestaltung und den Netzbetrieb zu optimieren und spezifische Stromnetzbeschränkungen zu lösen – in Koordination mit bestehenden Marktprinzipien/-regeln und auf neutrale und transparente Weise;
- die Fähigkeit, Strommärkte auf neutrale und transparente Weise zu unterstützen und zu ermöglichen;
- die Möglichkeit, datenbasierte Dienste zu liefern, um nationale und lokale öffentliche Richtlinien zu unterstützen und Kunden entsprechend dem regulatorischen Rahmenwerk zu befähigen;
- der zunehmende Datenaustausch zwischen Systembetreibern (Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber, Microgrid-Betreiber) Händlern und anderen Dienstleistern;
- die Multiplikation anderer Steuerungshebel zwischen Systembetreibern, Händlern und anderen Dienstleistern.

4.2.1.2 Verbesserung der Netzplanungs-, Betriebs- und Instandhaltungsprozesse

Die laufende Weiterentwicklung von Smart-Grid-Technologien einschließlich der Einführung intelligenter Messsysteme wird es Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern ermöglichen, die Nutzung des Netzes zu verbessern.

Sie wird daher helfen, die Nachhaltigkeit des Systems durch das Management/die Unterstützung der wachsenden Spitzenlast, die Integration weiterer erneuerbarer Energiequellen in das Netz und neue Stromnutzungsarten usw. sicherzustellen. Insbesondere die Netzwerkplanungs-, Betriebs- und Instandhaltungsprozesse werden sich erheblich verändern und mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und den von den Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern gesammelten verarbeiteten und gespeicherten Daten verbessert werden.

Die Verarbeitung und das Management der über intelligente Messsysteme erhaltenen Daten wird es Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern in Kombination mit der Netzüberwachung und -steuerung ermöglichen, die Entwicklung des Netzes zu verbessern und gleichzeitig Netzkosten einzudämmen. Sie werden beispielsweise in der Lage sein, die Bilanz von Einzelphasenmessgeräten, die bereits mit dem Netz verbunden sind oder in Zukunft mit dem Netz verbunden werden, zu analysieren und zu modifizieren. Nutzungszeitbasierte Tarife dürfen ebenfalls implementiert und optimiert werden, um den Verbrauch während der Spitzenzeiten zu reduzieren und auf Zeiten außerhalb der Spitzenzeiten zu verlagern.

Moderne Analysen und umfassende Echtzeitüberwachungs- und Steuerungssysteme werden es den Mitarbeitern von Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern oder ihren automatisierten Informationssystemen ermöglichen, schnellere und relevantere Entscheidungen zu treffen. Genauere Erzeugungs- und Lastprognosen auf lokaler und nationaler Ebene werden in Kombination mit Betriebsplanungsinstrumenten helfen, Beschränkungen mit einem hohen Maß an Sicherheit vorherzusehen. Durch IKT erhalten Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber bessere Kenntnisse über den Netzzustand und die Möglichkeit, Fehler im Netz genauer zu erkennen und zu lokalisieren und darauf zu reagieren.

Darüber hinaus werden es Smart-Grid-Technologien Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern ermöglichen, ihre Instandhaltungsprozesse zu verbessern, indem sie Anlagenerneuerungsprioritäten, Instandhaltungsprogramme und betriebliche Abläufe festlegen und ändern. Anstatt sich nur auf festgelegte Instandhaltungszyklen zu verlassen, werden Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber Anlagenmanagementprogramme dynamisch über die Erfassung und Analyse von Netzdaten aktualisieren. Unterstützt durch Prognoseinformationen können sie Instandhaltungsaufgaben unter Berücksichtigung von $N-1$ -Kriterien planen und darüber hinaus entscheiden, dringende Instandhaltungsarbeiten auf der Grundlage von Echtzeitdatenanalysen auszuführen.

Die durch die Smart-Grid-Funktionen einschließlich des intelligenten Messdatenmanagements gebotenen Möglichkeiten werden jedoch in der Planungsphase nicht alle Probleme des HS- und MS/NS-Netzmanagementbereichs lösen.

4.2.1.3 Verstärkte Zusammenarbeit zwischen Höchstspannungs-HS- und HS-MS/NS-Systembetreibern zur Verbesserung der Systemsicherheit

Die zunehmende Anzahl an Erzeugungskapazitäten, die hauptsächlich mit den MS/NS-Netzen verbunden sind, sowie die Entwicklung neuer Stromnutzungsarten werden tendenziell mehr Zusammenarbeit zwischen den Systembetreibern auf Verteilungs- und Übertragungsebene erfordern. Da Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber seit jeher für die allgemeine Systemstabilität und Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber für den Betrieb ihres jeweiligen Netzes verantwortlich sind, werden diese ihre Koordination mit unterschiedlichen Zeitrahmen verstärken müssen, um die Sicherheit des Systems sicherzustellen.

Genauer gesagt wird ein Austausch struktureller und betrieblicher Informationen zwischen Systembetreibern sowie zwischen System-/Netzbetreibern und anderen Akteuren (Endkunden, Flexibilitätsbetreibern usw.) erforderlich sein. Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber werden darüber hinaus die Anfragen anderer Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber mit anderen Zeitrahmen einschließlich zur Netzentwicklung, Betriebsplanung und zu Echtzeit-Betriebsabläufen durch den Austausch von strukturellen und Prognosedaten nach den relevanten Netzcodes handhaben müssen. Darüber hinaus werden sie zur Systemsicherheit beitragen, indem sie regulierte Dienste an Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber nach einem kaskadierenden Kommunikationsprozess einschließlich Diensten in Notsituationen liefern, wenn marktbasierte Lösungen nicht verwendet werden können oder sich als unzureichend erweisen.

Die Bereitstellung von Last- und Erzeugungsprognosen an primären Umspannwerken und intelligenten Nebendiensten wie der Steuerung der Blindleistung an der Schnittstelle zwischen HS- und MS/NS-Systembetreiber und Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber sind Beispiele für neue Dienste, die HS- und MS/NS-Systembetreiber Höchstspannungs- und HS-Systembetreibern liefern könnten.

Die zunehmende Komplexität der MS/NS-Netze erfordert, dass Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber kontrollieren, ob die Aktivität der mit ihren Stromnetzen verbundenen Ressourcen mit ihrer Kapazität konform ist, und Flexibilitäten von lokalen Ressourcen erhalten, um ihre Netzbeschränkungen zu lösen. Um ein gleichberechtigtes Betätigungsfeld für alle Marktteilnehmer zu ermöglichen und die allgemeine Effizienz des Systems sicherzustellen, würde dies eine intensivierte Koordination zwischen Systembetreibern und Strommärkten erfordern. Eine solche Zusammenarbeit sollte es Systembetreibern insbesondere erlauben:

- Fälle zu lösen, in denen Akteure um die Nutzung gemeinsamer mit dem Netz verbundener Ressourcen konkurrieren würden;
- Situationen zu verhindern, in denen die Aktivierung von Flexibilitäten durch einen Akteur zu einer inakzeptablen Beschränkung für einen der Systembetreiber führen würde.

Verschiedene HS- und MS/NS-Systembetreibermodelle können berücksichtigt werden, damit mit dem MS/NS-Netz verbundene erneuerbare Energien am Markt teilnehmen können, während gleichzeitig die Betriebssicherheit von Übertragungs- und Verteilnetzen sichergestellt wird. Die globale Effizienz des Systems sollte angestrebt werden. Verschiedene Modelle werden in enger Koordination mit dem Marktbereich festgelegt.

4.2.1.4 Das Erfordernis, Verträge für Flexibilitäten abzuschließen und zu aktivieren, um die Netzgestaltung und den Netzbetrieb zu optimieren und spezifische Stromnetzbeschränkungen zu lösen

Um lokale betriebliche Probleme effizient zu verhindern/lösen und so ihre Hauptverantwortlichkeiten zu erfüllen, sollten Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber in der Lage sein, die Flexibilität von DER-Ressourcen und -Verbraucher zu erhalten, um Engpässe im Stromnetz zu lösen.

Flexibilitäten könnten in verschiedenen Phasen erhalten werden, um spezifische Stromnetzbeschränkungen zu lösen (Netzentwicklungs- und Planungsphase, Betriebsplanungs- und Echtzeitbetriebsphase). Dies könnte es Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern erlauben, Beschränkungen (Funktion von Schutzsystemen, Überstrom, Spannung und Qualität) oder Fehler in IEC ihrem Netz zu verhindern und zu behandeln.

Durch die Analyse der erfassten und verarbeiteten Daten wie etwa von Sensoren im Netz und/oder gegebenenfalls intelligenten Messsystemen erfassten Daten sowie Daten aus den verschiedenen

Märkten könnten Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber je nach Zeitrahmen und Art der Beschränkung bestimmen, welches die kosteneffizienteste Lösung für die Gemeinschaft ist, um die Stabilität des Netzes und die Versorgungsqualität sicherzustellen.

Diese Flexibilitätten sollten strenge Anforderungen erfüllen. Darüber hinaus würde der Zugriff auf diese Flexibilitätten und ihre Nutzung zwischen allen Systembetreibern koordiniert werden müssen, um die Gesamteffizienz und Optimierung des Elektrizitätsversorgungssystems zu erreichen.

4.2.1.5 Die Fähigkeit, Strommärkte auf neutrale und transparente Weise zu unterstützen und zu ermöglichen

Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber leisten einen wesentlichen Beitrag zu der Funktion der Strommärkte. Als unabhängige Parteien, die sich zu Nichtdiskriminierung und Transparenz verpflichtet haben, sind Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Betreiber die legitimen Stellen zur Lieferung von Diensten auf der Grundlage von Netz- und Messdaten, um ein gleichberechtigtes Betätigungsfeld für Marktteilnehmer sicherzustellen. Genauer gesagt können Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber an unterschiedlichen Zeitrahmen des Markts nach den anzuwendenden Marktregeln und dem regulatorischen Rahmenwerk beteiligt sein. Dies ist innerhalb des jeweiligen Marktbereichs zu beschreiben:

- Vorqualifizierung;
- technische Validierung/Aktivierung von Angeboten;
- Abrechnung.

Systembetreiber könnten auf jeder Spannungs- und Marktebene zusammenarbeiten, um die Beteiligung der Flexibilitätbetreiber im Markt zu steuern, wenn ihr Umfang Standorte umfasst, die mit ihrem Netz verbunden sind, indem sie sicherstellen, dass diese beispielsweise bestimmte administrative und/oder technische Anforderungen erfüllen können.

Um auf bestmögliche Weise zur technischen und wirtschaftlichen Optimierung für alle Akteure des Systems beizutragen, würden Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber außerdem zwecks der technischen Validierung der in Strommärkten angebotenen oder aktivierten Flexibilitätten zusammenarbeiten. Diese wären daher in der Lage, die Auswirkung der Aktivierung von Flexibilitätten auf allen Stromnetzebenen zu handhaben.

Die gleichzeitige Aktivierung von mit derselben Speiseleitung oder demselben sekundären Umspannwerk verbundenen Flexibilitätten kann zu Beschränkungen (Funktion des Schutzsystems, Überstrom, Spannungsgrenzen) im Netz führen und Systembetreiber zwingen, Notfallmaßnahmen zu treffen, um Fehler zu verhindern. In einer üblichen Betriebssituation hätte dieses Szenario für einige Akteure keine Konsequenzen, wäre aus Systemsicht aber wirtschaftlich nicht optimal.

MS/NS-Systembetreiber wären berechtigt, Anpassungen der Aktivierungsbedingungen für Flexibilitätten in Bezug auf mit ihrem Netz verbundene Standorte vorzuschlagen. Diese Anpassungen, die die betrieblichen Sicherheitsanforderungen des Systems erfüllen müssten, werden innerhalb des Marktbereichs und in enger Koordination mit den Übertragungsnetzmanagement- und Verteilnetzmanagementbereichen festgelegt werden.

4.2.1.6 Möglichkeit, regulierte Dienste auf der Grundlage des Datenmanagements anzubieten

Smart-Grid-Technologien einschließlich intelligenter Messsysteme werden es Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreibern ermöglichen, höhere Datenvolumen genauer und reaktiver zu erfassen und zu verarbeiten:

- effektive Verbrauchs- und Produktionsdaten;
- Last- und Erzeugungsprognosen;
- Daten in Bezug auf die Lieferqualität (Stromausfälle, Spannungsüberschreitungen usw.);
- Netzdaten (Netzstatus, Anlagennutzung usw.).

Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber werden daher in der Lage sein, auf die Anforderungen externer Akteure nach regulierten Diensten zu reagieren.

Sie könnten beispielsweise verarbeitete Anreizregulierungsdaten an gewährende Behörden und/oder den regionalen oder nationalen Regulierer übertragen. Sie könnten darüber hinaus zu dem Wandel zu einer kohlenstofffreien Wirtschaft beitragen, indem sie den lokalen Behörden Daten zur Verfügung stellen.

Diese Daten würden eine nachhaltige Entwicklung und öffentliche Energiebedarfsmanagement-Richtlinien, Städteplanung und eine territoriale Energiewende, die Sanierung der Städte oder den Kampf gegen Kraftstoffmangel unterstützen. Höchstspannungs-, HS- und MS/NS-Systembetreiber dürfen darüber hinaus von Kunden bevollmächtigten dritten Parteien Zugang zu ihren einzelnen Verbrauchs- und/oder Produktionsdaten gewähren oder relevante Daten auf einer relevanten Plattform veröffentlichen, sofern das regulatorische Rahmenwerk dies vorschreibt.

4.2.2 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche

Die aufgelisteten geschäftlichen Anwendungsfälle sind das Ergebnis einer zuvor durchgeführten Geschäftsanalyse – die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird wahrscheinlich wachsen, sobald neue Anwendungsfälle identifiziert werden.

Die Anwendungsfälle sind mit einem oder mehreren Geschäftszielen des Bereichs verbunden, wie etwa:

- Verbesserung der Belastbarkeit des Stromnetzes;
- Beitrag zur Systemsicherheit;
- Verbesserung der Versorgungskontinuität und Management der Energieflüsse im Netz angesichts der zunehmenden Anzahl an DER;
- Minimierung von Verzögerungen der Dienstwiederherstellung bei Fehlern im Netz;
- Unterstützung von Energiebedarfsmanagementdiensten und nachhaltigen Entwicklungsrichtlinien.

Tabelle 2 listet die bisher entweder in den geschäftlichen Anwendungsfällen in Abschnitt B.1 oder in 4.2. identifizierten geschäftlichen Rollen auf. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 2 – Geschäftliche Rollen der stromnetzbezogenen Bereiche

Geschäftliche Rolle	Definition
Netzanlagen-Eigentümer	Regulatorisch[Verteilung][Marktunternehmen] Besitzt ein Netz und delegiert seinen Betrieb an einen Netzbetreiber Eine Partei, die ein Verteilnetz (oder einen Teil desselben) besitzt und seinen Betrieb an einen HS- und MS/NS-Betreiber in einem System delegiert, in dem die Stromverteilung im Rahmen einer Konzession betrieben wird.
Kunde	Kundenunterstützung [Übertragung][Unternehmen] oder Kundenunterstützung [Verteilung][Unternehmen] Eine Partei, die Strom verbraucht. Die Partei kann "passiv" sein, indem sie nur den Verbrauch für den Eigenbedarf bestimmt, oder "aktiv" mit anderen Parteien interagieren, um ihren Verbrauch zu bestimmen oder zu ändern. Bestimmte Verbraucher dürfen auch eigene Erzeugungs- und/oder Speicherkapazitäten haben. Verschiedene Kunden können anhand der Spannungspegel des gelieferten Stroms identifiziert werden: <ul style="list-style-type: none"> – HS-Kunde – MS-Kunde – NS-Kunde

Geschäftliche Rolle	Definition
Höchstspannungs-/HS-Systembetreiber	<p>Netzbetrieb [Übertragung][Unternehmensbetrieb]</p> <p>Eine Partei, die für einen stabilen Stromsystembetrieb (einschließlich der Organisation des physischen Ausgleichs) durch ein Übertragungsnetz in einem geografischen Bereich verantwortlich ist. Der Systembetreiber wird darüber hinaus die grenzübergreifenden Kapazitäten und den Austausch bestimmen und dafür verantwortlich sein. Falls notwendig, darf er die zugeteilte Kapazität reduzieren, um einen stabilen Betrieb sicherzustellen. Übertragung bedeutet wie oben erwähnt den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- oder Hochspannungsnetz zur Lieferung an Endkunden oder Verteiler. Der Übertragungsbetrieb umfasst außerdem die Aufgaben des Systembetriebs im Hinblick auf das Management der Energieflüsse, die Zuverlässigkeit des Systems und die Verfügbarkeit aller notwendigen Systemdienste.</p> <p>[Definition entnommen aus dem ENTSO-E RGCE-Betriebshandbuch, Glossar].</p>
Flexibilitätsbündelnde Partei	Eine Partei, die Flexibilitäten für ihre Kunden bündelt. Kann Flexibilitätsstandorte aktivieren.
Flexibilitätsbetreiber (FO, en: flexibility operator)	Eine Partei, die technisch Flexibilitäten für ihre Kunden betreibt.
Netzanlagen-Instandhalter	Eine Partei, die dafür verantwortlich ist, eine bestimmte Anlage betriebsfähig zu halten.
Netzbetreiber	<p>Netzbetrieb [Verteilung][Unternehmensbetrieb] oder Netzbetrieb [Übertragung][Unternehmensbetrieb]</p> <p>Eine Partei, die ein oder mehrere Stromnetze betreibt. [QUELLE: ENTSO-E, EFET und ebIX, 2014]</p>
Netznutzer	<p>Eine Partei, die mit dem Stromnetz verbunden ist und Strom verbraucht und/oder produziert. Netznutzer umfassen Verbraucher, Erzeuger und Prosumenten.</p> <p>Vergleichbar mit einem an das Netz angeschlossenen Teilnehmer.</p>
Messdatennutzer	<p>Messdatenmanagement [Kundenräume][Unternehmen]</p> <p>Partei, die befugt ist, Energienutzungsdaten von dem Messdatenmanager zu erfassen.</p>
Messdatenmanager	<p>Messdatenmanagement [Verteilung][Unternehmensbetrieb] Der Messdatenmanager ist eine Makrorolle einschließlich:</p> <p>Messdatenaggregator: Eine Partei, die für die Erstellung und Qualifizierung von Messdaten des Messdatenverantwortlichen verantwortlich ist. Diese Daten werden nach einem festgelegten Satz von Marktregeln aggregiert.</p> <p>Messdatenverantwortlicher: Eine Partei, die für die Erstellung und Validierung von Messdaten auf der Grundlage der von dem Messsystembetreiber erhaltenen erfassten Daten verantwortlich ist. Die Partei ist für den Verlauf der Messdaten für einen Messpunkt verantwortlich.</p> <p>Messpunktadministrator: Eine Partei, die für die Registrierung der mit den Messpunkten in einem Messnetzbereich verbundenen Parteien verantwortlich ist. Der Administrator ist auch für die Einhaltung der technischen Spezifikationen des Messpunkts verantwortlich. Er ist für die Erstellung und den Anschluss der Messpunkte verantwortlich.</p> <p>Sonstiger Messdatennutzer-Beziehungsmanager: Reaktion auf regulatorische Änderungen und Erweiterung des Bereichs der Akteure des Elektrizitätsversorgungssystems (Nichtnetznutzer, Lieferanten/ BRP) angebotenen Smart-Grid-Dienste.</p> <p>Die Möglichkeit, regulierte Dienste auf der Grundlage von Datenmanagement und -bereitstellung zu liefern, um nationale und lokale öffentliche Richtlinien zu unterstützen und die Unterstützung der Kunden zu ermöglichen.</p> <p>[QUELLE: ENTSO-E-Rollenmodell]</p>

Geschäftliche Rolle	Definition
Systembetreiber	<p>Netzbetrieb [Verteilung][Unternehmensbetrieb] oder Netzbetrieb [Übertragung][Unternehmensbetrieb]</p> <p>Die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb eines Teils des Elektrizitätsversorgungssystems in einem bestimmten Bereich und für den Anschluss an andere Teile des Elektrizitätsversorgungssystems verantwortliche Partei.</p> <p>[QUELLE: IEC 60050-617:2009, 617-02-09]</p>
Erzeuger	<p>Stromsystem [DER][Marktbetrieb] Strom produzierende Stromerzeugende Partei.</p> <p>Zusätzliche Informationen: Dies ist eine Art von Netznutzer. [QUELLE: basierend auf IEC 60050-617:2009, 617-02-01]</p> <p>Verschiedene Erzeuger können anhand der Spannungspegel des in das Netz eingespeisten Stroms identifiziert werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> – HS-Erzeuger – MS-Erzeuger – NS-Erzeuger
Regulierer	<p>Regulatorisch[Erzeugung-Verteilung][Markt-Unternehmen] Erstellung und Annahme von Vorschriften für Strommärkte</p> <p>Behörde, die für die Erstellung und Annahme von Vorschriften verantwortlich ist.</p> <p>Kann für die Ausübung autonomer Autorität über Strommärkte und die damit verbundenen synchronen Stromnetze verantwortlich sein.</p> <p>Vergleichbar mit der Regulierungsbehörde.</p> <p>[QUELLE: basierend auf IEC 60050-901:2013, 901-03-11]</p>
(Strom-) Lieferant	<p>Energieversorgungssystem [DER][Marktbetrieb] Strom verkaufen</p> <p>Partei, die einen Vertrag über die Lieferung von Strom und Energie an einen Kunden geschlossen hat. [QUELLE: IEC 60050-617:2009, 617-02-08]</p> <p>Lieferanten können Flexibilitäten durch Modulation der Strompreise (Nutzungszeitpunkt, kritische Spitzenpreise usw.) erzeugen, die für Energiemärkte und/oder den Netzbetrieb von Nutzen sein können.</p> <p>Der Lieferant darf darüber hinaus energiebezogene Dienste liefern.</p>

Tabelle 3 enthält eine Liste und kurze Beschreibung der bisher identifizierten geschäftlichen Anwendungsfälle (diese decken nicht den gesamten Bereich der geschäftlichen Anwendungsfälle ab).

Tabelle 3 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Verbundener Bereich	Kurzbeschreibung	Reifegrad
UC62913-2-1-B001	Ausführen Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagen-erneuerungs-prioritätsprogramme	Netz-management	<p>TD/B_UC62913-2-1-B001</p> <p>Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der Systembetreiber über Anlagen-erneuerungs-prioritäten entscheidet und Instandhaltungsprogramme in der Planungsphase auf der Grundlage der Netzanlagenanalyse und der Entwicklung von Instandhaltungsmodellen auf der Basis von Ausfallvorhersagen und des Zustands durchführt.</p>	Bereits implementiert/ Unvollständig aufgrund von Unsicherheit (regulatorisch usw.) / Entstehend

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Verbundener Bereich	Kurzbeschreibung	Reifegrad
UC62913-2-1-B002	Ausführen dringender Instandhaltungsarbeiten	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B002 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der HS- und MS/NS-Systembetreiber die Zustandsverzeichnisse von Netzanlagen auf der Grundlage archivierter Daten (Anlagennutzung, Instandhaltungsarbeiten, Fehler, Spannungsüberschreitungen usw.) analysiert. Basierend auf diesen Informationen bewertet der HS- und MS/NS-Systembetreiber das Ausfallrisiko und führt dringende Wartungsarbeiten durch, um Fehler zu verhindern.	Entstehend
UC62913-2-1-B003	Entwicklung des mehrjährigen Verteilnetzplans	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B003 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der HS- und MS/NS-Systembetreiber den mehrjährigen Hauptnetzplan durch Simulation der wahrscheinlich im Netz auftretenden Beschränkungen und Priorisieren der Netzinvestitionen erstellt.	Anpassungen in Arbeit
UC62913-2-1-B004	Last-management, Frequenzregelung und Reserve.	Übertragungsnetzmanagement	T/B_UC62913-2-1-B004 Anwendungsfall auf der Grundlage von ENTSOE-Netzcodes mit dem Ziel, <ul style="list-style-type: none"> – eine zufriedenstellende Systemfrequenzqualität und effiziente Nutzung des Elektrizitätsversorgungssystem und der Ressourcen zu erreichen und zu nutzen; – ein kohärentes und koordiniertes Verhalten der Übertragungssysteme und Elektrizitätsversorgungssysteme im Echtzeitbetrieb sicherzustellen; – allgemeine Anforderungen und Prinzipien für FCR, FRR und RR zu bestimmen; allgemeine Anforderungen für den grenzüberschreitenden Austausch, das Teilen, die Aktivierung und die Bemaßung von Reserven zu bestimmen. 	Bereits implementiert/ Unvollständig aufgrund von Unsicherheit (Regulatorisch usw.) /Entstehend
UC62913-2-1-B005	Management der Verbindung (Erzeugung, Verbrauch, HVDC)	Übertragungsnetzmanagement	T/B_UC62913-2-1-B005	Bereits implementiert/ Unvollständig aufgrund von Unsicherheit (regulatorisch usw.) / Entstehend
UC62913-2-1-B006	Gitternetzbetrieb in Echtzeit	Übertragungsnetzmanagement	T/B_UC62913-2-1-B006	Bereits implementiert/ Unvollständig aufgrund von Unsicherheit (regulatorisch usw.) / Entstehend

