VDE Studie

Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

by VDE ETG

VDE

Empfohlene Zitierweise
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen, VDE Studie, Offenbach am Main, Juli 2023

Diese VDE Studie ist das Arbeitsergebnis der VDE ETG Task Force „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“.

Task Force Leitung
Sönke Loitz, Netze BW GmbH
Dominik Hilbrich, Fraunhofer IEE

Task Force Mitglieder
Jürgen Ach, MR Maschinenfabrik Rheinhausen GmbH
Björn Bauernschmitt, TU Dortmund
Thomas Benz, VDE ETG
Christoph Brosinsky, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Timo Busse, Westfalen Weser Netz GmbH
Gernot Druml, Sprecher Automation GmbH
Marc Greulich, EWE NETZ GmbH
Heinrich Hoppe-Oehl, ehem. Westnetz GmbH
Stephan Hutterer, Sprecher Automation GmbH
Tobias Kornrumpf, RheinEnergie AG
Kamil Korotkiewicz, PSI GridConnect GmbH
Hagen Lauer, Technische Hochschule Mittelhessen
Daniel Mayorga Gonzalez, PSI GridConnect GmbH
Markus Meinke, Meinke Energy GmbH
Marcel Modemann, RheinEnergie AG
Peter Noglik, Hitachi Energy
Jörg Noll, Pfalzwerke Netz AG
Egon Orthjohann, Fachhochschule Ostwestfalen
Lutz Rappold, Stadtwerke Schwäbisch-Hall GmbH
Benjamin Requardt, Fraunhofer IEE
Stephan Ruhe, Fraunhofer IOSB-AST
Christian Rüster, ehem. A-Eberle GmbH
Michael Schachinger, Siemens AG
Michael Schollmeyer, IAV GmbH
Oliver Schrödel, Siemens AG
Annika Schurtz, E-Bridge Consulting GmbH
Teresa Stratmann, Westfalen Weser Netz GmbH
Karsten Viererck, MR Maschinenfabrik Rheinhausen GmbH
Dominik Wäresch, Pfalzwerke Netz AG
Marco Weisenstein, Digsilent GmbH
Sebastian Wende-von Berg, Fraunhofer IEE

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 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:
VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg

Titelbild: © chombosan / AdobeStock

Design: Schaper Kommunikation, Bad Nauheim

Juli 2023

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 4
1 Einführung 8
1.1 Motivation 8
1.2 Ziele der Task Force 8
1.3 Kernaussagen 9
2 Grundlagen 12
2.1 Gliederung der Studie 12
2.2 Der Systembetrieb als Regelungsaufgabe 12
2.3 Rahmenbedingungen 13
2.4 Stand der Technik und Stand der Wissenschaft 15
2.5 Anforderungen an ein automatisiertes System 16
2.6 Aspekte der IT-Sicherheit 17
3 Zustandserfassung 18
3.1 Einführung Zustandserfassung 18
3.2 Individuelle Anforderungen und Realisierungsvarianten der Zustandserfassung 18
3.3 Bewertungsskala 19
3.4 Vision Zustandserfassung 22
4 Steuerbarkeit 23
4.1 Übersicht 23
4.2 Netzstationen 23
4.2.1 Übersicht der Varianten 23
4.2.2 Grundsätzlicher Aufbau 24
4.2.3 Aufbau der Varianten 26
4.2.4 Diskussion über Ausbaustufen und Empfehlung 27
4.3 Schaltmöglichkeiten mit Niederspannungsschaltern in Kabelverteilerschränken 28
4.4 Steuerung in der Niederspannung durch CLS 28
5 Aktiver Netzbetrieb 30
5.1 Abgrenzung passiver und aktiver Netzbetrieb 30
5.2 Naheliegende erste Anwendungsfälle 31
5.2.1 Fernüberwachte Kurzschlussanzeiger/Fehlerortung in Mittelspannungsverteilnetzen 31
5.2.2 Wiederversorgung im Fehlerfall 32
5.2.3 Betriebliche Schalthandlungen 37
5.3 Weitergehende Anwendungsfälle 38
5.3.1 Präventives und kuratives Engpassmanagement 38
5.3.2 Blindleistungsmanagement am Netzverknüpfungspunkt zwischen Spannungsebenen bedingt durch vertragliche Vorgaben 40
5.3.3 Bereitstellung Systemdienstleistungen 42
5.3.4 Inselnetzbildung 44
6 Leittechnik-Architektur 45
6.1 Lokalität leittechnischer Funktionen 47
6.2 Datenumfang, Datenlokalität und Kommunikation 49
6.3 Datenmodelle 50
6.4 Kommunikations- und Automatisierungsprotokolle für Energieversorgungsnetze 50
6.5 Grenzen herkömmlicher Automatisierungsprotokolle für Energieversorgungsnetze 52
6.6 Datensicherheit und Datenschutz 53
6.7 Neubau bzw. Migration und Erweiterung bestehender Stationen 53
6.8 Betrieb von Leittechnik/Patchmanagement 54
6.9 Softwarearchitektur 55
6.9.1 Proprietäre Lösungen 55
6.9.2 Hardwareunabhängige Lösungen 56
7 Handlungsempfehlungen 58
8 Anhang 60
8.1 Entscheidungsbaukasten zur Zustandserfassung 60
9 Literaturverzeichnis 73
10 Glossar 75
11 Abbildungsverzeichnis 77

Zusammenfassung

Die VDE ETG Task Force “Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen“ traf sich für die Diskussionen monatlich über einen Zeitraum von ca. 18 Monaten. Die vorliegende Studie soll einen Einblick über die vielfältigen Themenfelder geben, welche zu betrachten sind, um die Automatisierung in den Verteilnetzen erfolgreich umzusetzen.

Die Automatisierung ist zur Beherrschung der Komplexität für den zukünftigen Netzbetrieb notwendig und sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich geboten. Denn die Alternative wäre intensiver Netzausbau und Personalaufbau. Dies zeigt sich unter anderem auch in vielen Studien und Forschungsarbeiten und spiegelt sich auch im jüngst verabschiedeten Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende und im § 14a EnWG sowie der BK6-22-300 der BNetzA wider. Dennoch gibt es in Deutschland derzeit nur wenige Automatisierungslösungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz, die über einen Pilotcharakter hinausgehen.

Die VDE ETG Task Force hat es sich zur Aufgabe gemacht, die Gründe herauszuarbeiten, weshalb die Automatisierung der Nieder- und Mittelspannungsnetze bisher nur wenig vorangetrieben wurde. Die Teilnehmer der Task Force tauschten sich dazu über die Themenfelder mit unterschiedlichen Blickwinkeln aus, so dass zahlreiche Denkanstöße und Impulse generiert wurden. Das Ziel war es dabei, die Mehrwerte der Automatisierung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen klar herauszustellen und Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Akteure im Umfeld eines (hoch-)automatisierten Netzbetriebs auszusprechen.

Im Ergebnis zeigt die Task Force einen praxisnahen Handlungspfad hin zu einem hochautomatisiertem Verteilnetz auf und identifiziert weitere Anforderungen und Forschungsbedarf. Einige davon führen nun wieder zu neuen Forschungsvorhaben und ggf. zu Umsetzungskonzepten bei Netzbetreibern und Industrie.

Aus den erarbeiteten technischen und organisatorischen Lösungsempfehlungen prägen sich wesentliche Kernaussagen heraus, die im Folgenden zusammengefasst wiedergegeben werden:

1. Nur ein hochautomatisierter Netzbetrieb kann die zukünftigen Herausforderungen meistern
2. Automatisierter Netzbetrieb ist eine strategische Entscheidung
3. Es bedarf der richtigen Technik
4. Keep it simple, stupid! (KISS als Design-Prinzip)
5. Automatisierter Netzbetrieb hat neue Prozesse zur Folge
6. Standardisierung und Kompatibilität sind zwingend erforderlich
7. Stelle Erweiterbarkeit sicher!

Die vorliegende Studie stellt die Ergebnisse der Task Force dar, die an dieser Stelle nochmals zusammengefasst werden sollen. Die Ergebnisse sind dabei in die nachfolgenden vier Themenfelder unterteilt:

- Zustandserfassung
- Steuerbarkeit
- Aktiver Netzbetrieb
- Leittechnikarchitektur

Zustandserfassung

Die Zustandserkennung, also die Herstellung der Beobachtbarkeit der Netze, ist ein wesentlicher Bestandteil der Automatisierung und weist somit Überschneidungen mit allen Anwendungsfällen der Automatisierung auf. Die Zustandserfassung umfasst die Erfassung eines Netzzustands, einer einzelnen elektrischen Größe oder gar eines Zustands einer Netzkomponente in einem bestimmten Betrachtungszeitraum. Sollen die erfassten Zustände nicht nur lokal nutzbar sein, ist eine geeignete, sichere und der Anwendung entsprechende Kommunikationsinfrastruktur erforderlich.

Vor der Konzeption eines Zustandserfassungssystems ist durch Netzbetreiber zu klären, welche Anwendungsfälle mit dem System erfüllt werden sollen. Diese sind bei der Spezifikation der zu erfüllenden Anforderungen zu beachten. Sie betrifft insbesondere Mess- und Kommunikationstechnik sowie überlagerte Softwarefunktionen und Anwendungen.

Eine weitere Herausforderung stellt die Harmonisierung der neuen Anforderungen mit der bestehenden Systemarchitektur dar. Je nach Zielsetzung sind hierfür zusätzliche Systeme erforderlich und somit weitere Schnittstellen und Prozesse abzuleiten.

Zu diesem Zweck, wurde in der Task Force eine Bewertungsskala erarbeitet, welche in Abhängigkeit der gesetzten Zielstellung dazu dienen kann, die erforderlichen Mindestanforderungen an Mess-, Kommunikations- und Systemtechnik zu ermitteln. Der Anwender wählt dabei zunächst einen gegebenen Anwendungsfall, z. B. die Erfassung von Messdaten für Planungszwecke aus und erhält im nächsten Schritt eine Mindestanforderung der zu realisierende Qualitätsstufe der Zustandserfassung (Qualitätsstufe 0 bis 5). Der Anwender kann bezogen auf einzelne Themenbereiche (in den Kategorien A bis F u. a. Messwerterfassung, Kommunikationstechnik) weitere Anforderungen ableiten, die für die Realisierung der Qualitätsstufen erforderlich sind. Abbildung 2 in Kapitel 3 zeigt diesen Prozess exemplarisch auf.

Der Prozess zur Nutzung der Bewertungsskala kann im Detail in der Studie nachgelesen werden. Die Nutzung der Skala ermöglicht es, abhängig von der zu realisierenden Qualitätsstufe für die Zustandserfassung die Anforderungen an das Gesamtsystem zu definieren. Damit ist für die nachfolgenden Schritte die Grundlage zur Netzautomatisierung geschaffen.

Steuerbarkeit der Betriebsmittel

Neben der Zustandserfassung ist die Steuerbarkeit von Betriebsmitteln zur Realisierung von Automatisierungskonzepten unabdingbar. Aus der Perspektive der Verteilnetzbetreiber gibt es in der Mittel- und Niederspannungsebene im Wesentlichen zwei Arten von Netzknoten, welche innerhalb seiner Verantwortung liegen und grundsätzlich steuerbar sind. Dies ist die (Orts-)Netzstation und der Kabelverteilerschrank. Weitere Betriebsmittel, welche in der Nieder- und Mittelspannung angeschlossen sind (vorwiegend die Netzkunden), liegen häufig nicht im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Dennoch können diese Betriebsmittel für einen aktiven Netzbetrieb nutzbar sein, sofern diese steuerbar sind und aggregiert einen signifikanten Einfluss auf den Netzzustand haben.

Vor dem Hintergrund der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors und der Integration von elektrischen Speichern, spielt die Herstellung der Steuerbarkeit dieser Komponenten zunehmend eine Rolle.

Eine aggregierte Menge von steuerbaren Betriebsmitteln innerhalb eines Niederspannungsnetzes wird im Allgemeinen auch als Controllable Local System (CLS) bezeichnet. Im Abschlussbericht wird im Detail auf die Steuerbarkeit von Netzstationen, Kabelverteilern sowie auf den Einsatz von CLS eingegangen.

Roadmap zum aktiven Netzbetrieb

Im Sinne der Automatisierung können sich Verteilnetzbetreiber zwischen zwei fundamentalen Betriebsstrategien entscheiden:

- Passiver Netzbetrieb
- Aktiver Netzbetrieb

Der Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen folgt gegenwärtig meist einem passiv-reaktiven Ansatz. Ein aktiver Netzbetrieb wird jedoch in Zukunft erforderlich sein, um die zunehmende Komplexität und die wachsenden Herausforderungen an den Netzbetrieb in der Nieder- und Mittelspannung zu bewältigen. Im Bericht werden hierzu naheliegende Anwendungsfälle, wie automatische Wiederversorgung im Fehlerfall, oder zukünftige Anwendungsfälle, wie Engpassmanagement oder Bereitstellen von Systemdienstleistungen durch CLS diskutiert.

Automatisierungslösungen in der Leittechnik

Neben der Diskussion von Anwendungsfällen, hatte die Task Force das Ziel einen Überblick über geeignete Automatisierungslösungen und deren Umsetzungsmöglichkeiten zu gewinnen. Die beschriebenen Trends erfordern es, Massendaten verarbeiten zu können. Herkömmliche Leittechnikarchitekturen stoßen hier an ihre Grenzen, da sie für diese Datenmengen nicht ausgelegt sind. Daher sind neue Ansätze unter Verwendung aktueller Technologien erforderlich, um leistungsfähige Lösungen für diese Aufgabe zu schaffen. Die identifizierten und diskutierten Themenfelder sind dabei unter anderem:

- die Lokalität der leittechnischen Funktion, lokal, zentral oder dezentral,
- der Datenumfang und Kommunikation,
- die Datenmodelle,
- die Informations- und IT-Sicherheit,
- der Betrieb von Leittechnikkomponenten und das Patchmanagement,
- sowie Softwarearchitekturen.

Diese genannten Themenfelder sind bei Automatisierungslösungen zu berücksichtigen und abhängig vom Anwendungsfall umzusetzen.

Auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse zeigt die Task Force Handlungsempfehlungen auf, um Impulse für konkrete Umsetzungsschritte zu geben. Die Handlungsempfehlungen sind gezielt für die verschiedenen Interessengruppen aufbereitet. Die Umsetzung erfordert jedoch immer mehrere Akteure, was zu Interaktionen, Wechselwirkungen und Synergieeffekten führt.

In Summe lassen sich die Ergebnisse zu den nachfolgenden Handlungsempfehlungen zusammenfassen. Die Handlungsempfehlungen sind im Detail in der Studie beschrieben.

Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber

- Der aktive Netzbetrieb muss bei der Netzausbauplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen systematisch berücksichtigt werden.
- Bestehende, manuelle Prozesse sind auf Automatisierbarkeit zu überprüfen und sofern möglich zu automatisieren.
- Mit dem Grad der Automatisierung wachsen auch die Anforderungen an die Zustandserfassung. Diese muss dementsprechend fortlaufend weiterentwickelt werden.
- Netzbetreiber sind angehalten, Prozesse die Abteilungs- und Betriebsgrenzen überschreiten zu identifizieren, um Schnittstellen zu definieren und weitergehende Automatisierungslösungen zu ermöglichen.
- Bei der Transformation der Nieder- und Mittelspannungsnetze müssen die Beschäftigten in der Organisation einbezogen werden.

Handlungsempfehlungen für Industrie

- Automatisierungslösungen für die Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze sind zu standardisieren, um Interoperabilität zu gewährleisten.
- Sensoren und Aktoren für die Mittel- und Niederspannungsebene sollten (weiter)entwickelt, implementiert und nutzbar gemacht werden.
- Soft- und Hardware haben unterschiedliche Lebens- und Innovationszyklen. Zusätzlich können sich die Anforderungen rasch ändern. Modularität und die Trennung zwischen Hard- und Software sollten angestrebt werden.
- Soft- und Firmware Updates sollten zukünftig auch aus der Distanz möglich sein. Netzbetreiber und Hersteller müssen gemeinsam daran arbeiten, dass Prozesse und Geräte dies ermöglichen.
- Ein Zustandsabbild des Netzes muss auch für die Mittel- und Niederspannungsebene online verfügbar sein, um neue Automatisierungsfunktionen zu ermöglichen, sowie deren Funktionalität abzusichern und zu verbessern.

Handlungsempfehlungen für Forschungseinrichtungen

- Ein automatisiertes, kurativ es Engpassmanagement kann in Nieder- und Mittelspannungsnetz sinnvoll sein. Hier existiert weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarf.
- Die netzdienliche Steuerbarkeit von Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen muss dafür regulatorisch ermöglicht werden.

Diese Handlungsempfehlungen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Studie selbst soll Impulse generieren, die zur Weiterentwicklung der Netzautomatisierung von Morgen und damit zum Gelingen der Energiewende beitragen.

1 Einführung

1.1 Motivation

Jede der Task Force bekannte Studie der letzten Jahre im großen Themenfeld „Energiewende“ weist auf die Notwendigkeit von Automatisierung und Digitalisierung des Energiesystems hin, u. a. [1] [2] [3] [4] [5] [6] [7] [8]. Die Gründe sind offensichtlich. An die Stelle der fahrplanmäßigen Energielieferungen von wenigen großen Erzeugungseinheiten treten nun unzählige kleine Erzeugungseinheiten, deren Energielieferungen nur schwierig zu prognostizieren sind. Darüber hinaus verändert sich das Verbraucherverhalten. Standardlastprofile verändern sich durch neue Verbraucherprofile, welche durch Wärmepumpen und Elektromobilität ergänzt werden.

Diese Entwicklungen haben einen immensen Einfluss auf den Betrieb unseres Energiesystems und finden überwiegend auf der Verteilnetzebene statt. Die Automatisierung und Digitalisierung von Prozessen im Verteilnetz sind dabei nicht nur betriebswirtschaftlich vorteilhaft, sondern maßgeblich für das Gelingen der Energiewende.

Diese Aussage ist nicht neu. Der Bedarf an Digitalisierung und Automatisierung wurde in vielen Studien und Forschungsarbeiten klar herausgearbeitet und spiegelt sich auch im jüngst verabschiedeten Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende und im §14a EnWG sowie der BK6-22-300 der BNetzA wider. Und dennoch gibt es in Deutschland derzeit nur wenige Automatisierungsansätze im Nieder- und Mittelspannungsnetz, die über den Pilotcharakter hinausgehen. Die VDE ETG Task Force „Hochautomatisierung von Nieder- und Mittelspannung“ hat sich die Aufgabe gestellt, zu erarbeiten, aus welchen Gründen die Automatisierung der Nieder- und Mittelspannungsnetze bisher nur wenig vorangetrieben wurde. Hierbei soll der Mehrwert für Automatisierung aufgezeigt und ein praxisnaher Handlungspfad hin zu einem hochautomatisierten Verteilnetz dargestellt werden.

1.2 Ziele der Task Force

Das Ziel der vorliegenden Studie ist, die Herausforderungen und Möglichkeiten von Hochautomatisierung in Nieder- und Mittelspannung zu erarbeiten. Hieraus sollen Handlungsbedarfe und -empfehlungen für Netzbetreiber, Forschungsgruppen und Hersteller strukturiert aufgezeigt werden, um die Innovationen in diesem Bereich zielführend voranzutreiben. Folgende werden betrachtet:

- Aufzeigen des Nutzens von Hochautomatisierung in Nieder- und Mittelspannung
- Darstellen des aktuellen Standes der Technik und Wissenschaft
- Identifikation von konkreten Anwendungsfällen, u. a. von Zustandsschätzung in vermaschten Verteilnetzen bis hin zu selbstheilenden Systemen sowie der Kosten-Nutzen-Bewertung, inklusive der Betriebskosten und -aufwände
- Erstellung einer Automatisierungs-Roadmap, hin zu Assistenzsystemen und autonomen Systemen anhand von Autonomiestufen
- Anforderungen und Trends an/bei Leittechnikarchitekturen und zugrundeliegender IT/OT, u. a. von Edge Computing notwendiger Hard- und Software, Patchmanagement, IT-Sicherheitsaspekte sowie Prüf- und Messverfahren der neuen Systeme
- Erstellung von Handlungsempfehlungen zur nutzbringenden Umsetzung

Die Studie erarbeitet Anforderungen und Ansätze für zukünftige Lösungen in den genannten Bereichen und zeigt weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf. Durch die Beteiligung von Experten aus allen betroffenen Industriezweigen in der Arbeitsgruppe wird sichergestellt, dass wissenschaftlich fundierte, fachlich neutrale und herstellerunabhängige Lösungsempfehlungen erarbeitet und abgewogen werden.

1.3 Kernaussagen

Kernaussagen im Überblick

1. Nur ein hochautomatisierter Netzbetrieb kann die zukünftigen Herausforderungen meistern
2. Es bedarf der richtigen Technik
3. Automatisierter Netzbetrieb ist eine strategische Entscheidung
4. Keep it simple, stupid!
5. Automatisierter Netzbetrieb hat neue Prozesse zur Folge
6. Standardisierung und Kompatibilität sind zwingend erforderlich
7. Stelle Erweiterbarkeit sicher!

1. Nur ein hochautomatisierter Netzbetrieb kann die zukünftigen Herausforderungen meistern
Die grundlegenden Trends der Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung sind mit umfangreichen regulatorischen Veränderungen und Kostendruck verbunden. Bei volatiler Versorgungssituation führt dies zu einem Netzbetrieb näher an den Kapazitätsgrenzen. Durch all diese Veränderungen werden die Anforderungen an die Netzbetriebsführung komplexer. Die Komplexität hat inzwischen einen Grad erreicht, der umfangreiche Assistenzsysteme und Automatisierungsfunktionen erfordert, damit die Systemführung die Komplexität beherrschen und notwendige Aufgaben und Entscheidungen umsetzen kann.

Der Netzausbaubedarf auf den Nieder- und Mittelspannungsebenen, der durch dezentrale, regenerative Erzeugung, Elektromobilität sowie Wärmepumpen entsteht, kann durch einen aktiven Netzbetrieb verringert oder verzögert werden. Auf Grund der zunehmenden Anzahl an aktiven Netznutzern und damit einhergehenden potenziell steuerbaren Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, ist ein hoher Automatisierungsgrad zur Beherrschung der Komplexität anzustreben. Darüber hinaus kann durch Automatisierung das Netz näher an den technischen Grenzen betrieben werden, was die Effizienz des Netzausbaus und -betriebs steigert.

2. Es bedarf der richtigen Technik
Automatisierung benötigt Sensorik und Aktorik und eine sichere, bidirektionale Datenübertragung. Dies gilt auch für einen automatisierten Netzbetrieb. Derzeit ist das Mittel- und Niederspannungsnetz allerdings üblicherweise weder beobachtbar noch steuerbar. Die Herstellung von Beobachtbarkeit, also die Erfassung des Systemzustandes, sowie die Steuerbarkeit, unter anderem die Veränderbarkeit der Netztopologie aus der Ferne oder Bildleistungsmanagement, ist somit zwingende Voraussetzung für eine zweckdienliche Automatisierung der Netzbetriebsführung.

Für weitergehende Automatisierung ist die Plausibilisierung von Eingangs- und Ausgangsgrößen elementar, um eine ausreichende Verlässlichkeit des Gesamtsystems zu erzielen.

Zudem ist eine gesicherte Datenübertragung notwendig, um die Automatisierungslösungen umzusetzen.

3. Automatisierter Netzbetrieb ist eine strategische Entscheidung
Generell ist davon auszugehen, dass die Investitionen in Netzautomatisierung nicht direkt zu Kostensenkungen führen werden. Dies liegt vorrangig an der bisherigen Vorgehensweise bei der Netzplanung, bei der alle Betriebssituationen bereits bei der Planung der Energieversorgung berücksichtigt werden. Diese Art der Netznutzung ist jedoch nicht effizient und die Netzausnutzung nicht besonders hoch, wenn Spitzenlast- und Spitzeneinspeisesituationen nur in wenigen Stunden im Jahr auftreten. Daher handelt es sich bei der Entscheidung für die Netzautomatisierung um einen Paradigmenwechsel, weg von der oft von den Marktmechanismen angestrebten „Kupferplatte“ hin zu einem intelligent geregelten, autonom agierenden Netz.

Sowohl regulatorisch als auch technologisch kann sich die Netzautomatisierung mittel- bis langfristig bezahlt machen, solange die richtigen Rahmenbedingungen für die Netzautomatisierung geschaffen werden. Darüber hinaus gibt es schon jetzt naheliegende erste Automatisierungsschritte, welche bereits heute einen merkbaren Mehrwert bringen und einen wirtschaftlichen Benefit leisten können.

Diese Anwendungsfälle bieten die Möglichkeit, einen Einstieg in den (hoch-)automatisierten Netzbetrieb zu schaffen.

Bei der kontinuierlichen Netzplanung sollten die strategische Entscheidung für eine Investition in Netzautomatisierung berücksichtigt werden. Für Netzbereiche, in denen eine Netzautomatisierung noch keine Relevanz hat, sollte bei der Netzplanung eine nachträglich erschließbare Netzautomatisierung dennoch berücksichtigt werden. Es sollte geprüft werden, ob Schwerpunktstationen und/oder Trennstellen generell Automatisierungs-Ready ausgelegt werden können.

