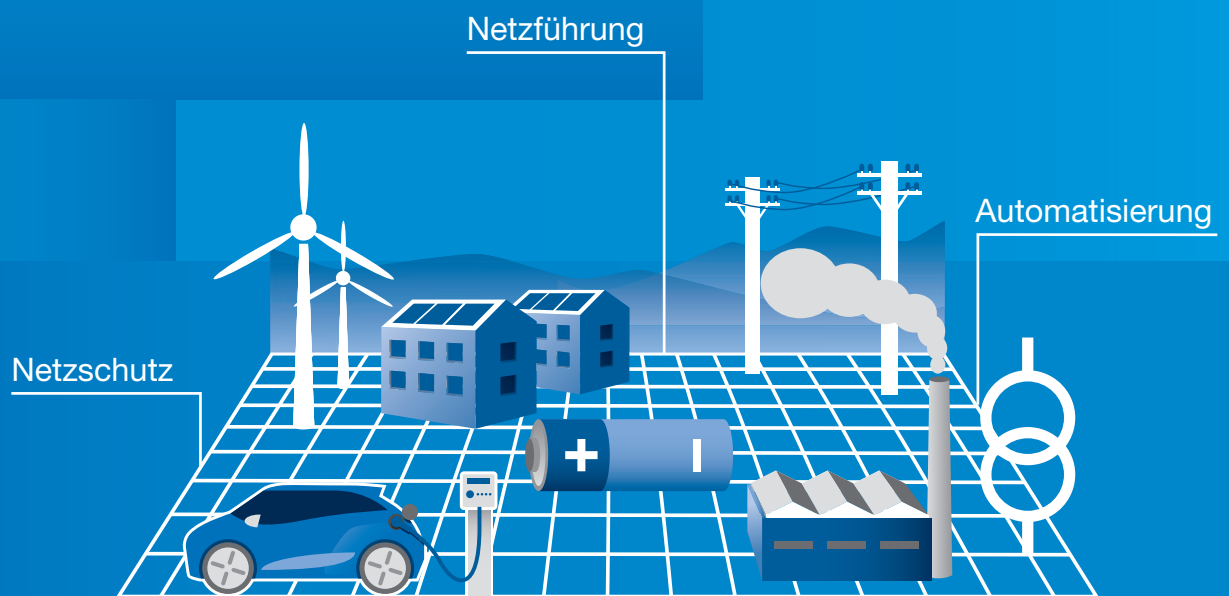


VDE-STUDIE

SCHUTZ- UND AUTO- MATISIERUNGSTECHNIK IN AKTIVEN VERTEILNETZEN



Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

HAUPTTEIL

ETG

ITG

VDE

Diese Studie ist Arbeitsergebnis der ETG/ITG Task Force „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen.“

Projektleitung

Dr. Heiko Englert, Siemens AG

Dr. Heinrich Hoppe-Oehl, Westnetz GmbH

Autoren

Detlef Andreas, 50Hertz Transmission GmbH

Johannes Brantl, Bayernwerk AG

Gerhard Buchweitz, PSI AG

Dr. Gernot Druml, Sprecher Automation GmbH (AT)

Mathias Dumke, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

Dirk Ebbinghaus, ABB AG

Marcel Engel, Netze BW GmbH

Thomas Fabrizi, Bilfinger Mauell GmbH

Andreas Fräbel, Westnetz GmbH

Wolfgang Friedrich, Bilfinger Mauell GmbH

Dr. Xin Guo, BTC Business Technology Consulting AG

Jens Hauschild, 50Hertz Transmission GmbH

Torsten Henning, Avacon AG

Kay Herbst, DB Energie GmbH

Walter Hoermann, Siemens AG (AT)

Werner Hofer, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Prof. Dr. Ulrich Hofmann, Salzburg Research Forschungsgesellschaft (AT)

Christian Hübner, Institut für Automation und Kommunikation e.V. (ifak)

Gerhard Jost, Ingenieurbüro Klein

Holger Kühn, TenneT TSO GmbH

Oliver Lippert, Siemens AG

Johann Meindl, Sprecher Automation GmbH (AT)

Dr. Jörg Meyer, Technische Universität Dresden

Dr. Nils Neusel-Lange, SAG GmbH

Sebastian Palm, Technische Universität Dresden

Grzegorz Richert, Sprecher Automation Deutschland GmbH

Thomas Rudolph, Schneider Electric GmbH

Dr. Christian Rüster, A. Eberle GmbH & Co. KG

Sebastian Schuller, GE Energy Germany GmbH

Robert Schwerdfeger, Technische Universität Ilmenau

Oliver Skrbinjek, Energie Steiermark Technik GmbH (AT)

Markus Spangler, Siemens AG

Dr. Philipp Stachel, Schneider Electric GmbH

Thomas Weinelt, Netze BW GmbH

Uwe Welz, Bayernwerk AG

Prof. Dr. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Mentor seitens des ETG-Vorstands

Prof. Dr. Peter Birkner

Projektverlauf

Projektlaufzeit: Juli 2014 bis Januar 2016

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346
Fax 069 6308-9822 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Informationstechnische Gesellschaft im VDE (ITG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-362
Fax 069 6308-9821 · E-Mail itg@vde.com · <http://www.vde.com/itg>

Bildnachweise Titel ©: VDE e.V.

Design: www.schaper-kommunikation.de

April 2016

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen

Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen

HAUPTTEIL

Studie der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)
und der
Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG)

Vorbemerkung

VDE-Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Empfohlene Zitierweise

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen.
Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen, Frankfurt am Main
(April 2016).

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
1 Einführung	7
1.1 Aufgabenstellung und Ziele	7
1.2 Struktur des Dokuments	8
1.3 Verwendung des Dokuments	9
2 Ausgangssituation	10
2.1 Anwendungsbereich	10
2.2 Durchgeführte Studien und derzeitige Untersuchungen	11
2.3 Trends und Herausforderungen in Verteilnetzen	12
3 Handlungsfelder und Lösungskonzepte	15
3.1 Übersicht und Vorgehensweise	15
3.1.1 Übersicht	15
3.1.2 Vorgehensweise	16
3.1.3 Beschreibungsmethodik	16
3.2 Schutztechnik	17
3.2.1 Allgemeine Vorgehensweise	17
3.2.2 Übersicht und Zusammenfassung	18
3.3 Automatisierungstechnik	24
3.3.1 Ausgangspunkt und Vorgehensweise	24
3.3.2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte	25
3.3.3 Zusammenfassung	28
3.4 Netzleittechnik	29
3.4.1 Übersicht	29
3.4.2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte	32
3.4.3 Zusammenfassung und Empfehlungen für Verteilnetzbetreiber	35
3.5 Übergreifende Aspekte	36
3.5.1 Inselnetze	36
3.5.2 Informationssicherheit	39
3.5.3 Einordnung des Intelligenten Messsystems	43
4 Komponenten, Informations- und Kommunikationstechnik	46
4.1 Untersuchung erforderlicher Komponenten	46
4.1.1 Übersicht	46
4.1.2 Anforderungen an Komponenten	46
4.1.3 Vorgehensweise	47
4.1.4 Beispiel: Komponente „Stromwandler“	47
4.1.5 Zuordnung von Lösungskonzepten zu Funktionen und Komponenten	48
4.1.6 Zuordnung von Komponenten zum Lösungskonzept	49
4.1.7 Untersuchungsergebnisse	49

4.2	Informations- und Kommunikationstechnik	50
4.2.1	Übersicht	50
4.2.2	Übertragungstechnologien	50
4.2.3	Synchronisationsverfahren	52
4.2.4	Derzeitige Entwicklungen	53
5	Leitsätze zur Umsetzung	54
5.1	Aufgabenstellung	54
5.2	Bewertungsprozess	54
5.2.1	Übersicht	54
5.2.2	Bestimmung des IST-Zustandes	55
5.2.3	Auswahl und Priorisierung der Zielgrößen	56
5.2.4	Bestimmung und Priorisierung der Handlungsfelder	56
5.2.5	Auswahl und Bewertung der Lösungskonzepte	57
5.3	Bewertungsmatrix für die Priorisierung der Maßnahmen	57
5.4	Beispiel: „Kurzschlussanzeiger“	58
6	Empfehlungen der Studie	60
6.1	Übersicht	60
6.2	Technische Empfehlungen	60
6.2.1	Bereich: Schutztechnik	60
6.2.2	Bereiche Automatisierung und Netzleittechnik	61
6.2.3	Querschnittsthemen (Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik)	62
6.2.4	Organisatorische Empfehlungen	63
7	Glossar	65
8	Abkürzungsverzeichnis	70
9	Literaturverzeichnis	75

Detaillierte Ausarbeitungen zu den folgenden Fachthemen sind als separate Dokumente herunterladbar:

Modul A	Schutztechnik
Modul B	Automatisierungstechnik
Modul C	Netzleittechnik
Modul D	Komponenten, Informations- und Kommunikationstechnik
Modul E	Leitsätze zur Umsetzung

www.vde.com/studie-sua

Vorwort

In 2013 wurde die VDE|ETG Studie „Aktive Energienetze“ veröffentlicht. Als ein Ergebnis wurde Handlungsbedarf im Bereich Schutz- und Automatisierungstechnik bei der Entwicklung der Verteilungsnetze und dem netzebenenübergreifenden Betrieb beschrieben. Diesen Handlungsbedarf detailliert darzustellen und mögliche Lösungen aufzuzeigen, war Aufgabe der Task Force „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Energie-Verteilungsnetzen“.

Der Fokus des zeitlichen Betrachtungsraums liegt auf der aktuellen Ausgangssituation einschließlich der kurz- und mittelfristigen Entwicklungstendenzen bei Netzsituationen und Verfügbarkeit von Lösungskonzepten.

Aspekte und Wechselwirkungen zum Übertragungsnetz, Rechtsrahmen und Marktmechanismen, Netzplanung und Primärtechnik werden berücksichtigt, stehen jedoch nicht im Vordergrund dieser Studie.

In der Task Force arbeiteten Experten der Automatisierungs-, Schutz- und Leittechnik von Herstellern, Netzbetreibern, Hochschulen und Beratungsunternehmen mit.

Die Studie ist das Ergebnis der Gemeinschaftsarbeit von Experten aus VDE|ETG und VDE|ITG in enger Abstimmung mit dem VDE|FNN-Experten-Netzwerk Netzschutz.

Empfehlungen und technische Beschreibungen der Studie stellen eine Basis für weiterführende Arbeiten im VDE dar.

1 Einführung

1.1 Aufgabenstellung und Ziele

Der Wandel von einer zentralen und konventionellen Energieerzeugung hin zu einer dezentralen und durch Erneuerbare Energien geprägten Erzeugung stellt insbesondere die Verteilnetzebene vor technische und wirtschaftliche Herausforderungen. Die Veränderung der Erzeugungsstruktur ist direkt mit Konsequenzen für Netzbetrieb, Netzausbauplanung und Netzschutzkonzepte verbunden [1], [2].

Die vorliegende Arbeit baut hierbei auf den Ergebnissen der VDE|ETG Studie „Aktive Energienetze“ [1] auf und konkretisiert die darin aufgeführten Anforderungen in Form der technischen Ausgestaltung von Lösungskonzepten aus der Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik. „Aktive Verteilnetze“ zeichnen sich dadurch aus, dass Betriebsgrößen, wie z. B. Last- und Einspeiseverhalten, Spannung, Blindleistung, Netzschutzparameter und Topologie, situativ und automatisch bis in die Niederspannungsebene angepasst werden können.

Die Zielsetzung der Studie umfasst

- die systematische Erfassung und Darstellung von Lösungskonzepten,
- die Darstellung eines Anforderungskatalogs für Lösungskonzepte und notwendige Komponenten,
- Empfehlungen für die technische und betriebliche Umsetzung in Netzbetrieb/Netzführung in unterschiedlichen Spannungsebenen,
- das Aufzeigen von Handlungsbedarf und Empfehlungen für Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung und Standardisierungsorganisationen.

Die in Deutschland vorhandenen Netze haben einen hohen volks- und betriebswirtschaftlichen Wert. Durch die verschiedenen Historien und Philosophien der Netzbetreiber bestehen teils sehr unterschiedliche Konzepte und Ausrüstungen mit Automatisierungstechniken und Schutzeinrichtungen. Die eingesetzten Schutz- und Automatisierungstechniken haben sehr lange Nutzungsdauern. Ausgangspunkt der Studie bilden die vorhandene Netzinfrastruktur (Primär- und Sekundärtechnik), der derzeitige Netzbetrieb und der geltende Ordnungsrahmen.

Der betrachtete Zeithorizont umfasst einen kurz- bis mittelfristigen Zeitraum, so dass die dargestellten Konzepte einen aus derzeitiger Sicht

umsetzbaren Charakter besitzen. Mit dem genannten Zeithorizont steht die Migration von installierten Konzepten und Lösungen zur verbesserten Einbindung der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) im Vordergrund. Hierbei geht es um eine nachhaltige Weiterentwicklung der vorhandenen Substanz der bestehenden Netze.

Wechselwirkungen mit Marktaspekten („Smart Market“), Mess- und Abrechnungswesen (Smart Metering) und netzdienlichen Funktionen (Tari-
fierung, Rundsteuerung) werden, soweit erforderlich, an den relevanten Stellen dargestellt.

Die Studie soll Basis für die Erarbeitung und Weiterentwicklung von Pla-
nungs- und Betriebsgrundsätzen sein und ist praxisrelevant und aktuell
anwendbar; sie enthält einen Leitfaden wie die Lösungskonzepte zum
konkreten Handlungsbedarf passen und wie diese zu bewerten sind. An-
forderungen an die Informationssicherheit werden ebenfalls berücksichtigt
und zielgruppenorientierte Empfehlungen zur technischen und organisatori-
schen Umsetzung gegeben.

Des Weiteren werden Empfehlungen zur Standardisierung gegeben, um
eine Interoperabilität von Lösungskonzepten und Komponenten zu ermög-
lichen, soweit noch nicht durch VDE|FNN, VDE|DKE und IEC spezifiziert.

1.2 Struktur des Dokuments

Kapitel 2 beschreibt die der Studie zugrundeliegende Ausgangssituation und die damit verbundenen technischen und betrieblichen Herausforderungen.

Kapitel 3 stellt Handlungsfelder und Lösungskonzepte vor, die jeweils aus der schutztechnischen, automatisierungstechnischen und netzleittechnischen Perspektive sowie hinsichtlich übergreifender Aspekte betrachtet werden.

Kapitel 4 stellt die Ergebnisse der Untersuchung vor, welche Komponenten und Verfahren der Informations- und Kommunikationstechnik zum Aufbau der Lösungskonzepte geeignet sind.

Kapitel 5 stellt mit seinen Leitsätzen zur Umsetzung einen Rahmen zur Verfügung, um die Umsetzung für den Netzbetrieb hinsichtlich geeigneter Lösungskonzepte für unterschiedliche Spannungsebenen konkret untersuchen zu können. Empfehlungen für die technische und betriebliche Umsetzung in Netzbetrieb/Netzführung und für mögliche Migrationskonzepte unter Berücksichtigung von individuellen betreiberspezifischen Rahmenbedingungen werden gegeben.

Kapitel 6 fasst die Empfehlungen der Studie zusammen und strukturiert diese nach technischen und organisatorischen Gesichtspunkten.

Kapitel 7 und 8 stellen ein umfassendes Glossar und ein Abkürzungsverzeichnis bereit, welches auch die Begriffe und Abkürzungen der Module einbezieht.

Kapitel 9 fasst die Literaturangaben der Studie zusammen. In den Modulen gibt es ergänzende fachspezifische Literaturangaben.

Detaillierte fachspezifische Ausarbeitungen zu Lösungskonzepten, Anforderungen an Komponenten, Schnittstellenbeschreibungen sowie Informations- und Kommunikationstechnik werden als Module aufgeführt.

1.3 Verwendung des Dokuments

Das Dokument ist als „Werkzeugkasten“ konzipiert und richtet sich an Netzbetreiber, Hersteller, Systemintegratoren, Planungsbüros, Verbände, Standardisierungsorganisationen und Forschungseinrichtungen. Es soll einen Überblick über mögliche Lösungskonzepte geben und eine Orientierung bieten, welche Randbedingungen und Kriterien beim Einsatz der jeweiligen Lösungskonzepte zu beachten sind.

Im Allgemeinen sind verschiedene Lösungen denkbar; wo möglich werden vergleichende Bewertungen angestellt. Die Verantwortung verbleibt grundsätzlich beim Netzbetreiber, bei seiner individuellen Situation (z. B. Netzsubstanz, Betriebsphilosophie ...) die geeigneten Maßnahmen technisch und wirtschaftlich zu bewerten und die entsprechenden Maßnahmen auszuwählen und umzusetzen. Eine universelle Lösung, die für alle Situationen geeignet ist, gibt es nicht.

Bei der Sammlung vorhandener Lösungskonzepte ist zu berücksichtigen, dass vorhandene Herstellerlösungen unter der gleichen Hauptbezeichnung unterschiedliche Detailausprägungen und verschiedene Leistungsfähigkeiten haben. Weiterhin werden Herstellerlösungen typischerweise mit anwenderspezifischen Einstellungen und Parametrierungen versehen.

Im Rahmen der Studie ist aus Zeitgründen kein Eintauchen in die echte Realisierungsebene möglich. Die Studie kann als Basis für Standardisierungsaufgaben herangezogen werden. Freiheitsgrade werden bleiben; diese sind in konkreten Projekten auszuprägen. Die Freiheitsgrade erlauben es, sich an verschiedenste Ausgangssituationen anzupassen und erlauben den Herstellern, ihre Produkte, Konzepte und Lösungen zu differenzieren.

2 Ausgangssituation

2.1 Anwendungsbereich

Bild 2-1 zeigt die derzeitige Netzstruktur in Deutschland [2]. Die vorliegende Studie betrachtet die Verteilnetzebene von 0,4 kV bis 110 kV, die in Abbildung 2-1 schraffiert dargestellt ist.

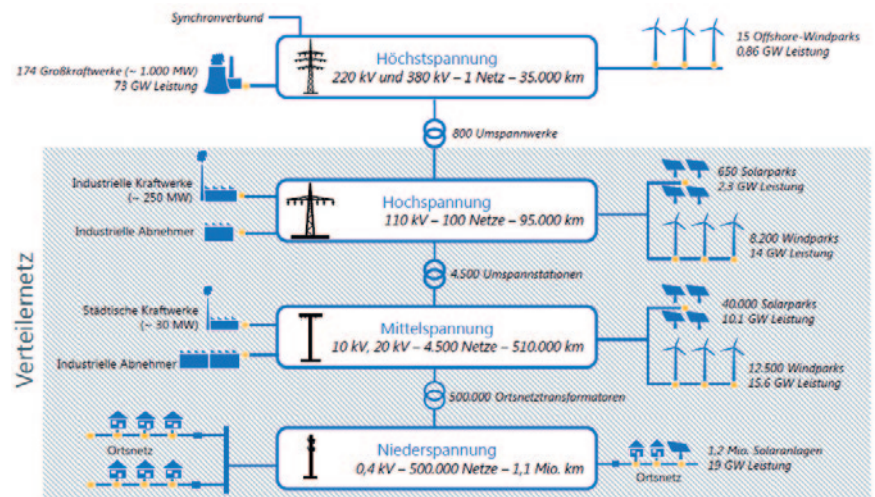


Abbildung 2-1: Netzstruktur 2014 in Deutschland [2]

Die Aufgabe der Verteilnetze ist die zuverlässige Versorgung von Verbrauchern und die Einbindung von Erzeugern unter Einhaltung von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) kommen dieser Aufgabe mit dem Betrieb, der Instandhaltung und dem Ausbau der elektrischen Versorgungsnetze nach.

Die vorliegende Studie konzentriert sich auf die Schutz- und Automatisierungstechnik, die zum Betrieb der Verteilnetze erforderlich ist. Bei der Ausgestaltung der Schutz- und Automatisierungstechnik sind neben den technischen, betrieblichen und organisatorischen Aspekten auch gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen sowie Marktaspekte zu berücksichtigen (siehe Abbildung 2-2).

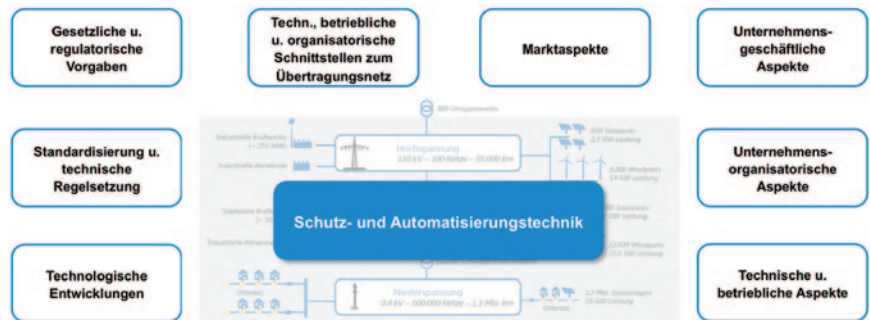


Abbildung 2-2: Zu berücksichtigende Aspekte für Schutz- und Automatisierungstechnik in Verteilnetzen

Die technische und betriebliche Perspektive bildet den Schwerpunkt der Studie, jedoch werden die Einflüsse und Wechselwirkungen nicht-technischer Aspekte aufgezeigt bzw. auf entsprechende Veröffentlichungen verwiesen.

Wesentliche Grundlage für die Weiterentwicklung der Verteilnetze mit Schutz- und Automatisierungstechnik bildet der gesetzliche und regulatorische Rahmen.

Als Beispiele sind hier die Einführung des intelligenten Messsystems oder des Informationssicherheits-Management-Systems (ISMS) über den Verordnungsweg zu nennen, die im ersten Fall neue Möglichkeiten zur Steuerung des Verteilnetzes bietet, im zweiten Fall informationssicherheitstechnische Anforderungen für die Schutz- und Automatisierungstechnik aufstellt.

Für Investitionen in den sekundärtechnischen Netzausbau ist **das derzeit geltende** Anreizsystem als hinderlich zu sehen. Sowohl die Anerkennbarkeit der Nachrüstung von Schutz- und Automatisierungstechnik als Investition als auch der Zeitverzug von bis zu sieben Jahren für die Erlöswirkung von getätigten Investitionen hemmen zusätzliche Investitionen in Schutz- und Automatisierungstechnik [1]. Der Netzausbau mit Schutz- und Automatisierungstechnik wird entweder als nicht-erhebliche Funktionserweiterung des Netzes oder als Maßnahme zur Steigerung der Betriebseffizienz gesehen. Die Steigerung der Effizienz durch Investition in Schutz- und Automatisierungstechnik soll durch die **Einsparung von Betriebsaufwänden** kompensiert werden.

2.2 Durchgeführte Studien und derzeitige Untersuchungen

Als Grundlage der vorliegenden Arbeit wurden veröffentlichte Studien und Zwischenergebnisse laufender Untersuchungen aufgegriffen bzw. berücksichtigt. Die nachfolgende Liste von Arbeiten (Tabelle 2-1) erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

Herausgeber	Titel / Referenz	Status
VDE ETG	Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende [1]	Abgeschlossen, 2013
BMWi	Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) [2]	Abgeschlossen, 2014
VDE ITG	Energieinformationsnetze und -systeme, Teil A – Verteilungsnetzautomatisierung im Smart Grid [3]	Abgeschlossen, 2012
Acatech	Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie [4]	Abgeschlossen, 2012
dena	Systemdienstleistung 2030 [5]	Abgeschlossen, 2014
VDE FNN	Projektgruppe Technische/betriebliche Anforderungen an die Ausgestaltung künftiger Kommunikations-/Steuerungsschnittstellen für den Netzbetrieb in den Verteilungsnetzen	Laufend
VDE FNN	Projektgruppe ET Steuerbox	Laufend
VDE FNN	Expertenetzwerk Netzschutz – Arbeitsgruppe „Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze“	Laufend
CIGRE/CIRED	Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources [6]	Abgeschlossen, 2015
CIRED	Smart secondary substations – Technology development and distribution system benefit	Laufend
VDE ITG	Kommunikationsnetz für das Smart Grid [7]	Abgeschlossen, 2015

Tabelle 2-1: Berücksichtigte Studien und laufende Untersuchungen

2.3 Trends und Herausforderungen in Verteilnetzen

Die derzeit steigende Zahl der zu integrierenden, meist dezentralen Erzeuger erfordert den Ausbau der Verteilnetze. Dieser Ausbau ist hinsichtlich der resultierenden Herausforderungen nach netzplanerischen und netzbetrieblichen Gesichtspunkten sowie nach neuen Marktaspekten zu bewerten und auf deren Konsequenzen auf die Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik und die damit eingesetzte Informations- und Kommunikationstechnik zu untersuchen.