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Verbundener Bereich	Kurzbeschreibung	Reifegrad
UC62913-2 1-B007	MS-Netzbetrieb in Echtzeit	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B007 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der MS/NS-Systembetreiber das MS-Netz in Echtzeit verwaltet, indem er die Netzkonfiguration optimiert und gleichzeitig die Koordination mit dem Höchstspannungs-HS-Systembetreiber sicherstellt, das Spannungsprofil innerhalb akzeptabler Grenzen hält, kritische Situationen durch Notfallhebel verhindert und die Versorgung im Fall von Fehlern wiederherstellt.	Bereits implementiert
UC62913-2 1-B008	Betrieb des NS-Netzes	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B008 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der MS/NS-Systembetreiber das NS-Netz unter üblichen Bedingungen und bei Fehlern in Echtzeit verwaltet, um die Qualität und die Versorgungskontinuität aufrechtzuerhalten.	Bereits implementiert
UC62913-2-1-B009	Optimieren des Netzbetriebs in der Betriebsplanung auf der Grundlage eines Terminplans	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B009 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der HS- und MS/NS-Systembetreiber den Netzbetrieb in der mittelfristigen (Monat und Woche im Voraus) und kurzfristigen (Vortag und innerhalb des Tages) Betriebsplanung vorherseht und optimiert. Besteht aus: <ul style="list-style-type: none"> – Vorhersehen der Arbeitspunkte basierend auf den lokalen Last- und Erzeugungsprognosen, Identifizieren und Qualifizieren der Beschränkungsrisiken des Netzes (Hauptumspannwerk, MS-Netz und HV-Netz, sofern von dem HS- und MS/NS-Systembetreiber verwaltet); – Festlegung der Netzkonfiguration, um die vertraglichen Zusagen zu erfüllen – durch Nutzung verschiedener Optimierungshebel, die dazu dienen, erkannte Stromnetzbeschränkungen zu beheben, indem zahlreiche Kriterien einschließlich OPEX, CAPEX, Kundenzufriedenheit, Rechtskonformität und Umweltauswirkung optimiert werden; – berücksichtigt die Arbeitsprogramme für alle Zeitrahmen; – berücksichtigt die Stromnetzbeschränkungen in Echtzeit (Fehler, Übertragungsbeschränkung oder Übertragungsausfall, Lastübertragungen) und Bewertung der Auswirkung auf die Arbeitspunkte. 	Anpassungen in Arbeit

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Verbundener Bereich	Kurzbeschreibung	Reifegrad
UC62913-2-1-B010	Optimieren von Arbeitsprogrammen (Arbeiten von Höchstspannungs- und HS-Systembetreibern und HS- und MS/NS-Systembetreibern)	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B010 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der HS- und MS/NS-Systembetreiber Arbeitsprogramme in den HS- und MS-Netzen optimiert, d. h. Arbeiten in Verbindung mit der Erstellung, Instandhaltung und Instandsetzung von Netzanlagen optimiert – einschließlich durch den Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber, HS- und/oder MS-Erzeuger und HS- und MS/NS-Systembetreiber bestimmter Arbeiten –, um viele Kriterien einschließlich OPEX, CAPEX, Kundenzufriedenheit, Rechtskonformität und Umweltauswirkungen zu optimieren.	Anpassungen in Arbeit
UC62913-2-1-B011	Optimierung der Netzbetriebsbedingungen mithilfe verfügbarer Hebel	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B011 Der Anwendungsfall beschreibt, wie der HS- und MS/NS-Systembetreiber Lastflussberechnungen auf der Grundlage aller archivierten Daten einschließlich gegebenenfalls archivierter Mess-, Netz- und Wetterdaten vornimmt und Folgendes optimiert: <ul style="list-style-type: none"> – den Einstellpunkt der lokalen Offline-Spannungseinstellungseinrichtung; – die Stromnetzanschluss-Anforderungen; – die Stromnetz-Anschlussphase für Einphasenzähler, die bereits mit dem NS-Netz verbunden oder zu verbinden sind. Dies ermöglicht es dem HS- und MS/NS-Systembetreiber, Stromnetzbeschränkungen zu vermeiden und die Netzkapazität zu erhöhen.	Anpassungen in Arbeit
UC62913-2-1-B012	Fehlermanagement im MS-Netz	Verteilnetzmanagement	D/B_UC62913-2-1-B07/B_UC62913-2-1-B012 Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der MS/NS-Systembetreiber die Versorgung nach einem Fehler wiederherstellt.	Bereits implementiert

4.2.3 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen

Tabelle 4 listet die bisher identifizierten Systemanwendungsfälle auf, um die Ausführung der oben beschriebenen geschäftlichen Anwendungsfälle zu ermöglichen. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert. Darüber hinaus werden keine üblichen Betriebsfunktionen aufgelistet.

Tabelle 4 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der Systemanwendungsfälle	Identifizierte Systemanwendungsfälle	Kurzbeschreibung
UC62913-2-1-S001	Zentrale Spannungsregelung auf der Grundlage von Zustandsschätzungen	<p>D/B_UC62913-2-1-B007/S_UC62913-2-1-S001</p> <p>Der Systemanwendungsfall beschreibt, wie automatische Netzfunktionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> – den Zustand des MS-Netzes in Echtzeit einschätzen; – das MS-Netzspannungsprofil durch Festlegung der optimalen Spannungseinstellpunkte am Hauptspannwerk mit OLTC regeln.
UC62913-2-1-S002	Fehlermanagement im MS-Netz mit intelligentem FLISR-System	<p>D/B_UC62913-2-1-B07/B_UC62913-2-1-B012/S_UC62913-2-1-S002</p> <p>Der Systemanwendungsfall beschreibt, wie das intelligente FLISR-System:</p> <ul style="list-style-type: none"> – einen Zwischenfall erkennt, analysiert und diagnostiziert: <ul style="list-style-type: none"> • den Ursprung eines Fehlers ermittelt und potenzielle Unregelmäßigkeiten des Steuerbefehls in Verbindung mit dem Fehlermanagement analysiert, • die Anwesenheit eines dauerhaften Fehlers in dem MS-Netz bestätigt; – fehlerhafte Abschnitte lokalisiert und isoliert; – einen Wiederherstellungsplan (automatisch oder manuell) festlegt und implementiert; – die Wiederherstellung der Stromversorgung in dem MS-Netz sicherstellt.

4.3 Allgemeine Smart-Grid-Anforderung

4.3.1 Aus den Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen

Die Netzmanagement-Anforderungen in 4.3 wurden aus den folgenden in Anhang B nach der IEC-62559-2 Anwendungsfallvorlage enthaltenen Anwendungsfällen abgeleitet:

- Ausführen geplanter Instandhaltungsarbeiten.

Die IEC-Kernnormen müssen die folgenden in Tabelle 5 aufgelisteten Bedürfnisse und Anforderungen unterstützen.

Tabelle 5 – Aus den Netzmanagement-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-001	Um über Prioritäten bei der Erneuerung von Anlagen zu entscheiden und das Instandhaltungsprogramm zu optimieren, erstellt der Netzanlagen-Instandhalter Folgekostendefinitionen, um die sie betreffende Auswirkung von Ausfällen zu bewerten (finanziell, Sicherheit, Zuverlässigkeit, rechtlich, Ansehen, regulatorisch, Umwelt usw.)	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-002	Um über Prioritäten bei der Erneuerung von Anlagen zu entscheiden und das Instandhaltungsprogramm zu optimieren, identifiziert der Netzanlagen-Instandhalter Zwischenfälle, die im Netz auftreten können, bewertet die Folgen und die Wahrscheinlichkeit dieser Ereignisse, identifiziert die Akzeptanzschwellenwerte und erstellt die Kritikalitätstabelle	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-003	Um über Prioritäten bei der Erneuerung von Anlagen zu entscheiden und das Instandhaltungsprogramm zu optimieren, beurteilt der Netzanlagen-Instandhalter die Folgen von Netzanlagen-Ausfällen und bestimmt die Kritikalität der Anlage	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-004	Der Netzanlagen-Instandhalter bewertet die Folgen durch Kreuzanalyse der folgenden Daten: direkte Ausfallkosten (Gerätaustausch oder -instandsetzung), Kundenausfallkosten (Verlust von durch den Ausfall betroffenen Kunden, Dauer), Kosten dringender Instandsetzungen, Kosten eines ausgelösten Netz-Backup-Plans und Kosten des Ausfalls benachbarter Anlagen	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-005	Der Netzanlagen-Instandhalter schätzt die Ausfallwahrscheinlichkeit der Anlage ein	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-006	Der Netzanlagen-Instandhalter legt ein terminplanbasiertes Instandhaltungsprogramm für eine Anlagenart auf der Grundlage der Empfehlungen des Lieferanten, der Netzanlagenanalyse und der Kritikalitätsanalyse fest	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-007	Der Netzanlagen-Instandhalter legt zustandsbasierte Instandhaltungsprogramme fest, führt zuverlässigkeitsorientierte Analysen durch und erstellt/verbessert Ausfallprognosenmodelle	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-008	Der Netzanlagen-Instandhalter identifiziert frühe Anzeichen interner Fehler, die im Netz zu überwachen sind, und insbesondere Fehler, die die wichtigsten Anlagen betreffen	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-009	Die an den untersuchten MS/NS-Transformatoren zur Erstellung von Ausfallprognosemodellen gemessenen Daten beinhalten den Laststrom, die Öltemperatur, die Gelöstgasanalyse (DGA), die Zustandsüberwachungskreuzungen und Teilentladungsanalysen	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-010	Um Instandhaltungsprogramme für eine Reihe von in einem Netz installierten Einrichtungen festzulegen, sammelt der Netzanlagen-Instandhalter Daten zur Verwendung für die Analyse wie etwa: Verzeichnis und Merkmale der installierten Einrichtungen, nachträgliche Daten (Verlauf dokumentierter Ereignisse, Beispieldokumente in Verbindung mit einem Ereignis und Verlauf der Echtzeitdaten des Netzbetriebs aus Echtzeit-Überwachungsinstrumenten), Netztopologiedaten und wirtschaftliche Daten	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-011	Für ein mehrjähriges Instandhaltungsprogramm/einen langfristigen Instandhaltungsplan sammelt der Netzanlagen-Instandhalter Daten zur Nutzung als Informationen für die Analyse wie etwa: mehrjähriger Hauptnetzplan und Instandhaltungsstrategie	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-012	Um das jährliche Instandhaltungsprogramm/den mittelfristigen Instandhaltungsplan festzulegen, sammelt der Netzanlagen-Instandhalter Daten als Informationen für die Analyse wie etwa: mehrjähriges Instandhaltungsprogramm, mehrjähriger Netzentwicklungshauptplan und jährliches Arbeitsprogramm (Höchstspannung, HS, MS/NS, Systembetreiber und Herstellerwerke)	UC62913-2-1- B001 Aufgaben- beschreibung des Anwendungsfalls

5 Übertragungsnetzmanagement

5.1 Zweck und Anwendungsbereich

Siehe 4.1.

5.2 Geschäftliche Analyse

5.2.1 Allgemeines

Siehe 4.2.

5.2.2 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche

Siehe Tabelle 3.

6 Verteilnetzmanagement

6.1 Zweck und Anwendungsbereich

Siehe 4.1.

6.2 Geschäftliche Analyse

6.2.1 Allgemeines

Siehe 4.2.

6.2.2 Regionale Optionen

Die geschäftliche Analyse dieses Bereichs und die identifizierten geschäftlichen und System-Anwendungsfälle gelten für die europäische Region.