4. Keep it simple, stupid! (KISS als Design-Prinzip)

Die Hochautomatisierung in den Verteilnetzen ist dazu gedacht, den Aufwand im Netzbetrieb zu verringern. Daher sollte Netzautomatisierung nicht zum Selbstzweck umgesetzt werden und die Verringerung des Betriebsaufwandes sowie die Sicherstellung eines robusten Netzbetriebes stets im Vordergrund stehen. Für die Erfassung des Netzzustandes gilt daher, dass Beobachtbarkeit in unterschiedlichen Qualitätsstufen erreicht werden kann.

Verschiedene Anwendungsfälle haben unterschiedliche Anforderungen an die Genauigkeit und die Auflösung des Netzzustandes. Nicht überall werden hochauflösende Messdaten benötigt. Es ist eine Abwägung zwischen zukunftsorientiertem und heute benötigtem, kostenorientiertem Einsatz von Messtechnik zu treffen. Gleichzeitig sollten die verwendeten Datenmodelle und die genutzte Kommunikationstechnik und -protokolle an die Anforderungen der Anwendungsfälle angepasst sein, um einen unverhältnismäßigen Overhead bei der Realisierung der Automatisierung zu vermeiden.

Eine hohe Komplexität sollte in einem Automatisierungssystem nach Möglichkeit vermieden werden, da Einfachheit die größte Benutzerakzeptanz und Interaktion garantiert.

5. Automatisierter Netzbetrieb hat neue Prozesse zur Folge

Die Einführung eines hochautomatisierten Netzbetriebs wird zukünftig in den Mittel- und Niederspannungsnetzen neue Prozesse zur Folge haben. Einerseits sind viele dieser Prozesse analog zu den bisherigen, manuell durchgeführten Prozessen zu sehen und sollten sich an diesen Prozessen orientieren, unter der Prämisse, dass diese Prozesse automatisiert ablaufen. Andererseits sind manche Prozesse in diesen Spannungsebenen neu, kommen aber schon in höheren Spannungsebenen zur Anwendung, in denen eine Automatisierung schon deutlich weiterverbreitet ist.

Darüber hinaus werden sich auch komplett neue Prozesse ergeben. Hierbei stehen insbesondere die Prozesse zur IT-Sicherheit im Rahmen von ISMS-Anforderungen und der Updatevorgänge im Mittelpunkt [9] [10]. Hier gibt es zahlreiche unbeantwortete Fragen, die unter anderem auch durch die Netzbetreiber und die Lieferanten beantwortet werden müssen. Zukünftig kann das manuelle Durchführen von Updates vor Ort keine Alternative mehr sein. Eine umfassende und gut dokumentierte, sowie möglichst automatisierte Softwareaktualisierung aus der Ferne, d. h. ohne anschließende vollständige und manuelle Prüfung, muss möglich werden.

Weitere Prozesse ergeben sich in der Nutzung der Automatisierung. Hierbei hervorzuheben ist insbesondere die Realisierung von automatischen Schalthandlungen. Generell werden Schalthandlungen bislang manuell durchgeführt, zur Realisierung von Schalthandlungen sind die bisherigen Prozesse zu überarbeiten bzw. zu automatisieren. Dabei hat sich gezeigt, dass sich bei den Überlegungen zu automatisierten Schalthandlungen offene Fragen hinsichtlich der Haftung ergeben. Die offenen Fragen im Hinblick auf die Automatisierung von Verteilnetzen müssen durch den Gesetzgeber und die Politik, z. B. im Falle von automatisierten Schalthandlungen, adressiert werden.

6. Standardisierung und Kompatibilität sind zwingend erforderlich

Die Erfahrung der verschiedenen Teilnehmer der Task Force hat gezeigt, dass Standardisierung und Kompatibilität für eine flächendeckende Automatisierung der Verteilnetze zwingend erforderlich sind. Einerseits betrifft dies die Interoperabilität verschiedener Teilnehmer in den Energieversorgungsnetzen, seien es benachbarte Netzbetreiber oder auch unterschiedliche Akteure wie Flexibilitätsanbieter, Energiemanagementsysteme, Smart Meter Gateway-Administratoren oder andere externe Marktteilnehmer. Andererseits ist die Standardisierung und Kompatibilität von Komponenten zu betrachten. Mehrlieferantenstrategien, Austauschbarkeit und Langzeitinstandhaltungsprozesse sind nur dann möglich, wenn es einheitliche Schnittstellen und Austauschformate gibt. Ein notwendiger Technikaustausch gestaltet sich aufgrund der geringen Anzahl möglicher Lieferanten oftmals schwierig und scheitert oft an Interoperabilitätshindernissen. Bisher sind die realisierten Automatisierungslösungen immer eine

angepasste Speziallösung. Eine flächendeckende Lösung kann und darf keine Einzellösung sein, sondern muss standardisiert und skalierbar für den Massenrollout vorliegen.

Zur flächendeckenden Beschreibung von primär- und sekundärtechnischen Systemen kommen vermehrt entsprechende Datenmodelle zum Einsatz. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Anzahl an Betriebsmitteln Voraussetzung für eine fundierte Beschreibung und Dokumentation der Systeme.

Für den Betrieb der Automatisierungslösungen wäre weiterhin ein gemeinsames, einheitliches „Touch & Feel", wie man es zum Beispiel aus dem Bereich der Smart Phones kennt, hilfreich. Geräte von unterschiedlichen Herstellern sollten sich in ihrer Handhabung ähneln und gewissen Richtlinien oder Empfehlungen folgen, so dass sich die Geräte verschiedener Hersteller ähnlich bedienen lassen.

7. Stelle Erweiterbarkeit sicher!

Die Lebensdauer der Primärtechnik einer üblichen Netzstation beträgt 40 Jahre und mehr. Die Infrastruktur der elektrischen Verteilnetze ändert sich derzeit so rasant, dass die zukünftigen Anforderungen an eine Hochautomatisierung noch nicht absehbar sind. Daher sind sowohl die Hardware als auch die Software zweckmäßigerweise modular und erweiterbar zu gestalten.

Die Erweiterbarkeit betrifft sowohl die Automatisierungssysteme selbst, aber auch die weiteren Komponenten innerhalb einer Netzstation in den Mittelspannungsnetzen. Dazu zählen auch das Vorhalten von ausreichend Ausbaureserven, z. B. für den Einbau von Schaltantrieben für fernsteuerbare Schalter, weitere notwendige Sekundärtechnik, sowie die vorsorgliche kommunikationstechnische Anbindung von Stationen. Schon heute legen viele Netzbetreiber präventiv Glasfaserkabel in neu gebaute Stationen, sofern sich dies technisch sinnvoll abbilden lässt.

2. Grundlagen

2.1 Gliederung der Studie

Die vorliegende Studie unterteilt sich in vier Abschnitte.

Zunächst werden die notwendigen Voraussetzungen für Automatisierung vorgestellt und diskutiert. Dies ist zum einen die Zustandserfassung, welche in Kapitel 3 beschrieben ist. Die Zustandserfassung ermöglicht erst eine Beobachtbarkeit von Betriebsmitteln und Systemen. Dabei sind eine Reihe von Ausbauvarianten möglich, welche in einem Leitfaden präsentiert werden.

Zum anderen ist die Steuerbarkeit von Betriebsmitteln eine Voraussetzung für Automatisierung. Diese wird in Kapitel 4 beschrieben. Der Fokus liegt hierbei auf den Netzstationen als den zentralen Netzknoten im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Die Steuerung weiterer Betriebsmittel wird ebenfalls in Kapitel 4 diskutiert.

Kapitel 5 zeigt aufbauend auf der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit die Möglichkeiten der Automatisierung auf. Hierbei werden zunächst kurzfristig erzielbare Automatisierungsmöglichkeiten dargestellt und weiterführende Automatisierungslösungen im Anschluss diskutiert.

Kapitel 6 greift die eigentlichen Anforderungen an die Automatisierungstechnologien auf. Hierbei werden die notwendige Datenqualität, Komponenten der Sekundär- und Leittechnik sowie Leittechnikprotokolle diskutiert. Die Methoden zur Sicherstellung eines nachhaltigen Betriebes solcher Technologien wird diskutiert.

Kapitel 7 stellt die aus den vorgelagerten Kapiteln hervorgegangen Handlungsempfehlungen vor. Zusammenfassung befindet sich am Anfang der Studie.

2.2 Der Systembetrieb als Regelungsaufgabe

In der allgemeinen Definition ist unter Automatisierung die Ausführung von Arbeitsprozessen durch Maschinen oder Softwarelösungen zu verstehen, welche ohne diese manuell durchgeführt werden müssten. Prozesse, Teilprozesse oder Prozessschritte sind dann vollständig automatisiert, wenn manuelles Eingreifen durch den Menschen nicht mehr notwendig ist.

Aus dieser Sichtweise ist für den Betrieb von elektrischen Energiesystemen festzustellen, dass nur ein sehr kleiner Teil der Prozesse tatsächlich automatisiert abläuft. Diese Teilprozesse sind heute im Wesentlichen:

- Netzschutz: Dieser hat die Aufgabe fehlerbehaftete Teile des Netzes aus dem System herauszutrennen, um den fehlerfreien Teil des Netzes zu schützen.

- Leistungs-Frequenzregelung: Bei einer Frequenzabweichung wird die Primärregelleistung automatisch aktiviert.

- Spannungsregelung: Bei Spannungsabweichungen wird innerhalb eines definierten Rahmens die Blindleistungsabgabe automatisch verändert. Zusätzlich können Stufensteller an Transformatoren bei einer bestimmten Spannungsabweichung automatisch stufen.

Diese Automatisierungsfunktionen sind jedoch bisher vor allem in der Höchst- und Hochspannungsnetzebene vorzufinden Hierzu gehören auch zum Teil schon engpassbehebende Verfahren wie Redispatch und andere Netzregeleinrichtungen. Der überwiegende Anteil der Prozesse, die im Betrieb des Energiesystems etabliert sind, finden jedoch häufig teilweise manuell statt, beispielsweise das Engpassmanagement (siehe Kapitel 5.3). Dabei werden Statusinformationen und Messwerte mithilfe des SCADA-Systems gesammelt. Dies wird auch als Zustandserfassung bezeichnet. Die Überwachung der Betriebsparameter auf ihre Zulässigkeit übernimmt das Leitstellenpersonal (Operatoren, Dispatcher, Netz- und Betriebsführer) innerhalb der Netz- oder Systemführung anhand von Kriterien und Grenzwerten. Zur Interpretation und Plausibilitätsprüfung der Werte helfen die sogenannten HEO-Funktionen des Netzleitsystems. Falls in das System eingegriffen werden muss, verändert das

Leitstellenpersonal die Stellgrößen, z. B. die Netztopologie durch das Auftrennen von Leitungen. Die Möglichkeit dies über Kommunikationssysteme von der Ferne zu tun, wird als Fernsteuerbarkeit bezeichnet.

Abbildung 1 veranschaulicht die Regelaufgabe des Systembetriebs in vereinfachter Darstellung.

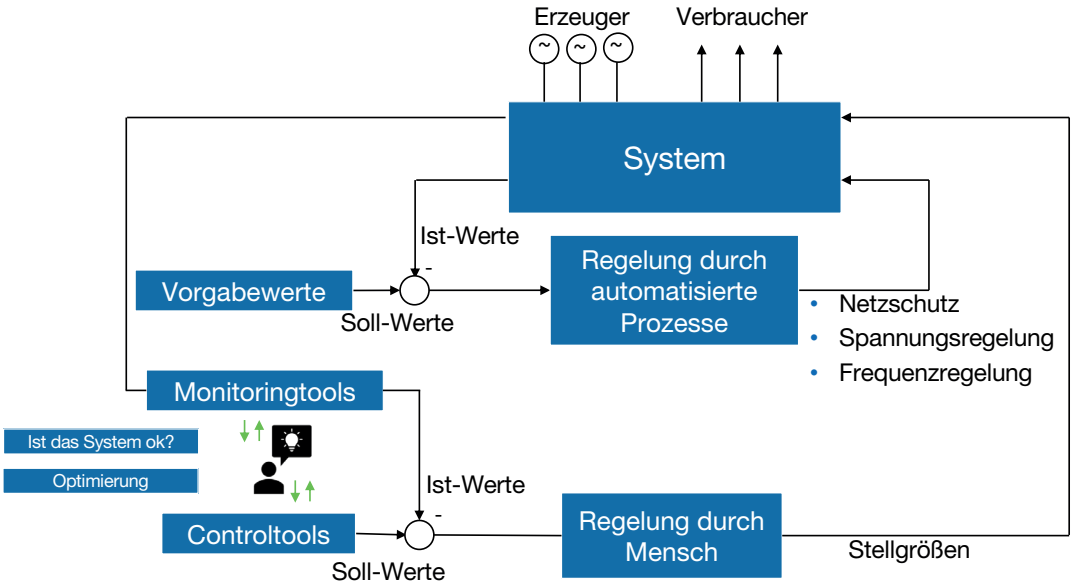


Abbildung 1: Der Systembetrieb als Regelaufgabe

2.3 Rahmenbedingungen

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen zur Einhaltung des Pariser Klimaabkommens führen zu einem deutlich beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit verbundenen technischen Konsequenzen.

Da Automatisierung kein Selbstzweck ist, sondern die Prozesse im Netzbetrieb verbessern soll, muss zuerst eingeschätzt werden, in welchen Bereichen sich diese am signifikantesten auswirkt. Hier kann auch das sogenannte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzausbau) angewandt werden. Plakativ: An welchen Stellen bringt der Einsatz von Automatisierung einen Mehrwert und wo hilft nur Netzausbau und zusätzliches Personal?

Die Implementierung von Automatisierungsmaßnahmen setzt ausreichende Ressourcen für die Implementierung und Instandhaltung voraus, wobei zwischen kurzfristigen Maßnahmen (innerhalb der nächsten ca. 5 Jahre) und mittel-/langfristigen Maßnahmen unterschieden werden kann.

Die nachfolgenden Rahmenbedingungen müssen bei der weiteren Entwicklung und Umsetzung bedacht werden.

Konzeptionelle Anforderungen an die Auswahl der Automatisierungstechnik
Die grundsätzlich erforderliche Technik und Funktionalität ist weitgehend verfügbar. Es sollte weitgehend standardisierte Technik mit minimalem Betriebsaufwand gewählt werden, die sowohl in ausreichender Menge verfügbar als auch skalierungsfähig ist. Die eingesetzten Technologien sollten zudem offene Schnittstellen nutzen und in ihrer Funktionalität nachrüstbar sein. Die Technik sollte robust sein und geringen Mitarbeitereinsatz erfordern. Dies gilt für alle Phasen des Lebenszyklus, d. h. Planung, Engineering, Bau, Inbetriebnahme und Betrieb. Die Technik sollte so ausgewählt werden, dass für den Flächenbetrieb in den unteren Spannungsebenen Monteure eingesetzt werden können (die ausreichend für die neuen Aufgaben geschult sind). Die verwendeten technischen Standards sollten sich herstellerunabhängig am Weltmarkt orientieren, spezielle Lösungen nur für Deutschland oder proprietäre Unternehmenslösungen sind nicht nachhaltig einsetzbar.

Betriebliche Anforderungen an die Auswahl der Automatisierungstechnik
Betriebsaufgaben, welche sich an die Automatisierungstechnik stellen sind die Prüfung, Entstörung, Erweiterung, Anpassung/Änderung, sowie Softwarepatches und -Updates. Für alle diese Aufgaben

werden Ersatzteile benötigt bzw. Erweiterungskomponenten, Parametrier-, Prüf-, und Dokumentationswerkzeuge und das zugehörige Know-how. Anforderungen an (neu) ausgewählte Technik sollten sich möglichst nur in langen Zyklen ändern. Zu beachten ist zudem, dass während der Lebensdauer der Automatisierungstechnik ebenfalls die eingesetzten Softwaretools auf neue Hardwarekomponenten und Betriebssysteme migriert werden müssen.

Personal

Fachkräfte sind jetzt schon knapp und werden es in Zukunft zunehmend sein. Unter diesem Aspekt sollten zwei Themen im Vordergrund stehen:

- geeignetes Personal muss gefunden und ausgebildet werden
- technische Lösungen auswählen, die vor allem vor Ort wenig Personaleinsatz erfordern. Wartungs- und Betriebsaufgaben sollten sowohl für die Betriebsmittel als auch für die Automatisierungstechnik aus der Ferne erledigt werden können.

Letzterer Ansatz hat entsprechende Auswirkungen auf die IT/OT-Sicherheit insbesondere in den unteren Spannungsebenen (siehe Abschnitt 6.8).

Versorgungsqualität

Die Versorgungsqualität hat sich in den letzten Jahren gemäß FNN-Störungsstatistik [11] immer weiter verbessert. Es ist zu diskutieren, ob zur Bewältigung der Umsetzung der Energiewende auf neue Konzepte zur Sicherung der Versorgungsqualität eingeführt werden sollten. Ein Stichwort ist hier der kurative Netzbetrieb.

Besonders die Nieder- und Mittelspannungsnetze erlebten in den vergangenen Jahren einen strukturellen Wandel, wodurch die bisherige Spannungsqualität beeinträchtigt wird. Dabei ist zu diskutieren, ob die bisherigen Regelungen zur Spannungsqualität den aktuellen Herausforderungen genügen. Zum einen können innovative Betriebsmittel helfen (u. a. rONT, STATCOM), die Spannungsqualität aufrecht zu erhalten. Zum anderen ist zu diskutieren, ob die gesetzten Rahmenbedingungen und Anforderungen noch zeitgemäß sind.

Kultureller Wandel

Viele Teilautomatisierungslösungen zum Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen sind heute schon einsetzbar, sofern die technischen Voraussetzungen vor Ort gegeben sind. Dennoch wird häufig Leitstellenpersonal auch für automatisierbare Routineaufgaben eingesetzt. Hierfür gibt es mehrere Erklärungsansätze. Ein häufig genannter ist, dass Fehler, die von Menschen gemacht werden, toleriert werden, maschinelle Fehler aber nicht. Maschinen, Algorithmen und ähnliches müssen zumindest beim Einsatz im Umfeld der Energieversorgung zuverlässig funktionieren und hochverfügbar sein. Und auch vermeintlich vollständig funktionsfähigen Automatisierungslösungen wird üblicherweise nicht das notwendige Vertrauen entgegengebracht, um diese in automatisierbaren Prozessen einzusetzen.

Aus dieser Perspektive ist ein kultureller Wandel notwendig, um maschinellen Prozessen fehlertoleranter gegenüberzustehen und die Fehler während der Implementierungsphase innerhalb von praktischen Pilotverfahren auszuräumen. Dies setzt voraus, dass das Ziel von robusten maschinell automatisieren Prozessen erreicht werden kann und dass deutlich seltener Fehler auftreten als dies heute durch das menschliche Pendant erfolgt. Es versteht sich dabei von selbst, dass hierbei schrittweise vorgegangen werden muss und der kulturelle Wandel eine gewisse Zeit benötigt.

Wesentliche Voraussetzungen für den Einsatz von Automatisierungslösungen sind:

- Funktionen und ihre Wirksamkeit sind hinreichend erforscht und in Labor- und Feldversuchen, sowie Präqualifikationsverfahren umfänglich getestet.
- Funktionen sind bereitgestellt und in den Systemen implementiert.
- Die notwendigen Daten und Parameter sind konsistent, validiert, vollständig und in der Praxis erprobt.
- Standardisierte Datenaustauschformate kommen zum Einsatz.
- Die Mitarbeiter im technischen Betrieb und in den Leitstellen werden regelmäßig geschult.

- Die Verantwortlichkeiten für Prozesse und Betriebsmittel sind in der Organisation eindeutig geklärt.
- Notwendige Anpassungen der IT-Sicherheit sind implementiert und geprüft.
- Kulturelles Change Management
- Betrieb eines Informationssicherheitsmanagement Systems (ISMS) nach IT-Sicherheitskatalog der BNetzA für KRITIS-Unternehmen.

2.4 Stand der Technik und Stand der Wissenschaft

Die (Hoch-)Automatisierung der Verteilnetze wird durch die Veränderungen in den Versorgungsstrukturen der unteren Spannungsebenen in einem fortlaufenden Entwicklungsprozess vorangetrieben. Während Automatisierungslösungen im Bereich der Netzstationen in der Praxis bisher nur selten zu finden sind, wird in wichtigen Netzknoten sowie in Umspann- und Schaltanlagen bereits sehr häufig umfangreiche Stationsleittechnik und digitale Schutz- und Messtechnik zu Automatisierungszwecken eingesetzt. Diese ist jedoch insbesondere in der Hoch- und Höchstspannungsebene vorzufinden. Für den dezentralen Einsatz in Netzstationen sind diese Systeme jedoch heute noch zu unflexibel, zu teuer oder aus bautechnischen Gründen ungeeignet.

Im Bereich der Netzstationen ist eine flächendeckende Messtechnik bisher nicht gegeben. Zum Teil sind Vor-Ort-Messwandler für die Spannungsdetektion (z. B. in Form von kapazitiven Spannungswandlern) und lokal auslesbare Fehlerrichtungsanzeiger im Einsatz. Eine kommunikationstechnische Erschließung besteht in der Regel nicht. Der Kurzschlussschutz in Netzstationen wird durch Sicherungen gewährleistet.

Die Notwendigkeit für einen (hoch-)automatisierten Netzbetrieb folgt den veränderten Anforderungen an das elektrische Energieversorgungssystem. Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und leistungsstarken Verbrauchern bei hohem Gleichzeitigkeitsfaktor stellt für den konventionellen Netzbetrieb in den mittleren und niedrigeren Spannungsebenen eine Herausforderung dar. Durch intelligente und automatisierte Lösungen wird ein effizienter Netzbetrieb unter Vermeidung von ineffizientem Netzausbau ermöglicht. Dementsprechend gab und gibt es zahlreiche Forschungsprojekte mit dem Fokus auf die flexible Verteilnetzautomatisierung (bspw. [12] – [17]). Entsprechend des Forschungscharakters sind prototypische Feldversuche zur Beantwortung bestimmter Forschungsfragen zu den Möglichkeiten der Verteilnetzautomatisierung durchgeführt worden. Eine system-, netzbetreiber- und herstellerübergreifende Lösung, die standardisiert und interoperabel in allen Stationen zum Einsatz kommen kann, ist dabei bislang nicht realisiert worden. Insbesondere die Prozesse, die den Möglichkeiten der Verteilnetzautomatisierung zugrunde liegen, sind bei den Netzbetreibern häufig noch nicht vorhanden.

Die verschiedenen Ansätze der bereits abgeschlossenen und laufenden Pilotprojekte bei oder mit Netzbetreibern zeigen die grundsätzlichen Funktionen und die Möglichkeiten des automatisierten Netzbetriebs. Insbesondere die größeren Flächennetzbetreiber antizipieren den Bedarf für einen automatisierten Netzbetrieb und realisieren zunehmend digitalisierte, fernüberwachte und fernsteuerbare Stationen. Dabei ist allerdings darauf hinzuweisen, dass es sich dabei meist um proprietäre Netzbetreiber interne Lösungen handelt, deren Realisierung ausgeschrieben wurde und deren Umsetzung von den jeweiligen Lieferanten und deren verfügbaren Produktpalette, sowie von den in der Ausschreibung festgelegten Anforderungen abhängt. Eine Harmonisierung der Bedarfe von anderen Netzbetreibern findet bei der Entwicklung dieser Lösungen nur selten statt. In Folge dessen sind eine Modularisierung und Absicherung der Interoperabilität mit anderen Systemen und Herstellern nur bedingt möglich.

Für zukünftige Wartungs- und Instandhaltungsprozesse ist dies problematisch, da nicht garantiert werden kann, dass kompatible Hardware und/oder Softwarewerkzeuge langfristig verfügbar sind. Außerdem hat die Verwendung von unterschiedlichen Hardwaresystemen zur Folge, dass das Personal auf diversen Systemen geschult werden muss. In der Forschung werden Ansätze zur Modularisierung von Funktionen und die Verwendung von standardisierter Hard- und Software sowie deren Trennung diskutiert. Außerdem gewinnt in diesem Zusammenhang die Verwendung von Virtualisierungsverfahren bspw. in Form von Containern für einzelne Funktionen an Bedeutung [18] [19]. Letzteres hat bei dem Thema Patchmanagement erhebliche Vorteile, da Funktionsupdates durch die Verteilung von aktualisierter Software in Form von Containern realisiert werden können.

Darüber hinaus kann die Funktionalität durch den Austausch von Containern beeinflusst werden, was die Interoperabilität gewährleistet und die Systeme flexibel an neue Anforderungen anpassbar macht. Damit ist jedoch das Thema Firmware-Update noch nicht abgedeckt. Zudem muss auch der Prozess eines Remote-Updates diskutiert und sichergestellt werden, insbesondere unter dem Aspekt der IT-Sicherheit.