Insgesamt zeichnet sich ab, dass sich die Anwendungsbereiche der klassischen Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik (sog. „Automatisierungspyramide“) in Richtung Niederspannungsebene, Kundenanlagen und Energiemarkt ausweiten, um die Herausforderungen in Verteilnetzen technisch zu adressieren (Abbildung 2-3).

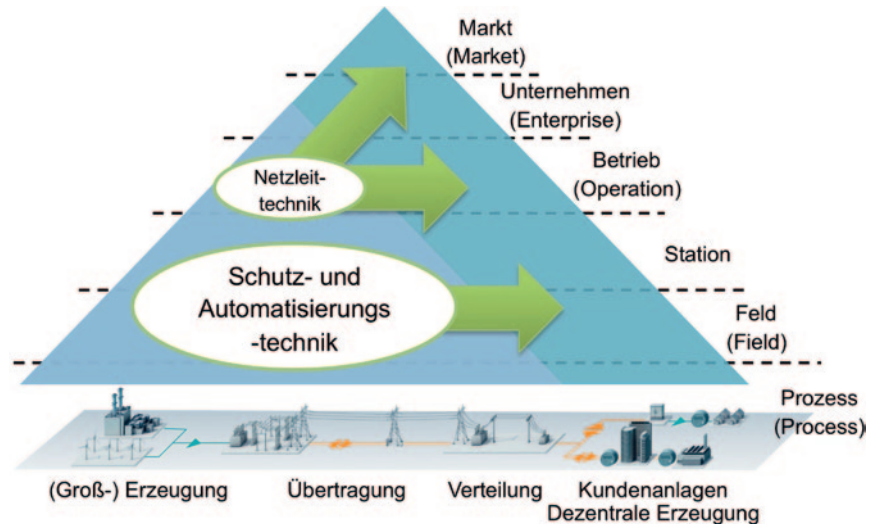


Abbildung 2-3: Ausweitung der Anwendungsbereiche von Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik

Die Darstellung in Abbildung 2-3, die sich an der SGAM-Methodik (Smart Grid Architecture Model [8]) orientiert, soll die Ausweitung der klassischen Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik für die Netzbelange entlang der Energiewandlungskette in Richtung Niederspannung, Kundenanlagen und dezentrale Erzeugung verdeutlichen. Die Netzleittechnik wird einerseits mehr Schnittstellen und Interaktionen mit Marktsystemen und -akteuren aufweisen, andererseits stärker an IT-basierte Unternehmensprozesse angebunden werden.

Die nachfolgenden Punkte umreißen wesentliche Herausforderungen, die als Treiber der o.g. Konsequenzen für Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik in Verteilnetzen gesehen werden können:

- Die notwendige Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der hohen Anzahl der verteilten Erzeugungsanlagen in der Mittelspannungs- bis in die Niederspannungsebene erfordern eine Steigerung des Automatisierungsgrades in Verteilnetzen bis in die 0,4kV-Spannungsebene. Damit verbunden sind die Erhöhung der Anzahl von Automatisierungskomponenten und die Intensivierung der Kommunikation, sowohl von der Feld- (Field) zur Betriebsebene (Operation) (vertikale Kommunikation) als auch innerhalb der Feldebene (horizontale Kommunikation).
- Aus schutztechnischer Sicht bestehen Herausforderungen zur zuverlässigen Erkennung von Fehlerzuständen aufgrund von Zwischeneinspeisungen und der veränderten Kurzschlussleistung im Verteilnetz.
- Die steigende Anzahl der Marktteilnehmer, neue Geschäftsmodelle und geänderte ordnungspolitische Rahmenbedingungen (z. B. Pflicht zur Selbstvermarktung der Erzeuger, Netzdienstlichkeit von Lasten und Erzeugern, die Einführung des intelligenten Messsystems zum Last- und

Einspeisemanagement von Kundenanlagen) werden zukünftig einen stärkeren, direkten Einfluss auf die Last- und Erzeugungssituation im Netz haben und damit zu vermehrten Interaktionen zwischen Netzbetrieb und Markt führen.

- Der Kostendruck auf die Verteilnetzbetreiber wie auch die steigende Komplexität im Netzbetrieb erfordern technische wie organisatorische Maßnahmen. Potenziale werden bei der Digitalisierung der Geschäftsprozesse und der Verzahnung der Unternehmens-IT-Systeme mit den Netzführungssystemen (OT – Operational IT) gesehen. Dies wird zu einer stärkeren Vernetzung von Netzleittechnik und Unternehmens-IT führen (Stichwort „IT/OT Konvergenz“).

Wie diese Studie zeigt, erfordert der Netzbetrieb in der neuen Situation den Aufbau einer **neuen Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Verteilnetz und er liefert einen Beitrag zur Erhaltung der Systemstabilität**. Automatisierungslösungen in Netzbereichen, in denen bisher keine Automatisierung notwendig war, erfordern nicht nur **erhöhte Investitionen** in intelligente Technik, sondern es entsteht **zusätzlicher Betriebsaufwand** durch die Betreuung dieser zusätzlichen Lösungen. Folglich ist eine **Anpassung des Anreizsystems** mit Anerkennung der Kosten und Mehraufwendungen notwendig.

3 Handlungsfelder und Lösungskonzepte

3.1 Übersicht und Vorgehensweise

3.1.1 Übersicht

Die nachfolgenden Abschnitte sind entsprechend der Bereiche Schutztechnik (Abschnitt 3.2), Automatisierungstechnik (Abschnitt 3.3) und Netzleittechnik (Abschnitt 3.4) strukturiert. Übergreifende Aspekte, die für alle Bereiche als relevant betrachtet werden, sind in Abschnitt 3.5 sowie im Kapitel 4 zur Informations- und Kommunikationstechnik aufgeführt. Abbildung 3-1 gibt einen Überblick über die gewählte Struktur und entsprechende Einordnung in der SGAM-Darstellung.

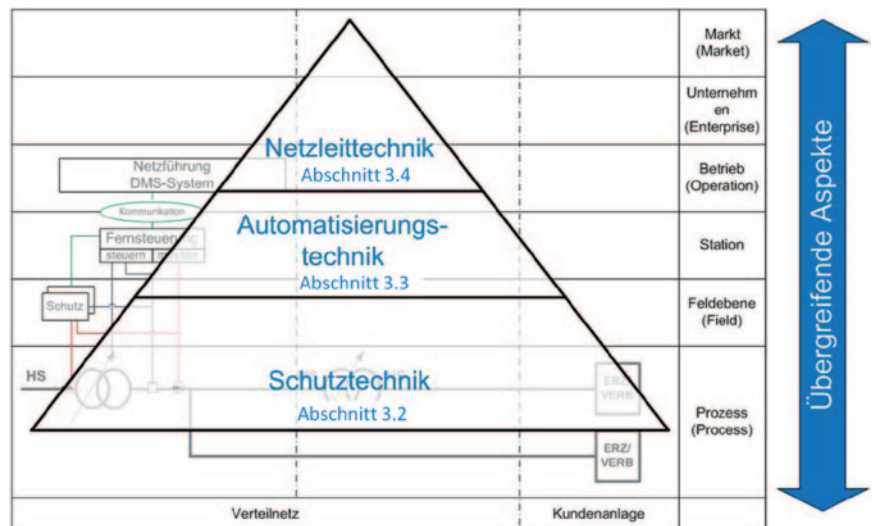


Abbildung 3-1: Struktur des Kapitels gespiegelt an der SGAM-Darstellung [8]

3.1.2 Vorgehensweise

In der vorliegenden Studie wurde nach der in Abbildung 3-2 skizzierten Systematik vorgegangen.

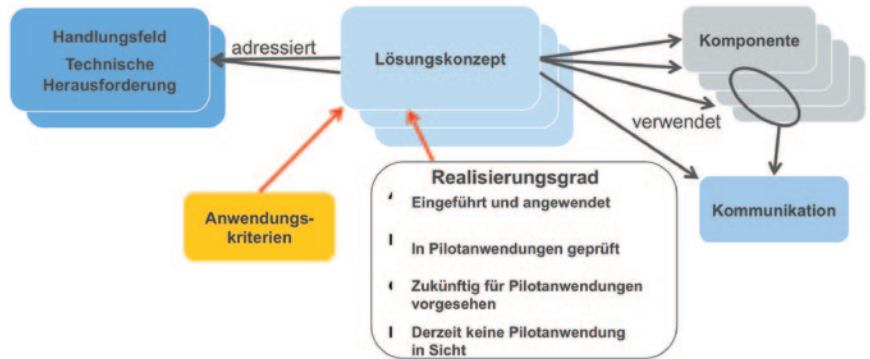


Abbildung 3-2: Systematik der Vorgehensweise

Ausgangspunkt bilden Handlungsfelder und technische Herausforderungen, die jeweils aus der schutztechnischen, automatisierungstechnischen und netzleittechnischen Perspektive sowie hinsichtlich übergreifender Aspekte betrachtet wurden. Für die daraus resultierenden Aufgabenstellungen wurden jeweils Lösungskonzepte gesammelt sowie Anwendungskriterien aufgestellt und hinsichtlich des Realisierungsgrades bewertet. Auf Basis der Lösungskonzepte wurden die Komponenten abgeleitet, die zum Aufbau und zur Funktion des jeweiligen Lösungskonzepts erforderlich sind (Kapitel 4). Des Weiteren wurden Kommunikationsverfahren und resultierende Anforderungen identifiziert, die von Lösungskonzepten und Komponenten verwendet werden (Abschnitt 3.3).

3.1.3 Beschreibungsmethodik

Zur Darstellung der Zusammenhänge von Handlungsfeldern und Lösungskonzepten wurde folgende Beschreibungsstruktur gewählt (Abbildung 3-3):

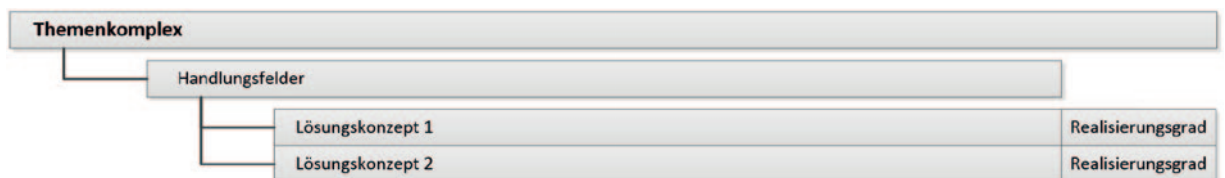


Abbildung 3-3: Beschreibungsmethodik

Für die Bewertung des Realisierungsgrads von Lösungskonzepten wurden folgende Klassen definiert:

- A. Dieses Lösungskonzept ist eingeführt und wird schon heute durch den Netzbetrieb verwendet.
- B. Dieses Lösungskonzept wird aktuell in verschiedenen Pilotanwendungen geprüft.
- C. Dieses Lösungskonzept könnte in naher Zukunft in Pilotanwendungen zum Einsatz kommen.
- D. Für dieses Lösungskonzept ist zurzeit keine Pilotanwendung in Sicht.

3.2 Schutztechnik

3.2.1 Allgemeine Vorgehensweise

Durch den verstärkten Netzausbau und die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf Verteilnetzebene ergeben sich neue Herausforderungen für die Schutztechnik.

Im Zuge dieser Studie wurden die neuen Handlungsfelder für Netzschutztechnik, Fehlerortung und Inselnetzerkennung identifiziert und deren Ausgangssituation beschrieben.

Für die einzelnen Handlungsfelder wurden passende Lösungskonzepte erarbeitet und hinsichtlich Ihrer Realisierbarkeit für den Netzbetrieb bewertet.

Die einzelnen Handlungsfelder lassen sich in folgende Themenkomplexe zusammenfassen:

1. Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen
2. Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom
3. Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz
4. Ungewollte Inselnetzbildung
5. Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung
6. Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf Sternpunktbehandlung

Aufgrund aktuell laufender Forschungsarbeiten und paralleler Arbeitsgruppen wurden folgende Themenkomplexe von einer detaillierten Bearbeitung ausgenommen:

7. Wechselwirkung zwischen Schutzgeräten und Reglern leistungselektronischer Betriebsmittel
8. Höhere Auslastung der Betriebsmittel

Diese Themenkomplexe, zukünftige Handlungsfelder und Lösungskonzepte sind im Abschnitt **3.2.2.7 „Ausblick und Verweis auf parallele Arbeitsgruppen“** zusammengefasst und werden für eine detaillierte Betrachtung empfohlen.

Im Folgenden wird eine übersichtliche Darstellung der einzelnen Handlungsfelder und Lösungskonzepte sowie eine Zusammenfassung der einzelnen Themenkomplexe gegeben. Für eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Sachverhalte wird der Leser auf **Modul A – Schutztechnik** verwiesen.

3.2.2 Übersicht und Zusammenfassung

3.2.2.1 Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen (A-2.1)



Abbildung 3-4: Zweiseitig gespeiste Fehlerströme in Ring-/Stichnetzen (Übersicht)

Zusammenfassung: Durch die dynamische Netzstützung seitens dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) ergeben sich neue Anforderungen an die Bewertung von Fehlerfällen vor allem im zu betrachtenden MS-Netz. Diese Fehlerfälle lassen sich durch Einbindung einer Richtungsinformation z. B. bei Schutzeinrichtungen und Kurzschlussanzeigern (KSA) gut beherrschen. Zusätzlich wird diese Richtungsinformation bei den KSA leiterselektiv benötigt.

3.2.2.2 Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom (A-2.2)

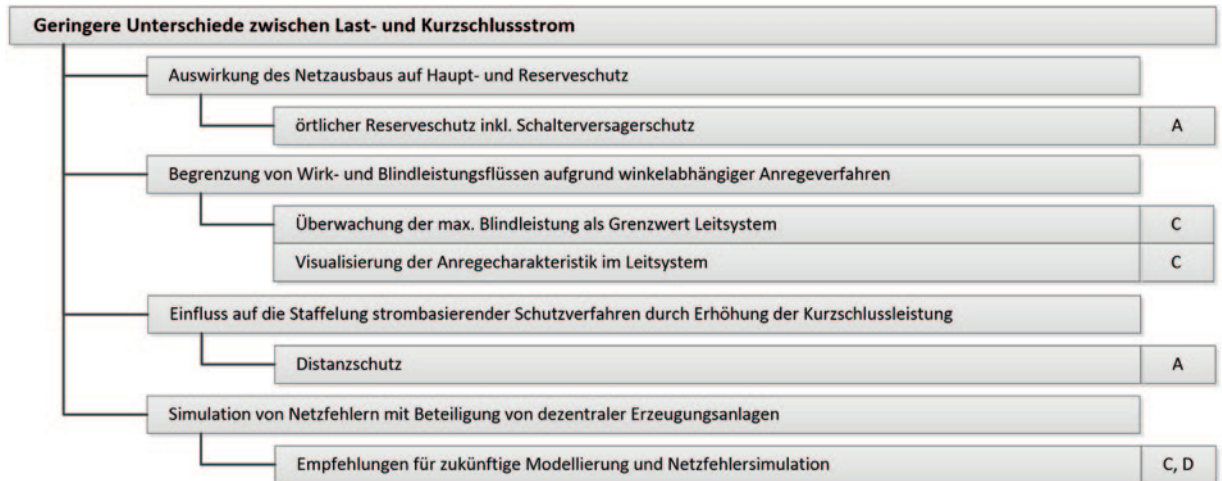


Abbildung 3-5: Geringere Unterschiede zwischen Last- und Kurzschlussstrom (Übersicht)

Zusammenfassung: Netzausbau, vor allem in der Hochspannungsebene, erfolgt vermehrt nach dem NOVA-Prinzip (**N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau). Dieses Prinzip besagt, dass zum Zweck einer effizienten Netzentwicklung zunächst Optimierungsmaßnahmen ausgeschöpft werden müssen, bevor Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau umgesetzt werden dürfen. In Folge der dadurch steigenden Betriebsströme wird der Abstand zu den minimalen Kurzschlussströmen geringer. Dies macht die Ergänzung bestehender Schutzkonzepte um lokalen Reserveschutz, Leistungsschalterversagerschutz und weitere Redundanzen notwendig.

Eine weitere Maßnahme zur Sicherstellung der Anregeverlässlichkeit in Freileitungsnetzen ist der Einsatz winkelabhängiger Anregeverfahren (Impedanz-, U-I-Phi-Anregung). Dem Zugewinn an Empfindlichkeit für induktive Fehlerströme steht jedoch die Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse entgegen, da diese von Netzfehlerzuständen nur bedingt zu unterscheiden sind. Im Sinne eines sicheren Netzbetriebes wird empfohlen, zukünftig die maximale Blindleistung als Grenzwert in das Netzleitsystem aufzunehmen und entsprechend zu überwachen. Als weitere Optimierung kann die komplette Anregekennlinie im Leitsystem nachgebildet und mit den aktuellen Messwerten verglichen werden.

3.2.2.3 Zwischeneinspeisung und ihre Auswirkung auf den Schutz (A-2.3)

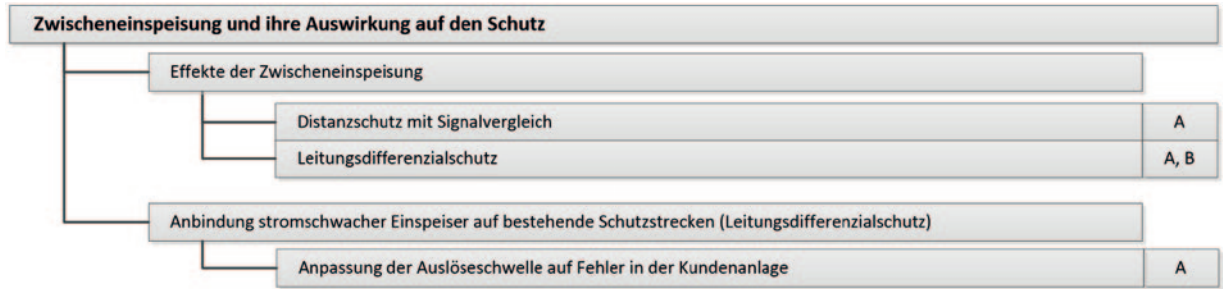


Abbildung 3-6: Zwischeneinspeisungen und ihre Auswirkungen auf den Schutz (Übersicht)

Zusammenfassung: Durch den Effekt der Zwischeneinspeisung wird die Fehlerklärung erschwert, da z. B. Abschaltzeiten in Richtung Reservezonen verschoben und damit verlängert werden können. Um diesem zu begegnen, wird das Zeitstafel-Schutzprinzip mit einem Vergleichsschutz erweitert, welches eine Kommunikationsverbindung zwischen den zu betrachtenden Schutzeinrichtungen voraussetzt.

3.2.2.4 Ungewollte Inselnetzbildung (A-2.4)

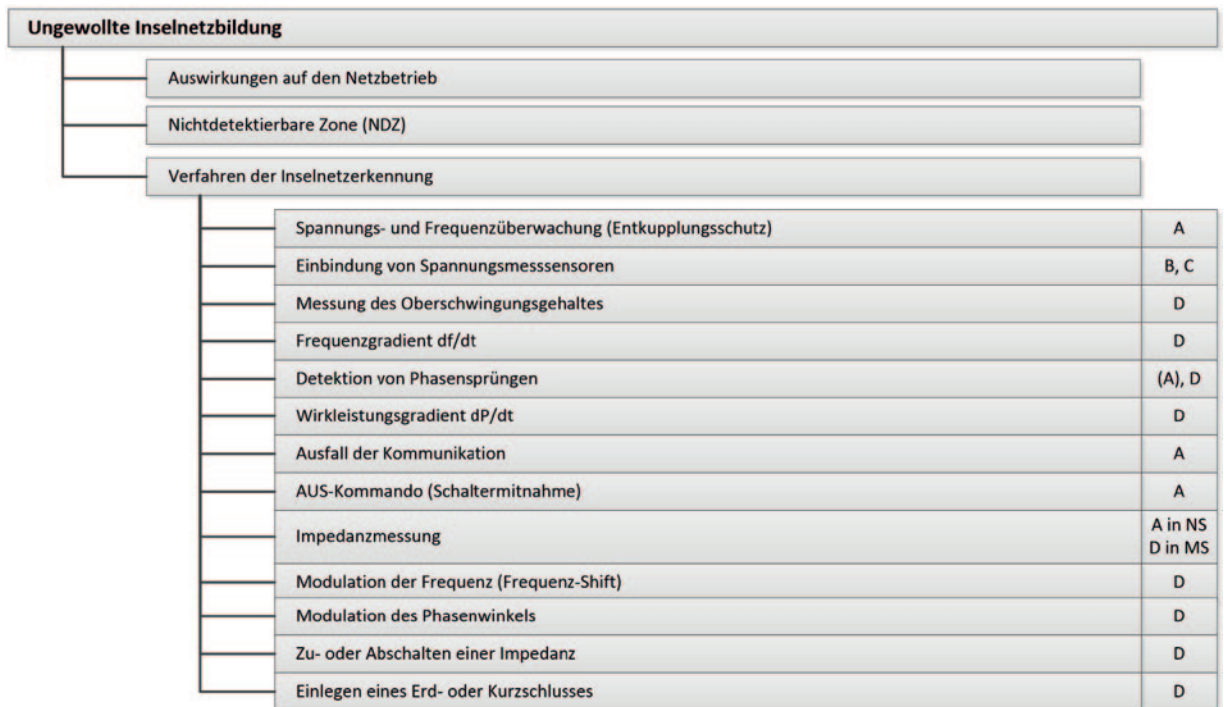


Abbildung 3-7: Ungewollte Inselnetzbildung (Übersicht)

Zusammenfassung: Der zunehmende Anteil an DEA kann in den elektrischen Netzen der Mittel- und Niederspannung zur Entstehung ungewollter Inselnetze führen. Für diese gilt es, neben Aspekten der Arbeits-, Geräte- und Anlagensicherheit auch rechtliche Fragestellungen zu beachten.

Ungewollte Inselnetze können je nach Spannung und Frequenz nur bedingt vom Entkopplungsschutz erkannt und abgeschaltet werden.

Um geeignete Maßnahmen für den Netzbetrieb ableiten zu können, ist die Detektion einer Netzinsel notwendig. Eine Auflistung und Bewertung verschiedener Verfahren zur Inselnetzerkennung ist Inhalt dieses Themenkomplexes.

3.2.2.5 Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung (A-2.5)

Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung	
Spannungseinkopplung während einpoliger AWE (Secondary Arc)	C
Pausenzeitautomatik	A

Abbildung 3-8: Optimierung der automatischen Wiedereinschaltung (Übersicht)

Zusammenfassung: Die automatische Wiedereinschaltung (AWE) sorgt nach Ablauf einer Pausenzeit für eine automatische Wiedereinschaltung der Leitung. Ein Verfahren zur Optimierung der Wiedereinschaltung beschäftigt sich damit, anhand typischer Spannungsmuster zu erkennen, ob der Wiedereinschaltversuch erfolgreich sein wird. Dadurch sollen eine erneute Kurzschlussbeanspruchung an der Fehlerstelle und ein weiterer Spannungseinbruch im Netz vermieden werden.

Ein weiteres Verfahren zielt darauf ab, bei teilverkabelten Leitungen anhand der typischen Spannungsmuster zu erkennen, ob die Fehlerstelle im Kabel ist. Erwartungsgemäß ist diese Kurzschlussstelle nicht selbstheilend. Eine Wiedereinschaltung ist zu vermeiden.

In Mittelspannungsnetzen werden als Strahlen betriebene Stromkreise oftmals durch Stichleitungen verzweigt. Eine Pausenschaltautomatik hat die Aufgabe bei einer erfolglosen AWE den kurzschlussbehafteten Leitungsabschnitt mit einem Lasttrennschalter als Pausenschalter abzutrennen. Zielstellung der zweiten Wiedereinschaltung ist es, so viele Anschlussnehmer wie möglich wieder zu versorgen.

3.2.2.6 Zunehmende Verkabelung und Auswirkung auf Sternpunktbehandlung (A-2.6)



Abbildung 3-9: Auswirkungen der zunehmenden Verkabelung auf die Sternpunktbehandlung (Übersicht)

Zusammenfassung: Durch die zunehmende Verkabelung und durch die Zunahme von Oberschwingungserzeugern im Netz werden die Ströme an der Fehlerstelle größer. Dadurch steigt die Gefahr, dass die Berührungs- und Schrittspannung an der Fehlerstelle die erlaubten Grenzwerte überschreitet.

In Kabelnetzen sind die Wirkverluste kleiner und erschweren die Erdschlussortung bzw. machen sie, basierend auf dem Wirkanteil, unmöglich. Erfolgt zusätzlich der Erdschluss in einem Kabelsegment, so wird durch das nichtlineare Verhalten der Fehlerstelle der Erdschluss zu einem wiederzündenden Fehler. Bei wiederzündenden Fehlern versagt das wattmetrische Verfahren in gelöschten Netzen vollständig und die Erdschlussortung muss mit moderneren Verfahren z. B. basierend auf einer transienten Auswertung durchgeführt werden.