6.2.3 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche

Siehe Tabelle 3.

6.2.4 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen

Tabelle 6 listet die bisher identifizierten Systemrollen auf. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert.

Tabelle 6 – Systemrollen des Bereichs

Systemrolle	Bauart	Beschreibung
Intelligentes FLISR-System	System	<p>Stromnetz-Fehlerlokalisierung [Betrieb]...FLISR-Anwendungsmodul</p> <p>FLISR automatisiert Maßnahmen zur Fehlerbeherrschung im Verteilnetz. Es unterstützt die Lokalisierung des Fehlers, die Isolierung der fehlerhaften Einrichtung(en) von der gesunden Einrichtung und die Wiederherstellung der gesunden Einrichtung. Während Störungen verkürzt die automatische Fehlerbehandlung Ausfallzeiten und entlastet die Bediener in den Verteilkontrollzentren, damit diese sich um kompliziertere Situationen kümmern können. Aus diesem Grund kann FLISR helfen, Leistungsindizes wie SAIDI (System Average Interruption Duration Index) zu verbessern.</p> <p>[QUELLE: CEN, CENELEC, ETSI, 2011]</p>
Zentralisierte Spannungsregelungsfunktion	Informationssystem	<p>Stromnetzunterstützte Steuerung [Betrieb]...VVC-Anwendungsmodul</p> <p>Die DMS-Funktion ermöglicht die Berechnung der optimalen Spannungseinstellwerte am Hauptspannwerk zur Aufrechterhaltung des Spannungsprofils innerhalb der vertraglichen Grenzen</p>
Feld-Stellteile	System	<p>Elektrizitätsversorgungssystem/Stromnetzbetrieb [Prozess]...Schaltanlagen-Stellteil</p> <p>Hauptanlagenschalter entlang der Stromnetzleitungen, die es dem Bediener oder dem System ermöglichen, fehlerhafte Abschnitte zu isolieren. Diese können manuell oder fernbetätigt werden. In diesem Anwendungsfall wird die Analyse auf fernsteuerbare Schalter beschränkt.</p> <p>Solche Kommunikationseinrichtungen werden aus allgemeinen architektonischen Komponenten übernommen, die auf der Grundlage von IEC 61850 mit dem Kontrollzentrum kommunizieren.</p>
Felderkennungseinrichtung	System	<p>Stromnetzfehlerlokalisierung [Feldprozess]...Fehlerdetektor ...Speiseleitung</p> <p>Funktion entlang der Speiseleitung, die in der Lage ist, einen Fehlerdurchgang (FPI) zu erkennen und anzuzeigen. Sie beinhaltet die notwendigen Sensoren zur Erfüllung der Funktion.</p> <p>Solche Kommunikationseinrichtungen werden aus allgemeinen architektonischen Komponenten übernommen, die auf der Grundlage von IEC 61850 mit dem Kontrollzentrum kommunizieren.</p>
HS/MS-Wandler ausgestattet mit Laststufenschaltern	Einrichtung	<p>Elektrizitätsversorgungssystem [Prozess] Stromnetzbetriebsprozess...Leistungstransformator ... Laststufe</p> <p>Laststufenstellteile an Transformatorwicklungen, die das Windungsverhältnis des Transformators ändern ohne die Versorgung zu unterbrechen</p>
Mittelspannungsnetz	System	<p>Elektrizitätsversorgungssystem [Prozess]... Verteilung ... Speiseleitung</p> <p>Das MS-Netz besteht aus einer Reihe leitender Einrichtungen zur Leitung des Stroms auf Mittelspannungsebene</p>

Systemrolle	Bauart	Beschreibung
SCADA-System	Informationssystem	<p>Stromnetzbetrieb [Betrieb-Feld] ...</p> <p>System für die Überwachung, Steuerung und Datenerfassung (en: Supervisory Control and Data Acquisition System) Hierzu bestehen verschiedene Fälle:</p> <ul style="list-style-type: none"> – MS/NS-SCADA-System: SCADA-System des MS/NS-Systembetreibers – MS-SCADA-System: SCADA-System des MS-Systembetreibers – DER-SCADA-System: SCADA-System des MS-Erzeugers
Sensoren	Einrichtung	<p>Stromnetzbetrieb [Umspannwerk].. .Gateway ... Ferndatenstation</p> <p>Gerät, das bei Erregung durch ein physikalisches Phänomen ein Signal erzeugt, das das physikalische Phänomen charakterisiert</p>
Zustandsschätzungsfunktion	Informationssystem	<p>Stromnetzunterstützte Steuerung [Betrieb]...VVC-Anwendungsmodul ... berechnet das Spannungsprofil in Echtzeit</p> <p>Die Funktion ermöglicht die Berechnung des Mittelspannungsprofils in Echtzeit</p>
Umspannwerk	System	<p>Einrichtung einer Anlage, die die Spannung in Kraftwerksstromleitungen erhöht oder reduziert. Die Spannung wird erhöht, wenn Strom über Fernübertragungsleitungen transportiert wird, und reduziert, wenn der Strom in lokale Verteilungsleitungen fließt. Sie können als übliche Außen-Umspannwerke, bewehrte Umspannwerke oder unterirdische Umspannwerke klassifiziert werden.</p> <p>[Quelle: ENTSOE, Glossary Index – 2015]</p>
Steuerungs- und Überwachungssystem für Umspannwerke	Einrichtung/Informationssystem	<p>Stromnetzgestützte Steuerung [Umspannwerk]...Steuergerät ... Umspannwerk ...Verteilung</p> <p>Digitales Steuerungssystem für die Umspannwerk-Automatisierung, das konventionelle Ferndatenstationen (RTU) in Hauptumspannwerken ersetzen kann</p>
Umspannwerk-Schutzeinrichtung	System	<p>Stromnetzschutz/Stromnetz</p> <p>Betrieb[Feld]...Schutzfunktion ... Speiseleitungs-Schutzfunktion</p> <p>Diese Funktion am Hauptumspannwerk ist für den Schutz der nachgelagerten Anlagen durch Eliminierung des Fehlerstroms verantwortlich und kann durch seine Kommunikationsfähigkeit Auslösungsbedingungen an übergeordnete Ebenen melden.</p> <p>Dieses Gerät kann ferngesteuert (geschlossen) werden, um die geschützte Speiseleitung wiedereinzuschalten.</p> <p>Solche Kommunikationseinrichtungen werden aus allgemeinen architektonischen Komponenten übernommen, die auf der Grundlage von IEC 61850 mit dem Kontrollzentrum kommunizieren.</p>

6.3 Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen

Die Anforderungen an das Verteilnetzmanagement in 6.3 wurden aus den in 6.2.3 und 6.2.4. aufgelisteten Anwendungsfällen abgeleitet.

Diese Verteilnetzmanagement-Anwendungsfälle sind mit dem Anwendungsfall des Managements des Echtzeit-Netzbetriebs verbunden.

Die IEC-Kernnormen müssen die folgenden in Tabelle 7 aufgelisteten Bedürfnisse und Anforderungen unterstützen.

Tabelle 7 – Aus den Verteilnetzmanagement-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-013	Der MS/NS-Systembetreiber verfügt über Last- und Erzeugungsprognosen auf Hauptspannungsebene	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-014	Der MS/NS-Systembetreiber verfügt über betriebliche Planungsinstrumente, die Echtzeitdaten in Verbindung mit dem Netzstatus integrieren	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-015	Das SCADA-System greift auf Informationen in Bezug auf den Netzstatus und aktualisierte kurzfristige Last- und Erzeugungsprognosen zu	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-016	Der MS/NS-Systembetreiber verfügt über ein Simulationsinstrument, um die Nutzung von Optimierungshebeln vor ihrer Aktivierung zu validieren	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-017	Koordinationsverfahren zwischen dem MS/NS-Systembetreiber und dem Höchstspannungs-/HS-Systembetreiber bestehen, um sicherzustellen, dass die von dem MS/NS-Systembetreiber oder dem Höchstspannungs-/HS-Systembetreiber zu treffenden Maßnahmen zu keinen Beschränkungen in einem oder beiden Netzen oder dem gesamten System führen und dass die Betriebsanforderungen an Verteil- und Übertragungsnetze erfüllt werden	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-018	Um die Spannung innerhalb der vertraglichen Grenzwerte zu halten, verfügt der MS/NS-Systembetreiber über Instrumente, die eine kontinuierliche Überwachung und Optimierung des Spannungsprofils des Verteilnetzes ermöglichen	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-019	Nach den Anforderungen in Verbindung mit dem Übertragungsnetzzugang verfügt der MS/NS-Systembetreiber über Koordinationsverfahren mit dem Höchstspannungs-/HS-Betreiber	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-020	Notfallmaßnahmen zum Schutz des Netzes werden in einem regulatorischen Rahmenwerk beschrieben	UC62913-2-1-B007 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-021	Technische Vorschriften beschreiben, welche Optimierungshebel der MS/NS-Systembetreiber nutzen darf, um Stromnetzbeschränkungen zu beheben, wie durch die Vorschrift festgelegt und/oder validiert	UC62913-2-1-B007 Anwendungsfall des UC
R62913-2-1-022	Das MS-Netz ist mit Sensoren ausgestattet, die die Strom- und Spannungswerte an allen kritischen Stellen messen: Hauptspannungwerke, MS-Speiseleitungen, sekundäre Umspannwerke und Anschlusspunkte der Erzeuger.	UC62913-2-1-S001 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-023	HS/MS-Transformatoren an den Hauptspannungswerken sind mit Laststufenschaltern ausgestattet	UC62913-2-1-S001 Schrittweise Analyse des Szenarios des UC

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-024	Die Zustandsschätzungsfunktion integriert in ihre Berechnungen die Echtzeit-Netztopologie (Position der Schalter) und Impedanzen	Anwendungsfallbedingungen-Abschnitt von UC62913- 2-1-S001
R62913-2-1-025	Die für die Zustandsschätzungsfunktion verwendeten Mittelwerte sind synchron nach IEC 61000-4-30 (Datierung von Messungen)	Anwendungsfallbedingungen-Abschnitt von UC62913- 2-1-S001
R62913-2-1-026	Speiseleitungen verfügen über ferngesteuerte Trennschalter an den Hauptspannwerken und mehrere ferngesteuerte Fehlerdurchgangsindikatoren an geeigneten Punkten entlang der Speiseleitungen	Anwendungsbereich und Ziele des Anwendungsfall-Abschnitts von UC62913-2-1-S002
R62913-2-1-027	Die Lokalisierungsfunktion des intelligenten FLISR-Systems kommuniziert mit dem MS-SCADA-System, um den Fehler zu isolieren	Beschreibungsabschnitt des UC62913-2-1-S002
R62913-2-1-028	Das Hauptspannwerk ist mit einer Schutzeinrichtung ausgestattet	Anwendungsfallbedingungen-Abschnitt von UC62913- 2-1-S002
R62913-2-1-029	Die Speiseleitung verfügt über ferngesteuerte Trennschalter an den Hauptspannwerken und mehrere ferngesteuerte Fehlerdurchgangsindikatoren an geeigneten Punkten entlang beider Teile der Speiseleitung	Anwendungsfallbedingungen-Abschnitt von UC62913- 2-1-S002
R62913-2-1-030	Ein Koppelschalter trennt die Speiseleitungen in zwei einzeln radial betriebene Teile, die niemals während des normalen oder anormalen Betriebs elektrisch verbunden sind	Anwendungsfallbedingungen-Abschnitt von UC62913- 2-1-S002
R62913-2-1-031	Entlang der Netzleitungen installierte Feldstellteile sind fernsteuerbar, damit der Bediener oder das System einen fehlerhaften Abschnitt isolieren kann	Akteure-Abschnitt des UC62913-2-1-S002
R62913-2-1-032	Feldererkennungseinrichtungen sind über die Netzleitungen verteilt, um Fehlerdurchgänge zu erkennen	Akteure-Abschnitt des UC62913-2-1-S002

7 Microgrids

7.1 Zweck und Anwendungsbereich

7.1.1 Ziel

Abschnitt 7 behandelt eine geschäftliche Analyse von Microgrids und beschreibt weiterhin einige der Anforderungen des Bereichs.

Diese Analyse basiert auf den Beiträgen von Bereichsexperten sowie Rückmeldungen aus bestehenden Projekten sowie bestehenden Dokumenten im Smart-Grid-Bereich.