Erste Produktentwicklungen zur Automatisierung von Niederspannungsnetzen, deren Wurzeln in Forschungsprojekten liegen, wurden im vergangenen Jahrzehnt betrieben. Die ersten Anläufe setzten sich auf dem Markt jedoch nicht durch. Mögliche Gründe hierfür könnten hohe Installationsaufwände, Kosten sowie der hohe Innovationscharakter, verbunden mit einem Mangel an Mitarbeiterkapazitäten oder an Know-how sein. Gleichzeitig wurden die Netze über viele Jahrzehnte ohne derartige Technologien betrieben und ein akuter Bedarf bestand bisher (noch) nicht. Ein unbestreitbar hemmender Faktor ist das Fehlen eines Regulierungsrahmens, der den Netzausbau gegenüber einem durch neue Ressourcen optimierten Betrieb begünstigt.

Seit wenigen Jahren nimmt das Produktportfolio im Bereich Smart Grid zu. Erste Systeme zur Überwachung und Steuerung von Niederspannungsnetzen wurden zur Marktreife geführt. Mit Anfängen in der dezentralen Netzautomatisierung existieren heute bereits cloudbasierte Lösungen, die funktional stetig erweitert werden, einhergehend mit der starken Entwicklung von IoT-Technologien (insb. in der Mess- und Kommunikationstechnik). So wird vor allem die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Netze in verschiedenen Anwendungsfällen der Netzführung und Netzplanung genutzt. Hersteller solcher Systeme sind zumeist große Softwarehersteller für Netzleitsysteme, aber auch junge Start-Ups und Spin-Offs. Ebenso sind auch Open-Source-Lösungen vorhanden. In der Netzpraxis sind Smart Grid Systeme bereits in einigen Verteilnetzen im Raum D-A-CH in Betrieb. Ein flächendeckender Rollout ist bislang nicht bekannt.

Beim Einsatz cloudbasierter Lösungen müssen jedoch die KRITIS-Schutzziele Verfügbarkeit, Integrität, Vertraulichkeit und Authentizität sowie auch die Belange des Datenschutzes erfüllt werden, was den Einsatz dieser in der Praxis herausfordernd gestalten kann.

2.5 Anforderungen an ein automatisiertes System

Folgende Anforderungen an Automatisierungslösungen bestehen im Allgemeinen:

- Automatisierungslösungen müssen über den gesamten Lebenszyklus wirtschaftlich sein (Investition, Betriebsaufwand, Nutzen, Kosten).
- Die Automatisierung muss dazu beitragen, dass der Fachkräftemangel beherrscht werden kann. Prozesse müssen effizient gestaltet und geeignet automatisiert werden.
- Die Automatisierungssysteme müssen erweiterbar und skalierbar sein. Durch standardisierte Schnittstellen muss Zukunftssicherheit gewährleistet sein.

Die Automatisierungssysteme müssen zudem die Anforderungen der Arbeitssicherheit unterstützen. Werden Fehler oder Unregelmäßigkeiten erkannt, so muss durch Prüfen, Untersuchen und Messen der Fehler festgestellt werden können. Sicherheitseinrichtungen (Schutz- und Überwachungseinrichtungen) dürfen nicht unwirksam gemacht werden. Alle für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage erforderlichen Informationen wie Netzzustand, Schaltgerätezustand (ein, aus, geerdet), Zustand der Sicherheitseinrichtungen müssen sicher übermittelt werden. Bei rechnergestützten Schalthandlungen ist die Software so zu gestalten, dass eine unbeabsichtigte Wiedereinschaltung sicher verhindert wird.

Automatisierte Systeme im Energiesystem müssen unterstützen hinsichtlich der

- Erfassung des Netzzustandes und der Berechenbarkeit (Verbesserung der Beobachtbarkeit),
- Verbesserung der Steuerbarkeit zur Optimierung der Prozesse,
- Migration von der Teilautomatisierung über die Bedingungsautomatisierung bis zur Hoch- und Vollautomatisierung und dort, wo es sinnvoll ist zu geschlossenen Regelkreisen,
- Beherrschung von Engpässen und Spannungshaltungsproblemen,

- Beobachtbarkeit und Beherrschbarkeit von Betriebsmittelauslastung und Engpassmanagement,
- Unterstützung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen,
- Unterstützung netzbetreiberübergreifender Kooperation und der Zusammenarbeit im Rahmen der BDEW-Kaskade.

Automatisierungssysteme müssen zusammen mit den verwendeten Kommunikationsinfrastrukturen resilient gegen Einfachausfälle sein; technische Fehler dürfen nicht sofort zu Komplettausfällen der gesamten Netzautomatisierung führen.

Die Resilienzanforderungen gelten auch im Rahmen der IT-Sicherheit. IT-Störungen oder auch IT-Angriffe dürfen nicht zum Komplettausfall der Versorgung führen. Die Automatisierungssysteme müssen strukturell so gestaltet werden, dass, wenn überhaupt, nur Teilbereiche ausfallen bzw. kompromittiert werden können. Die Versorgung darf in Folge nur für begrenzte Netzsegmente ausfallen. Dies sollte im Rahmen eines Konzepts zum betrieblichen Betriebskontinuitätsmanagement (BKM/BCM) nachgewiesen werden. Zugehörige Backup- und Recovery-Prozeduren sorgen dafür, dass die gestörten Segmente in begrenzter Zeit wieder entstört und damit das zugehörige Netz wiederversorgt werden kann.

2.6 Aspekte der IT-Sicherheit

Durch den umfassenden Einsatz fortschrittlicher Technologien und Anwendungen, die systematisch zentrale und dezentrale Steuerungen, Sensoren, physische Geräte und verschiedene Prozesse einbeziehen, erweitert das zukünftige intelligente Energieversorgungssystem seine Funktionalität in Richtung eines cyber-physischen Systems. Durch dieses cyber-physische System, also dem Verbund von informationstechnischen bzw. softwaretechnischen Komponenten mit mechanischen und elektronischen Bestandteilen, die über eine Dateninfrastruktur, wie z. B. Bussysteme und das Internet kommunizieren wird ein flexibler Energie- und Informationsfluss ermöglicht.

Die Automatisierung und Digitalisierung des Energiesystems, mit umfangreichen Energie- und Datenflüssen, bedarf einer Untersuchung der Wechselwirkungen innerhalb des cyber-physischen Systems. Moderne Stromnetze stützen sich im Echtzeitbetrieb in hohem Maße auf IKT-Infrastrukturen für ihre Steuerungs- und Schutzfunktionen. Eine Störung, der Ausfall oder ein Cyber-Angriff auf ein oder mehrere intelligente Betriebsmittel kann daher den Betrieb des physischen Energieversorgungsnetzes gefährden.

Darüber hinaus sind in automatisierten Energieversorgungsnetzen Assistenzsysteme ein wichtiger Bestandteil. In diesen Systemen können so unter anderem auch Algorithmen wirken, die zum Beispiel eine integrierte, multiphysikalische und probabilistische Echtzeitsimulation eines automatisierten Energieversorgungsnetzes zur präzisen Entscheidungsvorbereitung komplexer Absicherungsalgorithmen ermöglichen.

Derartige Anforderungen an Algorithmen, Einzelkomponenten und für aus diesen Komponenten zusammengesetzte Systeme und Anwendungen, wurden im BDEW-Whitepaper [10] zusammengefasst. Diese sind auch für (hoch-)automatisierte Energieversorgungsnetze sowie deren Prozesse und Assistenzsysteme relevant.

Die Basis dafür bietet in erster Linie die Normenreihe IEC 62351 (siehe dazu auch [20]) mit der Definition der zu unterstützenden kryptographischen Verfahren. Ergänzend dazu werden vor allem auch Sicherheitsanforderungen an Wartungsprozesse, Projektorganisation und Entwicklungsprozesse behandelt, die in der Normenreihe IEC 2700x (Überblick und Terminologie [21]) verankert sind.

3 Zustandserfassung

3.1 Einführung Zustandserfassung

Zustandserfassung ist ein essenzieller Bestandteil der Automatisierung und hat somit zu allen Anwendungsfällen der Automatisierung Schnittmengen.

Die Zustandserfassung kann die Erfassung eines Netzzustands, einer einzelnen elektrischen Größe (z. B. Spannung) oder gar eines Zustands einer Netzkomponente (an/aus) sein und dies für einen Zeitpunkt oder mehrere Zeitpunkte in einem bestimmten Betrachtungszeitraum. Dies bedingt die Fähigkeit zur Kommunikation sowie die Verfügbarkeit einer geeigneten, sicheren Kommunikationsinfrastruktur.

Bei der Zustandserfassung können drei Kategorien unterschieden werden: Messung, Schätzung und Prognose. Während die Messung den tatsächlichen Netzzustand zu Verfügung stellt, bietet die Schätzung eine Berechnung des mit größter Wahrscheinlichkeit auftretenden Netzzustands oder elektrischer Größen. Die Prognose ist eine Vorhersage von Zuständen in der Zukunft, wie beispielsweise die Änderungen einzelner elektrischer Größen oder die Änderung von Schaltzuständen.

Für den Netzbetrieb ist der Netzzustand von Bedeutung. Dies ist ein definierter Zustand (z. B. die Kenntnis aller komplexen Knotenspannungen), mit dem auch alle anderen Größen im Netz (mit Hilfe der Netzparameter) bestimmt werden können. Für die Erfassung wird die Netzzustandsschätzung (engl.: state estimation) verwendet.

Die Netzzustandsschätzung entspricht nach dem internationalen Wörterbuch der Elektrotechnik der *„Berechnung der mit größter Wahrscheinlichkeit auftretenden Strom- und Spannungsverteilung in einem Netz in einem bestimmten Zeitpunkt durch Lösung eines Systems von meist nichtlinearen Gleichungen, das aufgrund von redundanten gemessenen Netzvariablen oder generierten Ersatzwerten überbestimmt ist“*. Die Netzzustandsprognose ist dabei die Abschätzung des Netzzustands in der Zukunft.

Die ursprüngliche Idee und erste Implementierung der Zustandsschätzung im Energiesystem wurde von F. Schweppe in der Reihe „Power System Static-State Estimation“ [22] publiziert. Heute gängiges Lehrbuch ist von A. Abur und A.-G. Exposito „Power System State Estimation: Theory and Implementation“ [23]. In den letzten Jahren wurde insbesondere daran gearbeitet, die Ideen der Zustandsschätzung auf die Verteilnetzebene zu übertragen [24] – [26].

3.2 Individuelle Anforderungen und Realisierungsvarianten der Zustandserfassung

Gemäß den vorherigen Ausführungen kann die Zustandserfassung je nach Anwendungsfall und betrachtetem Zeitraum deutlich unterschiedlich ausgelegt werden. Vor der Konzeption eines Zustandserfassungssystems ist durch Netzbetreiber daher zu klären, welche konkreten Ziele mit dem System erreicht werden sollen und welche Anforderungen daraus an Mess- und Kommunikationstechnik sowie Berechnungsalgorithmen und Zeitintervalle resultieren.

Die bestehende Systemarchitektur, Schnittstellen und Prozesse unterscheiden sich je nach Netzbetreiber historisch bedingt teils deutlich. Dies bedeutet, dass auch die Ausgangssituation zur Einführung eines Zustandserfassungssystems nicht allgemeingültig formuliert werden kann und somit eine an den individuellen Rahmenbedingungen ausgerichtete Realisierungen erforderlich ist. Ziel sollte dabei sein, frühzeitig standardisierte, normierte Konzepte einzusetzen, um den Entwicklungsaufwand zu reduzieren und in Folge die Implementierungszeit, sowie die Investitions- und Betriebskosten zu senken. Dies kann gegebenenfalls durch die Nutzung kommerziell verfügbarer modularer Lösungen zur Zustandserfassung mit zentraler Schnittstelle zur bestehenden Systeminfrastruktur ermöglicht werden. Grundsätzlich ist jedoch eine Individualbetrachtung erforderlich.

Abhängig von der Zustandserfassungs-Variante stehen Netzbetreiber und Hersteller dabei vor der Herausforderung, die Anforderungen auf die bestehende Systemarchitektur abzubilden, um so die je nach Zielsetzung zusätzlich erforderlichen Systeme, Schnittstellen und Prozesse abzuleiten.

Zu diesem Zweck, wird im Folgenden eine Bewertungsskala vorgestellt, welche in Abhängigkeit der gesetzten Zielstellung dazu dienen kann, die erforderlichen Mindestanforderungen an Mess-, Kommunikations- und Systemtechnik zu ermitteln. Der Anwender wählt dabei zunächst einen gegebenen Anwendungsfall, z. B. die Erfassung von Messdaten für Planungszwecke aus und erhält im nächsten Schritt eine dafür mindestens zu realisierende Qualitätsstufe der Zustandserfassung. Im Folgenden kann der Nutzer bezogen auf einzelne Themenbereiche (u. a. Messwerterfassung, Kommunikationstechnik) die Mindestanforderungen ableiten.

3.3 Bewertungsskala

Die Realisierungsvarianten können in die Kategorien von A bis F unterteilt werden. Detaillierte Beschreibungen zu den einzelnen Kategorien werden im Anhang gemacht. Im Folgenden erfolgt lediglich eine kurze Einführung.

Kategorie A beinhaltet Realisierungsstufen für die Messtechnikinfrastruktur. Diese enthält Angaben zum Messsystem, dessen Messgenauigkeit und der Messintervalle. In das Messsystem werden auch die notwendigen Wandler mit einbezogen. Die notwendige Anzahl an Messwertgebern geht aus dem Anwendungsfall hervor.

Kategorie B beinhaltet die Kommunikationstechnik. Dort werden Vorgaben zum Typ und zur Umsetzung der Datenübertragung gemacht. Dabei entstehen je nach Kommunikationsart unterschiedliche Charakteristiken zu realisierbaren Datenmengen, Reichweiten, Verfügbarkeiten, der abzuleitenden IT-Sicherheit und der Investitions- und Betriebskosten. Die Kommunikationstechnik wird stationsübergreifend betrachtet. Es kann grundlegend zwischen leitungsgebundener (Kupfer, LWL usw.), an die Topologie des Stromnetzes gebundener und funkgebundener (GSM/GPRS, LTE usw.) Kommunikation unterschiedenen werden. Es werden mögliche Lösungen für die Umsetzung unterschiedlicher Datenraten beschrieben und mögliche Technologien aufgezeigt. Die Beschreibung umfasst dabei keine IT-Sicherheitsaspekte. Diese müssen individuell nach Anwendungsfall und der Kommunikationsstruktur berücksichtigt werden.

Kategorie C behandelt die Datenmanagementinfrastruktur. Diese beschreibt die Speicherung und Archivierung von Messdaten und die Vorbereitung der weiteren Verarbeitung. Die Daten können von unterschiedlichen Messgeräten gesammelt werden. Die Datenmenge ist hierbei variabel. Es kann zwischen einer manuellen (offline im Backoffice), einer dezentralen und einer zentralen Datenmanagementinfrastruktur unterschieden werden. Sie ist abhängig von der verwendeten Messtechnikinfrastruktur (vgl. Kategorie A), der Kommunikationsinfrastruktur (vgl. Kategorie B) und den Anwendungsfällen. Sensible Daten sind über entsprechende IT-Sicherheitsfunktionen zu schützen und ggf. zu anonymisieren.

Die Anwendung der Zustandserfassung ist in Kategorie D beschrieben. Es werden mögliche Ziele und Anwendungen der Zustandserfassung dargestellt. Die Komplexität der Verfahren sowie die Anzahl der erfassten und bereitgestellten Informationen nimmt mit steigenden Realisierungsstufen zu.

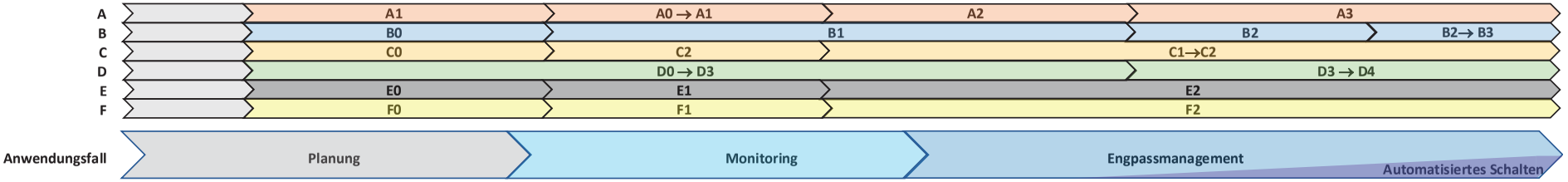
Es gilt zu beachten: Bei den jeweiligen Realisierungsstufen werden ausreichend finanzielle, personelle und räumliche Ressourcen vorausgesetzt. Diese Aspekte sind wichtig, werden aber in diesem Rahmen nicht näher betrachtet.

In Kategorie E wird der Integrationsaufwand in bestehende Systeme einbezogen. Der technische Aufwand zur Implementierung einer Zustandserfassungs-Funktionalität ist maßgeblich davon abhängig, ob Schnittstellen zu existierenden Prozessen aufzubauen sind. Grundsätzlich ist zu unterscheiden, ob die Applikation zur Zustandserfassung als eigenständiges System ohne Kopplung zu Bestandssystemen ausgeführt sein sollen, oder eine Teil- bzw. Vollintegration in die bestehende System- und Prozesslandschaft erfolgen soll. Bei Netzbetreibern existierende Systeme sind dabei typischerweise das Energiedatenmanagement (EDM), SCADA-/Netzleitsysteme sowie Geoinformationssysteme. Der Fokus der Betrachtung liegt auf den technischen Aspekten.

In Kategorie F werden Maßnahmen und Vorschläge zum Betrieb der Systeme zur Zustandserfassung beschrieben. Dies beinhaltet betriebsbedingte Ereignisse (Nachführung von Topologieänderungen, neue Messpunkte) sowie störungsbedingte Ereignisse (Ausfall Messgerät oder Kommunikation).

Abbildung 2: Zuordnung der Anwendungsfällen zu Qualitäts- und Realisierungsstufen

Qualitätsstufe	0	1		2		3		4	5
Bezeichnung	keine Erfassung von Zustandsgrößen	Offline-Zustandsgrößen an einzelnen Standorten		Grenzwertüberwachung v. Zustandsgrößen an einzelnen Standorten (Event-getriggert)		Online-Zustandsgrößen an einzelnen Standorten		Online-Netzzustand, nahezu flächendeckend, Zykluszeit t <= 15 min (geringe Granularität)	Online-Netzzustand, nahezu flächendeckend, Zykluszeit t <= 60 s (Echtzeit)
Erfassung von Zustandsgrößen	-	ONS-MS/NS, Kunden-anlage-MS	abgesetzte Messpunkte, KVS-NS, (iMSys)	ONS-MS/NS, Kundenanlage-MS	abgesetzte Messpunkte, KVS-NS, iMSys	ONS-MS/NS, Kundenanlage-MS	abgesetzte Messpunkte, KVS-NS	ONS-MS/NS, Kunden-anlage-MS, KVS, (iMSys)	ONS-MS/NS, Kunden-anlage-MS, KVS, iMSys
Ergebnis	-	gemessene, ggf. geschätzte Zustandsgrößen, Schaltzustände		standortbezogenene Grenzwertverletzungen, Schaltzustandsänderungen		gemessene, ggf. geschätzte u. standortbezogene Zustandsgrößen, Schaltzustände		Netzzustand beobachtbar, zum Teil geschätzte Zustandsgrößen	Netzzustand flächendeckend beobachtbar



Kapitelverweis: Kapitel 5.1.1 | Kapitel 5.2.2 | Kapitel 5.1.2

* **Sonderfall iMSys können in den unterschiedlichen Qualitätsstufen zur Erweiterung der Datenbasis eingebunden werden.**

ONS-NS: Ortsnetzstation, niederspannungsseitig
KVS: Kabelverteilerschrank
iMSys: intelligentes Messsystem

Die Qualitätsstufen der Zustandserfassung sowie die Realisierungsstufe der Realisierungsvarianten lassen sich vereinfacht den verschiedenen Anwendungsfällen der Netzplanung und Netzbetriebsführung zuordnen. Abbildung 2 zeigt die in diesem Dokument vorgeschlagene Zuordnung.

Im Folgenden wird beispielhaft ein Anwendungsfall beschrieben sowie der Weg zur richtigen Auswahl der Bewertungsskala.

Zum automatisierten Engpassmanagement auf Mittelspannungsebene sollen Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene gesteuert werden. Die Einhaltung der betrieblichen Grenzen auf der Niederspannungsebene soll berücksichtigt werden. Dafür muss der Netzzustand auf Mittelspannungsebene sehr hochfrequent (quasi Echtzeit, <= 60 s) ermittelt werden. Auf der Niederspannungsebene reicht hingegen eine geringe Messfrequenz aus. In den Niederspannungsnetzen ist der Smart-Meter-Rollout nach den Pflichteinbaufällen erfolgt. Auf Mittelspannungsebene sind bereits einige Netzstationen mit abgangsseitiger Messtechnik ausgestattet.

Die Einhaltung von betrieblichen Grenzen auf Niederspannungsebene muss vollautomatisiert geschehen und kann dezentral gemanagt werden. Der Einsatz des Systems soll der Ermittlung des Netzzustands dienen. Alle weiteren Realisierungsstufen richten sich nach der iMSys-Infrastruktur. Tabelle 1 zeigt die Übersicht der unterschiedlichen Realisierungsstufen.

	Kurzfassung / Ergebnis /Spezifikation
A	**Messtechnikinfrastruktur**
A0	Signaltechnik, stationär
A1	Temporäre Messtechnik
A2	Stationäre, rudimentäre Messtechnik
A3	Stationäre, komplexe Messtechnik
A4	Sonderfall: Intelligente Messysteme
B	**Kommunikationstechnik**
B0	Keine Kommunikationsinfrastruktur
B1	Kommunikationsinfrastruktur, niedrige Datenraten
B2	Kommunikationsinfrastruktur, hohe Datenraten
B3	Fernwirktechnische Übertragung
C	**Datenmanagementinfrastruktur**
C0	Offline/lokale Datenhaltung
C1	Dezentrales Datenmanagement
C2	Zentrales Datenmanagement
D	**Anwendungen der Zustandserfassung**
D0	Verfahren zur Bereitstellung / Archivierung / aggregierten Visualisierung
D1	Topologie(fehler)erkennung
D2	Prognose einzelner Netzgrößen
D3	Netzzustandsschätzung
D4	Netzzustandsprognose
E	**Integration in bestehende Systeme**
E0	Keine Koppelung mit bestehenden Systemen / ggf. Neuaufbau Netzbetriebsführung
E1	Teil Integration in Netzbetriebsführung
E2	Vollständige Integration in die Netzbetriebsführung
E3	Sonderfall: Intelligente Messsysteme
F	**Betrieb der Systeme (Mess-, Informations-, Kommunikationstechniksysteme)**
F0	Manuell
F1	Teilautomatisiert
F2	Hoch/Vollautomatisiert
F3	Sonderfall: Intelligente Messsysteme

Tabelle 1: Realisierungsstufen in der Übersicht

3.4 Vision Zustandserfassung

Die Zustandserfassung stellt im Bereich der Netzautomatisierung einen zentralen Bestandteil dar. Die Grundlage der Netzbetriebsführung sind zuverlässige Zustandsinformationen auf Basis kontinuierlicher Netzüberwachung und messtechnischer Erfassung (d. h. Sicherstellung der Beobachtbarkeit). Neben der reinen Messdatenverarbeitung stehen unterschiedliche Algorithmen zur Verbesserung der Beobachtung des Netzzustandes zur Verfügung. Mit Hilfe dieser können beispielsweise mittels einer Zustandsschätzung fehlende Messwerte oder Verbindungsunterbrechungen zu einzelnen Netzknoten ausgeglichen werden.

Die Entwicklungen im Bereich der Zustandserfassung ergeben sich zum einen aus einer zunehmenden Notwendigkeit der automatisierten Netzbetriebsführung, welche zusätzliche Informationen über den aktuellen Netzzustand benötigt, zum anderen aus den Möglichkeiten neuer Betriebsmittel, die zunehmend integrierte Messeinrichtungen bereitstellen oder zusätzliche Messpunkte im Netz ermöglichen (z. B. Smart-Meter). Hieraus folgend werden zukünftig die Quellen der Datenerfassung zunehmend dezentral und inhomogen im Feld verteilt. Zudem steigt der Diversitätsgrad im Blick auf die Güte und Qualität der generierten Messdaten. Neben herkömmlichen Messsystemen zur Überwachung des Energieversorgungsprozesses in den Umspannwerken, entstehen zusätzliche Messdaten an den (Orts-)Netzstationen sowie durch Smart-Meter, Micro-PMUs und viele weitere Systeme im Feld, die Daten zum Netzzustand liefern können. Verwendet werden kann dabei auch das intelligente Messsystem (iMSys) mit dem Tarifanwendungsfall (TAF) 14. Dieser TAF ist in Zusammenwirkung mit den iMSys für Mehrwertdienste des Letztverbrauchers gedacht und darauf ausgelegt, zyklisch Daten in Intervallen von einer Minute bis hin zu wenigen Sekunden auszutauschen. Die so entstehende standardisierte Schnittstelle, erlaubt es jedoch auch dem Netzbetreiber die Kundenanlage im Bedarfsfall (z. B. bei netztechnischen Restriktionen) netzdienlich zu beeinflussen.