Zusätzlich wird immer häufiger gefordert, dass auch sehr hochohmige Erdschlüsse im Bereich von einigen Kiloohm auch in sehr großen Netzbezirken erkannt werden. Auch diese Anforderung kann nur durch moderne Verfahren gelöst werden.

In diesem Abschnitt werden für gelöschte Netze auch einige Lösungen für wiederzündende Fehler im Kabelabschnitt wie z. B. das Erden der fehlerhaften Phase (eRESPE) oder die aktive Kompensation vorgestellt, um einen temporären Weiterbetrieb des Netzes zu ermöglichen.

Durch die Symmetrierung der Netze sind auch neue Methoden erforderlich, um die Abstimmung der Petersen-Spule bereits im gesunden Netz richtig durchzuführen bzw. eine schnelle Korrektur während des Erdschlusses vorzunehmen. Dies wird erforderlich, da heute sehr oft Kabelsegmente im Erdschlussfall bereits nach einigen Sekunden automatisch abgeschaltet werden.

3.2.2.7 *Ausblick und Verweis auf parallele Arbeitsgruppen (A-2.7)*

Zusammenfassung: Der derzeitige Umbruch in der Elektroenergieversorgung mit dezentral verteilter Erzeugung vorrangig aus regenerativen Energien und modernen Verbrauchern wirft unter anderem auch neuartige Handlungsfelder und Themen für die Auslegung von Netzschutzsystemen auf. Aufgrund paralleler Arbeitsgruppen und laufender Forschungsaktivitäten werden diese Themen in diesem Abschnitt kurz zusammengefasst.

Sowohl regenerative Energieerzeugungsanlagen als auch moderne Verbraucher sind häufig über Umrichter mit dem Netz verbunden und weisen im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln wie z. B. Synchron- und Asynchronmaschinen ein anderes Betriebsverhalten bei Kurzschlüssen im Netz auf. Die Wechselwirkungen zwischen Betriebsmitteln, die mittels Leistungselektronik mit dem Netz verbunden sind und konventionellen Kurzschlusschutzsystemen sind die modernen Handlungsfelder, die grundlegende Untersuchungen erfordern. Zu erwarten sind neue Festlegungen in den Netzanschlussregeln und die Weiterentwicklung der Betriebsmittel.

Die Ausnutzung von betrieblichen Belastungsreserven in Verteilnetzen für den Transport von Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen muss bei der Einstellung der Kurzschlusschutzsysteme berücksichtigt werden. Erste Netzbetreiber beschäftigen sich mit dem Thema, Schutzeinstellungen dynamisch und zustandsbezogen anzupassen (adaptiver Schutz).

In den Netzen der Zukunft werden für die Netzüberwachung und Netzsteuerung detaillierte Informationen benötigt. Netzschutzsysteme, die verteilt über die Fläche eines Verteilnetzes aufgebaut sind, werden zukünftig als Informationsquelle einbezogen.

3.3 Automatisierungstechnik

3.3.1 Ausgangspunkt und Vorgehensweise

Die Automatisierung ist ein erforderlicher Beitrag zur Erhaltung der sicheren Betriebsfähigkeit von Übertragungs- und Verteilnetzen.

Auf dieser Grundlage basieren die heute gültigen Planungs- und Betriebsgrundsätze für die Ausrüstung von ausgewählten Schwerpunktstationen in der Mittelspannung und von 110kV-/Mittelspannungs-Umspannwerken mit Schutz- und Automatisierungstechnik. Die dort zum Einsatz kommende Fernwirk- und Stationsleittechnik ist weitgehend über festgeschaltete hochverfügbare Kommunikationsverbindungen direkt mit den Netzführungssystemen des jeweiligen Energieversorgers verbunden. Für diese Systeme gelten aufgrund ihrer Systemrelevanz neben einer Verfügbarkeit von min. 99,95 % pro Jahr [9] auch definierte Übertragungs- und Reaktionszeiten von max. 1,5 Sekunden für Meldungen und Messwerte bzw. von 3 Sekunden für den durch die Netzführung initiierten Befehlsablauf (Aktion und Reaktion). Neben den Anforderungen aus Sicht der Verfügbarkeit und der Reaktionszeiten ist zu beachten, dass die Zustandsschätzung (State Estimation) des betrachteten Netzes auf Basis von Meldungen und Betriebsmesswerten mit einer akzeptablen Güte möglich ist.

Durch den starken Zubau von Erzeugungsanlagen, die in die Mittel- und Niederspannung einspeisen, verschiebt sich der Ausbaubedarf in Spannungsebenen und Netzgebiete, die bis heute über keine Automatisierungs- und Kommunikationstechnik verfügen. Da jeder Netzbetreiber einen anderen Automatisierungsgrad realisiert hat und sich anderen Herausforderungen stellen muss, ist eine Bestandsaufnahme heutiger und zukünftiger Automatisierungsverfahren notwendig, um heutige und zukünftige Belange der Netzführung sowie ggf. Anforderungen aus der Marktintegration umsetzen zu können. Hiervon betroffen sind alle Kundenanlagen die aufgrund Ihrer Größe und Anzahl für das jeweilige Verteilnetz eine Systemrelevanz haben. Dies gilt im Besonderen auch für regelbare Verbraucher und Erzeugungsanlagen (Kundenanlagen) die zukünftig über das intelligente Messsystem betrieben werden. Bei der Integration der geplanten Systemarchitektur ist darauf zu achten, dass weiterhin notwendige Eingriffe der Netzführung bei Überschreitung von Grenzwerten (Verletzung des Spannungsbandes oder einer Überlastung von Betriebsmitteln), zeitnah durch zentral oder durch dezentral verteilte, autarke Automatisierungssysteme unter den gewohnten Rahmenbedingungen erfolgen können.

Um eine umfassende Betrachtung der Automatisierungsaufgabe zu ermöglichen, war es notwendig, dass aktuelle und zukünftig mögliche Verfahren in allen Ebenen und Architekturen systematisch erfasst werden. Dabei erfolgt die Beschreibung dieser Verfahren unabhängig von deren Umsetzung. Somit ist es möglich, zentrale oder dezentrale Automations- und Schutzkonzepte bzw. dezentrale Teilautomatiken mit Unterstützung der Netzführung im jeweiligen Anwendungsfall zu realisieren. Die Verfahren wurden auf Basis von Veröffentlichungen und einer Befragung von Vertretern der Netzbetreiber und Hersteller strukturiert, detailliert beschrieben und nach ihrem technischen Realisierungsgrad bewertet.

Zur Validierung der gewählten Methodik wurde eine Expertenbefragung auf Basis eines Fragebogens bei ausgewählten Netzbetreibern in Deutschland und Österreich durchgeführt. Die angesprochenen Experten kamen aus den Bereichen der Netzführung, der Sekundärtechnik, der Netzplanung, des Asset- und Innovationsmanagements. Die beschriebenen Verfahren wurden durch die Befragung bestätigt.

3.3.2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte

Nachfolgend wird eine übersichtliche Darstellung der einzelnen Handlungsfelder und Lösungskonzepte gegeben. Für eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Sachverhalte wird der Leser auf **Modul B – Automatisierungstechnik** verwiesen

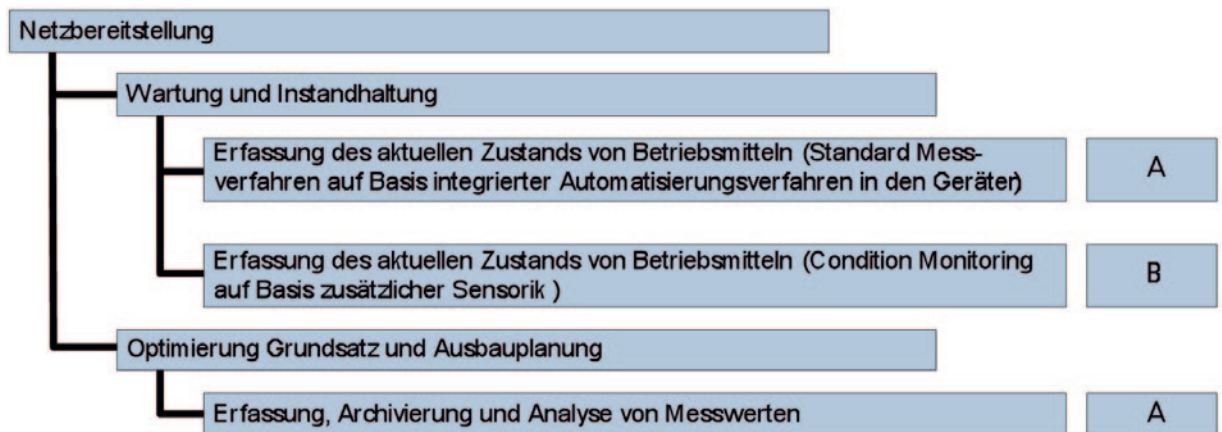


Abbildung 3-10: Beschreibung der Verfahren für das Asset Management eines Energieversorgers



Abbildung 3-11: Beschreibung der Verfahren zur Netzüberwachung und Spannungshaltung

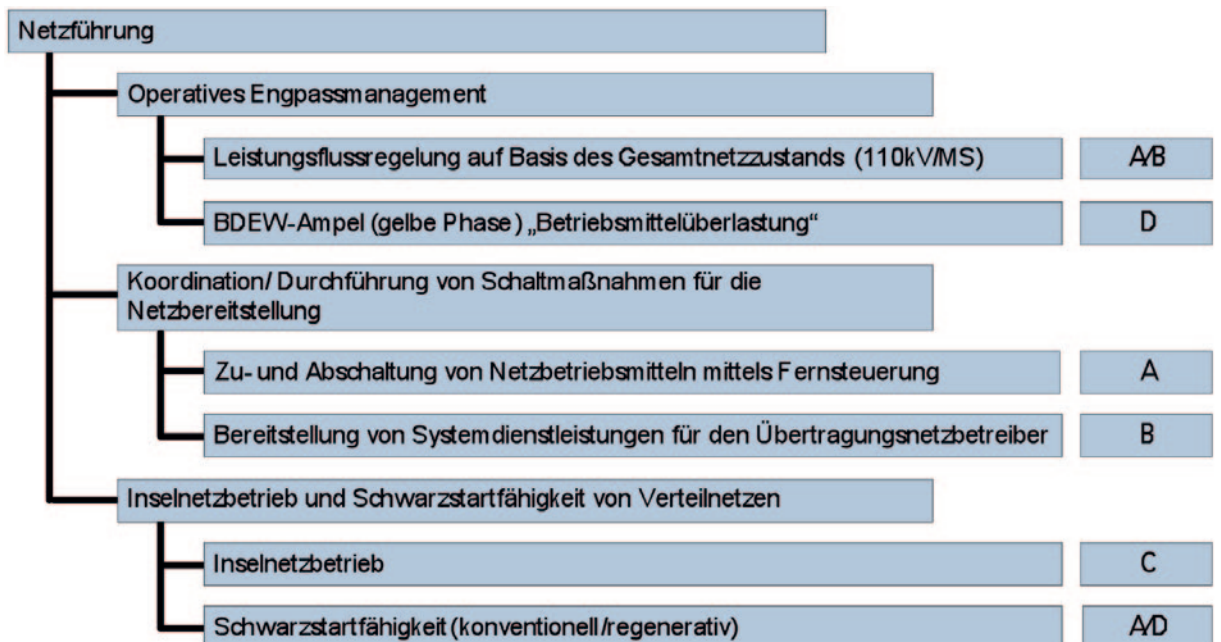


Abbildung 3-12: Beschreibung der Verfahren zum operativen Engpassmanagement, zur Koordination und Durchführung von Schaltmaßnahmen für die Netzbereitstellung sowie den Inselnetzbetrieb und die Schwarzstartfähigkeit für Verteilnetze.

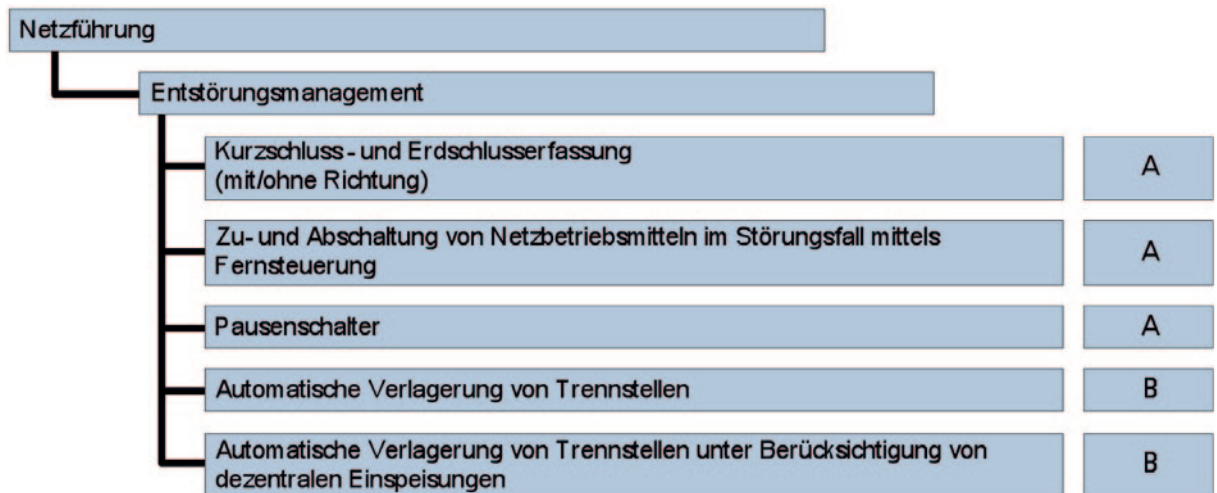


Abbildung 3-13: Beschreibung der Verfahren zum Entstörungsmanagement

Die Analyse und die Beschreibung der Automatisierungsverfahren wurde in Anlehnung an IEC 62913-1 („Generic Smart Grid Requirements Part 1 – Specific Application of Methods & Tools for defining Generic Smart Grid Requirements“ [9]) und das „Smart Grid Architecture Model“ (SGAM [8]) durchgeführt. Diese Methode ermöglicht eine standardisierte Darstellung der verschiedenen Konzepte für die Aufgaben des Netzbetriebes im Verteilnetz mit allen notwendigen Komponenten und Kommunikationsbeziehungen, mit dem Ziel, diese zu identifizieren und Lücken bei Standardisierung, Anwendungsregeln oder Produkten aufzuzeigen. Bei der Analyse wurden für alle im Verteilnetz vorhandenen Spannungsebenen (HS, MS, NS) die bestehenden aber auch möglichen künftigen Lösungen berücksichtigt. Abbildung 3-14 zeigt beispielhaft die Verwendung des SGAM für die Beschreibung der Lösungskonzepte. Details zur Darstellung sind im Modul B erläutert.

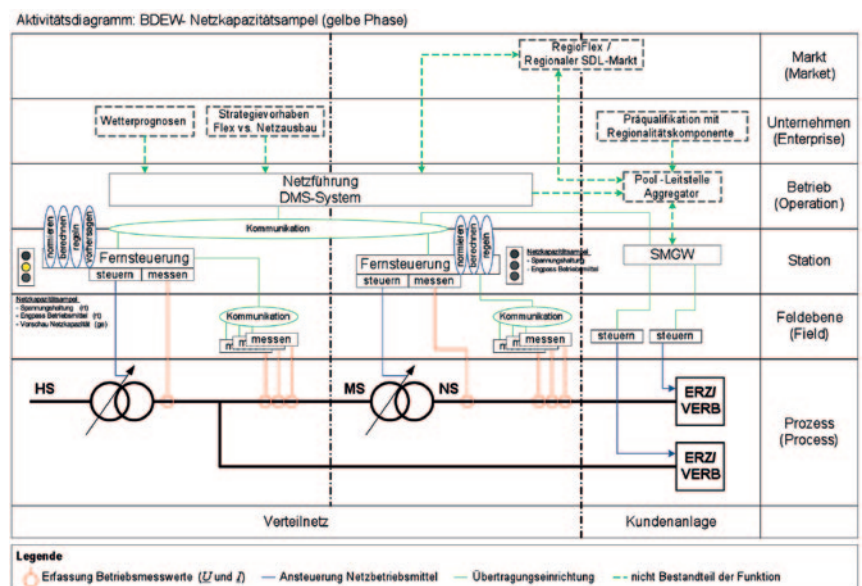


Abbildung 3-14: Aktivitätsdiagramm auf Basis SGAM – Beispiel zur Umsetzung der BDEW-Ampel (gelbe Phase) „Spannungshaltung“ und Überwachung der Betriebsmittel (Engpassmanagement) im Verteilnetz auf Basis des Gesamtnetzzustands (Prognose)

Um eine standardisierte Beschreibung der Verfahren zu erreichen, wurde nach einer einheitlich strukturierten Methode vorgegangen:

- Beschreibung des Verfahrens und dessen Einsatzbereichs
- Darstellung des Verfahrens in Anlehnung an SGAM
- Beschreibung der notwendigen Funktionen
- Anforderungen an die Kommunikation über alle Ebenen
- Beschreibung der Sensorik und Aktorik
- Abgleich mit den bestehenden Normen, Standards- und Anwendungsregeln

3.3.3 Zusammenfassung

Im Rahmen der Studie konnten die identifizierten Handlungsfelder mit den erfassten Lösungskonzepten technisch sinnvoll in Einklang gebracht werden. Wesentlichen Einfluss darauf, welches Lösungskonzept individuell für den jeweiligen Netzbetreiber geeignet ist, haben neben der Ausgangssituation auch die zu berücksichtigenden technischen und organisatorischen Randbedingungen sowie der geltende regulatorische Rahmen.

Dazu gehören:

- die Berücksichtigung von rechtlichen Rahmenbedingungen wie Haftung, Netzanschlussverordnung oder Prüfung,
- die Berücksichtigung von regulatorischen Rahmenbedingungen wie z. B. Vergütung,
- die Auswirkungen der Lösungskonzepte oder Technologien auf den Netzbetrieb und den Netzservice, z. B. hinsichtlich Aufwand, Personalqualifikation und Organisation,
- mögliche Migrationsstrategien,
- die Auswirkungen des IT-Sicherheitsgesetzes,
- die Auswirkungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende auf die Automatisierungstechnik zur Sicherstellung der Netzstabilität im Verteilnetz.

Aus Sicht der Automatisierungstechnik besteht, aufgrund der Ergebnisse der vorliegenden Beschreibungen der Lösungskonzepte und festgestellten Lücken, Handlungsbedarf. Für nachfolgende Themen werden weiterführende Untersuchungen und Festlegungen als erforderlich betrachtet, um die technische und rechtliche Akzeptanz für die Umsetzung automatisierungstechnischer Verfahren zu erhöhen:

- Zusammenspiel von Netzen und Markt Komponenten an der Schnittstelle zur Kundenanlage,
- rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von autark und teilautark arbeitenden Automatisierungslösungen in den Energienetzen,
- Anforderungen, die sich aus dem aktuellen IT-Sicherheitsgesetz für den Betrieb von Komponenten und Übertragungseinrichtungen im Bereich der kritischen Infrastruktur ergeben.

3.4 Netzleittechnik

3.4.1 Übersicht

Das vorliegende Kapitel betrifft die zentrale Netzführung und die dabei eingesetzte Netzleittechnik. Nach der Übersicht zur Vorgehensweise und zur Beschreibungsmethodik, folgen Erläuterungen zu den Handlungsfeldern in Abschnitt 3.4.2 und den sich daraus ergebenden Lösungskonzepten sowie, abschließend, eine Zusammenfassung mit Empfehlungen in Abschnitt 3.4.3.

Der Zusammenhang zwischen den anderen hier betrachteten Bereichen – Stationsautomatisierung und Schutztechnik – ist in Abbildung 3-14 dargestellt.

Abbildung 3-15 zeigt grob die Struktur eines Netzleitsystems mit den wesentlichen Funktionskomplexen.

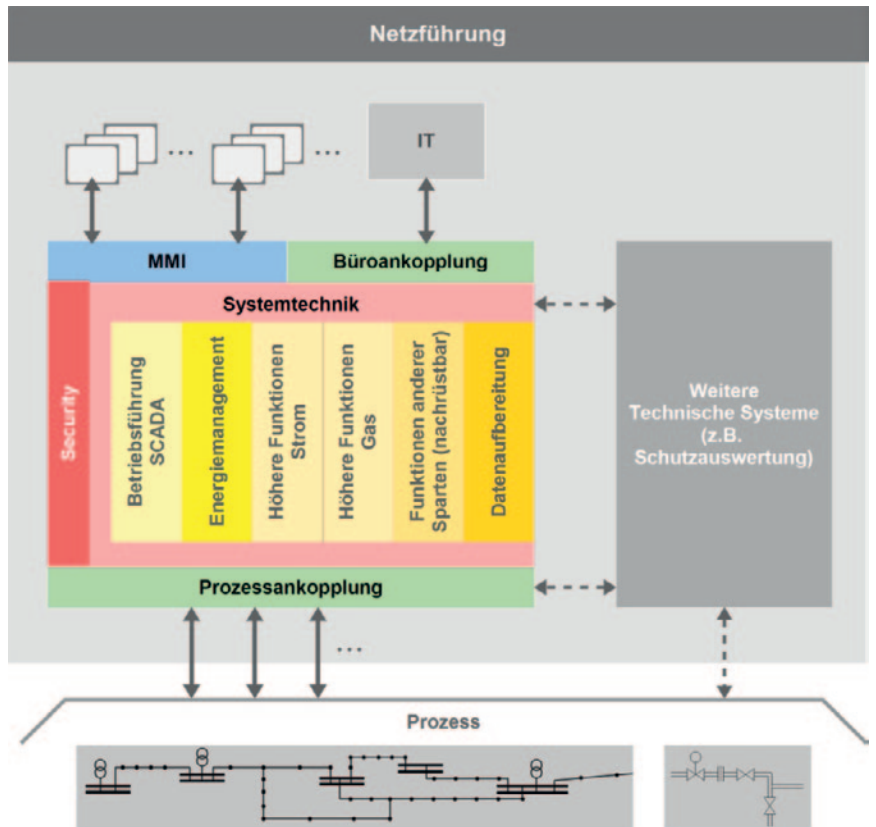


Abbildung 3-15: Funktionskomplexe eines Netzleitsystems – hier mit Querverbund

Bereits seit vielen Jahren stehen die Netzbetreiber unter hohem Kostendruck, der u. A. zu einer starken Konzentration der Netzleittechnik geführt hat. Als Folge der stetig größer und komplexer werdenden Systeme steigen die Anforderungen an die Netzleittechnik, insbesondere im Hinblick auf Bedienerunterstützung, fortwährend.

Im Zusammenhang mit der Energiewende sowie neuen Gesetzen und Marktmechanismen müssen neue Aufgabenstellungen berücksichtigt werden.

Die technischen Herausforderungen sind u. A.

- dezentrale Erzeugung sowie deren Volatilität,
- steigende Netzbelastungen und
- komplexere Wechselwirkungen im System.

Hinzu kommen Anforderungen der Informationssicherheit.

Die Anforderungen an die zukünftige Netzleittechnik sind in Abbildung 3-16 dargestellt.

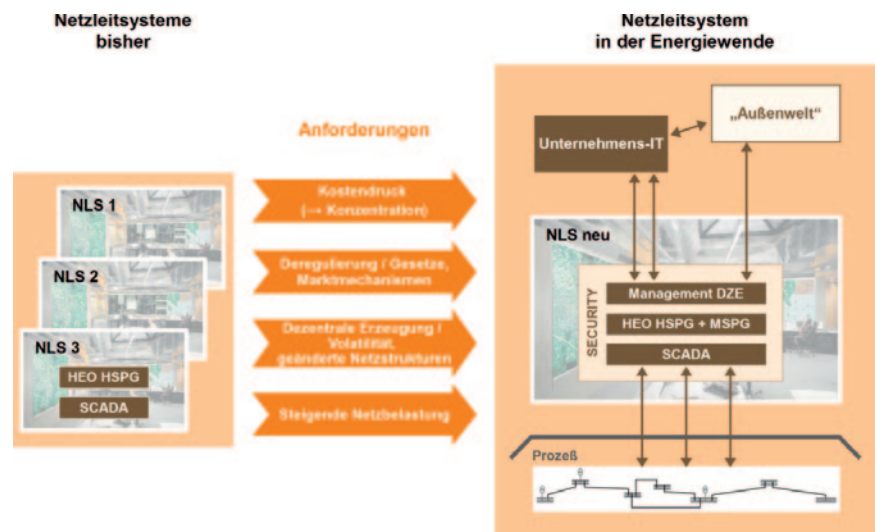


Abbildung 3-16: Anforderungen an die Entwicklung der Netzleittechnik im Zusammenhang mit der Energiewende

Die konkreten Aufgaben, d. h. die Funktionskomplexe, die die Netzleittechnik abdecken muss, sind durch die von den Verteilnetzbetreibern zu erbringenden Systemdienstleistungen definiert, siehe dazu Abbildung 3-17. An dieser Darstellung orientiert sich auch die Struktur der in Abschnitt 3.4.2 dargestellten Handlungsfelder und Lösungskonzepte.