Dieses Dokument betrachtet die technischen Möglichkeiten von Microgrids und ihre Beziehung zu anderen Smart-Grid-Bereichen. Der Microgrid-Bereich ist eng mit den folgenden Bereichen verbunden.

- Verteilnetzmanagement: verbundene Microgrids können als steuerbare Einheit und Flexibilität durch den Verteilsystembetreiber unter allen betroffenen Parteien (DSO, TSO, BRP usw.) betrachtet werden.
- Dezentrale Energieversorgung: Microgrids enthalten DER und einige der in diesem Bereich beschriebenen Energiedienste können auch für Microgrids gelten.
- Energiespeicherung: Speichersysteme stehen im Mittelpunkt der meisten Microgrids, da diese zum Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung im Inselbetrieb der Microgrids genutzt werden.

- Markt: Microgrids können an Strommärkten durch den Handel von energiebezogenen Diensten teilnehmen (oder hierzu verpflichtet sein).

7.1.2 Allgemeiner Kontext

Die Definition eines Microgrids nach IEC 60050-617:2017, 617-04-22, lautet: "Gruppe verbundener Lasten und dezentraler Energiequellen mit festgelegten elektrischen Grenzen... die als einzelne steuerbare Einheit funktionieren und im Netz- und Inselbetrieb betrieben werden können". Es wird weiterhin hinzugefügt, dass ein Microgrid im Netzbetrieb als einzelne steuerbare Einheit fungiert und diese Definition gleichermaßen (Erzeuger-) Verteil-Microgrids und Anlagen-Microgrids (im Kundenbesitz) abdecken soll.

Es kann daher zwischen drei Arten von Microgrids unterschieden werden:

- Isolierte Microgrids sind niemals mit einem anderen elektrischen Netz verbunden und umfassen mehrere Kunden, DER möglicherweise einschließlich elektrischer Energiespeichersysteme (EES, en: electrical energy storage).
- Verteil-Microgrids sind Teil des Kraftwerksverteilnetzes, das mit dem sogenannten Hauptnetz verbunden ist. Das Microgrid kann mehrere Kunden, DER (Erzeugung, steuerbare Last und EES-Systeme) enthalten. Das Microgrid kann von dem Hauptnetz getrennt und für eine bestimmte Zeitspanne im Inselbetrieb gefahren werden, wobei die Stromversorgung aller seiner Lasten oder von Teilen derselben erhalten bleibt. Wenn das Microgrid verbunden ist, dient es als einzelne steuerbare Einheit und muss daher die Kontrolle über die Haupt-DER, EES-Systeme, kontrollierbare Lasten und andere Flexibilität durch ein Microgrid-Energiemanagementsystem (MEMS, en: microgrid energy management system) haben.
- Anlagen-Microgrids sind elektrische Systeme im Kundenbesitz, die mit dem Verteilnetz verbunden sind und davon getrennt und für eine bestimmte Zeitspanne im Inselbetrieb betrieben werden können, wobei die Stromversorgung aller Lasten oder von Teilen derselben aufrechterhalten wird.

Dieses Dokument betrachtet das elektrische System des Microgrids. Das Hauptnetz gilt als externe Einheit, die Informationen mit dem System austauscht, und die Kunden, DER und EES-Systeme in dem Microgrid werden nur dahingehend berücksichtigt, dass sie die Möglichkeit bieten, den Stromverbrauch und die Erzeugung zu steuern. Der Microgrid-Bereich kann so durch SGAM-Bereiche als rote Zone in Bild 2 beschrieben werden.

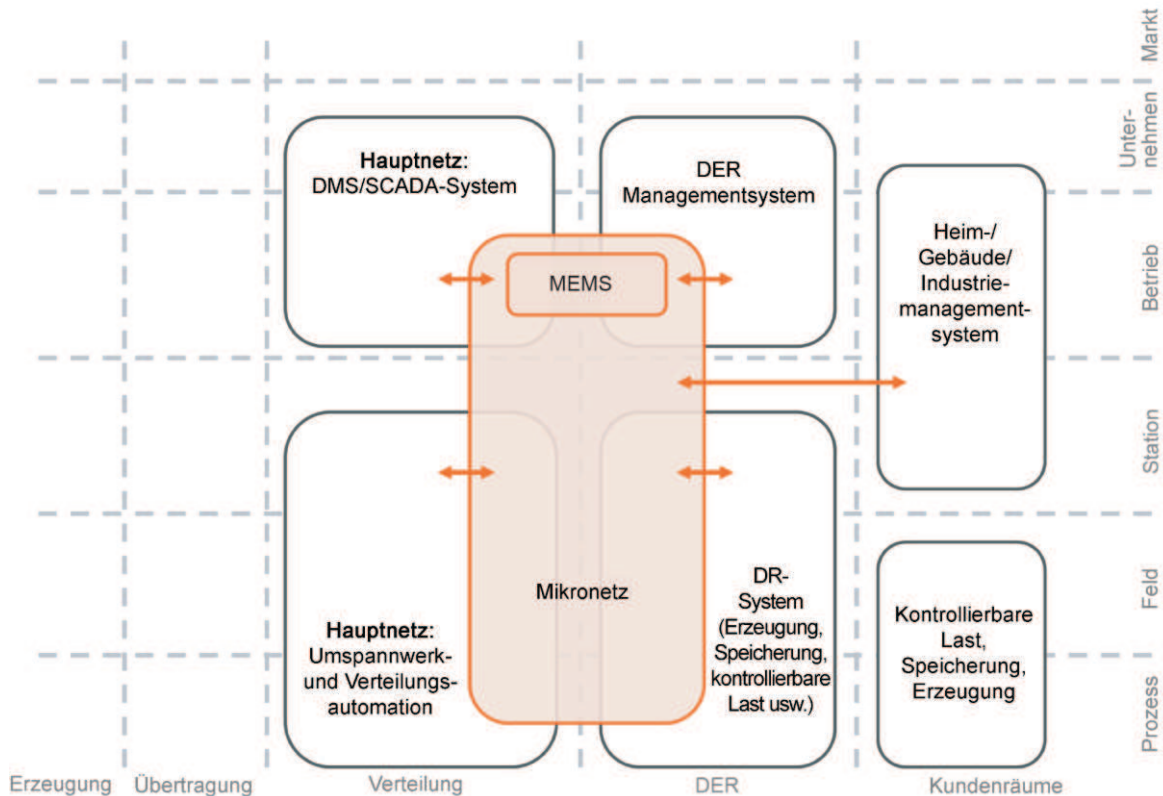


Bild 2 – Nicht erschöpfende Beschreibung des Microgrid-Bereichs in der SGAM-Architektur

7.2 Geschäftliche Analyse

7.2.1 Allgemeine Übersicht

Dank der Fortschritte der DER- und EES-Technologie wird es zunehmend leichter, den Ausgleich zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch in lokalen Systemen aufrechtzuerhalten. Microgrids sind ein konkreter Ausdruck dieser Möglichkeit: lokale Stromsysteme, die für eine bestimmte Zeitspanne getrennt vom Hauptnetz betrieben werden können (Inselbetrieb).

Wenn das Hauptnetz schwach ist (beispielsweise in Entwicklungsländern mit sehr schlechtem Übertragungssystem) und das Verbrauchswachstum keine Entwicklung eines zuverlässigen Netzes rechtfertigt, kann es interessanter sein, die Zuverlässigkeit durch die Erstellung von Microgrids als durch die Verstärkung des Netzes zu erhöhen. Im Fall eines wesentlichen klimatischen Ereignisses, das zu einem Stromausfall führt, können Microgrids helfen, eine Stromversorgung wichtiger Lasten aufrechtzuerhalten und die Belastbarkeit des Netzes zu erhöhen. Je nach Kundenanforderungen und Hauptursache des Netzausfalls sind drei Arten von Dienstkontinuität möglich:

- präventiver Inselbetrieb, wenn eine Versorgungsunterbrechung geplant ist oder ein Netzausfall erwartet wird;
- automatischer Inselbetrieb im Fall eines ungeplanten Netzausfalls (es muss festgelegt werden, welche Art von Netzausfall den Inselbetrieb auslösen wird);
- Schwarzstart-Wiederherstellung, um Lasten nach einem Netzausfall wieder mit Strom zu versorgen.

Der präventive Inselbetrieb könnte in Erwartung eines möglichen anstehenden Ausfalls oder anstehender Beschränkungen des Netzwerks (Stürme, die Freileitungen beschädigen könnten, lokal durch PV-Einspeisungen erreichte Spannungsgrenzen, Leitungsengpässe usw.) genutzt werden, um Unterbrechungen der Lastenversorgung zu vermeiden.

Darüber hinaus können die für ein Microgrid benötigten Infrastrukturen wie etwa DER, EES und Energiemanagementsysteme genutzt werden, während das Microgrid verbunden ist, indem Kunden innerhalb des Microgrids oder anderen Parteien (MS/NS-Systembetreiber, BRP, Aggregatoren usw.) Dienste geliefert werden. Schließlich wird die lokale Bereitstellung neuer Infrastrukturen und Entscheidungsmöglichkeiten häufig gesellschaftlich und politisch geschätzt.

Die Inselbetriebsfähigkeit ist der Hauptunterschied zwischen einem Microgrid und einem allgemeinen Smart-Grid-System. Sobald die für den Inselbetrieb benötigte Infrastruktur vorhanden ist, wird sie jedoch oft für andere Dienste genutzt, wenn das Microgrid verbunden ist, und diese Dienste werden oftmals mehr geschätzt als die Inselbetriebsfähigkeit selbst. Hierbei kann es sich um Netzdienste (Frequenzregelung, Kürzung usw.) oder Kundendienste (Energieoptimierung, Emissionen, Reduzierung usw.) handeln. Da diese Dienste nicht auf Microgrids beschränkt sind, werden sie in anderen Bereichen der Smart-Grid-Anforderungen behandelt. Aus diesem Grund ist es sehr wichtig, die Beziehungen zwischen den verschiedenen Smart-Grid-Bereichen zu bestimmen und die Rollen in Verbindung mit jedem Anwendungsfall festzulegen.

7.2.2 Isolierte Microgrids

Das isolierte Microgrid ist kein neues Konzept, da jedes kleine isolierte elektrische System in diese Kategorie fallen kann. Smart-Grid-Technologien bieten den Vorteil, dass ein solches System mit erneuerbaren Energiequellen, EES und Laststeuerung betrieben werden kann.

Die geschäftliche Anwendung isolierter Microgrids betrifft die Elektrifizierung von Zonen, in denen ein Ausbau des Hauptnetzes unmöglich oder zu teuer ist. Darüber hinaus können in einigen Fällen erneuerbare Energiequellen oder Hybridsysteme günstigere Energie als auf traditionellen fossilen Brennstoffen basierende Generatoren liefern.

In isolierten Microgrids sind dieselben Rollen wie in traditionellen elektrischen Systemen vorhanden: DSO, Kunden usw.

7.2.3 Anlagen-Microgrids

Anlagen-Microgrids befinden sich im Besitz eines Kunden, der bereit ist, die Stromversorgung seiner Lasten oder von Teilen derselben aufrechtzuerhalten, wenn das Hauptnetz hierzu nicht in der Lage ist oder eine Trennung vom Netz und die eigene Stromproduktion aufgrund der Marktbedingungen günstiger sind. Der Kunde muss für den Inselbetrieb über DER und steuerbare Lasten verfügen und oftmals ist ein EES-System erforderlich. Da der Kunde das gesamte System besitzt, ist er der Systembetreiber und die mit seiner Verantwortlichkeit verbundene Rolle ist die eines "privaten Netzbetreibers".

Anlagen können gewillt sein, ein Microgrid zu installieren, wenn sie hohe Anforderungen an die Stromqualität haben (Datenzentren, spezifische Industrien usw.) oder wenn sie kritische öffentliche Dienste leisten (Krankenhäuser, staatliche Infrastrukturen, Militärstützpunkte usw.). Jede Art von Kunde wird ihre eigenen Spezifikationen im Hinblick auf Versorgungszuverlässigkeit und Dienstgüte haben. Bei sehr kritischen Anwendungen können Spannungslücken unerwünscht sein, was die Anwendung spezifischer EES-Systeme erfordert. Andere Anwendungen könnten Stromabschaltungen von einigen Minuten aushalten, doch wenn das Hauptnetz danach nicht wieder eingeschaltet wird, wechseln sie in den Inselbetrieb. Je nach Bedürfnissen muss der Anlageneigentümer daher festlegen, welche Art von Störungen der Stromversorgung er tolerieren kann, und ein System einrichten, um größere Störungen zu vermeiden.