Neben der zunehmenden Menge der Daten steigt durch die Digitalisierung und bessere Anbindung der Stationen über Glasfaser, betreibereigene Funklösungen sowie steigende 5G-Kapazitäten die zeitliche Verfügbarkeit der Daten. Über moderne Schnittstellen sind Datenraten realisierbar, die eine Echtzeitauswertung (siehe Qualitätsstufen) der Messdaten und somit neue Methoden und Anwendungsbereiche der Zustandserfassung ermöglichen. Der Begriff Echtzeit bezieht sich hierbei auf die zeitgerechte Verarbeitung von Daten entsprechend den zeitlichen Anforderungen des zu realisierenden Prozesses.

Es gibt zwei generelle Trends hinsichtlich der zukünftigen Zustandserfassung. Während der eine auf der Erfassung großer Datenmengen (Big Data) basiert, zielt der andere auf hochqualitative Daten hinsichtlich Granularität und Informationsgehalt ab.

Wenn Kommunikation und Datenhandling in der Zukunft („schnelles Internet an jeder Milchkanne“) nicht nur technisch, sondern auch kostengünstig („zero cost“ bzw. „nahezu umsonst“) möglich werden, ergeben sich neue Konzepte für die Beobachtbarkeit von Netzen. So könnten zum Beispiel kleine Spannungssensoren in Applikationen verbaut sein, die eigentlich einen anderen Zweck erfüllen (siehe auch Forschungsprojekt „Fühler im Netz 2.0“ [27]). Von der Netzstation über die Kabelverteilerschränke bis hin zu den Hausanschlusskästen werden dann sehr viele Daten erfassbar. Dabei müssten die Daten noch nicht einmal einer Messstelle genau zugeordnet werden, was erhebliche Vorteile bei der Datenverwaltung mit sich brächte. Es gibt innovative Ansätze, welche anhand von Algorithmen des maschinellen Lernens von anonymisierten oder pseudonymisierten Smart-Meter-Daten (unter Berücksichtigung von Fehlern) ganze Netze nachbilden oder auch die GIS-Daten qualitativ bewerten und anpassen können [28]. Mit mehr Daten aus den Verteilerkästen ist dies in Zukunft noch genauer möglich.

Hochqualitative Daten können durch hochtechnologisierte Anwendungen und innovative Messgeräte bereitgestellt werden. Beispiele sind Anwendungen für Ladestationen, Batteriespeicher-Managementsysteme und Erzeugungsanlagen, welche schnell und umfangreich Anlagendaten (Ladezustand, Flexibilitätsoptionen, Mittel- und Momentanwerte) liefern können. Damit lässt sich der Netzzustand vor Ort nicht zwangsläufig ermitteln, aber diese Art von Zustandsdaten lassen sich für Anwendungen in höheren Spannungsebenen nutzen (Engpassmanagement). Ein Beispiel für innovative Messgeräte sind PMUs, die durch fortschreitende Entwicklung der Technik kostengünstiger und genauer werden.

4 Steuerbarkeit

4.1 Übersicht

Neben der Zustandserfassung ist die Steuerbarkeit von Betriebsmitteln zur Realisierung von Automatisierungskonzepten unabdingbar. Aus der Perspektive der Verteilnetzbetreiber gibt es in der Mittel- und Niederspannungsebene im Wesentlichen zwei Arten von Netzknoten, welche innerhalb seiner Verantwortung liegen und grundsätzlich steuerbar sind. Dies ist zum einen die (Orts-)Netzstation und zum anderen der Kabelverteilerschrank. In Abbildung 3 sind diese grün markiert.

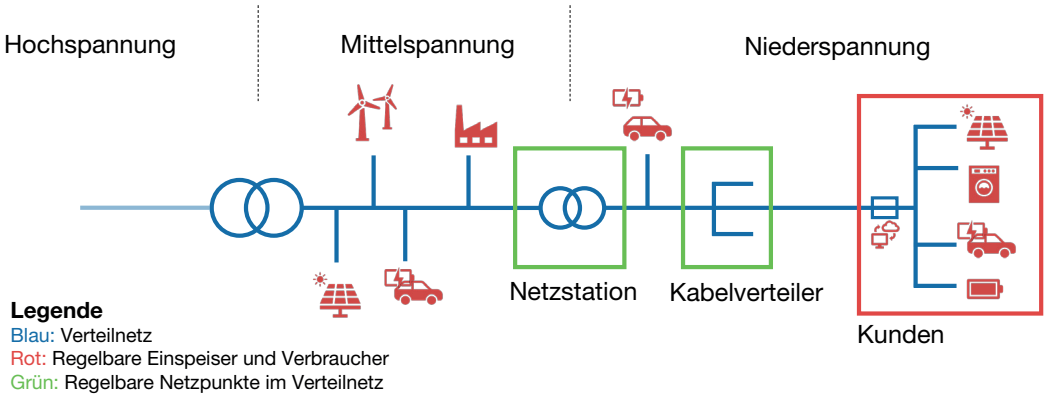


Abbildung 3: Übersicht über die Betriebsmittel in der Nieder- und Mittelspannungsnetzebene

Die anderen in roter Farbe dargestellten Betriebsmittel, welche in der Nieder- und Mittelspannung angeschlossen sind, liegen nicht im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Dennoch können diese Betriebsmittel für einen aktiven Netzbetrieb nutzbar sein, sofern sie steuerbar sind. Insbesondere wenn eine hohe Anzahl solcher Betriebsmittel steuerbar ist, können diese aggregiert einen signifikanten Einfluss auf den Netzzustand haben. Vor dem Hintergrund der Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor durch Wärmepumpen und Elektromobilität und der Integration von elektrischen Stromspeichern, spielt die Steuerbarkeit ebendieser Komponenten zunehmend eine Rolle. Die Steuerbarkeit einer aggregierten Zahl von Betriebsmitteln innerhalb eines Ortsnetzes wird im Allgemeinen als Controllable Local System (CLS) bezeichnet. Im weiteren Verlauf dieses Abschnittes wird im Detail die Steuerbarkeit von Netzstationen, Kabelverteilern sowie der Einsatz von CLS diskutiert.

4.2 Netzstationen

4.2.1 Übersicht der Varianten

Netzstationen dienen in der elektrischen Energieversorgung der Umspannung von Mittel- auf Niederspannung sowie der Energieverteilung in beiden Spannungsebenen. Synonyme sind u. a. Ortsnetzstation, Trafostation, Umspannstationen oder Abspannstationen. In dieser Studie wird der allgemeine Begriff Netzstation verwendet. Die Netzstationen sind Kernelement zahlreicher Studien und Betrachtungen zum Thema Verteilnetzautomatisierung, da sie die Knoten zu den Niederspannungsnetzen bilden und mittels Schaltzustandsänderungen die Mittelspannungsnetze topologisch verändern können.

Grundsätzlich können Netzstationen in fabrikfertige und vor Ort errichtete sowie in begehbare und nicht begehbare Stationen unterschieden werden. Über die Jahrzehnte und die Regionen verteilt, haben sich unterschiedlichste Bauformen entwickelt. Die folgenden Abschnitte sollen eine Übersicht über die Aufbauvarianten geben. Der Fokus liegt, der Logik der Studie folgend, auf der mess- und schaltungstechnischen Ausstattung der Stationen, nicht auf der Primär- und Gebäudetechnik.

In dieser Studie werden als Grundlage die Ausarbeitungen aus dem VDE FNN Hinweis Netzstationen [29] verwendet.

4.2.2 Grundsätzlicher Aufbau

Eine Netzstation besteht in der Regel aus mehreren Schaltfeldern in der Mittelspannung, einem Transformator sowie mehreren Schaltfeldern in der Niederspannung. Die Varianten unterscheiden sich dabei im Wesentlichen in Umfang und Art der Zustands- und Messwerterfasssung sowie in Umfang und Art der eingebauten Schalter. Abbildung 4 zeigt einen schematischen Aufbau einer Netzstation, mit erweiterter Messwerterfassung und fernsteuerbaren Lasttrennschaltern. Dieser Aufbau ist nur einer von vielen möglichen Konfigurationen und soll nur exemplarisch den grundsätzlichen Aufbau aufzeigen.

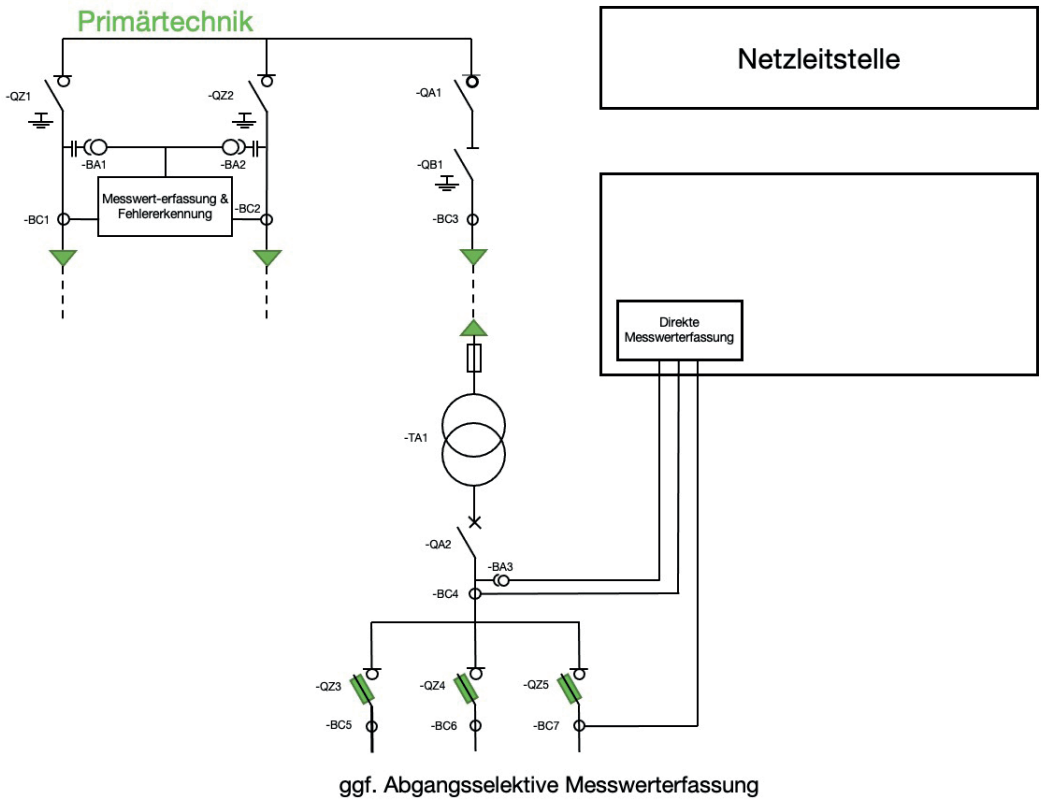


Abbildung 4: Schematischer Aufbau einer Netzstation

Die Aufbauvarianten der Netzstation unterscheiden sich hinsichtlich der Kategorien Messwerterfassung Mittelspannung, Messwerterfassung Niederspannung sowie Schalt- und Steuerungsgeräte. Die Verarbeitung der Signale in der Stationsleittechnik ist hinsichtlich der verwendeten Protokolle oder des Signalkonzeptes variantenreich. Details hierzu sind u. a. in Kapitel 6 beschrieben.

Abhängig vom Ausbauumfang ergeben sich zahlreiche Varianten von Netzstationen. Diese sind in Tabelle 2 aufgeführt. Neben diesen existieren Untervarianten und Sonderlösungen für spezifische Anwendungsfälle oder spezifische örtliche Gegebenheiten.

Ausbaustufen und Varianten von Netzstationen

Legende: L = Lokal Vorhanden, F = Ferngemeldet, S=Ferngesteuert; () = möglich, nicht flächendeckend

	Konventionelle Netzstation (aktuelle Technik)	Netzstation mit Fernmeldung	Netzstation mit Monitoring	Netzstation mit Monitoring und Schalter-Fernmeldung	Netzstation mit Fernwirkung/ Umschaltung (durch Leitstelle)	Netzstation mit Fernwirkung/ Dreistellungsschalter (mit motorisiertem Erdungsschalter)	Netzstation zur Topologieänderung und zur Verkürzung der Schutzstrecke	Selbstheilende MS-Netzen
Messwerte Niederspannung								
Zentrale Messung (U,I, Richtung, P,Q, S)-Trafo-Unterseite	(L)	(L)	F	F	F	F	F	F
Messung einzelner Abgänge (U,I,P,Q,S Richtung)			(F)	(F)	(F)	(F)	(F)	(F)
Messwerte Mittelspannung								
Messung der Kabelringfelder (U,I, P, Q,S)			F	F	F	F	F	F
Messung des Trafofeldes OS (Meistens reicht die Trafo-US)			(F)	(F)	(F)	(F)	(F)	(F)
Spannungsanzeiger (kap. Wandler) zur Spannungsfreiheit, aber auch an Fehlerrichtungsanzeiger	L	L	(F)	(F)	(F)	(F)	(F)	(F)
Fehlerrichtungsanzeiger	L	F	F	F	F	F	(F)	F
Lasttrennschalter	L	L	L	F	S	S		S
Erdungsschalter (meist 3-Wege-Schalter)	L	L	L	F	F	S	S	S
Leistungsschalter							(S) abhängig von Schaltspiele	(S)
UMZ/ DIST Schutzgeräte							F	
USV (Dauer)		L (wenige Minuten)	L (wenige Minuten)	F (wenige Minuten)	F (Stunden)	F (Stunden)	F (Stunden)	F (Stunden)
Netzführungsalgorithmen							siehe drüben + Schutzumstellung ggf.	Dezentral u.a. UW oder zentral in Leitsystem

4.2.3 Aufbau der Varianten

In diesem Abschnitt sollen die wesentlichen Varianten der Netzstationstypen näher erläutert werden.

4.2.3.1 Konventionelle Netzstation

Die konventionelle Netzstation besitzt keine sekundärtechnische Anbindung an die Netzleittechnik. Diese Stationen sind somit nicht fernüberwacht oder fernsteuerbar. Je nach Generation der Stationen enthalten sie jedoch Messwert- und Fehlerüberwachungseinrichtungen, die vor Ort ablesbar sind. Diese Form der Netzstationen ist derzeit überwiegend im Verteilnetz vorzufinden.

4.2.3.2 Netzstation mit Fernmeldung

Die Netzstation mit Fernmeldung besitzt, aufbauend auf der konventionellen Varianten, zusätzlich die Möglichkeit, die Fehlerüberwachung über eine Fernmeldevorrichtung zu melden. Die Kommunikation der ereignisbezogenen Meldung erfolgt mittels einfacher Sekundärtechnik über eine Schnittstelle der Leittechnik. Bei dieser Variante der Netzstation existiert keine zyklische Messwerterfassung, sondern alle Meldungen werden ereignisbezogen ferngemeldet.

In Konsequenz können auch Übertragungswege mit niedriger Bandbreite genutzt werden. Bei zyklischer Messwertübertragung ist die Einsatzfähigkeit abhängig von der Häufigkeit der zyklischen Meldung zu bewerten. Ein Beispiel dafür wäre LoRaWAN [30].

Die Ausrüstung der Netzstationen mit einfacher Sekundärtechnik zur Fernmeldung der Fehlerüberwachung, sollte flächendeckend oder zumindest mit hoher Durchdringung erfolgen, da die Vorteile dieser Einrichtung sonst nicht vollumfänglich genutzt werden kann. Eine ausführliche Diskussion des Anwendungsfalls wird in Abschnitt 5.2.1 geführt.

4.2.3.3 Netzstation mit Monitoring und Schalterstellungs-Fernmeldung

In Netzstationen mit Monitoring und Schalterstellungs-Fernmeldung werden Messwerte, Schalterstellungen und sonstige konfigurierte Meldungen sowohl ereignisorientiert als auch zyklisch übertragen. Dies erfordert eine wesentlich höhere Bandbreite als die Übertragung sporadischer Meldungen, wie in Kapitel 4.2.3.2 diskutiert. Eine Steuerbarkeit ist in dieser Variante nicht gegeben.

Eine Netzstation mit Monitoring erlaubt eine erhöhte Beobachtbarkeit des Netzes, welche für weiterführende Automatisierungskonzepte erforderlich ist. Die Übertragung der Schalterstellungen ermöglicht es, auf die manuelle Nachführung der Netztopologie in der Leitstelle zu verzichten.

Bei der Spezifikation ist die Ausprägung der Beobachtbarkeit zu bestimmen. So können beispielsweise alle Niederspannungs-Abzweige gemessen werden, oder nur die Mittelspannung und die Flüsse über den Transformator. Beide Möglichkeiten haben ihre Anwendungsfälle. Ein genaues Abwägen von Standardisierung versus Bedarfsorientierung ist hier erforderlich.

4.2.3.4 Netzstation mit Fernwirkungseinrichtung zur Änderung des Schaltzustandes

In Netzstationen mit Fernwirkeinrichtung zur Schaltzustandsänderung wird sowohl die Beobachtbarkeit als auch die Steuerbarkeit dieses Netzknotens ermöglicht. In aktuellen Untersuchungen und (Pilot)-Projekten bilden diese Art von Netzstationen die Grundlage für den aktiven Netzbetrieb in der Nieder- und Mittelspannung. Unterschiede in der Ausführung existieren im Wesentlichen im Meldeumfang und in der verbauten Sensorik.

Der wesentliche Anwendungsfall, für den diese Art von Netzstationen installiert werden, ist die verkürzte Wiederzuschaltzeit fehlerfreier Netzteile im Fehlerfall. Dies kann den SAIDI maßgeblich reduzieren. Eine mögliche Variante ist in Abbildung 5 zu erkennen.

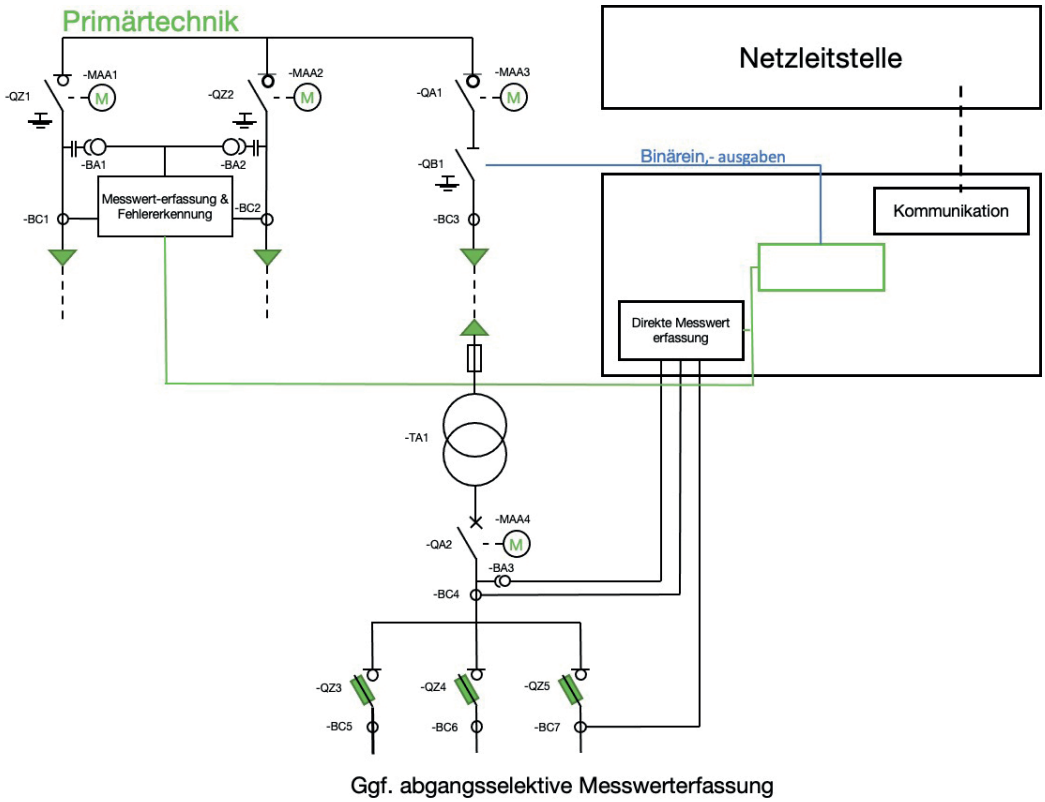


Abbildung 5: Variante Netzstation mit Messwerterfassung und Steuerbarkeit

4.2.4 Diskussion über Ausbaustufen und Empfehlung

Die überwiegende Anzahl der Netzstationen im Verteilnetz sind derzeit konventionelle Netzstationen. Ein flächendeckender Rollout von digitalen Netzstationen ist auch bis heute nicht beobachtbar, obwohl zahlreiche Studien und Pilotprojekte den Vorteil digitaler Netzstationen bei kurzfristigen Anwendungsfällen, z. B. Reduktion SAIDI und langfristigem aktiven Netzbetrieb klar aufzeigen.

Aus Sicht der Task Force hat dies mehrere Gründe:

1. **Fernüberwachte und fernsteuerbare Netzstationen sind kostspielig.** Aufgrund des notwendigen Motorantriebs für die Lasttrennschalter, der resultierenden Baugröße sowie der Sensorik ist eine fernüberwachte oder fernsteuerbare Netzstation deutlich kostspieliger als eine konventionelle Netzstation. Die Investitionen zahlen sich erst später aus. Operative Netzplaner tendieren daher dazu, die verfügbaren Mittel anders einzusetzen.

2. **Mobilfunk oder andere Verbindungen nicht ausreichend verfügbar.** In vielen Gegenden, in denen netztechnisch eine fernüberwachbare oder fernsteuerbare Netzstation sinnvoll wäre, sind Mobilfunkverbindungen nur eingeschränkt verfügbar. Dies wird sich für die Netzbetreiber erst mit dem flächendeckenden Einsatz von 450-MHz-Netzen ändern.

Sobald kurzfristige, operative Themen langfristigen strategischen Vorteilen entgegenstehen, bedarf es strategischer Entscheidungen, die netzplanerische und betriebsführungsrelevante Aspekte gesamtheitlich berücksichtigen. Hierzu konkrete Empfehlungen auszusprechen, liegt außerhalb dieser Studie. Ein paar grundlegende Gedanken hierzu sollen dennoch geteilt werden:

1. Trennstellen und Knotenpunkte im Netz sind prädestiniert für den Einsatz von fernsteuerbaren Netzstationen. Naheliegende Anwendungsfälle werden somit realisierbar, wodurch unmittelbar ein Mehrwert gegeben ist. Ein mögliches Ziel des Rollouts fernsteuerbarer Netzstationen wäre somit, dass die Netzstationen, welche wichtige Trennstellen und Knotenpunkte im Netz darstellen, mit digitaler Mess-, Melde- und Fernsteuertechnik ausgerüstet werden.

2. Die Nutzungsdauer von Netzstationen beträgt üblicherweise mehrere Jahrzehnte. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass funktionierende Stationen kurzfristig ersetzt werden, weil sich neue Anforderungen an den Netzbetrieb oder Anwendungsfälle in der Netzbetriebsführung

ergeben. Technik, die heute installiert wird, beeinflusst somit langfristig den Netzbetrieb. Die Spezifikation der einzusetzenden Technik ist somit hinsichtlich möglicher Zukunftsfähigkeit und Erweiterbarkeit zu überprüfen. Ggf. sind auch Raumreserven vorzuhalten, um die Nachrüstbarkeit von Technik zu gewährleisten. Die Aussage gilt sowohl für primärtechnische Betriebsmittel als auch für die Sekundärtechnik.

4.3 Schaltmöglichkeiten mit Niederspannungsschaltern in Kabelverteilerschränken

Neben der Steuerbarkeit der Netzstationen ist auch der Niederspannungsknotenpunkt „Kabelverteilerschrank“ Gegenstand von Untersuchungen. Eine Umfrage zum Vermaschungsgrad der Verteilnetze in Deutschland hat gezeigt, dass es noch viel ungenutztes Potential gibt, Niederspannungsnetze vermascht zu betreiben, um die Netzkapazität zu erhöhen [31].

Es existieren ebenfalls Überlegungen, in Ortsnetzen steuerbare Niederspannungsschalter einzusetzen [32]. Forschungsprojekte, in denen das automatisierte Schalten in Niederspannungs-Kabelverteilerschränken praktisch eingesetzt wurde, gibt es jedoch nur wenige [33] [34]. Kommerzielle Anwendungen sind derzeit nicht bekannt. Das Verhältnis von Kosten zu Nutzen dieser Anwendung fällt schlecht aus, da auch ein vermaschtes Netz ohne steuerbare Schalter gut betrieben werden kann.

4.4 Steuerung in der Niederspannung durch CLS[1]

Mit dem (voranschreitenden) Smart-Meter-Rollout können nicht nur Netzzustandsdaten erhoben werden. Zudem können durch abgesicherte Kommunikation über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways zukünftig markt- und netzdienliche Steuerungen durchgeführt werden, welche anhand von erhobenen Netzzustandsdaten auch automatisiert realisiert werden können.