Durch die Netzbetreiber zu erbringende Systemdienstleistungen und zugehörige Maßnahmen

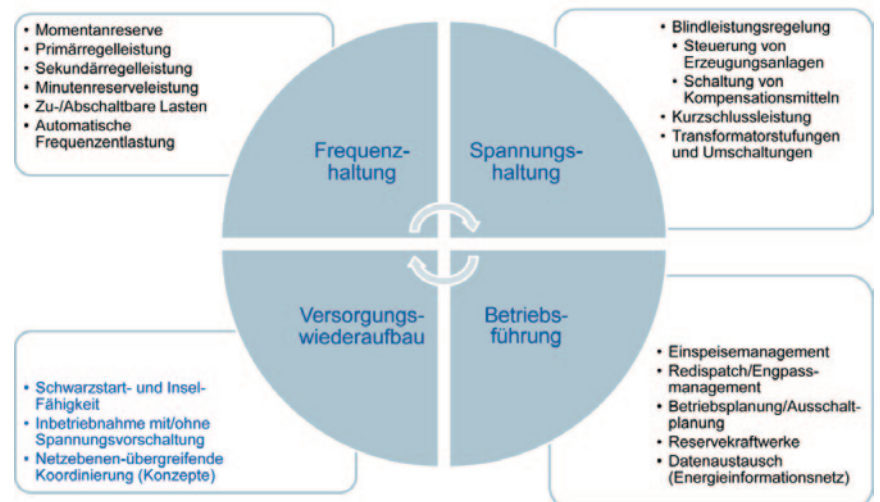


Abbildung 3-17: Systemdienstleistungen (Quelle VNB/ÜNB Regelzone 50Hz)

Generell ist festzustellen, dass eine enge Kooperation zwischen den Systemen und den Komponenten auf den verschiedenen Automatisierungsebenen erforderlich ist. Darauf wird auch weiter unten nochmals eingegangen.

Ebenso kann bereits hier gesagt werden, dass eine zunehmende Automatisierung auf allen Ebenen des Prozesses zukünftig für die Bewältigung der komplexer und umfassender werdenden Aufgabenstellungen unerlässlich ist.

Die Beschreibungsmethodik entspricht derjenigen, die auch für die anderen Bereiche angewendet wurde. Dargestellt werden jeweils Themenkomplex, Handlungsfelder sowie Lösungskonzepte mit Realisierungsgrad. Im **Modul C zur Netzleittechnik** werden die einzelnen Themen ausführlicher behandelt.

3.4.2 Handlungsfelder und Lösungskonzepte

Die zu betrachtenden Handlungsfelder der Netzleittechnik ergeben sich aus den neuen Anforderungen (Abbildung 3-16) und den von den Verteilnetzbetreibern zu erbringenden Dienstleistungen (Abbildung 3-17).

Die Themenkomplexe, Handlungsfelder und Lösungskonzepte sind zusammengefasst dargestellt in Bild 3-18, Bild 3-19 und Bild 3-20, jeweils mit Angaben zum heute verfügbaren Realisierungsgrad.

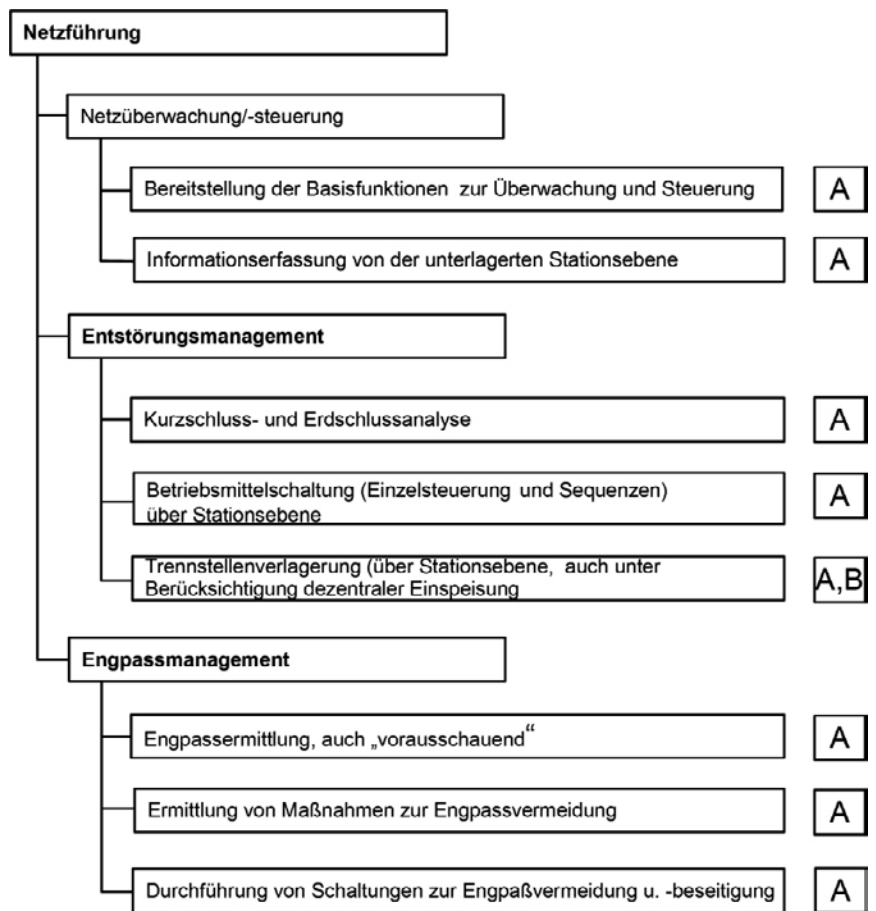


Abbildung 3-18: Handlungsfelder und Lösungskonzepte Netzführung, Teil 1

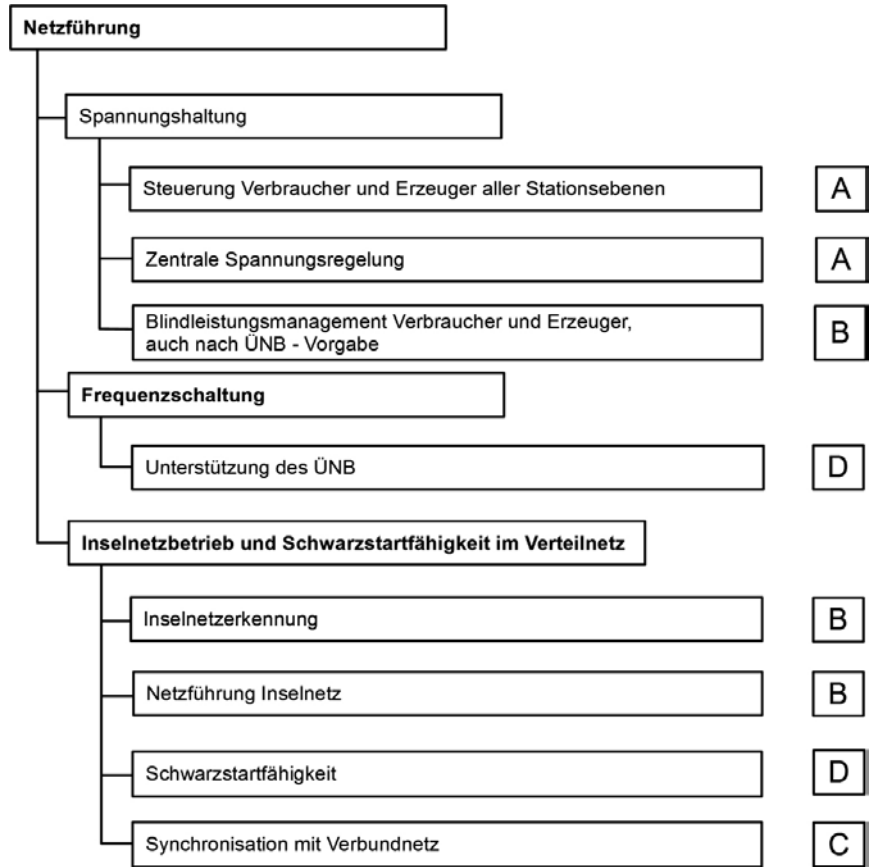


Abbildung 3-19: Handlungsfelder und Lösungskonzepte Netzführung, Teil 2

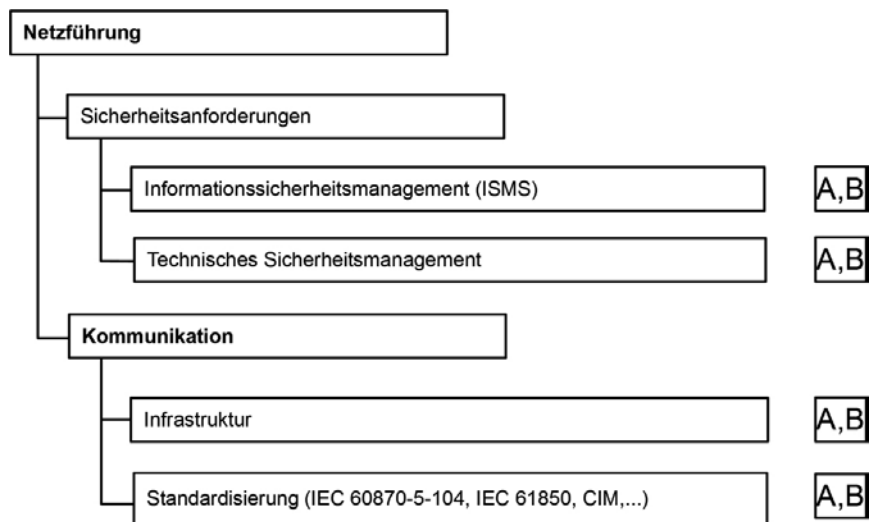


Abbildung 3-20: Handlungsfelder und Lösungskonzepte Netzführung, Teil 3

Es zeigt sich (entsprechend den Ausführungen in Modul C), dass die Darstellung der Funktionen der Netzleittechnik nur bedingt in Form von Komponenten erfolgen kann, da vielfältige Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen den Teilfunktionen bestehen. Insofern ist die Darstellung in den Abbildungen vereinfacht.

Betrachtet man die angegebenen Realisierungsgrade, kann gesagt werden, dass heute auf dem Markt angebotene Systeme den formulierten Anforderungen weitgehend gerecht werden, zumindest in mittleren bis großen Anwendungen. In einigen Fällen gibt es auch Anwendungen, die in der Führung von Übertragungsnetzen eingeführt sind, in den Verteilnetzen aber (noch) nicht.

Die zunehmende Komplexität und der zunehmende Umfang an Aufgaben erfordern jedoch eine kontinuierliche Weiterentwicklung, wie auch in den Empfehlungen Abschnitt 3.4.3 und Modul C, Kapitel 6 formuliert.

Die wachsenden Informationssicherheitsanforderungen sind „begleitend“ zu den technologischen Anforderungen zu erfüllen.

Aufgrund der wachsenden Kommunikation und der vielfältigen, großen Datenmengen ist der Einsatz genormter Schnittstellen und Kommunikationsverfahren unumgänglich, auch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit.

Dies betrifft auch das Zusammenspiel zwischen den Automatisierungsebenen. Diese sind mit ihren Teilsystemen und Komponenten so zu gestalten, dass

- lokale Aufgaben möglichst lokal gelöst werden und
- netzrelevante, übergreifende Aufgaben zentral angesiedelt sind.

Gleiches gilt auch für die Sicherstellung konsistenter Datenbestände, wie in Abbildung 3-21 skizziert. Genauer es dazu ist im Modul C, Netzleittechnik, beschrieben.

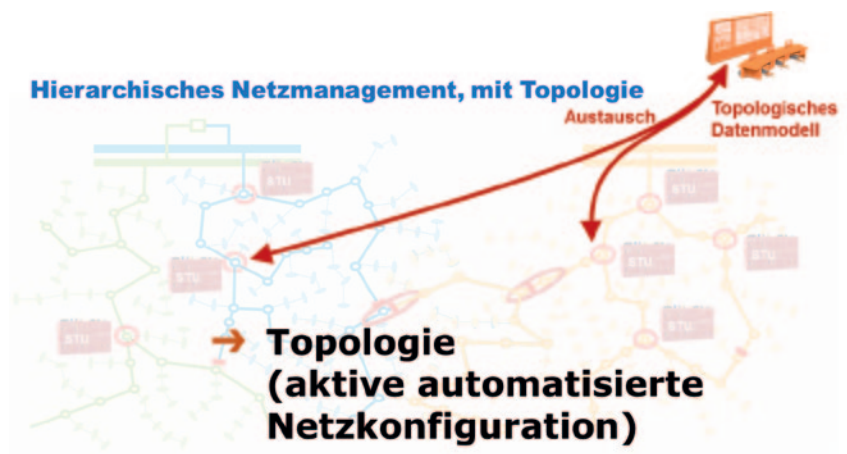


Abbildung 3-21: Hierarchisches Netzmanagement, mit Topologie

3.4.3 Zusammenfassung und Empfehlungen für Verteilnetzbetreiber

Als Einflussfaktoren für die zukünftige Entwicklung wurden eingangs (Abschnitt 3.4.1) die folgenden Aspekte genannt:

- Kostendruck auf die Netzbetreiber,
- Deregulierung: Gesetze, Anreizregulierung und Marktmechanismen,
- zunehmende dezentrale, volatile Erzeugung, Änderungen in den Netzstrukturen,
- erhöhte und volatilere Netzbelastung,
- Anforderungen der Informationssicherheit.

Die Auswirkungen dieser Anforderungen und die sich daraus ergebenden Veränderungen und Lösungswege sind nicht immer explizit auf die einzelnen o. g. Begriffe zu beziehen. Es entstehen vielmehr verschiedene Anforderungen für die einzelnen Handlungsfelder, deren Notwendigkeit sich aus Kombinationen der verschiedenen Anforderungen ergibt:

- Wachsende Aufgabenstellungen für die Netzleittechnik: Leistungsfähige Netzleitsysteme, Netzberechnungen auch in der Mittelspannung, Mandantensysteme, Standardisierung, Integration mit anderen Systemen im Unternehmen,
- wichtige Rolle der Netzleittechnik auch in „aktiven Verteilnetzen“: Einspeisemanagement, auch mit Closed Loop, Informationsbereitstellung in der Kommunikationskaskade, umfassende Unterstützung der VNB-Systemdienstleistungen,
- Kooperation zwischen zentraler Netzleittechnik und dezentralen Automatisierungskomponenten: Gesamtkonzept, Informationsaustausch, gemeinsame Datenmodelle,
- umfassende Berücksichtigung steigender Anforderungen der Informationssicherheit,
- wirtschaftliche Umsetzung von Entwicklungen mit geeigneten Migrationskonzepten: Unternehmensspezifische Konzepte, langfristige Umsetzungsplanung.

Ausführlichere Angaben zu den sich daraus ergebenden Empfehlungen befinden sich im **Modul C**. Die Ergebnisse sind in den zusammengefassten Empfehlungen in Kapitel 6 aufgeführt.

3.5 Übergreifende Aspekte

3.5.1 Inselnetze

Die Betrachtung von Inselnetzen ist im Zusammenhang mit den Entwicklungen der Energiewende von Bedeutung. Im Normalbetrieb befindet sich Deutschland im „Continental Europe“-synchronen Verbund. Eine energetische Störung an einer Stelle im Verbundnetz wird in der gesamten Zone registriert und anteilig ausgeglichen. Die heute gültigen Betriebsgrundsätze in Deutschland sehen den Betrieb im Netzverbund vor. Der Verbundnetzbetrieb mit seinen klassischen Vorteilen in Bezug auf Versorgungssicherheit und Netzqualität ist die effizienteste bekannte Betriebsweise.

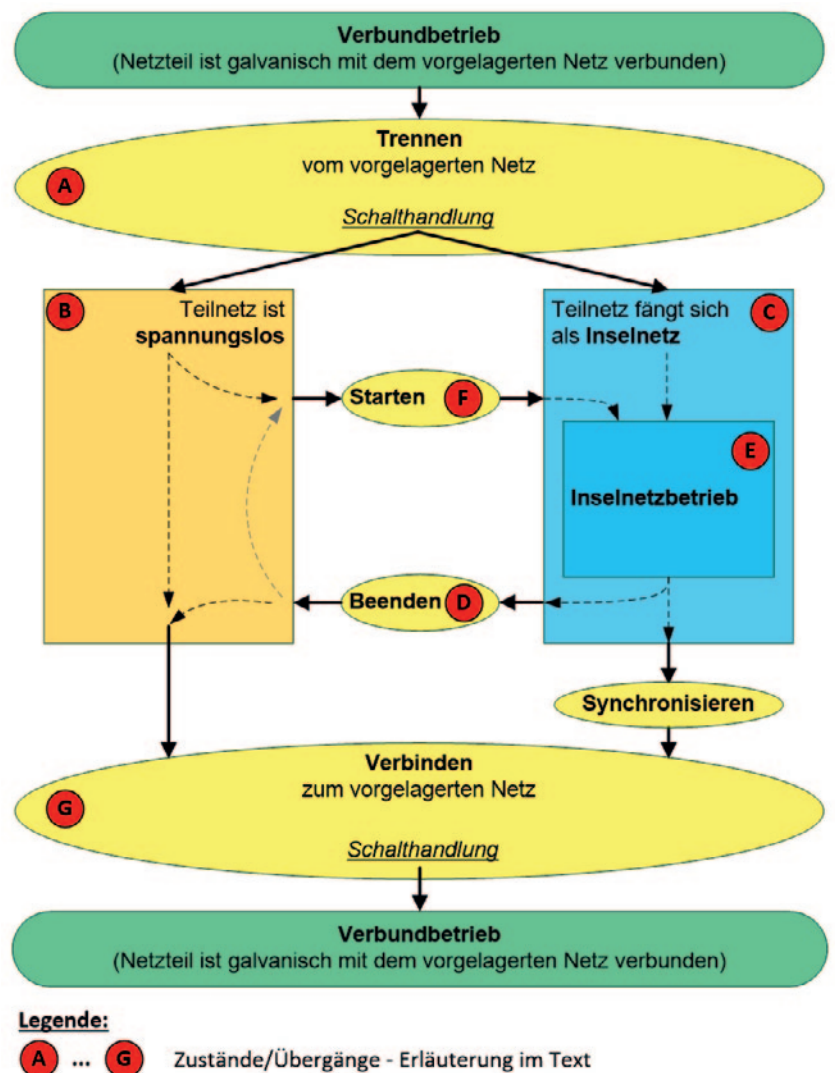


Abbildung 3-22: Zustände und Übergänge im Netzbetrieb mit Inselnetzen

Ein elektrisches Inselnetz definiert sich als Netzabschnitt, welcher keine synchrone Verbindung zum Verbundnetz, gleichzeitig aber ein elektrisches Leistungsgleichgewicht aufweist.

Der zunehmende Anteil an dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen (DEA) kann grundsätzlich auch in anderen Verteilnetzgebieten in sämtlichen Spannungsebenen zum Phänomen der Inselnetzbildung führen (gewollt oder ungewollt).

In Abbildung 3-22 sind die möglichen Übergänge vom Normalbetrieb in ein Inselnetz und zurück dargestellt. Die Buchstaben A-G markieren Übergänge/Zustände.

Netzinseln können beispielsweise bei Schalthandlungen (gewollt oder ungewollt) oder Schutzauslösungen entstehen (A). Ein gewollter Inselnetzbetrieb kann in Betracht kommen, wenn längere Versorgungsunterbrechungen im vorgelagerten Netz vorliegen.

Es können verschiedene Teilnetze entstehen, welche entweder spannungslos (B) werden, oder sich als Inselnetz fangen (C), in dem die angeschlossenen Verbraucher durch die Erzeuger weiter versorgt werden.

Sofern sich das abgetrennte Gebiet im Inselnetz fängt (C), so ist durch den verantwortlichen Netzbetreiber zu entscheiden,

- ob der Inselnetzbetrieb beendet wird (D), oder
 - o → falls ja, wird bis zur Wiederversorgung über das vorgelagerte Netz gewartet (G)
- ob der Inselnetzbetrieb zugelassen wird (E).
 - o → falls ja, sind die Bedingungen für den Betrieb von Inselnetzen einzuhalten

Sofern das abgetrennte Gebiet spannungslos wird, so ist durch den verantwortlichen Netzbetreiber zu entscheiden,

- ob bis zur Wiederversorgung durch das vorgelagerte Netz gewartet wird (G), oder
- ob das abgetrennte Gebiet in sich als Insel schwarz gestartet wird (F).

Im bisherigen Netzbetrieb geht man davon aus, dass abgetrennte Netzgebiete spannungslos werden und dass bis zur Wiederversorgung durch das vorgelagerte Netz gewartet wird. Aufgrund fehlender dezentraler Erzeuger wurden die abgetrennten Netzteile in der Vergangenheit automatisch spannungslos. Daher wurden in der Vergangenheit keine Bedingungen für den Inselbetrieb definiert.

In diesem Dokument werden ausschließlich technische Fragestellungen zu Inselnetzen behandelt. Ergänzend können rechtliche Themen sowie Markt- und Haftungsfragen die Handlungen der Netzbetreiber maßgeblich beeinflussen.

Eine Grundanforderung ist, dass Inselnetze für den verantwortlichen Netzbetreiber erkennbar sind. Die Erkennung von Inselnetzen kann in vielen Fällen durch den fernübertragenen Netzzustand in den Netzleitsystemen aufbereitet werden. In anderen Situationen ist die Nutzung von weiteren Inselnetz-Erkennungsverfahren der Schutztechnik erforderlich. Die jeweils geeigneten Verfahren sind von der vorhandenen Netzkonstellation, von der Spannungsebene und von Anzahl und Art der Erzeuger abhängig.

Wenn sich ein Teilnetz als Insel fängt, ist eine Reihe von Anforderungen für den Betrieb stabiler Inselnetze zu erfüllen. Der sichere Betrieb (wie Arbeitssicherheit, Geräte- und Anlagensicherheit) muss auch in der Insel gewährleistet werden können. Mit der Erkennung, dass ein Inselnetz vorliegt, sind die Regelungsaufgaben für Spannung und Frequenz im Inselnetz zuzuordnen. Lastschwankungen müssen ausgeregelt werden können. Während des Betriebs einer elektrischen Insel sind die technischen Anschlussregeln von VDE|FNN und die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des verantwortlichen Netzbetreibers einzuhalten.

Um nach einem großflächigen Stromausfall eine zeitnahe Wiederversorgung aller Netzgebiete zu erzielen, muss in Abhängigkeit der betroffenen Netzebenen und der jeweiligen Versorgungsstruktur ein abgestimmtes Verhalten von Kraftwerken, Erzeugungsanlagen und der Netzführung der Übertragungs- und Verteilnetze erfolgen.

Parallel zur bisherigen Vorgehensweise der sukzessiven Zuschaltung von Netzkomponenten von den oberen Spannungsebenen bis zur Niederspannungsebene, könnte die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen grundsätzlich auch eine Wiederversorgung einzelner Teilnetze, die zunächst als autarke Inselnetze betrieben werden, ermöglichen. Soll bei längerer Versorgungsunterbrechung eine Insel hochgefahren werden, so ist u. a. die Schwarzstartfähigkeit einzelner Erzeugungsanlagen erforderlich.

Für die Verteilnetze würden die sichere Erkennung und der stabile Betrieb von Inseln zusätzliche Einrichtungen und Aufwendungen bei Schutz- und Automatisierung erfordern.