Solche Systeme könnten den Schutzplan des Verteilnetzes oder sogar dessen Stabilität stören, insbesondere, wenn die DER der Anlage üblicherweise Strom in das Netz einspeisen. Die Kommunikation zwischen dem Anlagen-Microgrid und dem DSO könnte aus Sicherheitsgründen erforderlich sein.

Wenn eine Anlage mit der nötigen Infrastruktur für den Inselbetrieb ausgestattet ist, wird sie daran interessiert sein, diese auch zu den übrigen Zeiten zu nutzen. Dies kann durch energiebezogene Dienste erfolgen, die intern (Reduzierung von Energiekosten und Emissionen usw.) oder extern (Marktsignal, Netzdienste wie Kürzung, Spannungs- und Frequenzregelung, Verluste, Reduzierung usw.) sein können. Da diese nicht spezifisch für Anlagen-Microgrids sind, werden diese Dienste in anderen Bereichen der Smart-Grid-Anforderungen und insbesondere DER und EES entwickelt.

Die Beziehungen zwischen den Bereichen sollten jedoch sorgfältig analysiert und die Prioritäten zwischen den Anwendungsfällen von der Anlage bestimmt werden, da diese die Bemaßung des Systems beeinflussen können.

7.2.4 Verteil-Microgrids

Ein Verteil-Microgrid ist ein Teil eines Verteilnetzes, der für eine bestimmte Zeit autonom funktionieren kann. Das Netz ist mit dem übrigen Verteilnetz, dem sogenannten Hauptnetz, verbunden und kann manchmal eine ganze Stadt, einen Campus, eine Aktivitätszone usw. versorgen.

Verteil-Microgrids können installiert werden, um die Stromversorgung lokal aufrechtzuerhalten, wenn das Hauptnetz ausgefallen ist, und so die von den Kunden wahrgenommenen Ausfallzeiten reduzieren. Es kann darüber hinaus eine Möglichkeit sein, eine Stromversorgung für wichtige Lasten im Fall eines großen Stromausfalls aufgrund klimatischer Ereignisse aufrechtzuerhalten. Je nach Kunde im Microgrid und den Störungen, die diese tolerieren können, können die Bedingungen für den Start des Inselbetriebs variieren. Darüber hinaus können verschiedene Zonen innerhalb des Microgrids mit jeweils unterschiedlichen Anforderungen bestehen.

Wie für Anlagen-Microgrids gilt auch hier: Sobald ein Bereich mit der notwendigen Infrastruktur für den Inselbetrieb ausgestattet ist, wird Interesse daran bestehen, diese Infrastruktur auch während der übrigen Zeit zu nutzen. Das MEMS kann genutzt werden, um die verschiedenen Generatoren, elektrischen Energiespeichersysteme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten zu bündeln und das Microgrid als eine einzige Einheit erscheinen zu lassen. Die Art und Weise, in der diese Dienste dann valorisiert werden (direkte Verträge zwischen dem Mikronetzbetreiber und den relevanten Parteien oder durch Aggregatoren und Märkte usw.) wird erheblich von den bestehenden Vorschriften und Märkten abhängen.

Bei Verbindung mit dem Hauptnetz muss ein Verteil-Microgrid weiterhin als traditionelles Verteilsystem funktionieren, wie im Verteilnetzmanagement-Bereich beschrieben. In der gleichen Weise sollte das Management der DER und EES-Systeme den Smart-Grid-Anforderungen der DER- und EES-Bereiche folgen. Wenn das System zu jeder Zeit im Inselbetrieb gefahren werden können muss, sollten die verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten hierauf vorbereitet werden, beispielsweise, indem eine Spanne im Ladezustand des EES vorgesehen wird. Dies impliziert, dass verschiedene Grenzwerte zwischen den Anwendungsfällen festgelegt werden müssen. Die Beziehung zwischen Microgrid-Bereichen und anderen Bereichen wird in 7.2.5, beschrieben, aber diese Analyse muss verfolgt werden, wenn die Anwendungsfälle beschrieben werden.

Im Inselbetrieb sollten alle verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten der Aufrechterhaltung des Inselbetriebs dienen, indem der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch aufrechterhalten und die Spannung und Frequenz stabilisiert wird. Diese Aufgabe übernimmt das MEMS, das mit ihnen kommuniziert, und die mit dieser Verantwortlichkeit verbundene Rolle ist die des Mikronetzbetreibers.

Der Mikronetzbetreiber hat daher die Aufgabe:

- den Zustand des Hauptnetzes und des Microgrids zu überwachen;
- die verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten innerhalb der durch andere Anwendungsfälle festgelegten Grenzen auf den Inselbetrieb vorzubereiten;
- den MS/NS-Systembetreiber darüber zu informieren, dass das Microgrid im Inselbetrieb betrieben werden kann;
- wenn der Inselbetrieb gestartet werden soll, die Kontrolle über die verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten zu übernehmen und den Inselbetrieb zu starten;
- den Inselbetrieb durch das Management der verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten aufrechtzuerhalten;
- wenn der Inselbetrieb beendet ist, die Kontrolle über die verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilitäten an die entsprechenden Einheiten zurückzugeben.

7.2.5 Beziehung zu anderen Bereichen

7.2.5.1 Allgemeines

Andere Bereiche enthalten Beschreibungen von Anwendungsfällen, die für Microgrids anwendbar sind. Diese Anwendungsfälle sind mit den im Microgrid-Bereich beschriebenen Anwendungsfällen kompatibel, jedoch wird eine speziell auf Microgrids zugeschnittene ausführliche Version aus der Perspektive des Mikronetzsystems in diesem Bereich entwickelt.

7.2.5.2 Bereich der dezentralen Energieversorgung

In diesem Bereich wird der Inselbetrieb als Kundenenergiemanagementdienst angesehen. Dieser Dienst ist daher in dem geschäftlichen Anwendungsfall "DER-Nebendienste und Flexibilität in der Stromversorgung zugunsten der Zuverlässigkeit und Effizienz des Stromsystems liefern" enthalten.

Weiterhin wird ein Systemanwendungsfall beschrieben: "Unterstützung der Erstellung und des Betriebs eines Microgrids im Inselbetrieb: Trennung des Elektrizitätsversorgungssystems (EPS) von dem Bereich während der Erstellung eines vorgestalteten Microgrids".

Die Rolle des DER-Betreibers wird beschrieben als "die für betriebliche Aspekte der Anlagen und ihre DER-Systeme einschließlich des Microgrid-Echtzeitbetriebs verantwortliche Partei".

In diesem Bereich gilt das MEMS als DER, das in Zusammenarbeit mit einem anderen DER den Inselbetriebsdienst liefern kann, um die Zuverlässigkeit des Systems zu verbessern. Diese Sichtweise ist nicht mit dem Inhalt dieses Dokuments inkompatibel, jedoch weniger vollständig. Um beide Bereiche abzustimmen, sollte beachtet werden, dass der "Microgrid-Echtzeitbetrieb" der Verantwortung des Mikronetzbetreibers unterliegt, der wiederum jedem DER-Betreiber im Microgrid Weisungen erteilt.

7.2.5.3 EES-Bereich

In diesem Bereich wird der Inselbetrieb ebenfalls als Kundenenergiemanagementdienst angesehen. EES-Systeme, die für den Inselbetrieb genutzt werden, könnten Eigentum der Kunden oder der TSO/DSO sein. Dieser Inselbetriebsdienst ist in dem geschäftlichen Anwendungsfall "Dem Netznutzer oder Netzbetreiber helfen, die Versorgungsqualität zu verbessern" enthalten.

7.2.6 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen des Bereichs

Die aufgelisteten geschäftlichen Anwendungsfälle sind das Ergebnis einer zuvor durchgeführten Geschäftsanalyse – die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird wahrscheinlich wachsen, sobald neue Anwendungsfälle identifiziert werden.

Die Anwendungsfälle sind mit einem oder mehreren Geschäftszielen des Bereichs verbunden, wie etwa:

- Reduzierung der Ausfallzeit;
- Valorisieren der Flexibilitäten.

Tabelle 8 listet die bisher identifizierten geschäftlichen Rollen auf. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert.

Tabelle 8 – Geschäftliche Rollen des Bereichs

Geschäftliche Rolle	Definition
DER-Betreiber	Für betriebliche Aspekte der Anlagen und ihre DER-Systeme einschließlich des Microgrid-Echtzeitbetriebs verantwortliche Partei.
Betreiber elektrischer Energiespeicher (EES)	Eine Einheit, die EES-Systeme nutzt, um EES-Nutzungsdienste wie etwa Massenstromdienste, häusliche Nutzung, Netznutzung oder RE zu liefern.
Mikronetzbetreiber	Die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Microgrids verantwortliche Partei [QUELLE: IEC 60050-617:2017, 617-02-19]
MS/NS-Systembetreiber	Die für die Planung, den Betrieb und die Instandhaltung von MS- und NS-Netzen verantwortliche Partei, die sich an dem Management der mit ihren Netzen verbundenen Ressourcen beteiligt, um deren sicheren und zuverlässigen Betrieb sicherzustellen. In einigen Ländern darf der HS- und MS/NS-Systembetreiber auch das Zählersystem verwalten (dies gilt in Frankreich für MS/NS).
Privatnetzbetreiber	Verantwortlich für den Betrieb und die Verwaltung eines privaten Stromnetzes (z. B. in einem Gebäude, Werk usw.)

Tabelle 9 enthält eine Liste und kurze Beschreibung der bisher identifizierten geschäftlichen Anwendungsfälle (diese decken nicht den gesamten Bereich der geschäftlichen Anwendungsfälle ab).

Tabelle 9 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Kurzbeschreibung	Zur Unterstützung/Ausführung des geschäftlichen Anwendungsfalls erforderlicher Systemanwendungsfall
UC62913-2-1-B013	Sicherstellen eines kontinuierlichen Lastdienstes durch Inselbetrieb des Microgrids	<p>DDER/B_UC62913-2-1-B013</p> <p>Der Inselbetrieb soll die Kontinuität des Lastdienstes (oder von Teilen desselben) durch den Inselbetrieb des Microgrids sicherstellen. Drei Arten von Dienstfortführungen sind möglich:</p> <ul style="list-style-type: none"> präventiver Inselbetrieb, wenn eine Unterbrechung der Stromversorgung geplant ist oder ein Netzausfall erwartet wird; automatischer Inselbetrieb im Fall eines ungeplanten Netzausfalls; Schwarzstart-Wiederherstellung, um Lasten nach einem Netzausfall wieder mit Strom zu versorgen. <p>Dieser geschäftliche Anwendungsfall ist allgemein und regionale Optionen müssen analysiert werden</p>	<ul style="list-style-type: none"> Inselbetrieb des Microgrids Überwachen des Zustands des Hauptnetzes und des Microgrids und Meldung an die relevanten Akteure Vorbereiten der verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilität für den Inselbetrieb Sicherstellen des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit und Frequenz- und Spannungsstabilisierung

7.2.7 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen

Tabelle 10 listet die bisher identifizierten Systemanwendungsfälle auf, um die Ausführung der oben beschriebenen geschäftlichen Anwendungsfälle zu ermöglichen. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert. Darüber hinaus werden keine üblichen Betriebsfunktionen aufgelistet.

Tabelle 10 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der Systemanwendungsfälle	Identifizierte Systemanwendungsfälle
UC62913-2-1-S003	DDER/B_UC62913-2-1-B013/S_UC62913-2-1-S003 Sicherstellen des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit und Frequenz- und Spannungsstabilisierung
UC62913-2-1-S004	DDER/B_UC62913-2-1-B013/S_UC62913-2-1-S004 Inselbetrieb des Microgrids
UC62913-2-1-S005	DDER/B_UC62913-2-1-B013/S_UC62913-2-1-S005 Überwachen des Zustands des Hauptnetzes und des Microgrids und Meldung an die relevanten Akteure
UC62913-2-1-S006	DDER/B_UC62913-2-1-B013/S_UC62913-2-1-S006 Vorbereiten der verschiedenen Generatoren, EES-Systeme, steuerbaren Lasten und anderen Flexibilität für den Inselbetrieb

7.3 Generische Smart-Grid-Anforderungen

Die Microgrid-Anforderungen in 7.3 wurden aus den folgenden in Anhang B nach der IEC-62559-2 Anwendungsfall-Vorlage enthaltenen Anwendungsfällen abgeleitet:

- Sicherstellen eines kontinuierlichen Lastdienstes durch Inselbetrieb des Microgrids.