In diesem Zusammenhang wird auch häufig von einem intelligenten Messsystem (iMSys) gesprochen. Dieses besteht aus einer modernen Messeinrichtung (mME) zur Fernübertragung von Netzzustandsdaten und einem vorgelagerten Smart Meter Gateway (SMGw) mit Kommunikationsschnittstelle. Verfügt der Netzkunde zudem über eine Steuerbox (STB, gemäß FNN-Steuerbox) oder eine Schnittstelle zum Energiemanagementsystem (EMS) des Netzkunden, so können über den CLS-Kanal des iMSys Befehle für die Steuerung von Ladesäulen, Wärmepumpen oder PV-Anlagen entgegengenommen werden (siehe Abbildung 6).

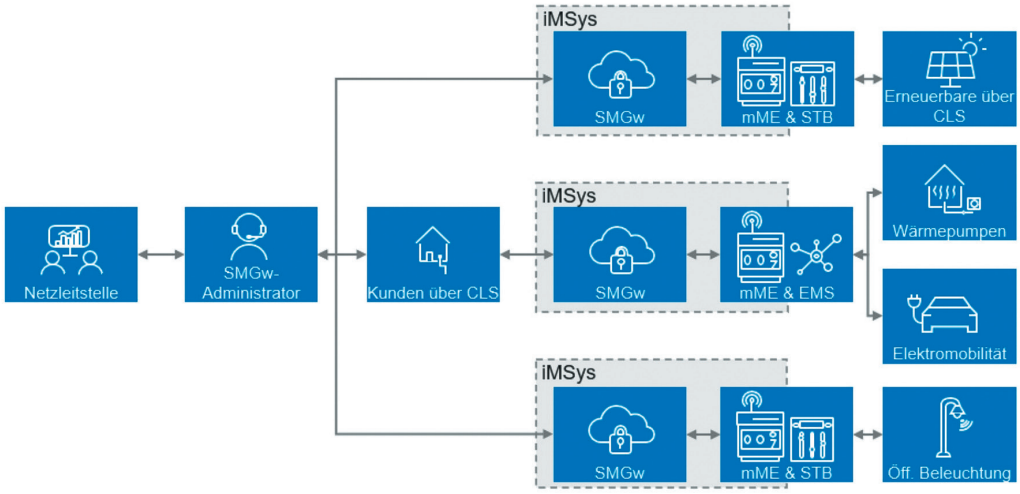


Abbildung 6: Schematische Darstellung beteiligter Komponenten für das Steuern von Netzkunden in der Niederspannungsebene durch eine überlagerte Netzleitstelle

Sowohl für das Empfangen von Netzzustandsdaten als auch das Senden von Steuerbefehlen ist ein zertifizierter Smart Meter Gateway Administrator (SMGwA) erforderlich, der die Kommunikationspfade/Kanalverwaltung zwischen dem SMGw bzw. der Steuerbox und einem aktiven externen Marktteilnehmern (aEMT) regelt. Die Rolle eines aEMT kann hierbei beispielsweise die Netzleitstelle des Netz-

[1] Controllable Local System

betreibers einnehmen. Zudem übernimmt der SMGwA ebenfalls eine Koordinierungsrolle/-funktion, wenn beispielsweise konkurrierende Anfragen von verschiedenen aEMT an einen Netzkunden gestellt werden (gelbe, rote Ampelphase). Die sichere Kommunikation zwischen den Akteuren ist durch die technischen Richtlinien TR-03109 nach § 22 MsbG des BSI vorgeschrieben. Die Gesamtinteraktion zwischen den beschriebenen Teilnehmern kann mit einem CLS-Managementsystem umgesetzt werden und ist perspektivisch eine Möglichkeit zur Netzzustandsdatenerhebung beim Netzkunden und Steuerung von Netzkundenanlagen in der Niederspannungsebene.

Weitere Anforderungen werden in der aktuell von den Beschlusskammern 6 und 8 der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier zur Ausgestaltung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG diskutiert.

Derzeit finden Diskussionen zur Neuregelung des § 14a EnWG statt, um die netzorientierte Steuerung von Netzkundenanlagen zu ermöglichen und durch eine Entlastung bei den Netzentgelten anzureizen. Die konkrete Ausgestaltung des Eckpunktepapiers lag bei Abschluss dieser Studie allerdings noch nicht vor.

5 Aktiver Netzbetrieb

5.1 Abgrenzung passiver und aktiver Netzbetrieb

Verteilernetzbetreiber spielen eine fundamentale Rolle in der elektrischen Energieversorgung, indem sie den reibungslosen und sicheren Betrieb elektrischer Verteilernetze sicherstellen. Ihre Hauptaufgabe liegt in der Aufrechterhaltung eines zuverlässigen und sicheren Netzes, sodass elektrische Energie ohne Unterbrechungen und zu geringen Kosten zwischen Marktteilnehmern transportiert und verteilt werden kann.

Im Sinne der Automatisierung können sich Verteilnetzbetreiber zwischen zwei fundamentalen Betriebsstrategien entscheiden:

- Passiver/reaktiver Netzbetrieb
- Aktiver Netzbetrieb

Der Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen folgt gegenwärtig meist einem passiv-reaktiven Ansatz. Ein aktiver Netzbetrieb wird jedoch in Zukunft erforderlich sein, um die zunehmende Komplexität und die wachsenden Herausforderungen an den Netzbetrieb in der Nieder- und Mittelspannung zu bewältigen.

Die fundamentalen Unterschiede zwischen einem passiven und einem aktiven Netzbetrieb lassen sich Tabelle 3 entnehmen.

		Passiver Netzbetrieb	Aktiver Netzbetrieb (Zielzustand)
Infrastruktur	A1	Das Netz wird nicht von einem Überwachungs- und Kontrollsystem überwacht und gesteuert.	Das Netz wird von einem Überwachungs- und Kontrollsystem überwacht und gesteuert.
	A2	Kommunikationsinfrastruktur liegt nicht vor	Kommunikationsinfrastruktur liegt vor und Daten können zwischen Netzkunden, Fernwirkstationen und Leitsystemen ausgetauscht werden
	A3	Fernbeobachtbare, fernsteuerbare Betriebsmittel sind nicht verfügbar	Fernbeobachtbare, fernsteuerbare Betriebsmittel sind verfügbar
Beobachtbarkeit (Betriebsführung)	B1	Zustände des Netzes werden messtechnisch nicht erfasst (U, I, P, Q)	Zustände des Netzes werden messtechnisch erfasst (U, I, P, Q)
	B2	Zustände der Betriebsmittel werden messtechnisch nicht erfasst (z. B. Schalterstufe eines rONTs, Schaltzustand eines Schalters)	Zustände der Betriebsmittel werden messtechnisch erfasst (z. B. Schalterstufe eines rONTs, Schaltzustand eines Schalters)
	B3	Netztopologie wird in der Leitstelle nur manuell nachgeführt	Netztopologie wird in der Leitstelle automatisch nachgeführt
	B4	Zustände der Erzeuger/Verbraucher werden messtechnisch nicht erfasst	Zustände der Erzeuger/Verbraucher werden messtechnisch erfasst (z. B. Wirk- und Blindleistungsverhalten am Netzanschlusspunkt)
	B5	Meldungen werden nicht digitalisiert und sind nicht über einer IKT-Infrastruktur (Plattform) für Netzbetreiber und andere Akteure/Systeme aufrufbar	Meldungen werden digitalisiert und sind über einer IKT-Infrastruktur (Plattform) für Netzbetreiber und andere Akteure/Systeme aufrufbar (sowohl Störungsmeldungen als auch Flexibilitätsmeldungen, nicht nur elektrische Werte)
	B6	Informationen zur Umgebung, die den korrekten Betrieb der Betriebsmittel beeinflussen, werden nicht erfasst	Informationen zur Umgebung, die den korrekten Betrieb der Betriebsmittel beeinflussen, werden übermittelt und ausgewertet
	B7	Überlastfähigkeit von Betriebsmitteln wird nicht erfasst	Überlastfähigkeit von Betriebsmitteln wird erfasst
	B8	Aktueller Netzzustand wird nicht geschätzt und ist für den Verteilnetzbetreiber unbekannt	Aktueller Netzzustand wird durch eine Netzzustandsschätzung ermittelt und ist für den Verteilnetzbetreiber bekannt

Beobachtbarkeit (Betriebsplanung)	C1	Historie über Netzzustände/Netzauslastung (Archiv) liegt nicht vor oder steht in digitalisierter Form nicht zur Verfügung	Historie über Netzzustände/Netzauslastung (Archiv) liegt vor und steht in digitalisierter Form zur Verfügung
	C2	Wetterprognosen für das Netzgebiet liegen nicht vor oder werden nicht verwendet	Wetterprognosen für das Netzgebiet liegen vor und stehen über eine IKT-Infrastruktur (Plattform) zur Verfügung
	C3	Prognosen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von Netznutzern werden nicht ermittelt	Prognosen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von Netznutzern werden auf Basis von Wetterprognosen ermittelt und stehen zur Verfügung
	C4	Netzzustände werden nicht prognostiziert	Netzzustandsprognosen werden ermittelt und stehen in digitalisierter Form zur Verfügung
	C5	Engpässe werden nicht prognostiziert	Engpässe werden auf der Basis von Netzzustandsprognosen im Voraus (z. B. Day-Ahead) identifiziert und eine prognostizierte Netzauslastung für zukünftige Zeithorizonte wird kontinuierlich erstellt.
Steuerbarkeit (Betriebsführung)	D1	Verbraucher und Erzeuger sind kommunikationstechnisch nicht angebunden und können keine Steuerbefehle erhalten	Verbraucher und Erzeuger sind kommunikationstechnisch über eine IKT-Infrastruktur angebunden und können über geeignete Protokolle Steuerbefehle erhalten
	D2	Netzkunden (Verbraucher und Erzeuger) können ihr Wirk- und Blindleistungsverhalten nicht nach Steuerbefehlen ändern (rote Ampelphase).	Netzkunden (Verbraucher und Erzeuger) können ihr Wirk- und Blindleistungsverhalten nach Steuerbefehlen ändern (vgl. rote Ampelphase).
	D3	Schaltungen werden manuell vor Ort durchgeführt und in der Leitstelle manuell nachgeführt	Automatisierte Schalter können Steuerbefehle empfangen und demnach Schaltzustand ändern
Steuerbarkeit (Betriebsplanung)	D4	Netzkunden sind nicht präventiv steuerbar und nehmen an keinen marktbezogenen Mechanismen teil.	Netzkunden haben die Möglichkeit an einem Markt teilzunehmen, um Flexibilität zu vermarkten oder sind präventiv steuerbar.
	D5	Netzanschlusskapazität ist konstant und ist unabhängig vom prognostizierten Netzzustand	Netzanschlusskapazität ist variabel und abhängig vom prognostizierten Netzzustand
Wartung/ Entstörung	E1	Zustand von Betriebsmitteln werden zyklisch oder durch Begehungen ermittelt	Zustand wird durch Sensorik erfasst
	E2	Wiederzuschaltung im Fehlerfall manuell vor Ort	Wiederzuschaltung im Fehlerfall automatisiert
	E3	Fehlerortung meist manuell vor Ort durch Begehung	Fehlerortung automatisiert (u. a. durch KS-Anzeiger, Impedanzmessung, digitale Netzstationen)

Tabelle 3: Unterscheidung zwischen passivem und aktivem Netzbetrieb

Die Entscheidung zwischen einer passiven oder aktiven Betriebsführungsstrategie beeinflusst alle Prozesse des Netzbetriebs, von der strategischen Netz- und Betriebsplanung (ex ante) über die Betriebsführung bis zu der retrospektiven Betriebsanalyse (ex post).

5.2 Naheliegende erste Anwendungsfälle

5.2.1 Fernüberwachte Kurzschlussanzeiger/Fehlerortung in Mittelspannungsverteilnetzen

Zur Eingrenzung des Fehlerortes in Mittelspannungsnetzen wird, wenn möglich, die ermittelte Fehlerreaktanz am auf den Fehlerort speisenden Abgang des Umspannwerks zur Hilfe genommen. Die Umsetzung der ermittelten Fehlerreaktanz von Ohm auf Kilometer ist allerdings aufgrund mehrerer Faktoren fehlerbehaftet. Zum einen ist die Reaktanz bedingt durch Kabelmuffen und Übergänge von Kabel auf Freileitungen nicht linear im Bezug zur Entfernung zum Fehlerort. Zum anderen ist häufig bedingt durch die Netztopologie der Fehlerort nicht klar zuzuordnen. Zwischeneinspeisungen o. ä. verzerren das Verhältnis von Fehlerreaktanz und Fehlerentfernung zusätzlich. Die Nutzung der Fehlerreaktanz ist daher lediglich ein Hilfsmittel zur Bestimmung des Fehlerortes und der Einschätzung der Entfernung vom speisenden Umspannwerk.

Eine bessere Eingrenzung des Fehlerortes wird durch die Kurzschlussanzeiger in den Netzstationen erzielt. Hierfür werden heute bereits häufig digitale, richtungsselektive Kurz- und Erdschlussanzeiger in den jeweiligen Mittelspannungsgängen der Netzstationen verbaut. Diese Systeme sind jedoch noch häufig nicht fernüberwacht, sodass eine Meldungsübertragung in Richtung Netzleitstelle fehlt. Sie dienen lediglich als Vor-Ort-Anzeigesysteme für das Netzbetriebspersonal. Die Nachrüstung von Sekundärtechnik ermöglicht die Fernübertragung der lokalen Zustände aus der Netzstation in Richtung des SCADA-Netzleitsystems zur Abbildung des Netzzustands. Die Messwerte ermöglichen eine Zustandsschätzung im SCADA-System, sowie eine der Zustandsschätzung nachgelagerte MS-Netzanalyse durch die HEO-Funktionen. Eine UW-Weitbereichsregelung wird durch die Sekundärtechnik ermöglicht, sofern ein Fernwirkgerät in den (Orts-)Netzstationen (ONS) oder die Übertragung von IoT-Messwerten durch eine Fernwirkschnittstelle ins SCADA vorhanden ist.

Bei Kurzschlussanzeigern ist die Richtungsinformation, insbesondere bei beidseitig gespeister Leitungsstrecke zur Fehlerortung von Kurzschlüssen sowie bei stehendem Erdschluss entscheidend. Die gegensinnige Richtungsanzeige in zwei benachbarten Netzstationen dient hierbei der Fehlerorteingrenzung. In Kombination mit dezentraler Einspeisung und der damit verbundenen Fehlerstromeinspeisung im Kurzschlussfall gewinnt diese Richtungsinformation an Bedeutung. Zur Ermittlung der Richtungsinformation über den Phasenwinkel ist eine Strom- und Spannungsmessung notwendig. Über ein digitales Netzmonitoring-System können neben den richtungsbezogenen Kurz- und Erdschlussmeldungen auch Messwerte, wie Strom und Spannung sowie alle daraus abgeleiteten Größen wie Wirk- und Blindleistung ermittelt werden. Auch hierbei spielt die Wahl des Übertragungsweges eine bedeutende Rolle. So können beispielsweise über LTE-, 4G/5G-Mobilfunk relativ große Datenmengen transportiert werden, während LoRaWAN-Verbindungen nur relativ geringe Datenmengen übertragen können. Ist zusätzlich eine gesicherte Verbindung im Schwarzfall gewünscht, bietet sich u. a. das schwarzfallfeste 450-MHz-Funknetz an. Ist es lediglich gewünscht, ereignisorientierte Meldungen im Fehlerfall zu übertragen, bieten sich kostengünstige Lösungen, z. B. via LoRaWAN an, die ggf. auch ohne eigenes Fernwirkgerät auskommen.

5.2.2 Wiederversorgung im Fehlerfall

5.2.2.1 Störung - Kurzschluss

Eine der prominentesten Möglichkeiten von Hochautomatisierung in der Mittelspannung stellt die automatisierte Wiederversorgung im Fehlerfall dar. Ziel ist die Verbesserung der Zuverlässigkeitsindikatoren von Verteilnetzen wie SAIDI und SAIFI. Dabei gilt es, die Energieversorgung im fehlerfreien Abschnitt des Verteilnetzes durch eine Automatikfunktion so schnell wie möglich wiederherzustellen. Unter anderem müssen dabei folgende Aktionen durchgeführt werden:

- Vorhandene Netzstatusinformationen analysieren
- Fehlerhafte Netzabschnitte identifizieren
- Maßnahmen ableiten
- Fehlerstelle freischalten (isolieren)
- Fehlerfreie Netzabschnitte wieder zuschalten

Weiterhin können unterstützende Funktionen das Servicepersonal informieren, den Serviceeinsatz durch Weitergabe des fehlerhaften Netzabschnittes koordinieren und den normalen Netzzustand wiederherstellen, nachdem der Fehler im Netz behoben wurde. In Abbildung 7 ist ein entsprechendes Ablaufdiagramm dargestellt.

Die Norm IEC TR 61850-90-6:2018 beschreibt in Kapitel 5 „Requirements and Use Cases“ relevante Verteilnetzautomatisierungsfunktionen und die hierfür notwendigen Erweiterungen des Datenmodells. Die Funktion basiert auf Kurzschlussanzeigern in der Feldebene und auf Schutzgeräten mit Kurzschluss- und Erdschluss-Erkennungsfunktionen. Auf Grund der Topologie (Baumstruktur) des unterlagerten Verteilnetzes können Fehlerstellen durch Distanzschutzfunktionen nicht eindeutig erkannt werden. Aus diesem Grund sind in Verteilnetzstationen, welche mit Lasttrennschaltern ausgerüstet sind, zusätzlich Kurzschlussanzeiger (Fault Passage Indicator, FPI) und Fernwirkgeräte installiert.

Gemäß IEC 61850-90-6 sind folgende Anwendungsfälle definiert:

- Einsatz von Kurzschlussanzeigern, um die fehlerhafte Netzabschnitte zu identifizieren

- Automatisierte Wiederversorgung durch eine zentrale Lösung/Regional Controller (centralized control) oder ein vollständig dezentrales Schema (distributed control) um entsprechende Maßnahmen abzuleiten. Hier kommen sog. FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration) zum Einsatz.

Zur automatisierten Wiederversorgung zählt ebenfalls die automatische Schnellumschaltung (Automatic Switch Transfer). Von automatischer Schnellumschaltung wird gesprochen, wenn bei einem Spannungsausfall einer primären Quelle das System unter bestimmten Bedingungen selbst entscheidet, die Last auf eine andere Spannungsquelle umzuschalten.

In IEC 61850-90-6, Kapitel 6 „Logical Nodes", werden die Zusammenhänge zwischen den oben genannten Anwendungsfällen und dem benötigen Datenmodell hergestellt.

5.2.2.2 Trennstellenverlagerung manuell und automatisiert

Im Folgenden wird ein Stufenkonzept zur Trennstellenverlagerung vorgestellt. Im Einzelnen sind folgende Automatisierungskonzepte im Einsatz:

Stufe 1: Ferngemeldeter und Ferngesteuerte Leistungsschalter

Es ist ein Fernwirkgerät und ein Leistungsschalter je Abgang in der speisenden Mittelspannungsstation im Umspannwerk installiert. Es wird angenommen, dass dieses Fernwirkgerät an eine zentrale Leitstelle angeschlossen ist und dieser Leistungsschalter aus einer zentralen Leitstelle durch das Betriebspersonal ferngesteuert werden kann. Alle übrigen Schalthandlungen – inklusive des Schließens der Trennstelle im offen betriebenen Ringnetz – müssen manuell ausgeführt werden. Ein zusätzlich vorhandenes Schutzgerät sorgt für die schnelle Abschaltung im Fehlerfall.

Diese Stufe ist der derzeitige Normalzustand.

Stufe 2: Ferngesteuerte Trennstelle (nur in Ringnetzen)

Entspricht dem Konzept der Stufe 1 – mit der Ausnahme, dass an den Trennstellen ein ferngesteuerter Trennschalter zum Einsatz kommt, der aus einer zentralen Leitstelle durch das Betriebspersonal bedient werden kann. Die Trennstellen können bereits mit ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern ausgestattet werden.

Stufe 3: Ferngemeldete Kurzschlussanzeiger

Basis ist die Stufe 2 – Ferngesteuerte Trennstelle. Zusätzlich werden in ausgewählten Stationen ferngemeldete Kurzschlussanzeiger eingesetzt. Hierdurch kann die Dauer bis zur Freischaltung des fehlerbehafteten Netzelementes im Strang bzw. Halbring verringert werden. Es ist zu erwarten, dass die Dauer bis zur Freischaltung des fehlerbehafteten Abschnittes mit steigender Anzahl von ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern an den Trennstellen im MS-Ring abnimmt.

Stufe 4: Ferngesteuerte Lasttrennschalter

Basis ist Stufe 3 – Ferngemeldete Kurzschlussanzeiger. Zusätzlich werden neben den ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern in den ausgewählten Stationen (Netztrennstellen) auch ferngesteuerte Lasttrennschalter eingesetzt, die aus einer zentralen Leitstelle durch das Betriebspersonal bedient werden können.

Stufe 5: Automatisierte Lasttrennschalter - **Zielstellung für eine Hochautomatisierung**

Basis ist Stufe 4 – Ferngesteuerte Lasttrennschalter. Zusätzlich wird angenommen, dass die Lasttrennschalter in den ausgewählten Stationen sowie an den Trennstellen mit geeigneten Prozeduren automatisiert schalten, um eine Verkürzung der entsprechenden Schaltdauern gegenüber dem ferngesteuerten Schalten durch das Betriebspersonal zu erreichen.

Eine weitere Erhöhung der Verfügbarkeit und der schnellstmögliche Trennstellenverlagerung ergibt sich durch die Verwendung von Leistungsschaltern in ausgewählten Netzstationen und der damit einhergehenden Verringerung der Schutzstrecke.

Stufe 6: Automatisierte Leistungsschalter

Basis ist das Konzept 4 – Ferngesteuerte Leistungsschalter. Zusätzlich wird angenommen, dass die Leistungsschalter in den ausgewählten Stationen sowie der Trennschalter in der Trennstelle mit geeigneten Prozeduren automatisiert schalten – was eine Verkürzung der entsprechenden Schaltdauern gegenüber den automatisierten Lasttrennschaltern ermöglicht, aufgrund der Geschwindigkeitsvorteile des Leistungsschalters.

Hochautomatisierung und automatisiertes Schalten im Fehlerfall

Im Falle einer großräumigen Versorgungsunterbrechung im Verteilnetz, z. B. während extremer Wetterlagen, treten in der Regel mehrere Ausfälle zeitgleich auf.

Automatisierte Wiederversorgungsprozeduren in selbstheilenden Netzen ermöglichen die automatisierte Umschaltung des Netzes, den Fehler zu isolieren und das selbstständige wiederzuschalten von Fehlerfreien Netzgebieten. Automatisierte Wiederversorgungsprozeduren sollten zunächst in abgeschlossenen Netzgebieten eingesetzt werden. Dies hat zum Ziel, kritische Stromabnehmer wie Stadtzentren, Industrieanlagen oder Datenzentren schnell wieder zu versorgen. Idealerweise können in diesen Fällen Versorgungsunterbrechungen innerhalb weniger Sekunden behoben werden. Eine manuelle Vorgehensweise bei der Behebung des Versorgungsausfalls aus der Leitstelle heraus, kann die durch automatische Funktionen erreichten Wiederversorgungszeiten nur schwer erreichen. Die Herausforderung des Leitstellenpersonals liegt in der netzgebietsspezifischen Parametrierung der Automatik und der Sicherstellung des reibungslosen Ablaufs der automatischen Schaltfolgen im Einsatzfall.

Fernwirktechnische Ausrüstung der Netzstation

Kurzschlussanzeiger und Fernwirkgeräte ermöglichen die Fernüberwachung und -steuerung von Netzstationen im Verteilnetz und liefern die sekundärtechnische Basis für alle hochautomatisierten Ausfallmanagementlösungen. Innerhalb der Netzstation verwenden die Geräte digitale und analoge Ein- und Ausgänge für die Überwachung und Steuerung der primärtechnischen Betriebsmittelkomponenten. Mit den vorhandenen Messverfahren ist es darüber hinaus möglich, weitere Daten bereitzustellen, z. B. Lastprofile oder entsprechende Signale, falls Überlastsituationen oder Spannungsbandverletzungen gemäß EN 50160 eintreten. Für diese Messungen können unter anderem standardisierte Sensoren bspw. gemäß IEC 60044-7/-8 verwendet werden.