3.5.2 Informationssicherheit

3.5.2.1 *Relevante Standards*

Grundlegende Standards für Informationssicherheit und Informationssicherheits-Managementsysteme (ISMS) werden in der Normenreihe DIN ISO/IEC 27000 [11] definiert. Für den Bereich der Energieversorgungssysteme sind folgende Standards relevant:

- DIN ISO/IEC 27001 definiert Anforderungen an Informationssicherheits-Managementsysteme und umzusetzende Kontrollziele (kompatibel mit dem IT-Grundschutz nach BSI-100-1).
- DIN ISO/IEC 27002 definiert grundlegende Maßnahmen zur Umsetzung der Kontrollziele in den Bereichen Organisation, Prozesse, Betrieb und (indirekt) Technik.
- Der Standard DIN ISO/IEC TR 27019 „Leitfaden für das Informationssicherheitsmanagement von Steuerungssystemen der Energieversorgung auf Grundlage der ISO/IEC 27002“ konkretisiert Informationssicherheitsmaßnahmen für Prozesssteuerungssysteme der Energieversorgung unter Berücksichtigung der typischen Organisationsstrukturen, des sicheren Betriebs und Anforderungen aus der Regulierung. Die darin genannten Prozesssteuerungssysteme umfassen Leit- und Automatisierungssysteme, Schutztechnik, Messtechnik und zugehörige Kommunikations- und Fernwirktechnik. Der internationale Standard ist derzeit in Überarbeitung zur Anpassung der Strukturänderungen in ISO/IEC 27002:2013.
- Ergänzende Umsetzungsempfehlungen werden im BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ spezifiziert. Darin werden primär Anforderungen an Systeme und Komponenten sowie die entsprechenden Entwicklungs- und Wartungsprozesse formuliert. Betriebsprozesse auf Betreiberseite und organisatorische Anforderungen eines Informationssicherheits-Managementsystems sind nicht im direkten Fokus des Whitepapers.

3.5.2.2 *Anforderungen für Schutz-, Automatisierungs-, und Netzleittechnik*

In diesem Abschnitt werden die anwendungsspezifischen Anforderungen für Informationssicherheit von Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik im Verteilnetz dargestellt. Ausgangspunkt stellt die Gegenüberstellung der Anforderungen zur Informationssicherheit einerseits im Bereich Leitsysteme und Prozesstechnik und andererseits zu Geschäfts-/Büro-IT-Systemen dar (Abbildung 3-23).

	Schutz- und Automatisierungstechnik	Geschäfts-/ Büro-IT
Anti-virus / mobile code	Nur bei Netzleittechnik üblich	Üblich/weit verbreitet
Nutzungsdauer Komponenten	Bis zu 20 Jahren	3-5 Jahre
Outsourcing	Kaum	Üblich
Patchmanagement	Anwendungsabhängig	Regelmäßig
Echtzeitanforderungen	Kritisch (Netzstabilität)	Verzögerungen akzeptiert
Security Testing / Audit	Steigend	Meist vorgeschrieben
Physikalische Sicherheit	Sehr unterschiedlich	Hoch
Security Awareness	Steigend (ISO TR 27019)	Hoch

Verschwiegenheit (Daten)	Niedrig – Mittel	Hoch
Autorisierung	Hoch	Mittel
Integrität (Daten)	Hoch	Mittel
Verfügbarkeit	Hoch	Mittel, Verzögerungen akzeptiert
Nicht-Abstreitbarkeit	Hoch	Mittel

Abbildung 3-23: Gegenüberstellung der Anforderungen zur Informationssicherheit im Bereich Schutz- und Automatisierungstechnik im Vergleich zu Geschäfts-/Büro-IT-Systemen

Die Anforderungen von Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik unterscheiden sich gegenüber herkömmlichen IT-Umgebungen insbesondere im Bereich des Datenaustauschs. Die Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik stellt i. d. R. erhöhte Anforderungen an Verfügbarkeit und Integrität. Diese Anforderungen müssen bereits im Systemdesign, aber auch im Systembetrieb berücksichtigt werden. Grundlage dazu stellen die spezifischen Kommunikationsbeziehungen zwischen Systemen und Komponenten und die Art der ausgetauschten Informationen dar.

Abbildung 3-24 zeigt Kommunikationsbeziehungen und deren Sicherung zwischen drei Systemen.

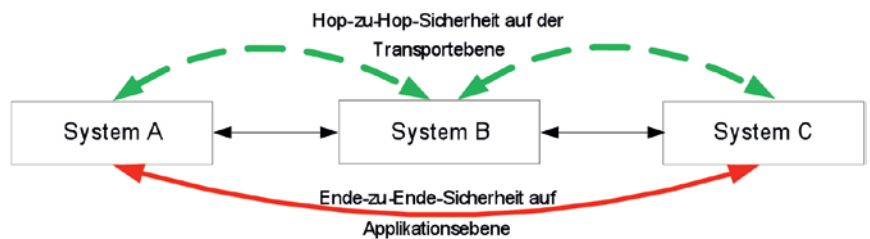


Abbildung 3-24: Kommunikationsbeziehungen und deren Sicherung zwischen drei Systemen A, B und C

Grundsätzlich ist zwischen einer Verbindung auf Transportebene (physikalisch) und der Verbindung auf Applikationsebene (logisch) zu unterscheiden. Die Verbindung auf Transportebene und deren Sicherung kann über mehrere Knoten (Hop-zu-Hop) erfolgen (im Beispiel zwischen den Systemen A und C über das System B), die Verbindung auf Applikationsebene ist

typischerweise Ende-zu-Ende gesichert (von System A zu System C). Diese Unterscheidung ist insbesondere wichtig, wenn der Transportweg über Netzelemente und Netzabschnitte realisiert wird, die keinem der beiden Endsysteme zugeordnet sind („3rd Party“). Hier müssen dann die Vertrauensverhältnisse bzgl. der involvierten Komponenten festgelegt werden.

Abbildung 3-25 zeigt die typischen Kommunikationsbeziehungen zwischen Systemen und Komponenten der Schutz- und Automatisierungstechnik, in dem sowohl Hop-zu-Hop (grün dargestellt) als auch Ende-zu-Ende Sicherungen (rot dargestellt) verwendet werden.

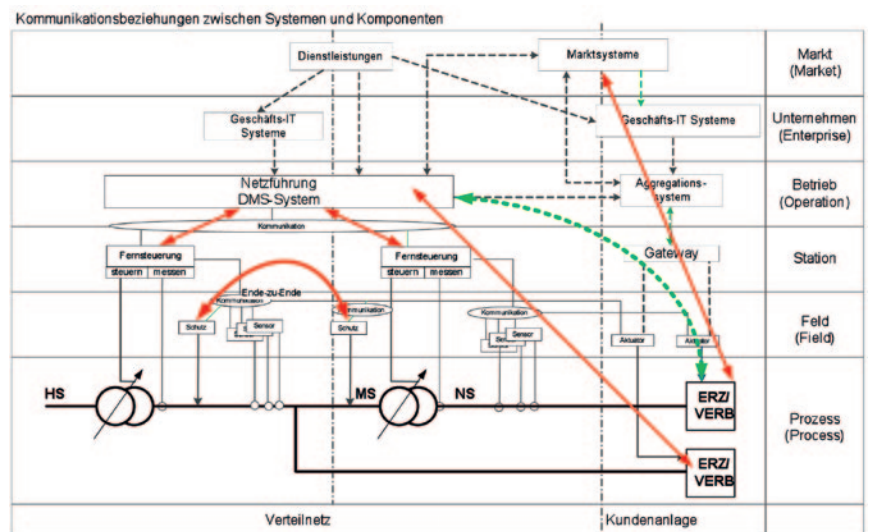


Abbildung 3-25: Kommunikationsbeziehungen zwischen Systemen und Komponenten der Schutz- und Automatisierungstechnik in Verteilnetzen

Die Anforderungen für die jeweiligen Kommunikationsverbindungen- und Beziehungen werden auf Basis der Art der Daten (Information-Asset) festgelegt. Tabelle 3-1 zeigt entsprechende Arten der zu übertragenden Daten und stellt die zugehörige Sicherheitsrelevanz aus Verteilnetzsicht, das resultierende Schutzziel bzw. die Anforderung aus Kommunikationssicht dar. Die Gefährdung der Versorgungssicherheit im Verteilnetz kann sich auch auf die Systemstabilität im Übertragungsnetz auswirken.

Information (Information-Asset)	Beschreibung der Informationen (Information-Assets)	Sicherheitsrelevanz für elektrisches Verteilnetz	Schutzziel/Anforderung aus Kommunikationssicht
Konfigurationsdaten	Konfigurationsdaten (Schutzparameter, Sicherheitsparameter, Schwellwerte für Alarme, Arbeitspläne, etc.) beeinflussen das System- und Komponentenverhalten und werden lokal und per Fernwartung geändert.	Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit	Autorisierung, Integrität
Zeit- und Uhrensynchronisation	Zeitstempel werden zur Dokumentation und Störungsaufklärung verwendet. Synchrophasor-Messungen z. B. haben einen direkten Bezug zur Netzsteuerung. Darüber hinaus wird die Zeit genutzt, um die Tarife über den Marktplatz abzugleichen.	Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit und Abrechnung	Integrität
Zugriffskontrolle	Überprüfung der Autorisierung bei der Steuerung zwischen Komponenten. Wird in Security Policies festgeschrieben. Beispiel: Liste mit erlaubten Kommunikationspartnern, dem dazu notwendigen Schlüsselmaterial und auch die festgelegte Rolle der Kommunikationspartner.	Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit	Authentifizierung, Autorisierung, Nicht-Abstreitbarkeit, Vertraulichkeit, Integrität
Firmware, Software und Treiber	Software-Pakete müssen von Zeit zu Zeit aktualisiert werden. Dies kann lokal oder auch über eine Fernwartung geschehen. Die Aktualisierung kann dabei vom VNB, dem Hersteller oder auch einem OEM zur Verfügung gestellt werden. Die Korrektheit dieser Softwarepakete ist systemkritisch.	Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit	Autorisierung, Integrität, Nicht-Abstreitbarkeit
Steuerkommandos	Aktionen, die von einer Komponente an eine andere Komponente gesendet werden und Auswirkungen auf das Systemverhalten haben. Diese Kommandos können auch Anfragen, Alarme oder Events beinhalten.	Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit	Verfügbarkeit, Nicht-Abstreitbarkeit, Autorisierung, Integrität
Informationsdaten für Betrieb aus Prozess	Messwerte, Meldungen, Störschriebe, Lastflussprognosen	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit	Verfügbarkeit, Integrität
Informationsdaten für Betrieb aus Markt und Geschäfts-IT	Wetterprognosen, Marktaktivitäten, Fahrpläne, geplante Wartungen/ Betriebseinschränkungen	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit	Verfügbarkeit, Integrität, Vertraulichkeit
Prozessdaten für Funktionen/Schutzdaten	Interne zeitkritische Kommunikation zwischen Schutzeinrichtungen	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, Verfügbarkeit	Verfügbarkeit, Integrität

Tabelle 3-1: Übersicht zu relevanten Information-Assets, Sicherheitsrelevanz und Schutzziel im Verteilnetz

Auf Basis der Kommunikationsbeziehungen zwischen Systemen und Komponenten und der Art der auszutauschenden Daten werden Verfahren und Methoden ausgewählt, die entsprechende Anforderungen an die Informationssicherheit erfüllen. Geeignete Verfahren und Methoden für die sichere Kommunikation für Schutz-, Automatisierungs- und Netzführungssysteme in Energieversorgungsnetzen sind in der Normenreihe IEC 62351 [12] beschrieben.

3.5.3 Einordnung des Intelligenten Messsystems

3.5.3.1 Ausgangspunkt

In den vergangenen Jahrzehnten haben sich zur Fernüberwachung, Fernmessung und Fernsteuerung der Verteilnetze Fernwirk- und Stationsleittechnik entwickelt. Neben diesen Automatisierungssystemen werden Netzschutzsysteme und -Einrichtungen in den Umspannanlagen und Schaltanlagen der 110 kV-/ Mittelspannungsnetze eingesetzt. In den Mittelspannungs-Ortsnetzstationen sind spezifische Fernwirktechniken im Einsatz.

Für Kundenanlagen wurde von Seiten des Gesetzgebers mit dem „Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ [13] eine einheitliche Systemarchitektur für ein intelligentes Mess- und Steuerungssystem (nach BSI TR-03109 [14]) definiert. Hierbei soll schrittweise ab 2017, über alle Spannungsebenen, mit Hilfe einer gegen Fremdzugriff gesicherten Infrastruktur (SMGW und SMGW Admin) eine gezielte Beeinflussung von einzelnen oder Gruppen von steuerbaren Lasten und Erzeugungsanlagen (Kundenanlagen) durch Dritte (externe Marktteilnehmer), nach Freigabe durch die örtliche grundzuständige Netzführung, möglich sein. Die Spezifikation erfolgt durch VDE|FNN.

Um den aktuellen und zukünftigen Stand der Einbindung von Kundenanlagen in Netzführungssysteme einzuordnen, werden die unterschiedlichen Lösungsansätze beschrieben.

3.5.3.2 Bestehender Lösungsansatz "Einbindung von Kundenanlagen über Fernwirktechnik in das Netzführungssystem"

Aktuell erfolgt die Steuerung weitgehend durch den örtlichen grundzuständigen Netzbetreiber über eigene im Verantwortungsbereich angesiedelte Automatisierungssysteme (Netzleitsystem mit Fernwirk- und/oder Rundsteuertechnik). Mit dieser Systemarchitektur werden netzdienliche Steuerungen unter Beachtung der aktuellen und zukünftigen Netzkapazitäten durchgeführt, wie z. B.:

- Hochtarif/Niedertarif-Umschaltung,
- Straßenbeleuchtung Ein – Aus,
- Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizung Ein – Aus,
- etc.

Neben den aufgeführten netzdienlichen Steuerungen wurden in den letzten Jahren vermehrt Fernwirkssysteme zur Steuerung von Kundenanlagen in

netzkritischen Situationen (Beeinflussung von Wirk- oder Blindleistung) installiert. Je nach Systemrelevanz kommen Systeme zum Einsatz, die eine

- hochverfügbare (99,95 % / Jahr) [9],
- sichere (Prüfung der Datenintegrität) und
- zeitnahe (Aktion/Reaktion innerhalb von 1,5 s / 3 s)

Steuerung durch die Netzführung oder durch dezentrale autarke Agenten ermöglichen. Im letzteren Fall erkennen solche Systeme lokale Spannungsbandprobleme oder Überlastungen von Netzbetriebsmitteln mit dem Ziel diese durch Steuerungen im Netz (siehe **Anlage B Automatisierungstechnik**) zu vermeiden.

In dieser Variante erfolgt eine Beeinflussung der Kundenanlage durch externe Marktteilnehmer über ein separates, vom Netzbetrieb unabhängiges Fernwirksystem.

3.5.3.3 *Zukünftiger Lösungsansatz "Einbindung von Kundenanlagen über das intelligente Messsystem in das Netzführungssystem"*

Nach dem derzeitigen Gesetzentwurf [13] ist angedacht, dass zukünftig alle notwendigen netzdienlichen und netzkritischen Steuerungen in Kundenanlagen über eine einheitliche, gegen Fremdzugriff gesicherte Infrastruktur (Smart-Meter-Gateway und Steuerbox) erfolgen sollen. Durch diese Vorgabe soll externen Marktteilnehmern die Bereitstellung von flexiblen Tarifen entsprechend dem BDEW-Ampelmodell ermöglicht werden. Hierbei steht Grün für einen freien Marktzugang, Gelb für einen eingeschränkten Marktzugang und Rot für das Vorrecht des Netzbetreibers Maßnahmen zu ergreifen, um die Netzstabilität im Rahmen der vorgegebenen Grenzen (Spannungsband und zulässiger Lastfluss) sicherzustellen. Um das angedachte intelligente Mess- und Steuerungssystem in ein heutiges und zukünftiges Netzführungssystem (bestehend aus Netzführung, Automatisierung und Schutz) einbinden zu können, müssen Schnittstellen und Regeln definiert werden, die einen sicheren und stabilen Netzbetrieb im Zusammenspiel mit den externen Marktteilnehmern ermöglichen. Dazu zählen:

- a) Fahrpläne und Steuerungen der externen Marktteilnehmer sind vor der Ausführung in der jeweiligen Steuerbox vom jeweils örtlichen grundzuständigen Netzbetreiber freizugeben.
- b) Bei allen Steuerungen, die durch Steuerboxen im Netz erfolgen, besitzt der jeweils örtliche grundzuständige Netzbetreiber die höchste Priorität. D.h. dieser kann jederzeit, wenn durch eine Steuerung eines externen Marktteilnehmers (gilt auch, wenn diese vorab genehmigt wurde) die

Netzstabilität gefährdet ist, diese außer Kraft setzen und durch die eigene netzkritische Schaltung ersetzen.

- c) Die Bereitstellung von Komponenten und Eigenschaften, die in Abhängigkeit von der Spannungsebene und der Relevanz für die Systemstabilität, die Mindestanforderungen für den Einsatz im Netzbetrieb in Bezug auf Verfügbarkeit (Geräte- und Kommunikationsinfrastruktur), Datenintegrität, Reaktionszeit und elektromagnetische Verträglichkeit erfüllen.

Um die Komplexität der Steuerbox an der Kundenschnittstelle zu entlasten, ist an übergeordneter Stelle eine Instanz (Plattform) erforderlich, die den Zugang und die Freigabe von Steuerungen durch die Steuerbox entsprechend ihrer Priorität ermöglicht. Diese Instanz kann zukünftig dezentral und/oder zentral angesiedelt sein, um lokale Lösungen wie die Spannungshaltung und das Engpassmanagement mittels autarker Agenten oder dezentraler Teilautomatiken, wie sie im Rahmen dieser Studie beschrieben wurden, weiterhin zu ermöglichen.

Die nach BSI TR-03109 [14] beschriebene Architektur für das intelligente Messsystem ist nach Einschätzung der VDE|FNN-Projektgruppe „Kommunikations- und Steuerungsschnittstellen“ nur bedingt für die Steuerung von Kundenanlagen von systemkritischer Größe geeignet. Seitens der VDE|FNN-Gruppe wird empfohlen, den Einsatz der Steuerung über das intelligente Messsystem in der derzeitigen Ausprägung auf Kundenanlagen im Niederspannungsnetz und die Leistungsklasse <100kW zu beschränken.

3.5.3.4 Zusammenfassung

Unter die hier genannte Einbauverpflichtung [13] fallen nur Komponenten, die benötigt werden um eine Kundenanlage (Erzeugungsanlagen und/oder regelbare Verbraucher) in ihrem Verhalten zu beeinflussen. Von dieser Einbauverpflichtung sind derzeit keine Anlagen, die zur Netzüberwachung und -Steuerung (Umspannwerke, Schwerpunktstationen in der Mittelspannung und Ortsnetzstationen) dienen, betroffen. Die Ausstattung dieser Stationen, die ausschließlich der Netzführung dienen, erfolgt weiterhin auf Basis der heutigen Planungs- und Betriebsgrundsätze. Die hierfür relevanten Anforderungen an die Informationssicherheit basieren auf den in Abschnitt 3.5.2 beschriebenen Standards und Regelungen.

Grundsätzlich sollte nur Steuerungstechnik für Kundenanlagen eingesetzt werden, die die Mindestanforderungen für den Netzbetrieb in der jeweiligen Spannungsebene erfüllt. Wenn die derzeitige Ausprägung des intelligenten Messsystems (SMGW und Steuerbox) die Anforderungen im spezifischen Einzelfall nicht erfüllt, sollte weiterhin der Einsatz der heute bestehenden und erprobten Fernwirktechnik von der Regulierung anerkannt und möglich sein.

4 Komponenten, Informations- und Kommunikationstechnik

4.1 Untersuchung erforderlicher Komponenten

4.1.1 Übersicht

Dieser Abschnitt stellt Vorgehensweise und Ergebnisse der Untersuchung dar, welche Anforderungen an Komponenten zu richten sind, die zur interoperablen Umsetzung der in Kapitel 3 beschriebenen Lösungskonzepte benötigt werden. Unter der interoperablen Umsetzung wird verstanden, dass unterschiedliche Hersteller Ausführungen von Komponenten für die Realisierung der Lösungskonzepte geeignet sind. Die Auswahl der zu den Lösungskonzepten passenden Komponenten orientiert sich am derzeitigen Stand der Technik und an den verfügbaren Produkten.

4.1.2 Anforderungen an Komponenten

Grundsätzlich sind funktionale und nicht funktionale Anforderungen an die Komponenten zu richten:

- Die funktionalen Anforderungen beschreiben notwendige Funktionalitäten und/oder Verhalten einer Komponente. So muss z. B. ein ferngemeldeter Kurz- und Erdschlussanzeiger über Eingänge zur Leiter- und Erdstromerfassung verfügen. Zur Fernmeldung der Information ist darüber hinaus noch eine geeignete Kommunikationsschnittstelle notwendig.
- Nicht funktionale Anforderungen sind Anforderungen an die Qualität, in welcher die geforderte Funktionalität zu erbringen ist. Dies sind typischerweise Vorgaben zu Umgebungs-/Umweltbedingungen, elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) oder auch Vorgaben zur mechanischen Ausführung.

Die Anforderungen der hier betrachteten Komponenten orientieren sich an den jeweiligen Normen und Standards der Nieder-, Mittel- und Hochspannungstechnik.

4.1.3 Vorgehensweise

Aufbauend auf den in den vorhergehenden Kapiteln erarbeiteten Lösungskonzepten für Schutz- und Automatisierungstechnik wurden die dafür notwendigen Funktionen und Komponenten ermittelt.

Die Abbildung der Lösungskonzepte auf Funktionen beschreibt die funktionalen Anforderungen, die an Komponenten gerichtet werden.

In einem zweiten Schritt wurde untersucht, ob die benötigten Funktionen durch verfügbare Komponenten abgedeckt werden können. Anschließend wurden den Lösungskonzepten die geeigneten Komponenten zugeordnet.

Damit soll aufgezeigt werden, dass bestimmte Komponenten mit entsprechender Ausprägung eine Flexibilität bei der Realisierung von Lösungskonzepten erlauben. Die speziellen Ausprägungen sind in den Beschreibungen der jeweiligen Lösungskonzepte (siehe Kapitel 3 und entsprechende Module) zu finden.

4.1.4 Beispiel: Komponente „Stromwandler“

Nachfolgend wird am Beispiel der Komponente „Stromwandler“ gezeigt, dass grundsätzlich Komponenten nach den spezifischen Anforderungen der Anwendungsfälle bzw. Lösungskonzepten auszulegen sind. In diesem Beispiel sind Anforderungen aus der Sicht der „Power Quality“ nicht berücksichtigt.

Die drei Anwendungsfälle „Distanzschutz“, „Betriebsmessung“ und „Verrechnungsmessung“ erfordern spezifische technische Eigenschaften des Stromwandlers. Wie Tabelle 4-1 zeigt, ist dies insbesondere die Genauigkeitsklasse, die maßgeblich die Kosten der Komponente bestimmt.

Konventionelle Stromwandler				Nichtkonvention. Wandler
	Schutzanwendungen	Betriebsmessung	Verrechnungsmessung	Schutz und Betriebsmessung
Bemessungsstrom (I_N)	10, 15, 30, 50, 75 (A) oder deren dezimale Vielfache	10, 15, 30, 50, 75 (A) oder deren dezimale Vielfache	10, 15, 30, 50, 75 (A) oder deren dezimale Vielfache	
Bemessungs-Übersetzung	$I_N / 1 \text{ A}$ oder 5 A	$I_N / 1 \text{ A}$ oder 5 A	$I_N / 1 \text{ A}$ oder 5 A	$I_N /$
Genauigkeitsklasse	5P., 10P.	0,2; 0,5; 1,0	0,2S; 0,5S	Kl. 0,2; 0,5; 1; 5 P; 10 P
Bemessungs-Leistung	5 – 30 VA (abhängig von den Schutzfunktionen und den Netzverhältnissen)	wenige VA z.B. 1...10 VA	wenige VA z.B. 1...10 VA	Leistungsloses Ausgangssignal
Messbereich	$0...40 \cdot I_N$ (abhängig von der Schutzfunktion)	$0...1 \cdot I_N$	$0...1 \cdot I_N$ beglaubigungsfähig	$0...40 \cdot I_N$ (abhängig vom Design)
Typische Wandlerdaten	z. B. 15 VA 5 P 10	0,5, FS5, 15 VA	0,2S; FS5; 10VA	
Umweltbedingungen	-5°C / +40°C	-5°C / +40°C	-5°C / +40°C	-5°C / +40°C
Mehrkernwandler	ja	ja	nein	
Thermischer Bemessungs-Kurzzeitstrom I_{th}	$100 \cdot I_N$, 1 Sek	$100 \cdot I_N$, 1 Sek	$100 \cdot I_N$, 1 Sek Mind. 10kA	bis z. B. 63 kA
Standard-Bauform	einpolig	einpolig	einpolig	einpolig
Sonderbauform: Kabelumbauwandler	ja	nein	nein	ja
Umschaltbare Wandler	ja	ja	nein	ja (herstellerabhängig)
Frequenz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Bauform (Schmal/groß/klein)	Stützerstromwandler; groß	Stützerstromwandler; mittel	Stützerstromwandler; schmal	Sehr schmal
Anlagentechnik (Freiluft/Innenraum)	Innenraum	Innenraum	Innenraum	Innenraum

Tabelle 4-1: Technische Anforderungen an Komponenten, Beispiel Stromwandler für MS-Anwendungsfälle

Gegen die prinzipielle technische Möglichkeit, einen einheitlichen Stromwandlertyp zu verwenden, der die Anforderungen aller drei Anwendungsfälle abdeckt, stehen in der Praxis wirtschaftliche Gründe. Daher werden üblicherweise Stromwandler für den spezifischen Anwendungsfall ausgewählt und verwendet. Für die Kombination von Mess- und Schutzfunktionen stehen Mehrkern-Wandler zur Verfügung. Wandler für die Verrechnungsmessung werden i.d.R. separat eingebaut. Zusätzlich besteht bei Verrechnungswandlern eine Zulassungskennzeichnung durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB).