Die IEC-Kernnormen müssen die folgenden in Tabelle 11 aufgelisteten Bedürfnisse und Anforderungen unterstützen.

Tabelle 11 – Aus den Microgrid-Anwendungsfällen abgeleitete Anforderungen

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-033	Der Mikronetzbetreiber überwacht den Zustand der DER und des DES und berechnet die Inselbetriebsfähigkeit und die mögliche Dauer des Inselbetriebs	UC62913-2- 1- B013 Szenario 1 Schritt 1.1 und 1.2
R62913-2-1-034	Wenn bei einem Netzausfall ein Inselbetrieb des Microgrids nicht möglich ist, bittet der Mikronetzbetreiber den EES-Betreiber und den DER-Betreiber, die DER/das EES für den Inselbetrieb vorzubereiten	UC62913-2- 1- B013 Szenario 1 Schritt 1.3 und 1.4
R62913-2-1-035	Wenn bei einem Netzausfall die Möglichkeit eines Inselbetriebs des Microgrids besteht, werden Informationen über die Inselbetriebsfähigkeit des Microgrids von dem Mikronetzbetreiber an den MS/NS-Systembetreiber gesendet, der den Inselbetrieb genehmigen muss	UC62913-2- 1- B013 Szenario 1 Schritt 1.5 und 1.6 und 1.7
R62913-2-1-036	Im Fall eines präventiven Inselbetriebs werden Informationen über die geplante Versorgungsunterbrechung von dem MS/NS-Systembetreiber an den Mikronetzbetreiber gesendet	UC62913-2- 1- B013 Szenario 2 Schritt 2.2 und 2.6
R62913-2-1-037	Im Fall eines präventiven Inselbetriebs berechnet der Mikronetzbetreiber den besten Zustand der DER/des EES zum Erreichen des Inselbetriebs, fordert den EES- und DER-Betreiber auf, die DER/das EES für den Inselbetrieb vorzubereiten, und informiert den MS/NS-Systembetreiber über die Inselbetriebsfähigkeit des Microgrids einschließlich der Dauer	UC62913-2- 1- B013 Szenario 2 Schritt 2.3 und 2.4 und 2.7
R62913-2-1-038	Im Fall eines präventiven Inselbetriebs erhält der MS/NS-Systembetreiber Informationen über die Inselbetriebsfähigkeit des Microgrids und genehmigt den Inselbetrieb durch den Mikronetzbetreiber	UC62913-2- 1- B013 Szenario 2 Schritt 2.7 und 2.8

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-039	Im Fall eines präventiven Inselbetriebs sendet das Microgrid eine Aufforderung zur Übernahme der Kontrolle der DER/des EES an den EES- und DER-Betreiber	UC62913-2- 1- B013 Szenario 2 Schritt 2.9 und 2.10
R62913-2-1-040	Im Fall eines präventiven Inselbetriebs trennt der Mikronetzbetreiber das Microgrid vom Hauptnetz und startet den Inselbetrieb, nachdem der EES-Betreiber und der DER-Betreiber die Mikronetzanfrage zur Übernahme der Kontrolle der DER/des EES akzeptiert haben	UC62913-2- 1- B013 Szenario 2 Schritt 2.11 und 2.12 Szenario 3 Schritt 3.5 und 3.6
R62913-2-1-041	Wenn ein Hauptnetz ausfällt, erkennt dies der Mikronetzbetreiber, prüft die Inselbetriebsfähigkeit und sendet eine Anfrage zur Übernahme der Kontrolle des DER/EES-Betriebs an den EES- und den DER-Betreiber	UC62913-2- 1- B013 Szenario 3 Schritt 3.1 und 3.2 und 3.3 und 3.4
R62913-2-1-042	Bei einem Ausfall des Hauptnetzes informiert der Mikronetzbetreiber den MS/NS-Systembetreiber über den Start und die Dauer des Inselbetriebs	UC62913-2- 1- B013 Szenario 3 Schritt 3.7 und 3.8
R62913-2-1-043	Wenn ein Hauptnetzausfall auftritt und das Microgrid nicht automatisch in den Inselbetrieb wechseln kann, erkennt der Mikronetzbetreiber den Ausfall, prüft die Schwarzstartfähigkeit, sendet eine Anfrage an den MS/NS-Systembetreiber, den Schwarzstart vorzunehmen, und eine Anfrage zur Übernahme der Kontrolle des EES/DER-Betriebs an den EES- und den DER-Betreiber	UC62913-2- 1- B013 Szenario 4 Schritt 4.1 bis 4.6
R62913-2-1-044	Wenn ein Hauptnetz ausfällt und das Microgrid nicht automatisch in den Inselbetrieb wechseln kann, nachdem die Anfrage zur Übernahme der Kontrolle des EES/DER-Betriebs von dem EES-Betreiber und dem DER-Betreiber akzeptiert wurde, trennt der Mikronetzbetreiber das Microgrid vom Hauptnetz, startet die Schwarzstart-Wiederherstellung und informiert den MS/NS-Betreiber über den Schwarzstart-Status	UC62913-2- 1- B013 Szenario 4 Schritt 4.7 und 4.8 und 4.9
R62913-2-1-045	Der Mikronetzbetreiber berechnet die Dauer des Inselbetriebs und teilt sie dem MS/NS-Systembetreiber mit	UC62913-2- 1- B013 Szenario 4 Schritt 4.10 und 4.11 und 4.12 Szenario 5 Schritt 5.3 und 5.4 und 5.5
R62913-2-1-046	Der Mikronetzbetreiber überwacht und steuert die Ressourcen zur Aufrechterhaltung des Inselbetriebs über die geplante Dauer	UC62913-2- 1- B013 Szenario 5 Schritt 5.1 und 5.2 Szenario 6 Schritt 6.1 und 6.2
R62913-2-1-047	Der Mikronetzbetreiber bittet den MS/NS-Systembetreiber um die Erlaubnis, das Microgrid wieder mit dem Hauptnetz zu verbinden	UC62913-2- 1- B013 Szenario 6 Stufe 6.3
R62913-2-1-048	Der Mikronetzbetreiber synchronisiert die Spannungs- und Frequenzmanagement-Ressourcen, nachdem er die Bestätigung für den Wiederanschluss an das Hauptnetz erhalten hat, stellt die Verbindung wieder her, informiert den MS/NS-Systembetreiber darüber und übergibt die Kontrolle über die DER/das EES	UC62913-2- 1- B013 Szenario 6 Schritt 6.7 bis Schritt 6.11

8 Intelligente Umspannwerk-Automatisierung

8.1 Zweck und Anwendungsbereich

8.1.1 Ziel

Abschnitt 8 behandelt eine geschäftliche Analyse der intelligenten Umspannwerk-Automatisierung und beschreibt weiterhin einige der Anforderungen des Bereichs.

Diese Analyse basiert auf den Beiträgen von Bereichsexperten sowie bestehenden Dokumenten im Smart-Grid-Bereich.

8.1.2 Allgemeiner Kontext

Energieversorger sind gefordert, MS-Netze umfassender zu überwachen und zu kontrollieren, da die Anzahl der angeschlossenen DER-Ressourcen dramatisch zunimmt und die betriebliche Produktivität von der Investition bis zur Instandhaltung von Umspannwerkanlagen und Steuerungsanlagen angesichts der kontinuierlichen Weiterentwicklung von Smart-Grid-Technologien verbessert werden muss.

Energieversorger suchen Lösungen, um eine zuverlässige Energieverteilung aufrechtzuerhalten und das Verhalten von DER-Systemen in MS-Netzen durch Echtzeit-Informationsaustausch und in einem genormten und cybersicheren Rahmenwerk zu überwachen und zu steuern. Dies impliziert neue Fernsteuerungsfunktionen, geänderte Verteilungskonfigurationen, verbesserte intelligente Schutzsysteme und eine wesentliche Nutzung besserer Telekommunikations- und Informationstechnologien in Umspannwerken.

8.2 Geschäftliche Analyse

8.2.1 Allgemeine Übersicht

Die Energiewende wird von einem digitalen Wandel für Netzbetreiber begleitet, die massiven Einführungen oder Modernisierungen ihrer verteilten Automation ausgesetzt sind oder ausgesetzt sein werden, um eine intensivere Überwachung und neue intelligente Netzanwendungen zu implementieren.

Neue intelligente Umspannwerk-Automatisierungsfunktionen sind beispielsweise:

- Einwirken auf die Energieerzeugung (Planung, Regelung der Wirk- und/oder Blindleistung usw.);
- bidirektionaler Informationsaustausch und dynamische Datenerfassung mit DER-Systemen;
- dynamische Blindleistungs- und Spannungsregelungsfunktionen.

Die neuen in Umspannwerken einzusetzenden Ausrüstungen und Funktionen, um die aktuellen Probleme zu lösen (Mittelspannungs- und Blindleistungsregelung beispielsweise), werden notwendigerweise anpassbar und nachrüstbar sein, um die Probleme von Morgen zu lösen (z. B. massive Einführung von Elektrofahrzeugen, Niederspannungs-Automatisierung), die lange vor dem Ende ihrer 20-jährigen Lebensdauer eintreten werden. Aus diesem Grund müssen die Ausrüstungen an die veränderlichen und zunehmenden Cybersicherheitsbedrohungen angepasst werden.

Die intelligente Umspannwerk-Automatisierung wird daher das Fernmanagement der Systeme, Vorrichtungen und darin enthaltenen neuen Smart-Grid-Anwendungen erfordern. Dies umfasst eine Vielzahl unterschiedlicher Funktionen einschließlich Anlagenverwaltung, -überwachung und -weiterentwicklung einer riesigen Anzahl an Ausrüstung in intelligenten Umspannwerken.

8.2.2 Liste der geschäftlichen Anwendungsfälle und geschäftlichen Rollen der Bereiche

Die aufgelisteten geschäftlichen Anwendungsfälle sind das Ergebnis einer zuvor durchgeführten Geschäftsanalyse – die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird wahrscheinlich wachsen, sobald neue Anwendungsfälle identifiziert werden.

Die Anwendungsfälle sind mit einem oder mehreren Geschäftszielen des Bereichs verbunden, wie etwa:

- Optimieren des Netzbetriebs in Echtzeit.

Tabelle 12 listet die bisher identifizierten geschäftlichen Rollen auf. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert.

Tabelle 12 – Geschäftliche Rollen des Bereichs

Geschäftliche Rolle	Definition
Verteilnetzbetreiber	Für die Planung, den Betrieb und die Instandhaltung sowie die Entwicklung in gegebenen Bereichen des Stromverteilnetzes (NS, MS und potenziell HS), die Qualität der Stromversorgung (Stromzufuhr, Spannung usw.) und den Kundenzugang zum ESR-Markt durch ihre Systeme unter regulierten Bedingungen durch das Management von Beschränkungen, Notsituationen und Fehlern in kosteneffizienter Weise unter Verwendung von betrieblichen Planungs- und Terminplanungs- sowie Prognoseinstrumenten verantwortliche Einheit. In einigen Ländern darf der Verteilnetzbetreiber auch das Zählersystem verwalten (z. B. Frankreich).
Betriebsmittelhersteller	Einheit, die elektrische Geräte und Strommanagementgeräte herstellt und verkauft.
Netzbetreiber	Eine Partei, die ein oder mehrere Netze betreibt. Hierbei kann es sich um einen Höchstspannungs- und HS-Systembetreiber und/oder HS- und MS/NS-Systembetreiber handeln. [QUELLE: ENTSO-E-Rollenmodell]
IED-Systemmanagement-Bediener	Eine für die Instandhaltung von IED oder Gruppen von IED und Automationssystemen von der Inbetriebnahme bis zur Außerbetriebnahme während ihrer gesamten Lebensdauer verantwortliche Partei

Tabelle 13 enthält eine Liste und kurze Beschreibung der bisher identifizierten geschäftlichen Anwendungsfälle (diese decken nicht den gesamten Bereich der geschäftlichen Anwendungsfälle ab).