Automatisierte Wiederversorgung durch eine Regionale Netzintelligenz / Regional Controller
(vergleiche Fall 3a/3b in der Norm IEC 61850-90-6)

Der Regional Controller stellt die Basis für die regionale Netzintelligenz mit der Funktion der automatisierten Fehlerortung und Wiederherstellung (FLISR) dar. Der Regional Controller besteht aus bewährten Komponenten der Stationsautomatisierung und der Fernwirktechnik. Diese werden als Steuereinheiten eingesetzt, welche durch Applikationen zur Selbstheilung des Netzes, bzw. von Netzgruppen erweitert wird. Die Verteilnetzautomatisierungslösung ist skalierbar, orientiert sich an der Topologie des Verteilnetzes und überwacht die Netzstationen. Die Lösung kann eine „closed-loop“ Selbstheilung des betroffenen Netzgebietes ermöglichen. Die Selbstheilung zielt auf einen sicheren und verlässlichen Betrieb und unterstützt alle Arten von Kommunikationsprotokollen sowie primärtechnischer Betriebsmittel. Der Regional Controller stellt eine Verbindung zu einem überlagerten Leitsystem her und gibt die Informationen aus dem fehlerhaften Netzabschnitt weiter. So hilft er den normalen Netzzustand wiederherzustellen, nachdem der Fehler behoben wurde. Der Regional Controller sollte folgende Prozesse und unterstützen:

- Fehlerlokalisierung durch Auswertung der Kurzschlussanzeiger und Fernwirkgeräte inklusive Richtungsangabe (falls vorhanden)
- Verwaltung standardisierter Schaltsequenzen zur Fehler Isolation
- Handhabung weiterführender Maßnahmen zur Neukonfiguration und Wiederherstellung
- Vereinfachte Konfiguration durch standardisierte Algorithmen für alle möglichen Netztopologie und Sternpunktbehandlungsarten (gelöschte und starr geerdete Netze)

Automatisierte Wiederversorgung durch ein vollständig dezentrales Schema
(vergleiche Fall 4a/4b in der Norm IEC 61850-90-6)

Die Funktion der automatisierten Fehlerortung und Wiederherstellung (FLISR) wird in diesem Fall durch eine vollständig automatisierte dezentrale und verteilte Schaltlösungen für Fehlerisolierung und Wiederzuschaltung erreicht. Fehlerorte, sowie Typen von Kurz- und Erdschlüssen, werden eindeutig durch die Kurzschlussanzeiger erkannt und vom Fernwirkgerät weitergeleitet. Die kommunikativ angebundenen Fernwirkgeräte tauschen die Fehlerinformationen miteinander aus. Die Entscheidung, in welcher Reihenfolge die notwendigen Schalthandlungen in den involvierten Netzstationen ausgeführt werden sollen, wird durch die in die Fernwirkgeräte implementierte Automatisierungstechnik getroffen. Der Wiederzuschaltprozess wird schrittweise automatisch ausgeführt. Zwischen jedem Schritt überprüft der Algorithmus im Fernwirkgerät, ob die korrekte Ausführung, basierend auf den Informationen der im Netz verteilten Messwertgeber und der fernwirktechnischen Ausrüstung in der Netzstation, ausgewählt und durchgeführt wurde. Vorteilhaft für die Implementierung eines vollständig dezentralen Schemas ist der Einsatz der IEC 61850 als Kommunikationsstandard.

5.2.2.3 Empfehlungen zur Ausbaustrategie für fernsteuerbare Lasttrennschalter in Netzstationen

Um die Fernsteuerbarkeit von Mittelspannungsnetzen zu erreichen, werden an den für die Automatisierungsstrategie relevanten Netzpunkten fernsteuerbare Schaltanlagen eingesetzt. Die Verteilung dieser Anlagen bestimmt maßgeblich den Automatisierungsgrad der Mittelspannungsverteilnetze. Aus Sicht der Netzführung werden im Allgemeinen folgende Netzknotenpunkte als strategisch relevant gekennzeichnet:

- Netzstationen mit 3er-Kabelknotenpunkten ohne Stichabgänge
- Netzstationen mit 4er-Kabelknotenpunkten und maximal einem Stichabgang
- Netzstationen mit Normtrennstellen
- Netzstationen auf sehr langen Kabelstrecken
- Netzstationen zur Halbierung bzw. zur Vierteilung der Ringnetze

Das Automatisierungskonzept baut auf einer n-Punkt-Netzautomatisierung von offen betriebenen Ringnetzen auf. Hierbei werden Ringe von zehn bis zwölf Netzstationen zusammengefasst, wobei davon drei Netzstationen fernsteuerbar ausgeführt werden. Somit kann das Ringnetz bei einer Störung in mehrere Abschnitte geteilt werden. Aufgrund der gewachsenen Netzstruktur ist nicht immer eine geschlossene Ringstruktur entsprechend dieses Konzepts vorhanden. Dementsprechend muss das Konzept individuell an das Netz angepasst werden. Dies gelingt beispielsweise, indem Netzautomatisierungskonzepte eingesetzt werden, welche die Häufigkeit der fernsteuerbaren Netzstationen auf 2er- bis 5er-Schritte ausweiten. Außerdem können abhängig von der Netztopologie einzelne ferngesteuerte Netzstationen auch mehr als einem Ring zugeordnet werden. In der Regel wird die n-Punkt-Netzautomation erreicht, indem die oben benannten Kriterien auf das Mittelspannungsverteilnetz angewendet werden.

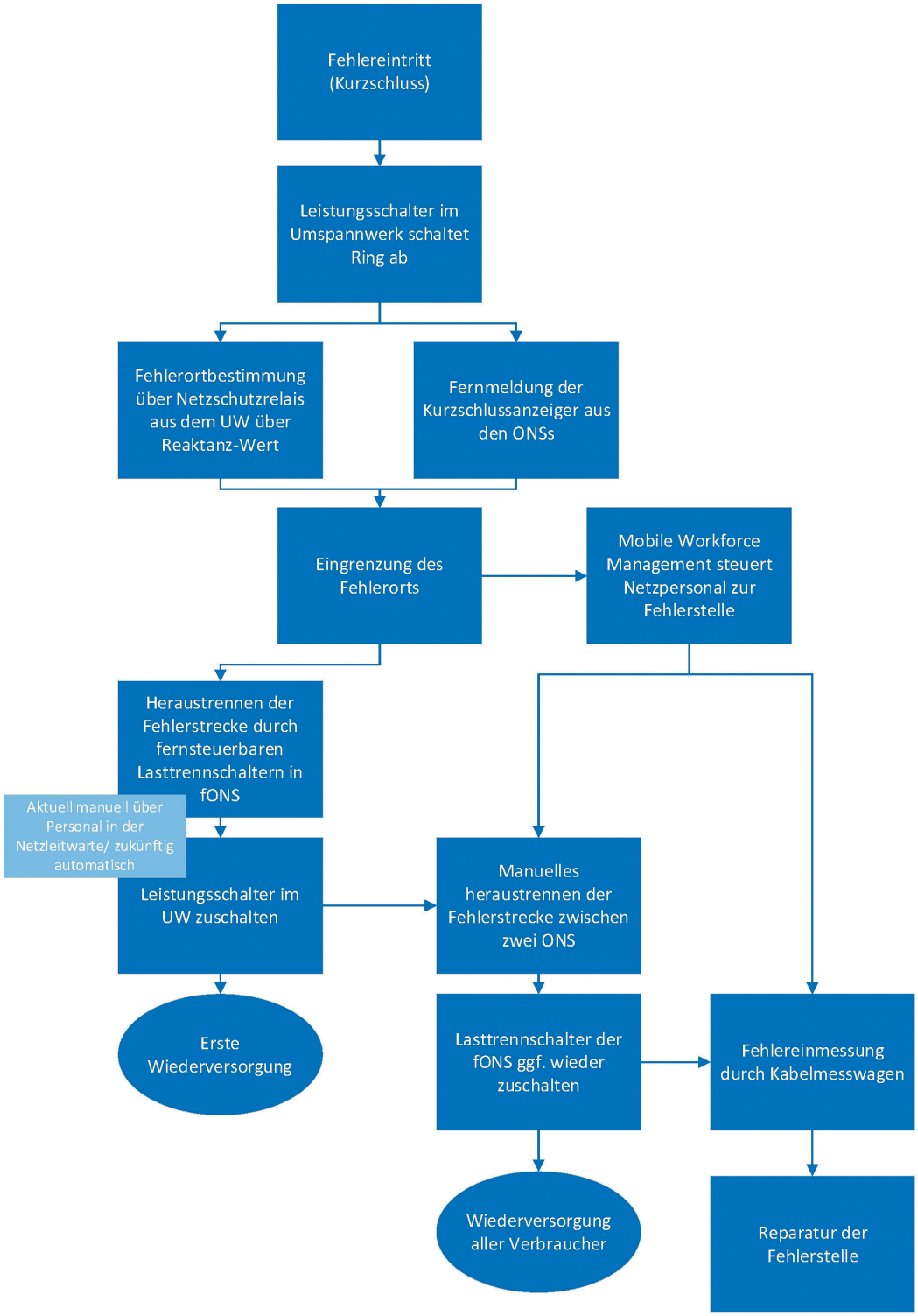


Abbildung 7: Ablaufdiagramm Wiederversorgung im Fehlerfall

5.2.3 Betriebliche Schalthandlungen

5.2.3.1 Grundlagen

„Schalthandlungen dienen dazu, den Schaltzustand von elektrischen Anlagen zu ändern. Es werden dabei zwei Arten von Schalthandlungen unterschieden“ [35]:

1. Schalthandlungen zur Änderung des elektrischen Zustands einer Anlage oder zum Bedienen von Betriebsmitteln

2. Ausschalten oder Wiedereinschalten von Anlagen (unter Berücksichtigung der fünf Sicherheitsregeln) im Zusammenhang mit der Durchführung von Arbeiten an elektrischen Anlagen

Letzterer Punkt bedingt abhängig von der Struktur des Netzes unterschiedliche Arbeitsschritte. Bei vermascht betriebenen Netzen ist es möglich, den betroffenen Leitungsabschnitt direkt freizuschalten. Bei strahlenförmigen Netzen ist es zunächst notwendig, das Netz umzuschalten, damit alle Kunden und Netzanschlussnehmer unterbrechungsfrei weiterversorgt werden können.

5.2.3.2 Darstellung IST-Prozess

Mittelspannungsnetze werden in Deutschland üblicherweise in der Form offener Ringe betrieben. Um einen Leitungsabschnitt freizuschalten, sind vorab weitere Schalthandlungen notwendig. Die notwendigen Schalthandlungen werden dabei vor Ort oder durch Fernsteuerung durchgeführt.

Die Mittelspannungsabgänge der Umspannwerke werden in dieser Studie als fernüberwacht und fernsteuerbar behandelt, wohlwissend, dass längst nicht alle Umspannwerke modernisiert sind. Da viele Erneuerungsarbeiten in diesem Bereich laufen, kann aber davon ausgegangen werden, dass in naher Zukunft alle Abgänge fernsteuerbar sind.

Anders sieht aktuell die Situation in den (Orts-)Netzstationen aus. Wie bereits erwähnt sind in Deutschland bisher nur relativ wenige dieser Stationen fernüberwacht bzw. fernsteuerbar. Dies bedeutet, dass Betriebspersonal zur Durchführung von Schalthandlungen zu diesen teils sehr entlegenen Netzstationen fahren muss. Zur Nachführung der Netztopologie muss in der Netzleitstelle zeitgleich der Schaltzustand des Netzes manuell nachgeführt werden, sofern die Schaltzustandsänderung in der Station nicht ferngemeldet wird.

Der hohe Personalaufwand für diese Tätigkeiten liegt auf der Hand. Hierzu existieren jedoch wenige Veröffentlichungen. Auf Basis von Experteninterviews konnte für diese Tätigkeiten ein Personalaufwand des Betriebspersonals in Höhe von 10-20 % abgeschätzt werden. Dies kann allerdings nur ein Richtwert sein. Der tatsächliche Aufwand für betriebliche Schalthandlungen ist von vielen Parametern abhängig, insbesondere des Automatisierungsgrades, der Häufigkeit von notwendigen Schalthandlungen, der Geografie, der Struktur des Netzes sowie von der Erreichbarkeit der Netzstationen.

5.2.3.3 Darstellung SOLL-Prozess

Der ideale Prozess für betriebliche Schalthandlungen aus Sicht des Betriebspersonals wäre, dass alle notwendigen Schalthandlungen von der Leitwarte aus durchgeführt werden. Somit könnten die Fahr- und Schaltzeiten für das Betriebspersonal entfallen. Als Nebeneffekt erhöht sich dadurch auch die Arbeitssicherheit, da gerade Schalthandlungen immer eine Personengefährdung darstellen. Einen Sonderfall bilden hierbei die Erdungstrenner zum Erden und Kurzschließen von elektrischen Anlagenteilen, welche trotz der Fernsteuerbarkeit aus Gründen des Arbeitsschutzes und der Personensicherheit auch heute noch häufig manuell geöffnet werden müssen. Somit kann die Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln der DIN VDE 0105-100 zur Vermeidung von elektrischen Unfällen durch das Betriebspersonal unterstützt und sichergestellt werden, dass ein unbeabsichtigtes Aufheben der Erdungsvorrichtung vermieden wird.

In einem weiteren Schritt kann darüber hinaus geprüft werden, inwiefern der Operator diese Schalthandlungen durchführen muss, oder ob eine Logik dieses automatisiert durchführen kann. Diese Anforderung bewegt sich allerdings in der Umgebung der Betriebsoptimierung und wird in dieser Studie nicht weiter verfolgt.

5.2.3.4 Strategische Überlegungen

Wie auch in anderen Anwendungsfällen diskutiert, besteht eine Optimierungsaufgabe zwischen folgenden Zielfunktionen:

1. Minimiere den Aufwand für das Betriebspersonal und somit die Betriebskosten

2. Minimiere die Investitionskosten

Im ersten Fall wäre ein vollständiger (100 %) Ausbau für digitale Netzstationen notwendig. Dies bedeutet aber, dass u. a. der deutlich höhere Investitionsaufwand auch für Netzstationen geleistet werden müsste, die nur sehr selten geschaltet werden würden. Der tatsächliche Nutzen für diese Investition wäre somit nur gering. Eine Herausforderung ist zudem, dass nicht alle Stationen gleichzeitig umgebaut oder ausgetauscht werden können.

Es müssen daher strategische Ziele definiert werden, die einen Kompromiss zwischen den zwei zuvor genannten Zielen 1 und 2 darstellen und den optimalen Grenznutzen herausarbeiten. Kriterien hierfür könnten sein:

- **Weit entfernte oder entlegene Stationen:** Die Distanz/Dauer, um zu einer Station zu gelangen ist ein wichtiges Kriterium, um den Betriebsaufwand zu senken. Im Umkehrschluss sind dichtgelegene und gut erreichbare Stationen nicht prioritär zu digitalisieren.

- **Schwierig zu erreichende Stationen:** Zahlreiche Stationen befinden sich auf Firmengeländen, in Gebäudekellern oder an anderen, schwierig zu erreichenden Örtlichkeiten.

- **Mehrpunkt-Trennstellen:** Trennstellen sind die wohl am häufigsten zu schaltenden Netzstationen. Die Task Force empfiehlt, alle Trennstellen fernsteuerbar auszurüsten.

- **Trafoleistung:** Transformatoren mit höherer Auslastung, entweder mit höherer Grundlast oder in Spitzenlast können auch als Kriterium für die Priorisierung bei der Automatisierung herangezogen werden.

Abhängig vom „Break Even“ zwischen Netzausbau bzw. Netzverstärkung und dem Einsatz von intelligenter Automatisierungs- und Regelungstechnik sollte entweder der eine oder der andere Ansatz priorisiert verfolgt werden. Zudem besteht die Möglichkeit die Automatisierungstechnik temporär einzusetzen und an anderer Stelle weiterzuverwenden, sobald der Netzausbau an der von bspw. Engpässen betroffenen Stelle im Netz abgeschlossen ist.

5.3 Weitergehende Anwendungsfälle

5.3.1 Präventives und kuratives Engpassmanagement

In die Nieder- und Mittelspannungsnetze werden zunehmend dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen und Lasten wie Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge integriert. Durch die Leistungseinspeisung bzw. Leistungsentnahme dieser hinzugekommenen Erzeuger und Verbraucher wird das Netz zusätzlich belastet. Auch wenn Entnahmen und Einspeisungen nicht notwendig zeitgleich stattfinden, kommt es zu einer Zunahme der maximalen Ströme, die die einzelnen Netzkomponenten zu bestimmten Zeitpunkten belasten. Sind die auftretenden Ströme größer als die maximal zulässigen Nenn-Betriebsströme der einzelnen Netzkomponenten, so liegt ein strombedingter Engpass vor.

Darüber hinaus kann es bei bestimmten Einspeise-/Lastsituationen zu Spannungsbandverletzungen kommen. Beispielsweise kann in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Last je nach Struktur des Netzes und der Aufteilung der Erzeugungsanlagen und Lasten eine Spannungsüberhöhung auftreten. Ein ausgeprägtes Problem sind dabei größere PV-Anlagen an einem Strangende. Bei hoher Sonneneinstrahlung und somit hoher Netzeinspeisung, kann es Aufgrund der Impedanz an langen Kabeln bzw. Leitungsstrecken zu Spannungsbandverletzungen kommen. Ähnliche Effekte ergeben sich bei Straßenzügen mit vielen Einfamilienhäusern und einem Vollausbau an PV-Dachanlagen. Im Gegensatz hierzu verfügen mittelgroße Windparks üblicherweise über dedizierte Mittelspannungsanschlüsse. Hier ist die Gefahr einer Spannungsbandverletzung geringer, allerdings erfolgt auch hier eine Spannungsanhebung, die an anderer Stelle zu Problemen führen kann. Im umgekehrten Fall, hohe Last durch z. B. eine hohe Anzahl gleichzeitig ladendender Elektrofahrzeuge, kann sowohl die maximale Stromtragfähigkeit überschritten werden als auch eine Verletzung des Spannungsbandes an der unteren Grenze stattfinden.

Wird ein passiver Netzbetrieb verfolgt, so können nur zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen oder Verbraucher in das Netz integriert werden, solange sichergestellt kann, dass auch unter extremen Bedingungen kein strom- bzw. spannungsbedingter Engpass auftritt. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass das Netz für alle möglichen Einspeise- und Ausspeiseszenarien ausgelegt ist, sodass auch bei sehr selten auftretenden Last- oder Einspeiseszenarien die Netzkapazitäten für die resultierenden Leistungsflüsse ausreichen. Falls nicht, ist ein teurer Netzausbau erforderlich, der tatsächlich nur für wenige Zeiträume im Jahr notwendig ist.

Beim aktiven Netzbetrieb kann der Leistungsfluss bei Bedarf beeinflusst werden, um Engpässe zu vermeiden. Hierzu wird entweder eine Netzzustandsschätzung genutzt, um Engpässe anhand von Echtzeitmessungen zu erkennen, oder eine Netzzustandsprognose, um Engpässe ex-ante für zukünftige Zeitintervalle vorherzusagen. Auf dieser Basis werden korrektive Maßnahmen bestimmt, um Engpässe zu verhindern. Durch diesen Ansatz muss das Netz nicht mehr für sehr selten vorkommende Netzzustände ausgelegt sein, da in diesem Fall aktiv eingegriffen werden kann. Die Fähigkeit eines Netzes, neue dezentrale Erzeuger und Verbraucher zu integrieren, ist bei einem aktiven Netzbetrieb im Vergleich zum passiven Netzbetrieb höher.

Voraussetzung für ein aktives Engpassmanagement (Aktiver Netzbetrieb)

Die Voraussetzung für die Implementierung eines aktiven Engpassmanagements zur Vermeidung ist ein aktiver Netzbetrieb. Die Unterschiede zwischen aktiven und passiven Netzbetrieb wurden bereits in Abschnitt 5.1, Tabelle 3 dargestellt.

Im Folgenden sind die primären Voraussetzungen für ein aktives und reaktives Management strombedingter Engpässe für den aktiven Netzbetrieb anhand Tabelle 3 in Kapitel 5.1 zusammen gestellt:

A1: Das Netz wird von einem Überwachungs- und Kontrollsystem überwacht und gesteuert.

A2: Kommunikationsinfrastruktur liegt vor und Daten können zwischen Netzkunden, Netzstationen und Leitsystemen ausgetauscht werden

A3: Fernbeobachtbare, fernsteuerbare Betriebsmittel sind verfügbar

B1: Zustände des Netzes werden messtechnisch erfasst (U, I, P, Q)

B2: Zustände der Betriebsmittel werden messtechnisch erfasst (z. B. Schalterstufe eines rONTs, Schaltzustand eines Schalters)

B4: Zustände der Erzeuger/Verbraucher werden messtechnisch erfasst (z. B. Wirk- und Blindleistungsverhalten am Netzanschlusspunkt)

B8: Aktueller Netzzustand wird durch eine Netzzustandsschätzung ermittelt und ist dem Verteilnetzbetreiber bekannt

D1: Verbraucher und Erzeuger sind über eine IKT-Infrastruktur angebunden und können über geeignete Kommunikationsprotokolle Steuerbefehle erhalten

D2: Netzkunden (Verbraucher und Erzeuger) können ihr Wirk- und Blindleistungsverhalten nach Empfang von Steuerbefehlen ändern (vgl. rote Ampelphase)

D3: Automatisierte Schalter können Steuerbefehle empfangen und demnach Schaltzustand ändern

Die oben aufgelisteten Voraussetzungen sind notwendig, um Engpässen reaktiv entgegenzuwirken. In diesem Fall werden Engpässe erst erkannt, wenn diese bereits aufgetreten sind. Es ist jedoch auch möglich, Engpässe präventiv zu identifizieren und zu vermeiden. In diesem Fall müssen zusätzlich die folgenden Voraussetzungen gegeben sein:

C2: Wetterprognosen für das Netzgebiet liegen vor und stehen über eine IKT-Infrastruktur (Plattform) zur Verfügung

C3: Prognosen des Wirk- und Blindleistungsverhalten von Netznutzern werden auf Basis von Wetterprognosen ermittelt und stehen zur Verfügung

C4: Netzzustandsprognosen werden ermittelt und stehen in digitalisierter Form zur Verfügung

C5: Engpässe werden auf der Basis von Netzzustandsprognosen im Voraus (z. B. Day-Ahead) identifiziert und eine Netzauslastung für zukünftige Zeithorizonten wird auf Basis der Prognosewerte kontinuierlich erstellt.

D4: Netzkunden haben die Möglichkeit an einem Markt teilzunehmen (planwertbasiertes Engpassmanagement) um Flexibilität (Anpassung ihr prognostizierten Wirk- und Blindleistungsverhalten) zu vermarkten (gelbe Ampelphase)

D5: Die Netzanschlusskapazität ist variabel und abhängig vom prognostizierten Netzzustand

Maßnahmen für ein aktives Engpassmanagement

Beim aktiven Netzbetrieb können leistungs- oder spannungsbedingte Engpässe prädiktiv identifiziert und diesen präventiv oder kurativ und entgegengewirkt werden. Zu diesem Zweck müssen Maßnahmen eingeleitet werden, sobald ein Engpass ermittelt oder prognostiziert wurde. Folgende Maßnahmen können dann u. a. ergriffen werden:

- Kurative bzw. präventive Anpassung des Wirkleistungssollwerts:
  - Demand-Side Management (z. B. Flexaggregator (§ 41e EnWG))
  - Speicherbewirtschaftung
  - Engpasssensitive Abregelung von Erzeugungsanlagen bzw. Redispatch 2.0

- Kurative bzw. präventive Anpassung des Blindleistungsverhaltens:
  - Vorgabe des Leistungsfaktors cos(φ) bzw. Q-Sollwert für Erzeugungsanlagen
  - Blindleistungsmanagement mittels Drosseln, STATCOMs, etc.

- Kurative bzw. präventive Änderung von Sollwerten an spannungsregelnden Betriebsmitteln wie bspw. Trafostufenstellern oder regelbaren Kompensationsanlagen

- Präventive Änderung der Topologie (Schalthandlungen vor Auftreten eines Engpasses)

- Kurative Änderung der Topologie (Schalthandlungen nach dem Auftreten eines Engpasses)

- Ermittlung und Berücksichtigung der dynamischen Kapazitäten von Betriebsmitteln wie z. B. thermische Reserven. Voraussetzung dafür sind thermische Modelle der Betriebsmittel sowie des temperatur- oder spannungsbedingten Alterungsverhaltens der Betriebsmittel.

5.3.2 Blindleistungsmanagement am Netzverknüpfungspunkt zwischen Spannungsebenen bedingt durch vertragliche Vorgaben

5.3.2.1 Problembeschreibung

Die Netzverknüpfungs- oder Netzkopplungspunkte mit Verantwortungsübergang der Netzbetreiber sind durch ein P/Q-Verhalten gekennzeichnet, dessen Grenzen durch vertragliche Vereinbarungen in Form von Netzanschluss- und Netznutzungsverträgen festgelegt werden. Grundlage dessen können beispielsweise die Anwendungsregeln AR-N 4141-1 und AR-N 4141-2 sein [36]. Durch Blindleistungsquellen kann das natürliche Verhalten des Netzes im Sinne der Betriebsführung positiv beeinflusst werden. Dies stellt eine „Verhandlungsbasierte Koordination“ [37] dar, da die Netzbetreiber in der Regel nur in ihrem eigenen Netz über den Einsatz von Blindleistungsquellen entscheiden. Diese Prämisse muss aus Gründen der Spannungshaltung erfüllt werden.