4.1.5 Zuordnung von Lösungskonzepten zu Funktionen und Komponenten

In der im Modul D befindlichen Tabelle wurden den im Kapitel 3 beschriebenen Lösungskonzepten die zur Umsetzung notwendigen Funktionen zugeordnet. Damit ergibt sich eine Übersicht über die Lösungskonzepte und die jeweils zugeordneten benötigten Funktionen. Es handelt sich hier um eine allgemeine Betrachtung, daher kann es im Einzelfall zu projekt-

spezifischen Abweichungen kommen. Außerdem wurden in der Tabelle „Beschreibung der Komponenten“ benötigte Komponenten und ihre wesentlichen Funktionen erfasst. Dabei ist erkennbar, dass die in der Tabelle genannten **Funktionen i. d. R. von den heute verfügbaren Produkten/ Komponenten abgedeckt werden**. Typischerweise werden auch mehrere Funktionen innerhalb einer Komponente unterstützt.

4.1.6 Zuordnung von Komponenten zum Lösungskonzept

Eine weitere Darstellung stellt Komponenten und Lösungskonzepte gegenüber. Hieraus ist zum einen abzulesen, welche Komponenten zum Aufbau eines Lösungskonzepts verwendet werden, zum anderen wird ersichtlich, in welchen unterschiedlichen Lösungskonzepten gleiche Komponenten verwendet werden können.

4.1.7 Untersuchungsergebnisse

Die Auswertung der Untersuchungen hat ergeben, dass

- alle genannten Funktionen i. d. R. von den heute verfügbaren Produkten/Komponenten abgedeckt werden,
- typischerweise auch mehrere Funktionen innerhalb einer Komponente unterstützt werden,
- geeignete Kommunikationstechnologien für die Umsetzung der Lösungskonzepte zur Verfügung stehen (siehe Abschnitt 4.2).

Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass

- die Lösungskonzepte den Konzepten in Schaltanlagen ähnlich/gleich sein können, sich jedoch i. d. R. durch ihre geographische Ausdehnung unterscheiden. (Diese ist dann durch geeignete Kommunikationsverfahren zu überbrücken.) Daraus resultieren i. d. R. höhere Kosten sowohl für die Inbetriebnahme als auch für den Betrieb.
- das Zusammenfügen der Komponenten zu einem System einen Engineeringaufwand erfordert, der gesondert zu betrachten ist.
- bei der Auswahl der Komponenten die einschlägigen Normen und die Anforderungen an die notwendige Messgenauigkeit zu beachten sind.
- im Rahmen der Realisierung eines Projektes darauf zu achten ist, dass die ausgewählten Komponenten über geeignete Kommunikationsschnittstellen verfügen.

4.2 Informations- und Kommunikationstechnik

4.2.1 Übersicht

Die Zuordnung von Komponenten zu Lösungskonzepten hat gezeigt, dass eine Vielzahl der ausgesuchten Komponenten fähig sein muss, sowohl untereinander, als auch übergeordnet (z. B. mit einer Leitstelle) zu kommunizieren, um die Lösungskonzepte in der gewünschten Weise realisieren zu können.

Die vorliegende Studie leistet hier einen Beitrag, indem diese Anforderungen an die Informations- und Kommunikationsverfahren für die Schutz- und Automatisierungstechnik untersucht werden und daraus Empfehlungen für mögliche Kommunikationstechnologien und Protokolle abgeleitet werden. Damit wird dem Anwender eine Grundlage für die Konfiguration der angegebenen Kommunikationssysteme gegeben. Es werden die technische Eignung von Kommunikationstechnologien bewertet und die verfügbaren Kommunikationstechnologien beschrieben. Die Eignung von Protokollen auf Anwendungsschicht für die Umsetzung der Lösungskonzepte ist in den Modulen B und D aufgeführt. Für Betrachtungen von wirtschaftlichen Aspekten wird auf das VDE|ITG-Positionspapier „Kommunikationsnetz für das Smart Grid“ von 2015 [7] verwiesen.

Für die Betrachtung von geeigneten Kommunikationstechnologien für Echtzeit- und echtzeitnahe Anwendungen besitzen die Aspekte Übertragungsdauer und Zeitsynchronität wesentliche Bedeutung.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Bewertung von Übertragungstechnologien und Synchronisierungsverfahren für Kommunikationsanwendungen in Verteilnetzen dargestellt. Detaillierte Ergebnisse sowie weitere Erläuterungen zu den untersuchten Kommunikationstechnologien und zur gewählten Bewertungssystematik sind im Modul D aufgeführt.

4.2.2 Übertragungstechnologien

Bei der Untersuchung von Übertragungstechnologien wurden sowohl leitungsgebundene als auch funkbasierte Verfahren betrachtet. Zur Bewertung der Verfahren zur spezifischen Eignung für Lösungskonzepte wurde der Parameter „Gesamtübertragungsdauer“ (RTT - Round Trip Time: Zeitdauer zwischen dem Absenden eines Datenpaketes und der Quittierung) verwendet. Dieser Parameter besitzt (entgegen dem oftmals betrachteten Parameter „Latenzzeit“) eine standardisierte Definition (siehe Modul D). Auf Basis der im Modul B beschriebenen, Kommunikationsverfahren einsetzenden, Lösungskonzepte, wurden Anforderungen an die Übertragungszeit abgeleitet und für typische Werte Anforderungsklassen (<5ms, <10ms, <100ms, <1s) gebildet.

Anforderungsklassen gesicherte Übertragung (Gesamtübertragungszeit RTT)					
Technologie	Physik	< 1 s	<100 ms	< 10 ms	< 5 ms
SDH	Leitungsgeb.	X	X	X	X
Ethernet	Leitungsgeb.	X	X	X	X
DSL	Leitungsgeb.	X	X		
BPL (PLC)	Leitungsgeb.	X	X	X	X
NB (PLC)	Leitungsgeb.	X			
GPRS	Funk	X			
UMTS	Funk	X			
LTE	Funk	X	X		
LoRa	Funk	X	X		
G3PLC (PLC)	Leitungsgeb.	X	X		
MPLS	Leitungsgeb.	X	X	X	X

Tabelle 4-2: Übertragungszeiten untersuchter Übertragungstechnologien für Telegramme (für Nutzdaten < 10 Byte)

Tabelle 4-2 stellt die Eignung der untersuchten Übertragungstechnologien, bezugnehmend auf die Anforderungsklassen der Gesamtübertragungsdauer, dar (X – geeignet, leeres Feld – nicht geeignet).

Die verschiedenen Kommunikationstechnologien weisen unterschiedliches Echtzeitverhalten auf. Folglich sind für verschiedene Lösungskonzepte einzelne Kommunikationstechnologien bereits im Vorfeld auszuschließen. Neben der grundsätzlichen Eignung in Bezug auf das Echtzeitverhalten sind weitere Aspekte zu prüfen:

- lokale Verfügbarkeit der Kommunikationstechnologie,
- Fähigkeit zur Koexistenz bzw. gegenseitige Beeinflussung von Kommunikationstechnologien (insbesondere bei Funk und PLC-basierten Verfahren),
- geographische Ausprägung des Kommunikationsnetzes (lokale/verteilte Anwendung),
- Dienstgüte des Kommunikationsnetzes (Quality-of-Service),
- öffentliches / privates Kommunikationsnetz,
- Betriebskonzept (über externen Provider oder durch Netzbetreiber).

Weitere Details sind dem **Modul D** zu entnehmen.

4.2.3 Synchronisationsverfahren

Im Rahmen der Kommunikationstechnik wurden auch die Anforderungen an die Zeitsynchronität, in Abhängigkeit von verschiedenen Lösungskonzepten, betrachtet. Diese spielt eine wesentliche Rolle bei der Ereigniserfassung und -auswertung von Vorgängen im elektrischen Netz oder bei der Anwendung bestimmter Schutzverfahren.

Zur Gewährleistung der Zeitsynchronität können je nach Genauigkeitsanforderungen unterschiedliche, standardisierte Kommunikationsverfahren zum Einsatz kommen. Dabei ist zwischen Verfahren zu unterscheiden, die Bestandteil eines Kommunikationsprotokolls sind (IEC 60870-5-101/104) und solchen, die unabhängig von anderen Protokollen in Kommunikationsnetzen eingesetzt werden können. Tabelle 4-2 stellt die Erfüllung von Anforderungen (Genauigkeitsklassen) durch die verschiedenen Verfahren in Kommunikationsnetzen dar.

Neben den netzwerkbasierten Verfahren, können Komponenten auch direkt über Zeitempfänger (GPS) lokal synchronisiert werden. Die erreichbaren Genauigkeiten können je nach Aufwand alle Anforderungsklassen nach Tabelle 4-3 abdecken.

Sync-Verfahren und Protokolle	Anforderungen						
	+50 ms... 100 ms	+10 ms	IEC 61850-90-1				T5: +1 µs
			T1: + 1 ms	T2: +100 µs	...		
NTP WAN	X						
NTP LAN	X	X	X				
NTPv4 WAN	X	X					
NTPv4 LAN	X	X	X				
PTP (IEC 61588)	X	X	X	X	X	X	X

Tabelle 4-3: Genauigkeit der Synchronisationsverfahren in Kommunikationsnetzen

Die in den Fernwirkprotokollen IEC 60870-5-101 bzw. IEC 60870-5-104 definierten Verfahren zur Zeitsynchronisierung ermöglichen Genauigkeiten im Bereich von +/-10 ms. Die Anwendung dieser Verfahren wird nur empfohlen, wenn keine (anderen) netzwerkbasierten Zeitsynchronisationsverfahren oder eine direkte Zeitsynchronisation zur Verfügung stehen.

Die Verwendung des Precision Time Protokolls (PTP) nach IEC 61588 setzt besondere Maßnahmen in den Komponenten voraus und wird nur empfohlen, wenn die Anforderungsklassen T2 oder höher benötigt werden.

4.2.4 Derzeitige Entwicklungen

IP-basierte Kommunikationsprotokolle haben sich als Stand der Technik für die Kommunikation in Energieversorgungsnetzen etabliert. In Deutschland ist derzeit IEC 60870-5-104 weit verbreitet. IEC 61850, als der weltweit etablierte Standard für die Schutz- und Automatisierungstechnik, wird zunehmend angewandt. Derzeit befindet sich der Teil IEC/TR 61850-90-2 für die Kommunikation zwischen Schaltanlage und Netzleitstelle kurz vor der Veröffentlichung (Stand 1.2016). Damit wird die durchgängige Kommunikation vom Prozess bis zur Netzleitstelle mit IEC 61850 ermöglicht. Des Weiteren wird mit dem Teil IEC 61850-8-2 eine Abbildung auf Web-Dienste entwickelt, um hochskalierbare (bis zu mehreren Millionen Geräte) und geographisch verteilte Anwendungen (z. B. für das Last- und Einspeisemanagement von Kleinanlagen) zu unterstützen.

Der zukünftige Ersatz von SDH-basierten Kommunikationsnetzen durch MPLS-Netze ist derzeit Gegenstand von zahlreichen Untersuchungen von Netzbetreibern und Herstellern. Insbesondere werden die Anforderungen und die Eignung auch für die Schutzsignalübertragung analysiert und geprüft.

Für flächendeckende Anwendungen wie z. B. Verteilnetzautomatisierung oder das intelligente Messsystem sind PLC und funkbasierte Verfahren in Erprobung. Es zeigt sich, dass hier Aspekte der Verfügbarkeit vor Ort, Zuverlässigkeit und Quality-of-Service wichtige Faktoren für die Auswahl der Technologien sind.

Intensive Diskussionen sind zur Fragestellung zu beobachten, ob öffentliche oder private Kommunikationsinfrastrukturen für bestimmte Anwendungsfälle vorzuziehen sind. Bei der Nutzung der Technologien auf Leitungs- und Netzebene in öffentlichen Infrastrukturen können die beschriebenen Verzögerungszeiten nicht automatisch garantiert werden, weil eine konkurrierende Nutzung mit anderen Telekommunikationsdiensten erfolgt. Von Telekommunikationsanbietern werden jedoch Dienste angeboten, die mit garantierten Quality-of-Service-Parametern (QoS) versehen werden. Diese Dienstangebote sind noch nicht flächendeckend verfügbar und erst im Aufbau. Eine weitere Strategie kann die Zusammenarbeit zwischen Energienetzbetreibern und Telekommunikationsnetzbetreibern sein, um spezifische Dienste für Energieinformationsnetze zu entwickeln. So können Aufwand für garantierte QoS-Parameter und QoS-Anforderungen gegeneinander optimiert werden. Eine private Kommunikationsinfrastruktur ist dann vorzuziehen, wenn systemkritische Funktionen davon abhängig sind oder das öffentliche Kommunikationsnetz die spezifischen Anforderungen nicht erfüllt.

5 Leitsätze zur Umsetzung

5.1 Aufgabenstellung

Dieses Kapitel soll den Lesern dieser Studie bei der Bewertung von Lösungsansätzen und deren Priorisierung unterstützen. Die hier aufgeführten Fragen sollen dem jeweiligen Anwender Denkanstöße und Betrachtungsmöglichkeiten darüber geben, wie man die aktuelle Situation und die möglichen Lösungsansätze bewerten sollte, so dass eine sinnvolle und zielgerichtete Realisierung angegangen werden kann. Ferner sollen diese Leitfragen den Herstellern und Dienstleistern bei der Entwicklung und Umsetzung von neuen Konzepten eine geeignete Bewertungsgrundlage für deren Umsetzbarkeit bieten. Aus diesem Grund sollten nur Lösungen, die auch beim Kunden Einsatz finden werden, forciert und entwickelt werden.

Grundsätzlich sind unterschiedliche Ansätze denk- bzw. anwendbar, die zur Bewertung herangezogen werden können. Die nachfolgenden Abschnitte stellen eine Auflistung von unterschiedlichen Kriterien bereit, die man zur Bewertung des IST-Zustandes, zur Priorisierung der nächsten Schritte und zur Bestimmung der Handlungsfelder verwenden kann.

Diese Empfehlung sollte als „roter Faden“ gesehen werden, da alleinig der Netzbetreiber alle zu berücksichtigenden Eckdaten kennt, und so die optimale Bewertung der Gesamtsituation Fall für Fall vornehmen kann. Eine universelle Lösung, die für alle Situationen geeignet ist, gibt es sicherlich nicht.

Nachfolgend wird exemplarisch eine qualitative Beschreibung des Prozesses, den ein Netzbetreiber zur Bewertung des Einsatzes von Lösungskonzepten durchlaufen kann, beschrieben. Abschließend wird anhand eines Beispiels die Anwendung der Leitfragen dargestellt.

5.2 Bewertungsprozess

5.2.1 Übersicht

Der Prozess, wie eine Bewertung der gewählten Lösungskonzepte und deren Priorisierung vorgenommen werden kann, wird mit der folgenden Grafik (Bild 5-1) dargestellt.

Arbeitsschritte	Betrachtungspunkte
1. Bestimmung des IST-Zustandes	<ul style="list-style-type: none"> • Netzstruktur • Zustandserfassung der Betriebsmittel • Kommunikationsmittel
2. Auswahl und Priorisierung der Zielgrößen	<ul style="list-style-type: none"> • Priorisierungen • Zuverlässigkeit • Folgekosten von Betriebsmitteln • Beitrag zu Systemdienstleistungen
3. Bestimmung und Priorisierung der Handlungsfelder	<ul style="list-style-type: none"> • Handlungsfelder • Kosteneinsparung in Betrieb
4. Auswahl und Bewertung der Lösungskonzepte	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Bewertung • Beherrschbarkeit • Netzführung

Abbildung 5-1: Grafische Darstellung des Arbeitsablaufs und der Themenschwerpunkte

Die obige Grafik zeigt die vier Arbeitsschritte mit ihren Hauptbetrachtungspunkten auf. Die Betrachtungspunkte mit den jeweiligen Überschriften dienen hier zur Orientierung, so dass man gezielt die passenden Schlüsselthemen auswählen und flexibel bearbeiten kann.

Im Folgenden werden die Hauptbewertungspunkte aufgelistet. Eine detaillierte Übersicht aller Leitfragen ist im Modul E hinterlegt. Eine kompakte Vorstellung der Anwendung dieser Methode am Beispiel „Kurzschlussanzeiger“ ist am Ende dieses Abschnitts zu finden.

5.2.2 Bestimmung des IST-Zustandes

Im Vorfeld einer Systemänderung sollte zuerst der aktuelle IST-Zustand ermittelt werden. Je nachdem, wie die aktuellen Gegebenheiten sind, wie z. B. der Zustand der primärseitigen Komponenten oder auch der Know-How-Stand des eigenen Betriebspersonals, können sich ganz unterschiedliche Lösungsansätze ergeben bzw. anbieten.

Zum Hinterfragen des IST-Zustands werden im Modul E zu den Punkten

- Netzstruktur
- Zustandserfassung der Betriebsmittel
- Kommunikationsmittel

Leitfragen aufgelistet. Die Antworten auf diese Fragen sollen u. a. dann zur Beurteilung herangezogen werden, sofern und in welchem Umfang neue Lösungen eingesetzt werden müssen.

5.2.3 Auswahl und Priorisierung der Zielgrößen

Bei der Auswahl und Priorisierung der Zielgrößen wird der Anwender bei den folgenden Themen mit Leitfragen unterstützt:

- Priorisierungen
- Zuverlässigkeit
- Folgekosten von Betriebsmitteln
- Beitrag zu Systemdienstleistungen

Der Leser soll für ihn relevante Punkte herausuchen und anwenden. Nicht alle Themen sind überall notwendig und anwendbar. Man sollte aber bei der Betrachtung auch auf die sich ändernden Rahmenbedingungen schauen – auch wenn diese heute noch nicht zum Tragen kommen. Ferner sind die Themen Folgekosten und Zuverlässigkeit Punkte, die unbedingt Berücksichtigung finden sollten. Maßnahmen, die kurzfristig sinnvoll sind, können unter Umständen durch Folgekosten später wieder weniger sinnvoll erscheinen.

5.2.4 Bestimmung und Priorisierung der Handlungsfelder

Bei der Priorisierung der Handlungsfelder sind zeitliche wie auch rechtliche Faktoren zu berücksichtigen. Speziell rechtliche Vorgaben sind i. d. R. an Fristen bzw. Übergangsfristen gebunden, die keinen Aufschub gestatten. Beim Punkt Kosteneinsparungen im laufenden Betrieb ist es aus Betreibersicht sicherlich immer wichtig und interessant, schnell die Situation zu hinterfragen und daraus die notwendigen Schlüsse zu ziehen. Auch hierbei kommt es immer wieder auf den jeweiligen Anwendungsfall an, ob und wie eine Lösung richtig eingebunden werden kann, so dass der größtmögliche Nutzen dabei herauskommt.

5.2.5 Auswahl und Bewertung der Lösungskonzepte

Bei der Auswahl der Lösungskonzepte sind aus Sicht der Autoren drei Hauptpunkte für die Bewertung wichtig. Bei der technischen Bewertung muss geprüft werden, ob und wie die Lösung in den aktuellen Prozess passt, bzw. welche Maßnahmen noch für eine Umsetzung notwendig sind. Hierzu gehören nicht nur die technischen Rahmenbedingungen, sondern auch die Beherrschbarkeit der Lösung durch das eigene Personal, zum Beispiel beim Engineering und bei der Pflege der Lösung. Ferner kann man zusätzliche Vorteile einer neuen Lösung berücksichtigen, die dann bei der Netzföhrung den Prozess vereinfacht oder verbessert.

5.3 Bewertungsmatrix für die Priorisierung der Maßnahmen

Wie bereits erwähnt, sind unterschiedliche Lösungsansätze möglich. Da jedoch einige der oben genannten Kriterien unterschiedlich gewichtet werden können / müssen, soll die folgende Darstellung (Abbildung 5-2) als Grundlage für die Bewertung der zeitlichen Umsetzung nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten dienen.

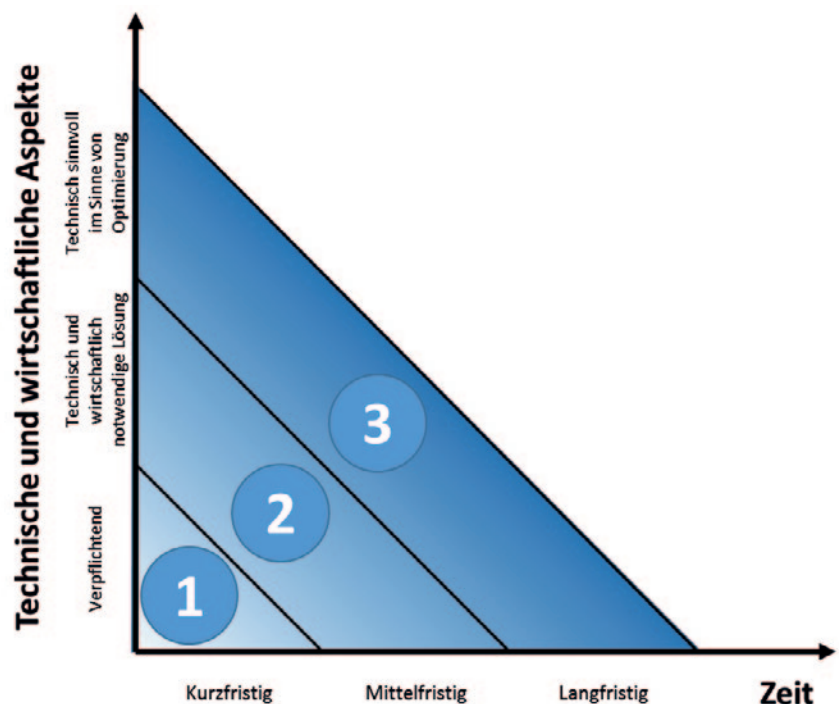


Abbildung 5-2: Bewertungsmatrix

Damit das Bewertungsschema nicht zu kleingliedrig wird, werden drei Bewertungsstufen eingeföhrt und herangezogen:

- **Bewertungszahl ①:** Lösungsansätze, die rechtlich verpflichtend sind und kurzfristig umgesetzt werden müssen.
- **Bewertungszahl ②:** Mittelfristige und technisch bzw. wirtschaftlich notwendige Lösungen. Im Gegensatz zu ① hat der Anwender hier einen Spielraum bei der Umsetzung.
- **Bewertungszahl ③:** Lösungsansätze, die technisch sinnvoll sind – aber hauptsächlich unter dem Gesichtspunkt der Optimierung.

Die Bewertung ③ sagt aus, dass der Betreiber die Lösung umsetzen kann – aber nicht muss. Die Lösungsumsetzung kann langfristig erfolgen und ggf. mit anderen Maßnahmen kombiniert werden. Die im Modul E aufgelisteten Fragen können selbstverständlich vom jeweiligen Anwender nach den örtlichen Vorgaben, Anforderungen etc. selber eingestuft werden, so dass eine schlüssige Bewertungsgrundlage entsteht.

5.4 Beispiel: „Kurzschlussanzeiger“

Anhand des folgenden Beispiels soll eine Verbesserung des Störungsmanagements mittels des Kurzschlussanzeigers (KSA) erläutert werden. Ziel hierbei ist eine schnellere Wiederversorgung der Kunden mittels der schnelleren Eingrenzung der Fehlerstelle durch den KSA.

Der gewählte Lösungsansatz KSA wird mit Hilfe der Bewertungsmatrix auf Eignung im jeweiligen Unternehmen hinterfragt. Hierzu können die zutreffenden Fragen/Punkte ausgewählt und für die jeweilige Situation beantwortet werden.