Tabelle 13 – Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der geschäftlichen Anwendungsfälle	Identifizierte geschäftliche Anwendungsfälle	Kurzbeschreibung	Zur Unterstützung/Ausführung des geschäftlichen Anwendungsfalls erforderlicher Systemanwendungsfall
UC62913-2-1-B014	Ermöglichen der Ausführung betrieblicher Funktionen des Automationssystems unter den besten Bedingungen	TDDER/B_UC62913-2-1-B014 Besteht aus der Verwaltung der Konfiguration oder der Firmware eines Automatisierungssystems, der Echtzeitüberwachung der geeigneten Betriebsparameter, der Abfrage der Logdateien und Identifikationsdaten der Ausrüstung, damit der Netzbetreiber die Betriebsfähigkeit seiner Automatisierungssysteme sicherstellen kann	<ul style="list-style-type: none"> – Konfiguration der Betriebsdaten der Automatisierungssysteme – Speichern und Bereitstellen von Netzdaten – Verwalten der Firmware der Automatisierungssysteme – Aktualisieren der IED-Firmware – Aktualisieren der Konfigurationsdatei – Einstellen der Online-Konfigurationsparameter – Speichern und Bereitstellen von Anlageninformationen der Automatisierungssysteme

8.2.3 Liste der Systemanwendungsfälle und Systemrollen

Tabelle 14 listet die bisher identifizierten Systemanwendungsfälle auf, um die Ausführung der oben beschriebenen geschäftlichen Anwendungsfälle zu ermöglichen. Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird in zukünftigen Ausgaben von IEC SRD 62913-2-1 aktualisiert. Darüber hinaus werden keine üblichen Betriebsfunktionen aufgelistet.

Tabelle 14 – Identifizierte Systemanwendungsfälle des Bereichs

Verzeichnis der Systemanwendungsfälle	Identifizierte Systemanwendungsfälle
UC62913-2-1-S010	Verwalten der Firmware der Automatisierungssysteme
UC62913-2-1-S011	Konfiguration der Betriebsdaten der Automatisierungssysteme
UC62913-2-1-S012	Einstellen der Online-Konfigurationsparameter
UC62913-2-1-S013	Speichern und Bereitstellen von Anlageninformationen der Automatisierungssysteme
UC62913-2-1-S014	Aktualisieren der Konfigurationsdatei
UC62913-2-1-S015	Aktualisieren der IED-Firmware

8.3 Allgemeine Smart-Grid-Anforderungen

Die Anforderungen an die Automatisierung von intelligenten Umspannwerken in 8.3 wurden aus den folgenden in Anhang B nach der IEC 62559-2 Anwendungsfall-Vorlage enthaltenen Anwendungsfällen abgeleitet:

- Ermöglichen der Ausführung der Betriebsfunktionen von Automatisierungssystemen unter den besten Bedingungen.

Die IEC-Kernnormen müssen die folgenden in Tabelle 15 aufgelisteten Bedürfnisse und Anforderungen unterstützen.

Tabelle 15 – Aus den Anwendungsfällen der intelligenten Umspannwerk-Automatisierung abgeleitete Anforderungen

Anforderungs-ID	Beschreibung der Anforderung	Verknüpfung mit Anwendungsfällen
R62913-2-1-049	Der Netzbetreiber nimmt die Fernkonfiguration der Betriebsdaten (zum Beispiel: Netztopologie, Schutz und Parameter) offline oder online an den IED seiner Automatisierungssysteme vor	UC62913-2-1-B014 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-050	Der Netzbetreiber lädt die Firmware-Versionen der IED seiner Automatisierungssysteme oder Upgrades derselben hoch und verwaltet diese offline oder online	UC62913-2-1-B014 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-051	Der Netzbetreiber erfasst Daten über den Betriebszustand der IED der Automatisierungssysteme oder Ausrüstung, um prädiktive Analysen auszuführen, Instandhaltungsmaßnahmen zu treffen und die Ausfallwahrscheinlichkeit zu reduzieren	UC62913-2-1-B014 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-052	Der Netzbetreiber erfasst und überträgt "patrimoniale" Daten aus den IED oder Ausrüstungen seiner Automatisierungssysteme an seine für die Anlagenverwaltung und -instandhaltung verantwortlichen Informationssysteme	UC62913-2-1-B014 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls
R62913-2-1-053	Der Netzbetreiber überwacht den reibungslosen Betrieb der IED seiner Automationssysteme in Echtzeit zu Identifizierungs-, Diagnose- und Mängelbeseitigungszwecken	UC62913-2-1-B014 Aufgabenbeschreibung des Anwendungsfalls

Anhang A (informativ)

Verknüpfung zu anderen TC und gesammelten Materialien

A.1 Allgemeines

Um allgemeine Smart-Grid-Anforderungen für ihren Bereich zu erfassen, müssen die Bereichsleiter Kontakt zu den technischen Komitees (TC) herstellen, die an Themen in Bezug auf ihren Bereich arbeiten, um bestehende Materialien (Normungsdokumente, Anwendergeschichten, Anwendungsfälle und funktionale Architekturen) zu sammeln und auf dieser Grundlage die weitere Arbeit an allgemeinen Smart-Grid-Anforderungen zu koordinieren.

A.2 Verteilnetzmanagement

A.2.1 Identifizierte TC

Nachfolgend werden einige relevante TC aufgelistet, die an Smart-Grid-Anforderungen des Fachbereichs arbeiten.

- IEC TC 57: Power systems management and associated information exchange
 - WG 13: Energy management system application program interface (EMS – API)
 - WG 14: System interfaces for distribution management (SIDM)
 - WG 17: Power system intelligent electronic device communication and associated data models for distributed energy resources and distribution automation

A.2.2 Verbindungen von anderen TC, die zu den Smart-Grid-Anforderungen des Bereichs beitragen

Nachfolgend sind die Experten und Verbindungen aus anderen TC, die zu dem Bereich beitragen, aufgelistet.

- IEC TC 57 WG 13 und WG 14 und SyC Smart Energy WG 6
- IEC TC 57 WG 16 und SyC Smart Energy WG 5

Anhang B (informativ)

Anwendungsfälle

B.1 Netzmanagement

B.1.1 Betriebswirtschaftliche Anwendungsfälle

Siehe Tabelle B.1.

Tabelle B.1 – UC62913-2-1-B001: Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagenerneuerungsprioritätsprogramme

UC62913-2-1-B001: Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagenerneuerungsprioritätsprogramme				
1 Beschreibung des Anwendungsfalls				
1.1 Name des Anwendungsfalls				
Identifizierung des Anwendungsfalls				
ID	Bereich / Fachbereich(e) / Zone(n)		Name des Anwendungsfalls	
UC62913-2-1-B001	Bereich: Energiesystem Bereich: Verteilnetzmanagement		Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagenerneuerungsprioritätsprogramme	
1.2 Versionsmanagement				
Versionsmanagement				
Versionsnr.	Datum	Name des Autors / der Autoren	Änderungen	Genehmigungsstatus
1.3 Anwendungsbereich und Ziele des Anwendungsfalls				
Anwendungsbereich und Ziele des Anwendungsfalls				
Anwendungsbereich	Netzinvestitionen und Instandhaltungsprogramme werden in diesem Anwendungsfall nach zwei Zeiträumen betrachtet: <ul style="list-style-type: none">– Mehrjährig (mehrjähriger Hauptnetzplan und mehrjährige Instandhaltungsprogramme), beispielsweise zwischen 10 und 40 Jahren,– Jährlich (jährliche Instandhaltungsprogramme). Sie enthalten alle in dem Netz installierten Anlagen und Ausrüstungen einschließlich Telekommunikationsanlagen. Instandhaltungsaktivitäten, die nicht aus Smart-Grid-Technologien entstehen oder durch diese impliziert sind, liegen nicht im Anwendungsbereich des Anwendungsfalls.			
Ziel(e)	<ul style="list-style-type: none">– Unterstützung von Investitionsentscheidungen zu im Netz installierter Ausrüstung (Hauptumspannwerke, Nebenumspannwerke, NS-, MS- und HS-Speiseleitungen, ferngesteuerte Schalter usw.),– Reduzieren der Betriebskosten dieser Ausrüstung bei gleichzeitigem sicherstellen der langfristigen Netzfunktionsfähigkeit.			
Zugehörige(r) Geschäftsfall/-fälle	<ul style="list-style-type: none">– Netzplanung und Verbindung– Instandhaltung			

UC62913-2-1-B001: Definition und Optimierung der Instandhaltungs- und Anlagenerneuerungsprioritätsprogramme

1.4 Beschreibung des Anwendungsfalls

Beschreibung des Anwendungsfalls**Kurzbeschreibung**

Der geschäftliche Anwendungsfall beschreibt, wie der Netzbetreiber über Anlagenerneuerungsprioritäten entscheidet und Instandhaltungsprogramme in der Planungsphase auf der Grundlage der Netzanlagenanalyse und der Entwicklung von Instandhaltungsmodellen auf der Basis von Ausfallvorhersagen und des Zustands optimiert.

Vollständige Beschreibung

Investitionsplanungen basieren heute hauptsächlich auf zeitlichen Ansätzen (d. h. Ausrüstungen werden erneuert, wenn die von dem Lieferanten angegebene technische Lebensdauer der Ausrüstung abgelaufen ist).

Smart-Grid-Technologien bieten Netzbetreibern die Möglichkeit, schrittweise von einer geplanten Instandhaltung zu einer präventiven und zustandsbasierten Instandhaltung zu wechseln, die Folgendes genau bewertet:

- den tatsächlichen Zustand der Anlage,
- die Kritikalität der Ausrüstung.

Folgendes muss festgelegt werden, um ein effizientes Instandhaltungsprogramm zu entwickeln:

- seine Ziele,
- das Verfahren zu seiner Entwicklung,
- sein Inhalt.

Die allgemeinen Ziele eines effektiven Instandhaltungsprogramms bestehen darin:

- die festgelegten Werte für Leistungsindikatoren auf der Grundlage der Auswirkungen des Betriebsmittels sicherzustellen
- die Funktion im Hinblick auf die erforderliche Sicherheit aufrechtzuerhalten,
- die inhärenten Sicherheits- und Funktionsfähigkeitsniveaus aufrechtzuerhalten,
- die Verfügbarkeit zu optimieren,
- die notwendigen Informationen für die Verbesserung der Gestaltung von Objekten zu erhalten,
- diese Ziele bei geringen Lebenszykluskosten einschließlich Instandhaltungskosten und Kosten bleibender Ausfälle zu erreichen,
- die Informationen zur Verbesserung der zuvor festgelegten Instandhaltungsaufgaben zu erhalten.

Instandhaltungsmanagement nach dem aktuellen Stand der Technik bietet mindestens drei grundlegende Ansätze für Instandhaltungsmanagement-Entscheidungen:

- Zustandsbasierte Instandhaltung (CBM, en: condition-based maintenance) initiiert eine Instandhaltungsmaßnahme, sobald Daten aus der Anlagenüberwachung ein Erfordernis anzeigen,
- Zuverlässigkeitsbasierte Instandhaltung (RCM, en: reliability-centred maintenance) priorisiert Instandhaltungsmaßnahmen auf der Grundlage der Wahrscheinlichkeit und Folgen von Anlagenausfällen,
- Optimierungstechniken bieten Verfahren zur Maximierung der Effektivität der Instandhaltungsmaßnahmen vorbehaltlich der Beschränkungen wirtschaftlicher Ressourcen, verfügbarer Instandhaltungsmitarbeiter und eingeschränkter Zeitintervalle.

Der geschäftliche Anwendungsfall beinhaltet die folgenden Schritte:

1 Definition einer Instandhaltungsstrategie einer Reihe von in einem Netz installierten Ausrüstungsarten

Ziel ist es, die Handhabung von Anlagenausfällen unter Berücksichtigung der beteiligten Netzanlagen-Instandhalter und ihrer Leistungsindikatoren festzulegen.

1.1 Identifizieren der Beteiligung des Energieversorgers

Der Netzanlagen-Instandhalter erstellt eine Folgekosten-Definition, um die ihn betreffenden Auswirkungen von Ausfällen zu bewerten (finanziell, Sicherheit, Zuverlässigkeit, rechtlich, Ansehen, regulatorisch, Umwelt usw.).