5.3.2.2 Voraussetzung (prozessual und messtechnisch)

Die Überprüfung der Einhaltung der vertraglichen Vorgaben erfolgt durch die Erfassung von Wirk- und Blindleistungswerten am Netzverknüpfungspunkt. Dies geschieht meist mit 4-Quadranten-Zählern, die zu Abrechnungszwecken herangezogen werden und alle eichrechtlichen Vorgaben erfüllen.

Für die Implementierung eines aktiven Blindleistungsmanagements wird zusätzliche Messtechnik am Punkt der vertraglichen Regelungen benötigt, die eine zyklische bzw. spontane Übertragung der Messwerte ermöglicht.

Zusätzlich sind die Blindleistungsquellen fernwirktechnisch an das Netzleitsystem anzubinden, um gerade bei einer Vielzahl kleinerer verteilter Blindleistungsquellen eine automatisierte und koordinierte Einspeisung von Blindleistung zu ermöglichen.

5.3.2.3 Mögliche Maßnahmen und Lösungsansätze

Die gezielte Bereitstellung von Blindleistung kann zwei zentrale Ziele verfolgen. Zum einen werden durch gezielte Einspeisung die vertraglich abgestimmten P/Q-Grenzen der Netzverknüpfungspunkte eingehalten und zum anderen kann durch die Blindleistungseinspeisung ein positiver Effekt auf das Netzverhalten bzgl. der Spannungshaltung erzielt werden. Durch teils gegenläufigen Ziele von Reglern und Regelverfahren ist eine Koordination der Blindleistungsbereitstellung unerlässlich.

Die für die Koordination erforderliche Blindleistung kann perspektivisch technologieoffen bereitgestellt werden [36], wobei aufgrund normativer Vorgaben bereits heute die Forderung besteht, dass eine Erzeugungsanlage in der Lage sein muss, durch die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung beizutragen.

Als wesentliche Möglichkeit die Blindleistung gezielt zu koordinieren, ist heute die Echtzeitregelung zu nennen, wobei langfristig auch prognosebasierte Steuerungsverfahren in der Kombination mit Marktbeschaffungsprozessen zu berücksichtigen sind.

Herausforderungen bei einem prognosebasierten Blindleistungsmanagement sind:

- Die Abschätzung des zukünftigen Blindleistungsbedarfs.
- Die genaue Vorhersage des zukünftigen Leistungsprofils von Lasten, Erzeugern und Speichern, sowie deren Blindleistungsbereitstellungsvermögens.

Für eine koordinierte Blindleistungsbereitstellung ist eine Unterscheidung der zur Verfügung stehenden Anlagen in Bezug auf ihre Spannungssensitivität notwendig. So lässt sich mit Anlagen, die eine geringe Sensitivität auf die Spannung haben (bspw. Kompensationsspulen oder Erzeugungsanlagen am UW) gezielt Einfluss auf das einzuhaltende P/Q-Band am Netzverknüpfungspunkt nehmen.

Anlagen hingegen, die eine hohe Sensitivität auf die Spannung haben, sollten auch primär zur Regelung der Spannungshaltung eingesetzt werden. Dies sind bspw. Trafo-Stufensteller oder auch einzelne dezentrale Erzeugungsanlagen je nach Anschlusspunkt im Netzgebiet.

Wird in einer koordinierten Blindleistungsbereitstellung nun noch eine zeitliche Entkopplung vorgenommen, so lassen sich Blindleistungsbereitstellung am NVP und Spannungshaltung kombiniert betrachten. Die Spannungshaltung kann mit einer hohen zeitlichen Dynamik durch Stufensteller und unterstützt durch Blindleistungseinspeisung von dezentralen Anlagen im Netz erfolgen. Mit einer niedrigen zeitlichen Dynamik hingegen werden schließlich die nur geringfügig spannungssensitiven Anlagen nachgeführt, um das Verteilnetz am NVP innerhalb des vorgegebenen P/Q-Bandes zu halten. So wird durch die Berücksichtigung der Sensitivität und der zeitlichen Entkopplung die gegenseitige Beeinflussung minimiert und folglich das Auftreten von Instabilitäten oder Schwingungseffekte vermieden.

Ein Konzept zur Gesamtkoordination, welches die Blindleistungsstellfähigkeit im gesamten Netz unter Berücksichtigung von Spannungsrestriktionen berücksichtigt, ist in Abbildung 8 dargestellt.

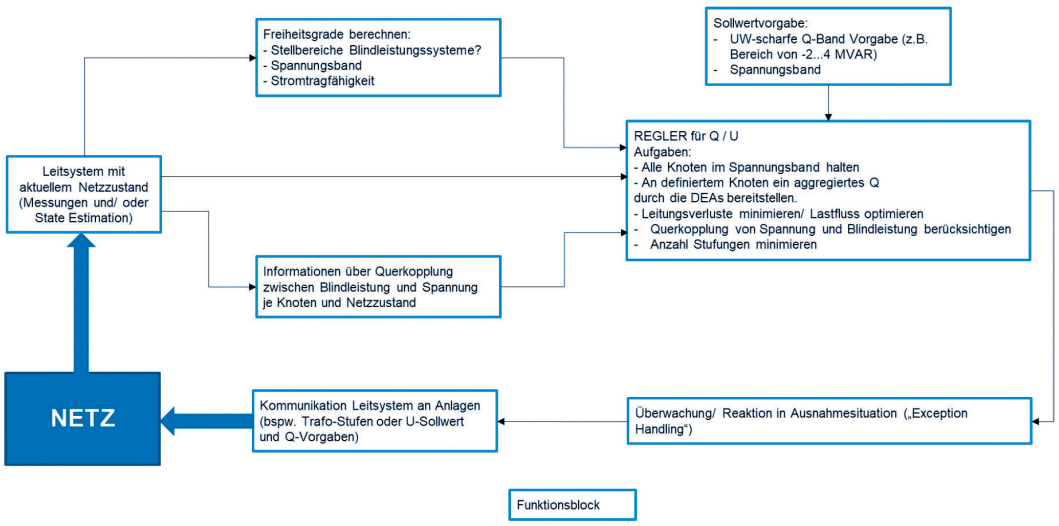


Abbildung 8: Exemplarische Darstellung einer optimierten Blindleistungsbereitstellung

5.3.2.4 Operative Umsetzung und Entwicklungsbedarfe

Eine aktive Netzführung unterer Netzebenen hat perspektivisch positive Auswirkungen auf das Gesamtsystem [39], wenn regelbare Betriebsmittel intelligent eingesetzt werden.

Dies erfordert zum einen ausreichend steuerbare Aktoren in Form von modernen Erzeugungsanlagen (z. B. Windenergieanlagen mit Vollumrichtertechnologie) und zum anderen die leittechnische Möglichkeit, die verfügbare Blindleistung koordiniert und bedarfsgerecht abzurufen.

In einer leittechnischen Koordination muss sichergestellt werden, dass die Wechselwirkungen der Blindleistungsbereitstellung nicht mit anderen Systemen zur Spannungshaltung kollidieren. Entwicklungsbedarf besteht demnach in einer übergreifenden Regelungs- und Überwachungsfunktion, um gegenläufiges Verhalten auszuschließen (siehe Abbildung 8).

Wesentliche Voraussetzung für ein Blindleistungsmanagement sind die erforderlichen Prozessdaten. Neben der Transparenz des Netzes (Kapitel 1), also der Beobachtbarkeit der Betriebsmittel und der Kenntnis der Blindleistungstransite an relevanten Netzverknüpfungspunkten, sind die Informationen über die blindleistungsstellfähigen Systeme (Erzeugungsanlagen, Speicher, Lasten, STATCOM, Kompensationsspulen, etc.) und letztlich die Anlagenverfügbarkeit essenziell.

Für eine Einbindung von Erzeugungsanlagen in das Blindleistungsmanagement sind die in den Anwendungsregeln beschriebenen Stamm- und Prozessdaten zu prüfen und in ein netzbetreiberspezifisches Regelwerk umzusetzen. Insbesondere die optional zu liefernden Prozessdaten sind auf Notwendigkeit zu prüfen und ggf. vom Anlagenbetreiber einzufordern, da sie Auskunft über den aktuell verfügbaren Stellbereich liefern [40].

5.3.3 Bereitstellung Systemdienstleistungen

Eine sichere und stabile Stromversorgung in Deutschland wird durch die Netzbetreiber gewährleistet. Hierzu können u. a. sogenannte Systemdienstleistungen zur Stabilisierung beansprucht werden. Dazu gehören: **Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau** und **Betriebsführung** (siehe Abbildung 9) [1].

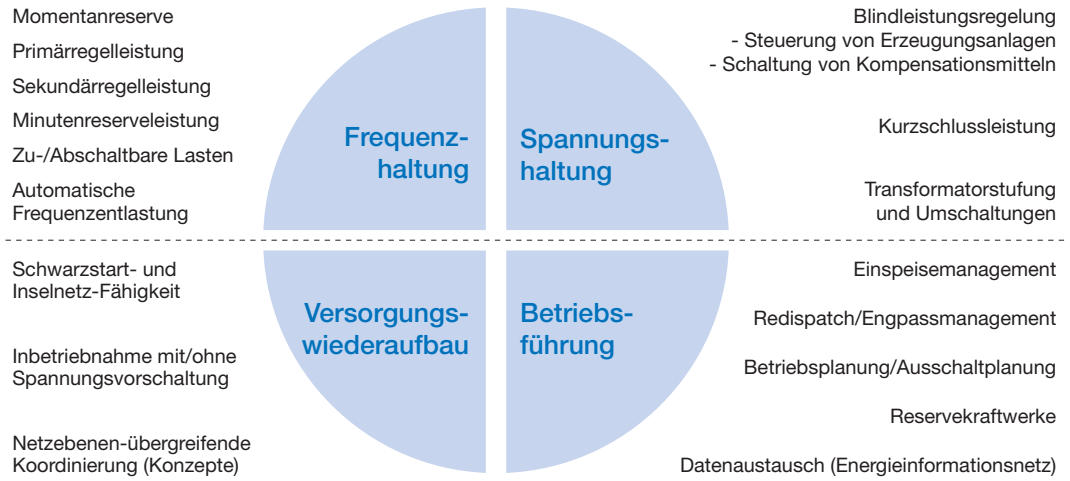


Abbildung 9: Übersicht der Systemdienstleistungen [10 Punkte SDL Arge Ost].

Für die **Frequenzhaltung** ist die Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Tertiärregelleistung und die Quartärregelleistung [41] vorgesehen. Die Regelleistung und die Regelleistungsreserven werden für die Wirkleistungsbalance im Stromnetz verwendet, um auf Frequenzabweichungen zu reagieren und diese minimal zu halten. Diese entstehen durch ein Leistungsungleichgewicht. Primärregelleistung, und Sekundärregelung werden mithilfe von Regelungen automatisch eingesetzt. Primärregelleistung greift bereits nach wenigen Sekunden, die Sekundärregelleistung nach ca. 30 Sekunden ein. Die Primärregelleistung wird von Kraftwerken dezentral zur Verfügung gestellt. Die Sekundärregelleistung wird hingegen zentral von lokalen Netzreglern innerhalb einzelner Regelzonen aktiviert, um die Verantwortung auf die einzelnen ÜNB aufzuteilen [42]. In beiden Fällen sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der jeweiligen Regelzone verantwortlich. Für die wirtschaftliche Optimierung wird die

Tertiärregelleistung (auch Minutenreserve genannt) angewandt. Hierbei geht es darum, die benötigte Regelenergie kostenoptimal zu besorgen und einzusetzen. Diese steht daher in der Regel auch erst nach bis zu 15 Minuten zur Verfügung. Für die Korrektur von Zeitfehlern von Synchronuhren wird die Quartärregelleistung eingesetzt. Diese korrigiert den akkumulierten Frequenzfehler, ist aber für den Betrieb der Stromnetze von nachrangiger Bedeutung.

Um die Spannung im Stromnetz zu halten **(Spannungshaltung)** wird Blindleistung von den Kraftwerken zur Verfügung gestellt. Die Spannungshaltung wurde historisch zum Großteil auch von den ÜNBs mithilfe der großen zentralen Kraftwerke koordiniert. In den letzten zwei Jahrzehnten wurden diese aber sukzessive vom Netz genommen und zurückgebaut, wodurch die Verantwortung der Spannungshaltung heute auch zunehmend bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) liegt. Insbesondere durch den starken Zubau von dezentralen Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), hat sich die Einspeisung in die dem ÜNB unterlagerten Netzebenen verlagert, wodurch dort ein starker Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung entstanden ist. Diese wird dem Netz lokal durch verschiedene (automatisierte) Regelungen zur Verfügung gestellt. Häufig vorzufinden ist ein fest eingestelltes Verhältnis zwischen eingespeister Wirk- und Blindleistung Q(P) bzw. cos(φ) oder eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U). Eines der Ziele ist es, die einzelnen Netzebenen und Netzgebiete möglichst blindleistungsneutral an ihren Anschlusspunkten zu fahren [43]. Eine weitere Möglichkeit der Spannungshaltung steht durch die Entkopplung der Netzebenen mithilfe der Anschluss- und Netzkuppeltransformatoren zur Verfügung. Durch die Regelung der Längsimpedanz über die Stufenschalter dieser Transformatoren kann am Verknüpfungspunkt die Blindleistung geregelt und somit die Netzspannung beeinflusst werden.

In das Feld der **Betriebsführung** fällt u. a. die Überwachung und Steuerung des Stromnetzes des für das Gebiet zuständigen Netzbetreibers. Dieser greift z. B. bei einer Leistungsüberlastung aktiv in das Stromnetz ein.

Engpassmanagement und **Redispatch 2.0** (ehem. **Einspeisemanagement**) werden hierbei ebenfalls als Systemdienstleistungen betrachtet. Um Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren vor einer zu hohen dauerhaften Überlastung zu schützen, wird beim klassischen **Redispatch** in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken eingegriffen. Sobald in einem Stromnetz ein Engpass bevorsteht (z. B. durch Prognosen erwartet), werden die Kraftwerke diesseits des Engpasses aufgefordert, ihre Leistung zu verringern. Auf der anderen Seite werden Kraftwerke jenseits des Engpasses angeordnet, ihre Leistung zu steigern. Für einen sicheren Netzbetrieb müssen die Betreiber des Kraftwerks, die Maßnahmen aus den Anordnungen des ÜNBs umsetzen. Durch diese Maßnahme wird ein Lastfluss erzeugt, der eine Reduzierung des Engpasses zur Folge hat. Die Betreiber des Kraftwerks werden für die durch den Eingriff in die Erzeugung nicht vermarktete Energiemenge finanziell entschädigt.

Mit Hilfe des **Redispatch 2.0** (ehem. **Einspeisemanagement**) können Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen, z. B. Wind- und PV-Anlagen sowie Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen für einen gewissen Zeitraum reduziert werden. Dies ist erforderlich, wenn die zur Verfügung stehende Netzkapazität für den Abtransport der erzeugten Energie nicht ausreichend ist. Das Einspeisemanagement durfte erst beansprucht werden, wenn der Engpass im Stromnetz trotz der Reduzierung der Einspeiseleistung aus konventionellen Kraftwerken nicht behoben werden konnte. Wie beim Redispatch hat der Betreiber der EE- bzw. KWK-Anlage Anrecht auf eine finanzielle Entschädigung. Ende 2021 wurde eine aktualisierte Version des Redispatch-Prozesses eingeführt: **Redispatch 2.0** [44]. Bei diesem werden nun auch kleinere dezentrale Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung größer 100 kW mit in den Prozess aufgenommen. Weiterhin sind neben den ÜNB und Anlagenbetreibern nun auch die VNB verantwortlich für das Engpassmanagement. Letztere sichern primär die Engpassfreiheit in den eigenen Netzen und stellen dann freie Redispatch-Potentiale kosten- und wirkungsscharf dem ÜNB zur Verfügung. Das Ganze wird über eine netzbetreiberübergreifende digitale Plattform realisiert.

Nach einem großflächigen Stromausfall wird mit Hilfe von schwarzstartfähigen Kraftwerken das Stromnetz wiederhergestellt. Dies wird als **Versorgungsaufbau** bezeichnet. Diese Aufgabe liegt derzeit noch in der Hand der ÜNB, da der Netzwiederaufbau durch Zuhilfenahme der Kraftwerke am Übertragungsnetz hin zu den Verteilnetzen organisiert wird. Hierbei hat man in der Regel drei Optionen [45]:

- Stabilisierung oder Wiederversorgung durch das benachbarte Übertragungsnetz (Verbundnetz)
- Start durch schwarzstartfähige Kraftwerke im Inselbetrieb innerhalb der eigenen Regelzone
- Koordinierter Start mit benachbarten Übertragungs- oder Verteilnetzen durch schwarzstartfähige Kraftwerke

Der Netzwiederaufbau ist eine der größten Herausforderungen für Netzbetreiber und kam in der Vergangenheit zum Glück nur sehr selten vor. Dennoch müssen aktuelle Konzepte und Umsetzungen immer vorgehalten werden, um für den Ernstfall vorbereitet zu sein. Da die gesicherte Kraftwerksleistung in den Übertragungsnetzen in Deutschland abnimmt, wird eine der großen Herausforderungen der Zukunft sein, diese Prozesse mithilfe von dezentralen EE-Anlagen zu realisieren und zu automatisieren.

5.3.3.1 Vision Bereitstellung Systemdienstleistungen

Durch den Rückbau der konventionellen Erzeugungsanlagen und den steigenden Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen müssen die VNB und ÜNB neue Wege finden, um Systemdienstleistungen, wie bspw. Blindleistungsmanagement bereitzustellen. Dezentrale Erzeugungsanlagen, wie Wind und PV-Anlagen, können auch Blindleistung zur Verfügung stellen, die verfügbaren Potentiale sind aber aufgrund der wetterbedingten Volatilität schwerer planbar. Zu diesem Zweck können künftig konventionelle und dezentrale Erzeugungsanlagen in eine gemeinsame Optimierung für Redispatch, Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement einbezogen werden. Für diesen Prozess ist ein erhöhter Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern und die Implementierung neuer Softwarelösungen notwendig.

5.3.4 Inselnetzbildung

Im Normalbetrieb befindet sich Deutschland im synchronen Verbund. Inselnetze werden seit langem bereits in Industrienetzen oder im Kraftwerkseigenbedarf vorgesehen. Diese Inselnetze dienen dazu, bei Ausfall des vorgelagerten Netzes die notwendigsten Betriebsfunktionen aufrecht zu erhalten. Dafür sind in diesen Industrienetzen inselnetzfähige Kraftwerke sowie dedizierte Regler vorhanden. Die Kraftwerke in diesen Inselnetzen decken i. d. R. die Last des gesamten Industrienetzes nur zum Teil.

Die dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen könnten grundsätzlich als Rückfallebene in Verteilnetzen für Inselnetzbetriebe genutzt werden. Aktuelle Forschungsprojekte befassen sich insbesondere damit, dezentrale Einspeiser in Inselnetzen als Rückfallebene für die Versorgung kritischer Infrastrukturen zu nutzen. Der dauerhafte Inselnetzbetrieb ist derzeit nicht vorgesehen.

Grundlegende Überlegungen zu Inselnetzen und Anforderungen an diese wurden in einer VDE ETG Studie veröffentlicht [6]. Ob, an welcher Stelle und in welchem Umfange Inselnetze zum Einsatz kommen, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Wenn Inselnetzkonzepte zum Einsatz kommen sollen, empfiehlt die Task Force die in diesem Zusammenhang erforderliche leittechnische Unterstützung sowie die Anpassung der Schutzkonzeptionen konzeptionell bei der höheren Automatisierung der Verteilnetze mit zu berücksichtigen.

6 Leittechnik-Architektur

Neben den Anwendungsfällen für Automatisierungslösungen gilt es, einen Überblick zu erhalten, wie diese Automatisierung umgesetzt werden kann. Das Kapitel Leittechnik-Architektur soll einen Überblick über die Themenfelder geben und technische Möglichkeiten und Notwendigkeiten einsortieren.

Der zunehmende Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen führt zu volatilen Stromflüssen im MS- und NS-Netz, was wiederum zu volatileren und komplexeren Netzzuständen führt. Dies bedeutet auch für die elektrischen Betriebsmittel der Netzinfrastruktur höhere Auslastungsmomente. Um den Netzbetrieb zuverlässig und effizient zu gestalten, müssen die Netzbetreiber in Zukunft die Flexibilitätspotentiale nutzen, die sich aus dem aktiven Management von EE-Anlagen und flexiblen Lasten wie bspw. Ladestationen für Elektrofahrzeuge ergibt.

Für die Leittechnik bedeutet dieser Trend eine Notwendigkeit, Massendaten verarbeiten zu können. Herkömmliche Leitsystemarchitekturen kommen hier an ihre Grenzen, da sie nicht für diese Datenmengen ausgelegt wurden. Es bedarf daher neuer Ansätze, welche aktuelle Technologien einsetzen, um hoch performante Lösungen für diese Aufgabe zu schaffen.

Die Erkennung von Engpässen und die Steuerbefehle zu deren Beseitigung erfordern Systeme zur Herstellung der Beobachtbarkeit in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, sowie zur Erkennung von Engpasssituationen. Je nach Anforderung muss das Steuerungssystem in der Lage sein, diese durch statische oder dynamische Sollwertvorgaben zu beseitigen. Das Steuerungssystem kann zentral, dezentral oder hybrid sein. Eine Anforderung sollte die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes auch bei einem Ausfall des Steuerungssystems, sowie die Einhaltung von IT-Sicherheitsrichtlinien sein. Security by Design sollte angestrebt werden, um den Aufwand für die Sicherstellung der Zertifizierungsfähigkeit des Systems nach ISMS-Richtlinien zu minimieren.

Die in Abbildung 10 dargestellte Netzführungsplattform folgt einem zentralen Ansatz. Hier werden die Prozessgrößen aus der Mittel- bzw. Niederspannungsnetzebene in eine zentrale Plattform übertragen und dort ausgewertet. Mess- und Steuergrößen werden je nach Anwendungsfall direkt, über ein CLS-Modul oder über ein CPO-Backend an die Datenplattform übertragen. Diese massendatenfähige Plattform stellt dann die aggregierten Informationen anderen netzdienlichen digitalen Diensten und Anwendungen (z. B. NS-Netztransparenzplattform) zur Verfügung. Da die Datenplattform alle verfügbaren Informationen verschneidet (z. B. Wetterprognosen und GIS-Daten) kann diese auch als sog. Digitaler Zwilling eingeordnet werden [46].

Die aggregierten Informationen sind auch für Steueraufgaben im Netz nutzbar, wobei hierfür entsprechende Anforderungen des IT-Sicherheitskatalogs der BNetzA eingehalten werden müssen. Um die Zertifizierungsfähigkeit des Systems nach ISMS-Richtlinien zu gewährleisten sind alle Schnittstellen manipulationssicher zu gestalten.

Eine dezentrale Netzautomatisierungsplattform ist in Abbildung 11 vereinfacht dargestellt. Da bei diesem Konzept alle relevanten Messwerte vor Ort erfasst werden, kann auch die Automatisierungsaufgabe lokal umgesetzt werden. Eine Schnittstelle zum Überlagerten Leitsystem, bzw. der zentralen Netzführungsplattform besteht weiterhin, jedoch müssen nicht alle Messdaten und Steuerbefehle dorthin übertragen werden. Die Sollwertvorgabe erfolgt an der an einer definierten Stelle im Netz (bspw. dem Ortsnetztransformator). Sofern zu den flexiblen steuerbaren Ressourcen im NS-Netz eine entsprechende Kommunikationsschnittstelle existiert, können diese Flexibilitätspotentiale netzdienlich eingesetzt werden.