Für das Beispiel KSA wurden folgende Punkte gewählt:

1. Bestimmung des IST-Zustandes
 - a. Netzstruktur ②
 - b. Kommunikationsmittel ③
 - c. Betriebliche Prozesse (Netzführung und Automatisierung) ③
2. Auswahl und Priorisierung der Zielgrößen
 - a. Beitrag zu weiteren Netzdienstleistungen (Selektives Schutzkonzept, Versorgungssicherheit und Fernbedienbarkeit (reduzierter personeller Aufwand bei Schalthandlungen, Fehlerbehebung und Wartungsarbeiten)) ②
3. Bestimmung und Priorisierung der Handlungsfelder
 - a. Wichtigkeit: Entlastung und / oder Optimierung des Netzbetriebs ③
 - b. Kosteneinsparung im Betrieb (Fernüberwachung - Online-Datenerfassung) ③

4. Auswahl und Bewertung der Lösungskonzepte
 - a. Technische Bewertung (Produkt / Lösungsreife, Engineering-Aufwand, Handhabung versus Know-How) ②
5. Beherrschbarkeit
 - a. Know-How ②
 - b. Schulungen - ist das Know-How später in ausreichender Tiefe und am "richtigen Ort" vorhanden? ②
6. Netzführung
 - a. Welche zusätzlichen Vorteile bieten neue Technologien (Kommunikation, Erkennung von Inselnetzen, Verriegelung von widersprüchlichen Schalthandlungen, schnelle Fehlererkennung und Lokalisierung...)? ②
 - b. Personensicherheit bei neuen automatisierten Techniken - Sind alle Sicherheitsregeln berücksichtigt und anwendbar? ②
 - c. Zusätzliche Risiken (Inselnetzbildung, automatisiertes Schalten, ...) ③

Fazit: Die hier vorgenommene Bewertung zeigt, dass es keine Bewertung mit der Bewertungszahl ① gibt – hier wäre der Betreiber „gezwungen“, kurzfristig zu handeln. Alle Bewertungen sind in diesem Fall mit einer ② oder ③ vorgenommen worden. Der Anwender hat somit einen gewissen zeitlichen Spielraum zur Umsetzung und kann hier eine optimierte Lösung für sich auswählen.

Die Lösung bewegt sich in diesem Fall zwischen den Punkten technisch und wirtschaftlich notwendig bzw. sinnvoll im Sinne einer Optimierung. Hier ist eine fallweise Beurteilung im jeweiligen Unternehmen notwendig, so dass auch die Randbedingungen richtig berücksichtigt werden. Beispielsweise kann der Betreiber hier die Know-How-Situation bei seinem Betriebspersonal als Entscheidungsgrundlage wählen.

6 Empfehlungen der Studie

6.1 Übersicht

Dieses Kapitel fasst die Empfehlungen zusammen, die aus den Untersuchungen der Studie zu Herausforderungen, Lösungskonzepten und Komponenten abgeleitet wurden. Die Empfehlungen werden nachfolgend nach technischen und organisatorischen Gesichtspunkten dargestellt und den Bereichen Schutz, Automatisierungs- und Netzleittechnik zugeordnet. Für jeden Punkt werden die Zielgruppen benannt, an die die Empfehlungen vorrangig gerichtet sind, sowie nähere Erläuterungen gegeben. Die Empfehlungen sind im Kontext der individuellen Randbedingungen des betrachteten Netzes zu bewerten.

6.2 Technische Empfehlungen

6.2.1 Bereich: Schutztechnik

TE-S1	Untersuchung der Auswirkungen des Netzausbaus und der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) auf die Anregezuverlässigkeit der Schutzsysteme, Sicherstellung des Reserveschutzes unter Beachtung leistungsbegrenzender Effekte
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Durch höhere Auslastung der Betriebsmittel und dadurch steigende Betriebsströme wird der Abstand zu den minimalen Kurzschlussströmen geringer. Es wird empfohlen, die Anregezuverlässigkeit der Schutzsysteme dahingehend zu überprüfen. Bei Einsatz winkelabhängiger Anregeverfahren wie bspw. der Impedanzanregung steht dem Zugewinn an Empfindlichkeit die Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse entgegen. Es wird empfohlen, die Leistungsbegrenzung, insbesondere an stromstarken Netzknoten (bspw. Transformatoren), zu untersuchen und ggf. Grenzwerte im laufenden Betrieb zu überwachen. Die o.g. Effekte können eine Ergänzung bestehender Schutzkonzepte um lokalen Reserveschutz, Leistungsschalterversagerschutz und weitere Redundanzen notwendig machen.

TE-S2	Verstärkter Einsatz von gerichtetem Schutz im MS-Netz, ggf. von Vergleichsschutzkonzepten im HS-Netz
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Verbände
Beschreibung	Es wird empfohlen, in Mittelspannungs-Netzen verstärkt gerichtete Schutzfunktionen und Kurzschlussanzeiger einzusetzen. Bei Einsatz von rückwärtiger Verriegelung zum schnellen Schutz der Mittelspannungs-Sammelschiene wird in diesem Falle die Verwendung der Richtungsinformation für das Blockadesignal empfohlen. Der Effekt der Zwischeneinspeisung erschwert eine schnelle Fehlerklärung in stark vermaschten Hochspannungsnetzen. Es wird empfohlen, insbesondere bei aktiven Mehrbein-Topologien, das Zeitstafel-Schutzprinzip mit einem Vergleichsschutz zu erweitern, welcher eine Kommunikationsverbindung zwischen den zu betrachtenden Schutzeinrichtungen voraussetzt.

TE-S3	Untersuchung des Verhaltens des Frequenzschutzes, u. a. Auswirkung verteilter starker Einspeisung
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung, Standardisierungsorganisationen
Beschreibung	Es wird empfohlen, das Verhalten des Frequenzschutzes bei anteilig starken Oberschwingungen in den Spannungen zu untersuchen und geeignete Verfahren zu standardisieren.

TE-S4	Entwicklung und Standardisierung praxisnaher Modelle für das transiente, dynamische und quasistationäre Verhalten von DEA und Speichern mit Frequenzumrichtern. Ermittlung der Auswirkungen auf Kurzschlussberechnungen und Schutzgeräte
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen, praxisnahe Modelle zur Kurzschlussimulation zu erstellen, welche für das transiente, dynamische und quasistationäre Verhalten, Lasten und Erzeuger mit Frequenzumrichter schutztechnisch ausreichend beschreiben. Ferner ist das Verhalten realer Kurzschlussströme dieser Lasten und Erzeuger auf Schutzgeräte zu untersuchen.

TE-S5	Prüfung der Art der Sternpunktbehandlung in Folge zunehmender Verkabelung in sehr großen Netzen, alternative Lösungsansätze sind zu prüfen. Gefahrener Verstimmungsgrad der E-Spulen sowie die Verfahren zur Erdschlusssuche sind zu prüfen
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Durch die zunehmende Verkabelung (Symmetrierung der Netze) und durch die Zunahme von Oberschwingungserzeugern im Netz werden die Ströme an der Fehlerstelle größer. Dadurch steigt die Gefahr, dass die Berührungs- und Schrittspannung an der Fehlerstelle die erlaubten Grenzwerte überschreitet. Es wird angeregt, bei gelöschten Netzen die Abstimmung der Petersen-Spule bereits im gesunden Netz richtig durchzuführen bzw. eine schnelle Korrektur des Erdschlusses vorzunehmen sowie andere Arten der Sternpunktbehandlung zu prüfen. Für wiederzündende Fehler im Kabelabschnitt können z.B. das Erden der fehlerhaften Phase (eRESPE) oder die aktive Kompensation Lösungen darstellen, um einen temporären Weiterbetrieb des Netzes zu ermöglichen. Für wiederzündende Fehler im Kabelabschnitt können z. B. das Erden der fehlerhaften Phase (eRESPE) oder die aktive Kompensation Lösungen darstellen, um einen temporären Weiterbetrieb des Netzes zu ermöglichen.

6.2.2 Bereiche Automatisierung und Netzleittechnik

TE-AN1	Ermittlung und Beurteilung des wirtschaftlich sinnvollen Automatisierungsgrades unter den existierenden Randbedingungen der bestehenden Netzinfrastruktur inkl. DEA
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen, die betrachtete Netzsituation mit dem vorhandenen Automatisierungsgrad bei Netzleittechnik und Flächenautomatisierung an den konkret vorhandenen Handlungsfeldern mit DEA-Einfluss zu spiegeln und die notwendigen Funktionen und Einrichtungen zu ergänzen. Dabei ist Netzbetreiberbezogen die grundsätzliche Definition eines Gesamtziels sinnvoll, dem sich die einzelnen Maßnahmen im Rahmen einer Migrationsstrategie unterordnen. Alle Maßnahmen sind technisch/wirtschaftlich zu bewerten.

TE-AN2	Verbesserung der vorhandenen Datenbasis in den Verteilnetzen (zusätzliche Messpunkte, Erfassung in Echtzeit), dadurch Erhöhung der Beobachtbar- und Steuerbarkeit und der Netzqualität
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen zu analysieren, welche zusätzlichen Messdaten erforderlich sind, um die Beobachtbarkeit insbesondere der Mittelspannungsnetze zu verbessern. Dies ist erforderlich, da sich durch den Einfluss der DEA Energieflussrichtungen und die Belastungen von Netzkomponenten insbesondere auch im Mittelspannungsnetz erheblich verändern.

TE-AN3	Entlastung der zentralen Netzführung durch lokale Automatisierungseinrichtungen, dort, wo die zentrale Netzsicht nicht erforderlich ist
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen zu analysieren, welche Funktionen aus den zentralen Netzleitsystemen heraus genommen und dezentralen Automatisierungssystemen zugeordnet werden können. Dies hat zum Ziel, die Komplexität der Netzleitsysteme bei steigenden Anforderungen zu begrenzen. Es ist darauf zu achten, dass nur solche Funktionen dezentralisiert werden, für die die notwendigen Informationen auch dezentral zur Verfügung stehen bzw. dezentral zur Verfügung gestellt werden können.

TE-AN4	Bereitstellung von unterstützenden Systemdienstleistungen zur Sicherstellung der Systemstabilität, Steuerung von systemrelevanten veränderbaren Lasten und Erzeugungsanlagen
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen zu analysieren, welche Systemdienstleistungen die Verteilnetzbetreiber zukünftig zusätzlich erbringen können/müssen. Berücksichtigt werden muss hierbei das Zusammenwirken der Komponenten des Verteilnetzes mit dem Verhalten der dort angeschlossenen Kunden auf Basis einer gesamtheitlichen Bewertung beim Verteilnetzbetreiber. Dies gilt sowohl für den Bedarf der Verteilnetze selbst als auch für die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber. Die bisher erforderlichen Systemdienstleistungen in den Verteilnetzen wie z. B. lokale Spannungshaltung sind dafür zuerst sicherzustellen. Die Erbringung der Systemdienstleistungen kann durch verschiedene Maßnahmen erfolgen (Schaltmaßnahmen im Netz, Steuerung von Lasten und Erzeugungsanlagen usw.).

TE-AN5	Ausrüstung der Netzleitsysteme für Netzberechnungen und Prognose auch für die Mittelspannungsnetze bei stark fluktuierender Einspeisung
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Es wird empfohlen, die Netzleitsysteme der Verteilnetzbetreiber mit Funktionen der Netzberechnung in der Mittelspannung zu ergänzen. Weiterhin sind Prognosen für Einspeiseanlagen zu implementieren, um sowohl für geplante Schalthandlungen als auch für aktuelle Netzsituationen die Auswirkung der fluktuierenden Einspeisung bewerten zu können. Die Beobachtbarkeit insbesondere der Mittelspannungsnetze wird dadurch bei erheblich fluktuierender Einspeisung deutlich verbessert.

6.2.3 Querschnittsthemen (Schutz-, Automatisierungs- und Netzleittechnik)

TE-Q1	Der Betrieb von Inselnetzen ist grundsätzlich technisch möglich; dieser bedingt einige Voraussetzungen und zusätzliche Aufwendungen, die von der vorhandenen Netzstruktur abhängig sind. Empfohlen wird, bedarfsorientiert die notwendigen Voraussetzungen zu untersuchen.
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Inselnetze müssen sicher erkannt werden; Anforderungen an den Betrieb sind zu analysieren und einzuhalten; der Übergang zurück in den Verbundbetrieb ist abzustimmen. Die Eignung klassischer Regelverfahren (P/f, U/Q) für den Inselbetrieb ist zu untersuchen. Es werden Untersuchungen zur Entstehungswahrscheinlichkeit von Inselnetzen über „das sich Fangen in der Insel“ empfohlen. Unter bestimmten Voraussetzungen können Inselnetze als Chance zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und zur Bewältigung großflächiger Versorgungsunterbrechungen genutzt werden.

TE-Q2	Nutzung von Systemen und Schnittstellen auf Basis existierender Kommunikations- und Datenbeschreibungsstandards, um dem Kostendruck (Investition, Betrieb und Service) zu begegnen.
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände
Beschreibung	Es wird empfohlen, bei der Spezifikation von Systemarchitekturen, Anwendungsschnittstellen, Kommunikationsschnittstellen, Datenaustauschformaten, Engineering- und Betriebsprozessen vorrangig auf internationale Standards zu setzen. Verbände sind aufgerufen, Praxiserfahrungen, Anwendungskonzepte, Beschreibungen zu bewährten Verfahren („Best Practices“) in Form von Anwendungsempfehlungen zu erarbeiten.

TE-Q3	Definition eines technisch sinnvollen Gesamtkonzepts bestehend aus Automatisierungs- und Netzleittechnik und dem intelligenten Messsystem
Zielgruppen	Verbände, Standardisierungsorganisationen
Beschreibung	Es wird empfohlen, eine Gesamtarchitektur zu entwerfen, die die installierte Basis der Automatisierungs- und Netzleittechnik mit dem neu zu installierenden intelligenten Messsystem ergänzt. Insbesondere sind die netzbetrieblichen Anforderungen hinsichtlich der Verantwortung des Netzbetreibers über die Systemstabilität zu berücksichtigen. Die notwendigen Schnittstellen und Datenaustauschformate sollten auf Basis internationaler Standards definiert werden. Anwendungsfälle und notwendige Marktregeln gilt es mit den betroffenen Gremien und dem Regelleitender abzustimmen.

6.2.4 Organisatorische Empfehlungen

OE-1	Systematische Identifikation der Handlungsfelder sowie Bewertung und Priorisierung von Lösungskonzepten gemäß den Leitsätzen zur Umsetzung
Zielgruppen	Netzbetreiber, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Aufgrund der Vielzahl der zu berücksichtigenden Faktoren ist bei der Bewertung von Handlungsfeldern und geeigneten Lösungskonzepten eine systematische Vorgehensweise erforderlich. Die Bewertung ist individuell unter verschiedenen Aspekten vorzunehmen, so dass die Wirksamkeit und Nachhaltigkeit über den geplanten Lebenszyklus beurteilt werden kann.

OE-2	Entwicklung und Umsetzung nachhaltiger Migrationskonzepte unter Berücksichtigung des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses („Alles auf einmal geht nicht“)
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände, Forschung
Beschreibung	Für die Migration von bestehenden Systemen ist es notwendig, dass Lösungskonzepte schrittweise umgesetzt werden können. Dies führt dazu, dass ggf. zunächst nur Teile einer Gesamtlösung verwendet werden, die nachfolgend schrittweise in einem Gesamtkonzept aufgehen. Dies bedingt aber auch, dass solche Lösungen seitens der Hersteller entsprechend bereitgestellt werden müssen. Die Investitionen dieser Lösungen müssen dementsprechend langfristig bewertet werden.

OE-3	Einbindung der Netzleittechnik in die systemübergreifenden Unternehmensprozesse unter Beachtung der vorgegebenen Sicherheitsstandards.
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister
Beschreibung	Es wird empfohlen, die Netzleitsysteme über geeignete Schnittstellen an systemübergreifende Unternehmensprozesse anzubinden. Dabei sind zwingend die Anforderungen der Informationssicherheit zu beachten. In Unternehmensdatenbanken oder GIS-Systemen werden typischerweise Bestandsdaten der Betriebsmittel und Netzkomponenten gespeichert und gepflegt; diese Bestandsdaten sollten für die Datenpflege in den Netzleitsystemen genutzt werden. Die Netzleitsysteme sammeln in erheblichem Umfang Daten aus den Netzen (z. B. Messwerte); solche Daten könnten für Planungs- und Betriebszwecke zur Verfügung gestellt werden. Sinnvolle Informationsaustausche zwischen Netzleitsystemen und Workforce-Management-Systemen sollten geprüft werden.

OE-4	Bereitstellung der erforderlichen, aggregierten Informationen im Rahmen der Kaskade. Den Netzbetreibern sind über die Fahrweise von Einspeisungen, Lasten und Speichern geeignete Informationen (z. B. Fahrpläne) bereit zu stellen
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände
Beschreibung	Im Rahmen der Kaskade sind vom jeweiligen Netzzustand aggregierte Informationen zwischen den Netzbetreibern auszutauschen (vertikal/horizontal), um z. B. Netzberechnungen durchführen zu können. Für alle Anlagen, seien es Erzeugungsanlagen, flexible Lasten wie schaltbare Lasten, Elektrofahrzeuge oder konventionelle Lasten, benötigen die überlagerten Netzbetreiber die aggregierten Stammdaten (z. B. installierte Leistung), Fahrpläne wie z. B. prognostizierte Verläufe und Online-Daten wie den Istwert. Gleichzeitig sind aufgrund der fluktuierenden Einspeisung sowie möglicher Flexibilisierungsmaßnahmen der Lasten zusätzliche Online-Daten wie das mögliche Beeinflussungspotenzial nach EnWG und EEG bzw. EnWG und weiterer Verordnungen sowie möglicher Regelleistungserbringung je Produkt erforderlich.

OE-5	Bedarfsgerechte Umsetzung eines ISMS im VNB-Unternehmen, entsprechend geltender Rahmenbedingungen
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister, Verbände
Beschreibung	Im Rahmen der Gesetzgebung ist bei Netzbetreibern ein geeignetes ISMS-System aufzubauen. Hierbei ist die technische und organisatorische Situation des jeweiligen Netzbetreibers zu berücksichtigen.

OE-6	Nutzung gemeinsamer Infrastrukturen zur wirtschaftlichen, technischen und organisatorischen Optimierung der Netzbetriebe von VNBs, z. B. mandantenfähige Netzführungssysteme im Querverbund.
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Dienstleister
Beschreibung	Es wird empfohlen zu analysieren, ob gemeinsame Infrastrukturen von verschiedenen Netzbetreibern genutzt werden können. Die Möglichkeiten dazu hängen sehr stark von der örtlichen Netzsituation ab. Die gemeinsame Nutzung kann ein Beitrag sein, bei steigender Komplexität der Anforderungen diese gemeinsam zu beherrschen und technische Schnittstellen einfacher zu gestalten.

OE-7	Prüfung der Lösungskonzepte auf Abbildbarkeit und Unterstützung durch existierende Standards und Kommunikationsprotokolle
Zielgruppen	Verbände, Standardisierungsorganisationen
Beschreibung	Es wird empfohlen, die Lösungskonzepte durch Verbände und Standardisierungsorganisation hinsichtlich erforderlicher Interoperabilitätsstandards (Informations-, Kommunikations- und Datenmodellstandards) zu prüfen. Bei Bedarf sind existierende Standards zu erweitern bzw. neue Standards zu entwickeln; internationalen Standards sollte hierbei der Vorrang gegeben werden.

OE-8	Schaffen stabiler Rahmenbedingungen für die zukunftssichere Umsetzung alternativer Netzausbaukonzepte
Zielgruppen	Verbände, Regulierung
Beschreibung	Energieversorgungsnetze sind langlebige Investitionsgüter. Die Aufwendungen der Netzbetreiber bestimmen in einem hohen Maße die Netznutzungsentgelte. Stabile Rahmenbedingungen bei den Anforderungen an die Verteilnetze tragen zu einer Begrenzung des weiteren Anstiegs der Netzkosten bei.

OE-9	Anpassung des Anreizsystems zur Berücksichtigung notwendiger Investitionen in Schutz- und Automatisierungstechnik und zugehörigem Betriebsaufwand
Zielgruppen	Verbände, Regulierung
Beschreibung	Automatisierung hat zukünftig bei weitem nicht mehr nur die Aufgabe, den Betrieb kostengünstiger zu machen. Automatisierung ist vor allem auch erforderlich, damit die Netze die stark volatilen Einspeisungen effizient aufnehmen und verteilen können. Die Netze müssen die Systemstabilität sicherstellen können. Automatisierungslösungen in Netzbereichen, in denen bisher keine Automatisierung notwendig war, erfordern nicht nur erhöhte Investitionen in intelligente Technik, sondern es entsteht zusätzlicher Betriebsaufwand durch die Betreuung dieser zusätzlichen Lösungen. Erhöhter Betriebsaufwand kann auch durch höhere Funktionalität auf vorhandenen Plattformen der Schutz- und Automatisierungstechnik entstehen. Automatisierung ist heute bei der CAPEX-orientierten Regulierung häufig nicht wirtschaftlich darstellbar. Für die Automatisierung der Verteilnetze ist eine OPEX-Rendite erforderlich. Investitionen müssen ohne Zeitverzug angerechnet werden. Für Aktives Netzmanagement müssen regulatorische Anreize geschaffen werden.

OE-10	Aufbau und Qualifikation entsprechender Ressourcen zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs
Zielgruppen	Netzbetreiber, Hersteller, Systemintegratoren, Dienstleister, berufsbildende Schulen, Berufsfachschulen, Hochschulen
Beschreibung	Die steigende Komplexität der Lösungskonzepte (z. B. Automatisierung in Netzgebieten, die heute über keine IKT verfügen) in den Verteilnetzen erfordert technische und organisatorische Maßnahmen. Hierzu zählt auch die Ausbildung und Bereitstellung von Mitarbeitern, die diese Aufgaben erfüllen können. Dies kann Einfluss bis hin zu den Profilen der Berufsausbildung haben.

7 Glossar

Begriff	Beschreibung	Quelle
Asset-Management	Systemlösungen zur Verwaltung von Betriebsmitteln über den Lebenszyklus; Erarbeitung von Netzentwicklungs- und Netzausbaustrategien, Instandhaltungsstrategien.	
Authentifizierung	Bei der Anmeldung an einem System wird im Rahmen der Authentifizierung die Identität der Person, die sich anmeldet, geprüft und verifiziert. Der Begriff wird auch verwendet, wenn die Identität von IT-Komponenten oder Anwendungen geprüft wird.	
Autorisierung	Bei einer Autorisierung wird geprüft, ob eine Person, IT-Komponente oder Anwendung zur Durchführung einer bestimmten Aktion berechtigt ist.	
BDEW-Ampel (BDEW-Netzampel)	Konzept zur Interaktion von Markt und Netz, basierend auf Systemzuständen des Netzes	BDEW
Betriebsebene; [Operation]	Der Betriebsebene sind alle Funktionen der Netzführung zugeordnet.	SGAM
Betriebsmittel	Hier elektrische Betriebsmittel, die Teil der Primärtechnik (z. B. Leistungsschalter) oder der Sekundärtechnik (z. B. Schutzeinrichtung) sind.	
Blackout	Mittel- bis langfristiger großräumiger kompletter Spannungsausfall.	
Capital Expenditure (CAPEX)	Investitionsaufwand CAPEX bezeichnet die kapitalisierten Ausgaben, d.h. Investitionsausgaben für Sachanlagen und immaterielles Anlagevermögen.	Welt der BWL
Condition Monitoring	Zustandsüberwachung von Betriebsmitteln	
Corrective Maintenance	Instandsetzung	
Demand Side Ma- nagement	Laststeuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie	
Dezentrale Erzeugungsanlage	Am Verteilnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen für elektrische Energie	
Direktvermarktung	Hier: Lieferung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen an einen Energiehändler nach Fahrplan statt dargebotsabhängige Volleinspeisung nach EEG.	
Discounted Cash Flow (DCF)	Abgezinster Geldfluss Die Discounted Cash Flow Methode ist ein Verfahren zur Unternehmensbewertung.	Finanzportal der Uni- versität Saarland
Einspeiseleistung	Die Einspeiseleistung gibt an, wie viel Leistung ein Kraftwerk oder ein Kraftwerksverbund in diesem Moment ins Netz einspeist.	
Einspeise- management	Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen, um Netzüberlastungen zu vermeiden.	Bundesnetzagentur
Energiewende	Übergang von der nicht-nachhaltigen Nutzung von fossilen Energieträgern sowie der Kernenergie zu einer nachhaltigen Energieversorgung mittels Erneuerbarer Energien.	Wikipedia
Engpass	Situation im Übertragungs- oder Verteilnetz, die eine Begrenzung des Lastflusses erfordert.	IEV 617-03-04
Erdschluss	Die zufällige Verbindung zwischen einem spannungsführenden Leiter und der Erde.	IEV 195-04-14
Erdschlusskompensation	Gezielte Verringerung des im Wesentlichen kapazitiven Erdschlussstroms durch eine Spule, die zwischen Sternpunkt und Erde an geeigneten Punkten des zu kompensierenden Netzes installiert werden. Die Dimensionierung der Spule ist von der Höhe des zu kompensierenden Erdschlussstromes abhängig und differiert bei unterschiedlichen Netzzuständen. Eine Anpassung kann mittels einer variablen Tauchkernspule vorgenommen werden.	
Erdungsschalter	Ein mechanisches Schaltgerät zum Erden von Stromkreisen, das fähig ist, während einer festgelegten Zeit Ströme unter anomalen Betriebsbedingungen (z. B. Kurzschluss) standzuhalten. Führen normaler Betriebsströme ist nicht gefordert.	IEV 441-14-11

Faulty Phase Earthing (FPE)	Im Falle eines Erdschlusses wird die fehlerhafte Phase im Umspannwerk mit der Erde verbunden. Dadurch wird bei wiederzündenden Fehlern ein Wiederzünden an der Fehlerstelle verhindert. Wenn keine Wiederzündung erfolgt, ist die Fehlerstelle quasi stromlos und es gibt an der Fehlerstelle keine Berührungs- und Schrittspannung.	
Feld (-ebene), [Field]	In der Feldebene befinden sich alle Sensoren, Aktoren und dezentralen Schutz- und Automatisierungskomponenten, die einem Abgangsfeld zugeordnet sind.	
Fernsteuerung	Die Kontrolle und Steuerung von entfernten Betriebsmitteln mit Hilfe der Übertragung von Informationen über Telekommunikationstechniken.	IEV 371-01-01
Fernwirkunterstation	Station, die von einer Zentralstation überwacht oder überwacht und gesteuert wird.	IEV 371-06-01;
IEC 60870-1-3		
Freileitungsmonitoring	Dynamische Grenzwerte für die Belastung von Freileitungen in Abhängigkeit von Lufttemperatur und Wind und deren Überwachung, um eine höhere Belastung als im ursprünglichen Auslegungsfall zu ermöglichen.	
Funktion	Eine Funktion bezeichnet die Aufgabe eines Objekts, ohne dessen Realisierung zu kennen oder zu berücksichtigen. Ein derartiges Objekt kann Teil eines geplanten technischen Systems sein und in einer späteren Planungsphase mit anderen Strukturen in Verbindung gebracht werden.	DIN EN 81346-1
Hauptschutz	Selektivschutz, bei dem vorausgesetzt wird, dass er Priorität bei der Einleitung der Fehlerbeseitigung oder einer Handlung zur Beendigung eines anormalen Netzzustandes hat.	IEV 448-11-13
Hochspannung (HS; HSPG)	Elektrische Netze mit Betriebsspannungen über 1 kV Häufig wird in Deutschland dieser Bereich in Mittel-, Hoch- und Höchstspannung unterteilt. Dabei werden die Spannungsebenen 60 kV und 110 kV der Hochspannung zugerechnet.	IEC 60038
Höchstspannung (HöS)	In Deutschland werden die Spannungsebenen oberhalb von 110 kV der Höchstspannung zugerechnet.	
Inselnetz	Das Inselnetz ist ein Netzbereich, der nicht an ein anderes Netz angeschlossen ist. Bei Betriebsstörungen können auch Teile von Verbundnetzen in Inselnetze zerfallen.	
Integrität	Die Daten sind vollständig und unverändert. Der Begriff „Information“ wird in der Informationstechnik für „Daten“ verwendet, denen je nach Zusammenhang bestimmte Attribute wie z. B. Autor oder Zeitpunkt der Erstellung zugeordnet werden können. Der Verlust der Integrität von Informationen kann daher bedeuten, dass diese unerlaubt verändert wurden oder Angaben zum Autor verfälscht wurden oder der Zeitpunkt der Erstellung manipuliert wurde.	
Intelligentes Messsystem	Ein intelligentes Messsystem besteht aus einem digitalen Stromzähler und einer Kommunikationseinheit, dem so genannten Smart Meter Gateway.	BMW i
Komponente	Eine Komponente ist ein Produkt, das von einem Lieferanten geliefert oder in einer Fertigungseinrichtung hergestellt wurde und an die tatsächlichen Anforderungen, z. B. durch entsprechende Einstellungen, angepasst wurde, um als Bestandteil im Zusammenhang mit dem geplanten System zu dienen.	DIN EN 81346-1
Konvergenz OT/IT	Zusammenwachsen von Büro-IT (IT) und Prozess-IT (Operational IT – OT)	
Kurzschluss	Die zufällige oder beabsichtigte Verbindung zwischen zwei oder mehreren leitfähigen Teilen, die zu einer Potenzialdifferenz zwischen diesen Teilen führt, die gleich oder nahe Null ist.	IEV 151-12-04
Kurzschlussanzeiger [Fault Passage Indicator]	Kurzschlussanzeiger dienen der Erfassung, Anzeige und ggf. Fernmeldung von Kurzschlüssen.	
Kurzzeitige Überkompensation	Eine Induktivität oder Widerstand wird für kurze Zeit in Serie zur Petersen-Spule geschaltet und damit eine Erhöhung des Stromflusses in der fehlerhaften Phase erzeugt. Die kurzzeitige Überkompensation ist ein Verfahren zur Erdschlussortung.	
Längsregler	Siehe Strangregler	
Lastmanagement	Mit dem Lastmanagement sollen Erzeugung und Verbrauch so beeinflusst werden, dass vorher festgelegte Ziele und Lastprofile angenähert werden.	Gridpedia
Leistungsflussregelung	Ermöglicht die Verschiebung des Wirkleistungsflusses zwischen parallelen Netzstrukturen zur Vermeidung von Engpässen.	

Leistungsschalter	Leistungsschalter sind mechanische Schaltgeräte, die fähig sind, die unter normalen Bedingungen im Stromkreis auftretenden Ströme einzuschalten, zu führen und auszuschalten, und die unter festgelegten anomalen Bedingungen im Stromkreis (z. B. Kurzschluss) auftretenden Ströme einzuschalten, über eine festgelegte Zeit zu führen und auszuschalten.	IEV 441-14-20
Markt (-ebene), [Market]	Der Marktebene sind alle Prozesse des Energiehandels zugeordnet.	SGAM
Mittelspannung (MS, MSPG)	In Deutschland werden die Spannungsebenen oberhalb von 1 kV und unterhalb von 60 kV der Mittelspannung zugerechnet.	
Netzanschlussbedingungen	Netzbetreiber, die in Gemeindegebieten Netze der allgemeinen Versorgung betreiben, müssen allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher in Niederspannung und Niederdruck veröffentlichen und zu diesen Bedingungen jedermann an ihr Netz anschließen.	Bundesnetzagentur
Netzberechnung	Berechnung des Lastflusses im Netz basierend auf aktuellen Messwerten und den elektrischen Betriebsmitteldaten. Aufgrund der geringen Anzahl von Messwerten meist unterstützt durch Einspeise- und Lastdaten basierend auf Nennwerten (mit Annahme eines Gleichzeitigkeitsfaktors) oder Leistungstageskurven.	
Netzführung	Betrieb von elektrischen Netzen	
Netzleitsystem	System zur Betriebsführung von (elektrischen) Netzen	
Netzplanung	Hier: Planung der Dimensionierung und Ausrüstung elektrischer Energieversorgungsnetze.	
Netzsicherheitsmanagement	Zeitweilige Reduzierung der Einspeiseleistung von regenerativen Erzeugungsanlagen.	
Netztopologie	Struktur des elektrischen Netzes	
Niederspannung (NS, NSPG)	Elektrische Netze mit Betriebsspannungen unter 1 kV	
Operational expenditures (OPEX)	Im Gegensatz zu den Investitionsausgaben bezieht sich OPEX auf die laufenden Betriebsausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb.	Gabler Wirtschaftslexikon
Optimal power flow (OPF)	Funktion zur Optimierung des Blindleistungsflusses	
Ortsnetzstation (ONS)	Anlagen zur Umspannung von Mittelspannung auf Niederspannung	
Pausenschalter	Das Pausenschaltverfahren nutzt das Heraustrennen fehlerbehafteter, einseitig gespeister Netzabschnitte mit besonderen Trennschaltern (Pausenschalter) in der spannungslosen Pause bei einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE).	EW Jg. 109 (2010), H. 5, S. 36-40
Precision Time Protocol (PTP)	Das Precision Time Protocol (PTP) nach IEEE 802.1 oder IEC 61588 (IEEE 1588) beschreibt ein Synchronisationsprotokoll für eine präzise Zeitsynchronisierung in einem Netzwerk.	
Primärtechnik	Alle Betriebsmittel, die direkt an der Übertragung, Wandlung und Verteilung elektrischer Energie beteiligt sind (z. B. Leistungsschalter, Transformatoren, Leitungen).	
Produkt	Ein Produkt ist allgemeingültig definiert als das Ergebnis eines Prozesses. Das Ergebnis eines Prozesses ist normalerweise etwas, das: <ul style="list-style-type: none"> • verkauft werden soll (beispielsweise ein Standardprodukt), • geliefert werden soll (wie zwischen Geschäftspartnern vereinbart), • als Bestandteil in einem anderen Prozess verwendet werden soll, entweder als Eingangsgröße oder als Werkzeug. Folgerichtig ist jede Liefereinheit ein Produkt, unabhängig davon, was diese Liefereinheit ist.	DIN EN 81346-1
Prognose	Vorhersage des zeitlichen Verlaufs nicht deterministischer Größen, z. B. Lastgänge oder Einspeiseleistungen von Windenergieanlagen.	
Prozess(-ebene); [Process]	Die Prozessebene enthält primärtechnische Komponenten des Netzes wie Generatoren, Transformatoren, Leistungsschalter, Freileitungen, Kabel, Lasten ..., wie auch die physikalische Energieumwandlung in Kraftwerken.	SGAM
Remote Terminal Unit (RTU)	Siehe Fernwirkunterstation	

Reserveschutz	Selektivschutz, der dann wirksam werden soll, wenn in der vorgesehenen Zeit ein Netzfehler nicht beseitigt oder ein anomaler Netzzustand nicht erkannt wird, weil ein Ausfall oder Funktionsversagen einer anderen Selektivschutzeinrichtung oder ein Versagen des Ausschaltens des zugeordneten Leistungsschalters auftritt.	IEV 448-11-14
Sammelschiene	Leiter mit niedriger Impedanz zum Anschluss von mehreren Stromkreisen an verschiedenen Anschlusspunkten.	IEV 151-12-30
Schutzeinrichtung	Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais und, falls notwendig, logische Elemente beinhalten kann, um eine oder mehrere spezifizierte Schutzfunktionen auszuführen.	IEV 448-11-03
Schutzsystem	Anordnung einer oder mehrerer Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen zu erfüllen. Anmerkung: Zum Schutzsystem gehören auch Messwandler, Verdrahtung, Ausschaltstromkreise, sowie, falls vorgesehen, Informationssysteme. Nicht enthalten sind Leistungsschalter.	IEV 448-11-04
Schwarzstart	Anfahren eines Kraftwerks ohne Unterstützung durch das angeschlossene elektrische Netz.	
Sekundärtechnik	Alle Einrichtungen, die der Steuerung, Überwachung, Regelung, Messung, Schutz, ... dienen und nicht direkt in Verbindung mit der Hochspannung stehen.	
Selektivität (des Selektivschutzes)	Die Fähigkeit einer Schutzeinrichtung einen fehlerbehafteten Abschnitt und/oder Leiter des elektrischen Netzes zu identifizieren.	IEV 448-11-06
Sensorik	Hier: Anwendung von Sensoren zur Zustandserfassung, Messung und Kontrolle von Betriebsmitteln und des aktuellen Prozesszustands.	
Smart Meter Gateway	Das intelligente Messsystem besteht im Kern aus einer Kommunikationseinheit, dem Smart Meter Gateway, welches die elektronischen Messeinrichtungen im Lokalen Metrologischen Netz (LMN) mit den verschiedenen Marktteilnehmern (z. B. Smart Meter Gateway Administrator, Verteilnetzbetreiber oder Messstellenbetreiber) im Weitverkehrsnetz (WAN) und dem lokalen Heimnetz (HAN) verbindet.	BSI
Spannungskollaps	Ungewollter und unkontrollierter Abfall der Spannung aufgrund von Netzüberlastung.	
Spannungsqualität	Zusammenfassung aller Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle unter Einhaltung von zugesagten Eigenschaften.	DIN EN 50160
Spannungsregler	Einrichtung zur Regelung der Spannung in einem Netzsegment	
Stammleitung	Stammleitung - einer der metallischen Stromkreise, aus dem ein überlagerter Stromkreis abgeleitet wird.	IEV 704-03-06
State-Estimation	Verfahren zur Lastflussschätzung im Netzleitsystem	
Station (-sebene), [Station]	Der Stationsebene sind alle zentralen Funktionen wie Fernwirkkopplung, Datenspeicherung, ... zugeordnet, die nicht feldbezogen sind.	SGAM
Stationsautomatisierung	System, das eine Schaltanlage bzw. die Primärtechnik bedient, schützt, überwacht, ...	IEC 61850-5
Steuerbox	Die Steuerbox ist eine Komponente eines standardisierten Steuerungssystems, das in der Architektur des intelligenten Messsystems sicher betrieben werden kann.	FNN
Strangregler	Ein Strangregler für einen Ortsnetztransformator ermöglicht die Änderung der Knotenspannung und beeinflusst die Blindstromverteilung in parallelen und vermaschten Leitungen bei etwa gleichbleibender Wirkstromverteilung. Strangregler können als Längs-/Quer-/Schrägregler ausgeführt sein.	
Stufensteller	Betriebsmittel zur Einstellung des Übersetzungsverhältnisses von Transformatoren.	
Synchro-Check	Prüfung der Synchronität zweier nicht gekoppelter Netze	
Synchronschalteinrichtung	Prüft Synchronität zweier nicht gekoppelter Netze und schaltet bei Synchronität automatisch zu.	
Syslog	Syslog ist ein Standard zur Übermittlung von Log-Meldungen in einem IP-Rechnernetz. Der Begriff „syslog“ wird oft sowohl für das eigentliche syslog-Netzwerkprotokoll als auch für die Anwendung oder Bibliothek benutzt, die syslog-Meldungen sendet oder empfängt.	Wikipedia

Systemdienstleistungen (SDL)	Systemdienstleistungen dienen dem Erhalt der Funktionsfähigkeit der elektrischen Energieversorgung. Diese umfassen u. a. Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Engpassmanagement.	
Time-based Maintenance	Zeitabhängige Instandhaltung	
Topologie	Struktur des Netzes, die einerseits durch den Aufbau vorgegeben ist, jedoch abhängig vom aktuellen Schaltzustand unterschiedlich ist.	
Transformator	Betriebsmittel zur Kopplung von elektrischen Netzen mit unterschiedlichen Betriebsspannungen.	
Trennschalter	Ein mechanisches Schaltgerät, das in der geöffneten Stellung fähig ist, eine Isolationsstrecke in Übereinstimmung mit den spezifizierten Anforderungen zu gewährleisten.	IEV 441-14-05
Trennstelle	Ringnetze können über Trennstellen als Strahlennetze betrieben werden. Außerdem ermöglichen diese die selektive Heraustrennung von fehlerbehafteten Netzabschnitten.	
Übertragungsnetz	Übertragungsnetze (auch Transportnetze) dienen der Übertragung elektrischer Energie über große Distanzen.	
Umspannwerk; Umspannanlage	Schaltanlage mit Transformatoren zur Kopplung von Netzen mit unterschiedlichen Betriebsspannungen.	
Unternehmensebene; [Enterprise]	Die Unternehmensebene enthält alle organisatorischen und kommerziellen Prozesse, Dienstleistungen und Infrastrukturen, wie Asset-Management, Rechnungslegung, Einkauf, ...	SGAM
Verfügbarkeit	Dem Benutzer stehen Dienstleistungen, Funktionen eines IT-Systems oder auch Informationen zum geforderten Zeitpunkt zur Verfügung.	
Verriegelungsprüfung	Prüfung der Einhaltung von Verriegelungsbedingungen vor Ausführung einer Funktion zum Schutz von primärtechnischen Betriebsmitteln.	
Verteilnetz, Verteilernetz, Verteilungsnetz	Das Verteilnetz, Verteilungsnetz oder Verteilernetz (EnWG) transportiert die elektrische Energie zu den Verbrauchern und bindet auch dezentrale Erzeugungsanlagen an.	EnWG
Vertraulichkeit	Vertrauliche Informationen müssen vor unbefugter Preisgabe geschützt werden.	
Virtuelles Kraftwerk	Gemeinsame Fahrweise mehrerer dezentraler Erzeugungsanlagen mit dem Ziel, die Volatilität der einzelnen Erzeugungsanlage durch die unterschiedliche Anlagenart (Wasserkraft, Windkraft, PV, KWK) auszugleichen und in der Gesamtheit dargebotsunabhängig nachfragegeführt elektrische Leistung bereitzustellen.	
Volatilität	Schwankungsbereich eines Wertes, hier der Einspeiseleistung von Erzeugungseinheiten.	
Wandler	Wandler passen die hohen Primärströme bzw. -spannungen an die normierten Größen für die Signalverarbeitung in der Sekundärtechnik an.	
Wechselrichter	Leistungselektronische Einrichtungen zur Erzeugung von 1- oder 3-phasigen Wechselspannungen aus Gleichspannung (z. B. zum Anschluss von Photovoltaik).	
Weitbereichsregelung	Optimierung der Spannungshaltung in einem Netzgebiet über verschiedene Spannungsebenen hinweg.	
Workforcemanagement	Arbeitseinsatzplanung	
Zeitreihe	Zeitliche Abfolge von Messwerten mit konstantem Raster	

8 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
A	Ampere: Einheit des Stroms
AEN	Aktive Energienetze
AFE	Automatische Frequenzentlastung
AP	Arbeitspunkt
APCI	Application Protocol Control Information
ASDU	Application Service Data Unit
AWE	Automatische Wiedereinschaltung: bei Freileitungen angewendetes Verfahren, da die Fehlerursache wie Blitzeinschlag oder herabgefallener Ast nur kurzzeitig besteht und durch die kurzzeitige Ausschaltung der Lichtbogen verloschen ist
BC	Boundary Clock
BCD	Binary Coded Decimal
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BPL	Broadband Power Line
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
c	Lichtgeschwindigkeit im Vakuum
CAN	Controller Area Network
CAPEX	Capital Expenditure
CIGRE, cigré	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CIM	Common Information Model
CIREN	Conseil International des Réseaux Électriques Distribution
CRC	Cyclic Redundancy Code
DCF	Discounted Cash Flow
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DESIR	Directory of European Security Information Standard Requirements
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
DLR	Dynamische Leitungskenndatenbestimmung (Dynamic Line Rating)
DMS	Distribution-Management-System
DMZ	Demilitarisierte Zone, hier: in IT-Netzwerken werden so Pufferzonen zwischen als sicher und unsicher eingestufteten Netzbereichen bezeichnet
DSL	Digital Subscriber Line

E/A-Modul	Ein- und Ausgabemodul
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERZ	Erzeuger
ES	Erdschluss
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
EZA	Erzeugungsanlage
f	Frequenz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
FPE	Faulty Phase Earthing
GM	Grand Master
GPRS	General Packet Radio Service (GPRS), deutsch „Allgemeiner paketorientierter Funkdienst“
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen: hierunter werden Funktionen der Netzleittechnik, die über die Datenerfassung, -übertragung, -darstellung und -archivierung hinausgehen, zusammengefasst wie z. B. Lastflussberechnung, Optimierungsrechnungen, Bedarfsprognose
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSPDA	High Speed Downlink Packet Access
HSPG	Hochspannung
Hz	Hertz: Einheit der Frequenz
I	Strom
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IP	Internet Protocol
IRIG	Inter Range Instrumentation Group Timecode
IRIG-B	Inter Range Instrumentation Group - B für 100 Impulse pro Sekunde (Protokoll zur Uhrzeitsynchronisation)
ISDN	Integrated Services Digital Network (ISDN)
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystem
ISO	International Organization for Standardization - Internationale Organisation für Normung –
IT	Information Technology – (Büro) Informationstechnik
ITG	Informationstechnische Gesellschaft im VDE (ITG)

ITU	International Telecommunication Union
IV	Invalid
KNOPE	Kurzzeitige niederohmige Phasen-Erdung
KNOSPE	Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung
KS	Kurzschluss
KSA	Kurzschluss-Anzeiger
KSÜ	kapazitive Spannungsüberwachung
KU	Kurzunterbrechung
KüK	Kurzzeitige Über-Kompensation
LAN	Local Area Network
LPWAN	Low-Power Wide Area Network
LS	Leistungsschalter
LTE	Long Term Evolution
LU	Langunterbrechung
MIB	Management Information Base
MPLS	Multiprotocol Label Switching beschreibt die verbindungsorientierte Übertragung von Datenpaketen in einem Netzwerk
MS	Mittelspannung
MSPG	Mittelspannung
NB	Netzbetreiber
NB	Kommunikation: Narrow Band
NDZ	Nichtdetektierbare Zone
NOSPE	Niederohmige Sternpunkterdung
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NSM	Netzsicherheitsmanagement
NSPG	Niederspannung
NT	Not Topical
NTP	Network Time Protocol
NVP	Netzverknüpfungspunkt
OEM	Original Equipment Manufacturer, Deutsch Originalausrüstungshersteller
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operational Expenditures
OSPE	Ohne Sternpunkterdung bzw. isoliertes Netz
OT	Operational IT – Prozess IT

OV	Over Flow
OWD	One Way Delay
P	Wirkleistung
PLC	Powerline Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PQ	Power-Quality
PTP	Precision Time Protocol
PuB	Planungs- und Betriebsgrundsätze
PWE	Pseudowire Emulation
Q	Blindleistung
QoS	Quality of Service
RESPE	Resonanz-Sternpunktterdung
RMS	Root Mean Square
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RTT	Round Trip Time
RTU	Remote Terminal Unit
S	Scheinleistung
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SC	Slave Clock
SCADA	Supervisory control and data acquisition – Überwachungsfunktionen und Datenerfassung
SDH	Synchrone Digitale Hierarchie
SDL	Systemdienstleistung
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SLA	Service Level Agreement
SMGW	Smart Meter Gateway
sNTP	Simple Network Time Protocol
SV	Signalvergleich
TAB	Technische Anschlussbedingungen (Netzbetreiber)
TAR	Technische Anschlussregeln (FNN)
TC	Transparent Clock
TCP	Transport Control Protocol
TFH	Trägerfrequenzverbindungen über Kabel und Freileitungen
THD	Total Harmonic Distortion
TIE	Time Interval Error

TRMS	True Root Mean Square
TR-Regler	Transformator-Regler
TSN	Time Sensitive Networking
TSO	Transmission System Operator, Deutsch: Übertragungsnetzbetreiber
U	Spannung
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UMZ	Unabhängiger Maximalstrom-Zeitschutz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber; tlw. Transportnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UW, UA	Umspannwerk, Umspannanlage
V	Volt: Einheit der Spannung
VAC	Wechselspannung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VERB	Verbraucher
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPN	Virtual Private Network, Deutsch: Virtuelles privates Netzwerk
VUW	Vereinfachte Form eines Umspannwerks
WAN	Wide Area Network, Deutsch: Weitverkehrsnetz

9 Literaturverzeichnis

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende, Frankfurt am Main (2013).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)“, unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html> (abgerufen am 27.11.2015), 2014.
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Energieinformationsnetze und -systeme, Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung im Smart Grid, Frankfurt am Main (2012).
- [4] Appelrath, Kagermann, Mayer: „Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie“, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, 2012.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Berlin, 2014.
- [6] CIGRE/CIRED JWG B5/C6.26/CIRED: “Protection of Distribution System with Distributed Energy Resources”, CIGRE-Report 613, Paris, 2015.
- [7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Kommunikationsnetz für das Smart Grid. Positionspapier des VDE zur weiteren Ausgestaltung der Energiewende, Frankfurt am Main (2015).
- [8] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: “SGAM User Manual - Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM)”, unter: ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_SGAMUserManual.pdf (abgerufen am 27.11.2015), 2014.
- [9] IEC 60870-4 Ed 1.0: “Telecontrol equipment and systems. Part 4: Performance requirements”, Genf, 1990.
- [10] Entwurf IEC/TS 62913-1 Ed 1.0: “Generic Smart Grid Requirements Part 1 - Specific Application of Methods & Tools for defining Generic Smart Grid Requirements”, Genf, 2015.
- [11] DIN ISO/IEC 27000: „Informationstechnik - IT-Sicherheitsverfahren - Informationssicherheits-Managementsysteme“, Beuth Verlag, Berlin.
- [12] DIN IEC 62351: „Energiemanagementsysteme und zugehöriger Datenaustausch - IT-Sicherheit für Daten und Kommunikation“, Beuth Verlag, Berlin.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“, unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-digitalisierung-der-energiwende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 09.12.2015), 2015.
- [14] BSI TR-03109: „Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb“, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn, 2015.



VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Telefon: 069 6308-0
E-Mail: service@vde.com
Internet: <http://www.vde.com>