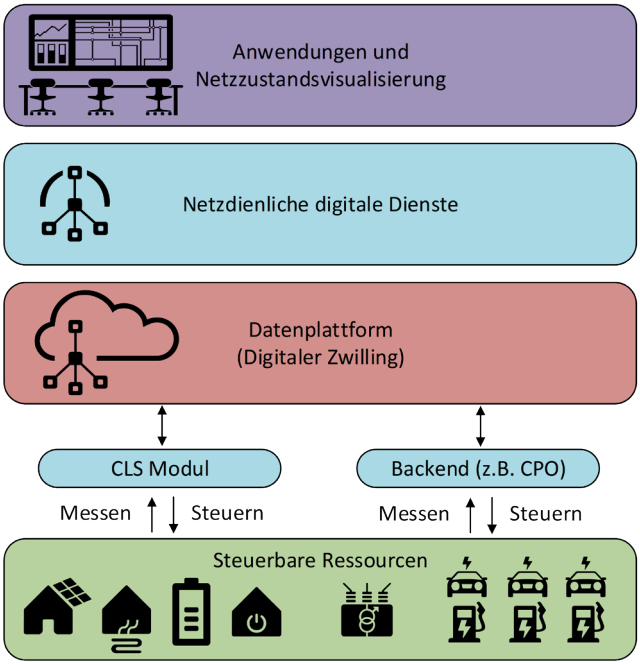


Abbildung 10: Vereinfachte Darstellung einer zentralen Netzführungsplattform

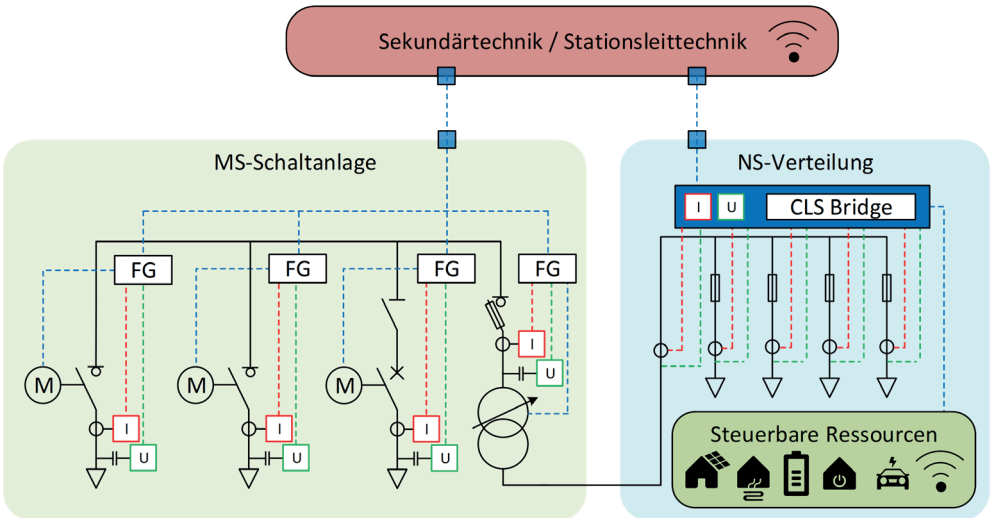


Abbildung 11: Vereinfachte Darstellung eines dezentralen Netzautomatisierungskonzepts

Das in Abbildung 11 dargestellte dezentrale Netzautomatisierungskonzept für eine Ortsnetzstation enthält Schaltanlagen, Transformatoren, Feldgeräte (FG), Fernwirk- und Automatisierungseinrichtungen zur Steuerung, Funktionen zur Kurzschluss- und Erdschlussrichtungserfassung, Schutzeinrichtungen, sowie deren Schnittstellen zur Integration in die Kommunikations- und IT-Systeme.

Basierend auf diesen technischen Komponenten können Verteilnetzbetreiber zahlreiche neue Applikationen / Algorithmen zur Automatisierung und Störungsanalyse aufbauen. Nach einer Schutzauslösung erlauben beispielsweise die vom Schutzgerät und den Kurzschlussanzeigern gelieferten Daten mittels der bekannten Netztopologie eine genaue Fehlerortbestimmung. Eine Wiedereinschaltung dieses Gebietes ist, nach Isolierung des Fehlerorts, automatisiert möglich. Mit Hilfe der aus der Netzleittechnik verfügbaren Daten können deutlich verbesserte Aussagen für die Netzplanung und das Asset Management getroffen werden. Bisherige Asset-Strategien basieren vorwiegend auf dem Installationsdatum und den Herstellerspezifikationen der Betriebsmittel sowie der Fehlerstatistik. Mit der Verfügbarkeit von Online-Daten können weitere wertvolle Beurteilungskriterien wie Auslösungen von Schaltern mit Fehlstrominformation oder Überlastzeiten und -ströme von Transformatoren ausgewertet werden. Darauf aufbauend lassen sich gezielt Wartungsarbeiten durchführen und zum Beispiel bestimmte Kabel- oder Kabelmuffen-Typen in ein Austauschprogramm nehmen. Eine Asset-Management-Software, versorgt mit Betriebsinformationen aus dem Verteilnetz, ermöglicht somit einen

effizienten und risikominimierten Austausch sowie eine Wartungsstrategie und reduziert gleichzeitig das Ausfallrisiko durch vorgeschädigte oder durch Alterung beanspruchte Primärkomponenten.

Eine Optimierung der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze erfolgt über dezentrale Netzleittechnik-Applikationen direkt in den Ortsnetzstationen. Diese steuern die Netzsegmente hinsichtlich Spannungsband, Lastfluss etc. eigenständig über Sollvorgaben aus der Netzleitstelle [46]. Hinsichtlich der Interoperabilität verschiedener Geräte müssen, die zur Verteilnetzautomatisierung eingesetzten Komponenten der Hersteller standardisiert sein.

6.1 Lokalität leittechnischer Funktionen

Der Netzbetrieb von Verteilungsnetzen wird zentral von einer Netzleitstelle durchgeführt. In großen Netzgebieten werden die betrieblichen Aufgaben auch auf mehrere Leitstellen aufgeteilt, um den Verantwortungsbereich zu teilen.

Die hierfür eingesetzten Leitsysteme haben sich von analogen Systemen mit manueller Steuerung zu hochintegrierten Softwarepaketen entwickelt und bieten eine breite Palette von Funktionalitäten an. Der Funktionsumfang ist hierbei häufig auf die individuellen Bedürfnisse des Netzbetreibers zugeschnitten. Je nach Spannungsebene sind verschiedene Beobachtbarkeits- und Automatisierungsgrade umgesetzt. Während Übertragungsnetzbetreiber einen hohen Automatisierungsgrad erreichen, ist dieser bei den Verteilnetzbetreibern derzeit noch niedrig. Insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene, werden nur wenige Messwerte und Meldungen aus dem gesamten Verantwortungsbereich über Fernüberwachungs- und Fernwirkeinrichtungen übertragen.

Je nach Bedarf des Netzbetreibers werden die Prozessinformationen auf Netzstationsebene aggregiert, um die Menge der eingehenden Daten zu reduzieren. So fallen in der Leitstelle heute nur augenscheinlich relevante Informationen für die Betriebsführer an. Dieses Vorgehensmodell entspricht einer operativen Betriebsführung, die vorwiegend manuell und durch Menschen in der Leitstelle durchgeführt wird. Mit zunehmender Durchdringung der Netzbetriebsführung von Automatisierungsfunktionen ist eine Vorwegnahme der Informationsaggregation und der damit verbundene Informationsverlust nicht mehr zielführend. Vielmehr sind alle erfassten Daten durch Algorithmen zu bewerten, um somit die für die Netzführung sinnvolle Entscheidungsunterstützungsfunktionen zur Verfügung zu stellen.

Neben den Prozessdaten werden auch weitere Informationen aus externen Datenquellen (z. B. Wetterdienste, benachbarte Netzbetreiber oder Anlagenbetreiber) zur Entscheidungsfindung und Verbesserung der Beobachtbarkeit herangezogen.

Netzleitsystem-Softwareanwendungen lassen sich in primäre und sekundäre Funktionsgruppen unterteilen [46]: Die primären Funktionen umfassen alle Aspekte der Informationsverarbeitung, d. h. die Abwicklung der Kommunikation über das SCADA-System zur Überwachung und Steuerung der ferngesteuerten elektrischen Betriebsmittel und einen Zustandsschätzer, der ein berechenbares stationäres Abbild des Netzzustandes erstellt.

Dieses Informationsmodell enthält ein topologisches Netzmodell, die topologische Zuordnung der messwertgebenden Einrichtungen, sowie die relevanten elektrischen Modellparameter, um eine online Zustandsschätzung zu ermöglichen.

Die Sekundärfunktionen liefern modellbasierte Aussagen und Entscheidungshilfen für den Prozess des Netzbetriebs und der Betriebsplanung. Die Sekundärfunktionen benötigen die von der SCADA und der Zustandsschätzung bereitgestellten Daten, sowie ein möglichst genaues Netzmodell. Diese erweiterten sekundären Funktionen werden auch als Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) bezeichnet. Zu den HEO-Funktionen gehören z. B. Kurzschlussstromberechnung, (n-1)-Ausfallberechnung und Engpassbewertung, Störfallprüfung und -analyse, Schaltsimulationen, Leistungsflussoptimierung oder die Netzsicherheitsbewertung, welche auf Leistungsflussberechnungen basiert.

Neuere HEO-Anwendungen erfordern neben topologischen Informationen, auch Informationen zu betrieblichen Freiheitsgraden, wie z. B. Prognosen zu Last- und Erzeugung, sowie etwaige Reserven und Flexibilitätsgrade, um die Optimierungsziele zu erreichen.

Die Funktionalitäten des Leitsystems sind über eine geeignete grafische Benutzeroberfläche (GUI) zugänglich. Darüber hinaus gibt es ein historisches Datenarchiv und ein fälschungssicheres Betriebslogbuch zur Dokumentation aller Aktionen des Bedienpersonals.

Die meisten Netzleitsystem und HEO-Anwendungen interagieren miteinander, wodurch wechselseitige Abhängigkeiten entstehen.

Neuere HEO-Anwendungen erfordern neben topologischen Informationen, auch Informationen zu betrieblichen Freiheitsgraden, wie z. B. Prognosen zu Last- und Erzeugung, sowie etwaige Reserven, um die Optimierungsziele zu erreichen.

Leittechnische Funktionen zur z. B. Steuerung, Automatisierung und zum Schutz werden an unterschiedlichen Ebenen des Netzes ausgeführt (zentral, lokal, verteilt). Hier wird eine Unterteilung der Funktionen nach dem Kriterium des Einsatzortes bzw. der zugrundeliegenden IT-Systemarchitektur vorgenommen und deren Charakteristika exemplarisch dargestellt.

I. Zentral

Voraussetzungen:	Kommunikationstechnik (zwischen Netzknoten und Leitstelle)
Charakteristische Eigenschaften:	Die Funktion bzw. der Algorithmus wird zentral in der Leitstelle ausgeführt. Die Eingangsgrößen müssen hierzu aus dem Netz an die Leitstelle kommuniziert werden. Auf Basis der Ausgangsgrößen können Steuerungsmaßnahmen im Netz durchgeführt werden. Bei diesem Ansatz müssen insbesondere Latenzen und die mögliche Asynchronität der Messgrößen berücksichtigt werden.
Mögliche Technologien:	Zustandsschätzung, Spannungsregelung
Beispiel:	An einer ausreichenden Anzahl von Messknoten werden (elektrische) Messgrößen erfasst. Zusätzlich können auch nicht elektrische Größen z. B. Wetterdaten berücksichtigt werden. Auf Basis dieser Größen wird zentral eine Berechnung durchgeführt. Neben der reinen Visualisierung können auch Maßnahmen zum (manuellen oder automatisierten) Netzeingriff abgeleitet werden.

II. Lokal/Dezentral

Voraussetzungen:	Erfassung lokaler Messgrößen, Aktoren an Betriebsmitteln
Charakteristische Eigenschaften:	Die Funktion bzw. der Algorithmus wird lokal in einem Netzknoten ausgeführt. Eine Kommunikationsanbindung an die Leitstelle ist optional. Durch die lokale Ausführung sind geringe Latenzen möglich.
Mögliche Technologien:	Lokaler Spannungsregler (rONT), Schutzfunktion
Beispiel:	Ein Regler misst lokal z. B. an einem Ortsnetztransformator die Spannung und führt eine Transformatorstufung im Sinne einer Spannungsregelung durch.

III. Verteilt/Vernetzt

Voraussetzungen:	Kommunikationstechnik (zwischen Netzknoten eines Netzgebiets)
Charakteristische Eigenschaften:	Funktionen bzw. Algorithmen laufen in mehreren Netzknoten ab, tauschen Daten miteinander aus und agieren im Sinne einer Optimierung mit Blick auf das gesamte Netzgebiet
Mögliche Technologien:	Spannungsregelung für ein Netzgebiet, ggf. mit Nutzung von Flexibilitäten
Beispiel:	An jedem Knoten werden die Spannung und z. B. auch Leistungen gemessen. Probleme werden im Verbund gelöst, indem z. B. bei Spannungsabweichungen an einem Netzknoten ein benachbarter Netzknoten seine Flexibilitäten ansteuert.

IV. Hierarchisch

Voraussetzungen:	Kommunikationstechnik (zwischen Netzknoten eines Netzgebiets und zur übergeordneten Ebene)
Charakteristische Eigenschaften:	Funktionen bzw. Algorithmen laufen in mehreren Netzknoten ab, tauschen Daten miteinander aus und agieren im Sinne einer Optimierung mit Blick auf das gesamte Netzgebiet. Dabei meldet das Netzgebiet einen aggregierten Zustand an die überlagerte Netzebene bzw. erhält von dort Anforderungen.
Mögliche Technologien:	Hierarchische Spannungsregelung (z. B. Blindleistungsmanagement aus dem Transportnetz), Engpassmanagement (MS/NS)
Beispiel:	An jedem Knoten werden die Spannung und z. B. auch Leistungen gemessen. Probleme werden im Verbund gelöst, indem z. B. bei Spannungsabweichungen an einem Netzknoten ein benachbarter Netzknoten seine Flexibilitäten ansteuert. Der Verbund kann aber auch Anforderungen von der überlagerten Netzebene erhalten und versucht diese zu erfüllen.

V. Cloud-Anwendungen

Die Schutzziele des IT-Sicherheitskatalogs der BNetzA (Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit) für KRITIS-Unternehmen sind mit Cloud-Anwendungen nicht immer vereinbar. Der Einsatz von Cloud-Anwendungen innerhalb der operativen Betriebsführung sollte daher nur mit Bedacht und in Übereinstimmung mit den Informationssicherheitsanforderungen (s. DIN EN ISO IEC 27001:2022) des Unternehmens erfolgen.

6.2 Datenumfang, Datenlokalität und Kommunikation

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit dem Umfang der zwischen verschiedenen Applikationen zu übertragenen Daten, wo und wie sie gespeichert werden und welche Kommunikationsstrategien sich daraus ergeben. Der Bedarf an Kommunikation und Datenaustausch wird durch die Aufgaben im Verteilnetzbetrieb zunehmen. Treibende Faktoren sind der fortschreitende Smart-Meter-Rollout, die Angestrebte Herstellung der Beobachtbarkeit im NS-Netz sowie die Anbindung von diversen Backend-Systemen zur Kommunikation (z. B. die Nutzung von CPO-Backends zum Betrieb von Ladestellen, Metering-Backends zur Ankopplung von Smart Metern, der Einsatz von CLS im Zusammenspiel mit iMSys, etc.).

Grundsätzlich ist der Datenumfang von der Applikation abhängig die diese Daten verarbeiten soll. Dies gilt sowohl im Sinne der zeitlichen Auflösung als auch der Anzahl der Datenpunkte. Daten mit hoher zeitlicher Auflösung sind zum Beispiel auf der einen Seite Messwerte für Schutzgeräte während auf der anderen Seite Messwerte stehen, die für die Zustandsüberwachung von Betriebsmitteln benötigt werden. Davon unabhängig ist der Ort der Datenspeicherung zu betrachten. Auch hier entscheidet die Applikation, ob es ausreichend ist, die Daten lokal zu verarbeiten bzw. zu speichern oder ob sie an andere beteiligte Systeme verteilt werden muss. Aus dem zu verteilenden Datenumfang ergibt sich schließlich die Kommunikationsstrategie.

Die Betrachtung der verschiedene Spannungsebenen ergibt folgendes Bild:

- Niederspannung mit einer sehr hohen Knotenanzahl, aber bisher mit sehr wenigen bis hin zu keinen mess- und fernwirktechnisch erfassten Knoten,
- Mittelspannung mit einer hohen Knotenanzahl mit einer geringen Zahl an mess- und fernwirktechnisch erfassten Knoten,
- Hochspannung mit einer geringen Knotenanzahl und nahezu vollständig mess- und fernwirktechnisch erfasst.

Aufgrund der sich verändernden Struktur sowie dem schwer vorhersagbaren zeitlichen Verlauf der Lasten und Einspeisungen, wird es in Zukunft immer wichtiger werden, neben dem Ausbau der Messungen auf der Mittelspannung, auch die Niederspannung in Teilen messtechnisch zu erfassen. Der geplante Smart-Meter-Rollout kann dabei helfen, wenn die regulatorischen Regeln es den Verteilnetzbetreibern erlauben diese Daten auch umfangreich zu nutzen. Auch unabhängig davon wird die Anzahl der zu verarbeitenden Daten aus der Niederspannung immens ansteigen. Gepaart mit dem messtechnischen Ausbau der Mittelspannung werden aktuelle Leistellenarchitekturen diese Menge an Daten nicht ohne weiteres verarbeiten können. Um eine Überlastung der Leitstelle, aber auch des Bedienpersonals, zu vermeiden, muss eine dezentrale Vorverarbeitung erfolgen. Dies kann eine einfache Aggregation sein, aber auch eine komplexere lokale Steuerung. Einfache Aggregationen von NS-Messwerten können zum Beispiel in einer Netzstation erfolgen und dann als aggregierter Wert an die Leitstelle gemeldet werden. Ein Beispiel für eine komplexere lokale Steuerung wäre in diesem Fall die Regelung der Niederspannung in der Netzstation basierend auf dem gemessenen Spannungsniveau im Niederspannungsnetz. Aufbauend darauf können nun weitere übergreifende lokale Steuerungen wie z. B. Blindleistungs- und Spannungsmanagement implementiert werden. Bei all diesen Funktionalitäten bedarf es einen hohen Interoperabilitätsgrad und damit einhergehend einen hohen Normungsgrad der beteiligen Kommunikationskomponenten. Insbesondere sollten für einen skalierbaren herstellerunabhängigen Massen-Rollout nur standardisierte Kommunikationsprotokolle verwendet werden.

Analog zum Stromnetz mit sich veränderten Leistungsflüssen, ändern sich auch die Kommunikationsstrukturen im Kommunikationsnetz. Bisher erfolgte die Kommunikation im Wesentlichen als Punkt zu

Punkt Verbindung zwischen Endgerät und der Leitstelle. Diese, im Wesentlichen vertikale Kommunikation, wird ergänzt durch eine horizontale Komponente, bei der Informationen in einer Ebene, z. B. zwischen Netzstationen, ausgetauscht werden. Damit können autonome Systeme größere Netzgebiete überwachen und gegebenenfalls steuernd eingreifen, ohne dass die übergelagerte Leitstelle eingreifen muss. Lediglich notwendige Informationen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten werden übertragen.

6.3 Datenmodelle

Die Digitalisierung und Automatisierung des Energiesystems erfordert maschinenlesbare Informationsmodelle. Das Common Information Model (CIM) ist in der IEC 61970 standardisiertes, abstraktes Informationsmodell, welches für die jeweiligen Anwendungsfälle ergänzt wird. Die IEC 61968 erweitert die IEC 61970 für die Anforderungen der Verteilnetze und die IEC 62325 erweitert sie für die Darstellung der Energiemärkte. Grundsätzlich lassen sich mit dem Modell Objekte und deren Beziehung untereinander beschreiben. Die in der Energiewirtschaft üblichen Schemata sind in der Lage, Objekte über die gesamte Kette der Erzeugung, Übertragung, Verteilung bis hin zu den Energiemärkten abzubilden. Die nach dem CIM definierten Klassen repräsentieren reale und abstrahierte Objekte mit zugehörigen Abhängigkeiten und Vererbungshierarchien. Ein Beispiel für eine Ausprägung des CIM im Bereich der Energienetze ist der Common Grid Model Exchange Standard (CGMES), der eine vereinheitlichte Darstellung von Netzmodellen und somit Kompatibilität und Austausch von Netzdaten zwischen Netzbetreibern ermöglicht. In den CGMES-Profilen wird generell zwischen Equipment-Objekten und Container-Objekten unterschieden. Container sind Objekte wie Spannungsebenen oder Schaltanlagen, während Equipment-Objekte reale Betriebsmittel wie Transformatoren oder Übertragungsleitungen darstellen. Die Anzahl der CGMES-Profile wird in Zukunft durch zusätzliche Informationsmodelle (z. B. Verfügbarkeitsplanung, Abhilfemaßnahmen und Systemintegritätsschutz) erweitert. Die neueste Ausgabe des CGMES ist eine Sammlung der zugrunde liegenden Normen, die in IEC 61970-CGMES:2022 zusammengefasst sind. Die von der CGMES spezifizierten Methoden und Anforderungen unterstützen mehrere Anwendungen der Netzleittechnik, wie z. B.:

- Leistungsfluss-, (n-1)- und Engpassanalyse
- Kurzschlussberechnung
- Kapazitätsberechnung, Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement
- Dynamische Sicherheitsbewertung

Die Normenreihe IEC 61970 beschreibt die Schnittstelle für Anwendungsprogramme in Energiemanagementsystemen (EMS-API) und umfasst Spezifikationen von Komponenten in Energiemanagement- oder Netzleitsystemen. Sie zielt neben der Definition einer Namenskonvention und der Datenstruktur auch auf eine eindeutige und konsistente Zuordnung von Daten ab. Dies ermöglicht es, Modelle unterschiedlicher Detaillierungsgrade, in einem Modell zusammenzuführen.

Die CIM-Daten werden durch das Resource Description Framework Schema (RDF Schema) bereitgestellt und nutzen die objektorientierten Klassen und Informationen, die die am Systembetrieb beteiligten elektrischen Netzbetriebsmittel beschreiben. CIM verwendet XML als Implementierungstechnologie für die Erstellung und Implementierung von Schemata und Profilen auf der Grundlage von Anwendungsfällen. Die Serie IEC TS 62361 beschreibt das Mapping von CIM und IEC 61850, um beide Standards zu harmonisieren und die Interoperabilität und vertikale Integration von IEC 61850 langfristig zu verbessern.

6.4 Kommunikations- und Automatisierungsprotokolle für Energieversorgungsnetze

Für die Kommunikation zwischen Leitstellen, Umspannwerken und Feldgeräten werden verschiedene Automatisierungsprotokolle verwendet. Das Technische Komitee (TC) TC 57 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) hat drei weithin akzeptierte Protokollstandards entwickelt: IEC 60870-5, IEC 60870-6 und IEC 61850. Die SCADA-Kommunikation wird häufig über die TCP/IP-basierte IEC 60870-5-104 bzw. DNP3 realisiert. Die IEC 61850 wird in der Regel für die Kommunikation innerhalb von Umspannwerken und für den Schutz verwendet, kann aber auch für andere Anwendungen eingesetzt werden. Die zugehörige Informationssicherheitsspezifikation für die vorgenannten

Kommunikationsstandards ist in der IEC 62351-Serie definiert. Die heutzutage für netzleittechnische Anwendungen relevanten Netzautomatisierungsprotokolle und ihre spezifischen Eigenschaften werden in den folgenden Unterkapiteln kurz beschrieben.

a) IEC 60870-5

Die Norm IEC 60870 besteht aus sechs Teilen, wobei die Teile 5 und 6 von besonderem Interesse für Energieversorgungsunternehmen sind. Während IEC 60870-5 ein Kommunikationsprofil für Fernwirkanwendungen beschreibt, wird in IEC 60870-6 der Informationsaustausch zwischen zwei oder mehreren Netzleitstellen spezifiziert. IEC 60870-5-1 bis IEC 60870-5-5 beschreiben die Anforderungen an die Datenübertragung, die Datenstruktur und die Anwendungsfunktionen. Die Zusatznormen IEC 60870-5-101 bis IEC 60870-5-104 beschreiben jeweils das Fernwirkprotokoll aus Anwendungssicht (Fernwirktechnik, Übertragung von Gesamtsummen, Schutzsignale).

Die Normenreihe IEC 60870-5 nutzt für die Datenmodellierung numerische, grundsätzlich standardisierte Datenpunkte. Die IEC 60870-5-103 wird für die Schutzdatenübertragung genutzt, die IEC 60870-5-101/-104 für die leittechnische Datenübertragung, sowohl innerhalb der Station als auch zur Netzleitstelle.-Die Norm IEC 60870-5-1 legt fest, wie die Daten zwischen den verschiedenen Geräten zu übertragen sind und wie die Datenfelder aufgebaut sind.

Das Telegrammformat und die Datentypen des Fernwirkprotokolls IEC 60870-5-104 basieren auf der seriellen Kommunikationsnorm IEC 60870-5-101. Sie definiert einen robusten Kommunikationsstack für Überwachungs- und Steuerungsaufgaben zwischen Leitstellen und Stations-RTUs und IEDs unter Verwendung von TCP/IP als zugrunde liegender Kommunikationstechnologie.

Die Datenkommunikation der IEC 60870-5-104 orientiert sich an der SCADA-Perspektive und wird durch Controlling Station (SCADA) und Controlled Station (RTU/IED) beschrieben.

Das Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104 ist für die vertikale Kommunikation ausgelegt und wird nach wie vor häufig für die Kommunikation zwischen Unterstation und Leitstelle eingesetzt. Da der Adressraum dieser Kommunikationsprotokolle aufgrund ihrer Architektur nicht geeignet ist, um die Vielzahl der in Zukunft zu erwartenden Messwerte zu verwalten, ist es nur eingeschränkt für die Automatisierung des NS/MS Netzes geeignet. Es wird erwartet, dass die fortschrittliche Kommunikationsnorm IEC 61850 in Zukunft ihre Vorgängernormen ablösen wird.

b) IEC-60870-6 / TASE2 (ICCP)

Für die Koordination zwischen verschiedener Organisationen oder die Synchronisation von Datenbanken zwischen Leitstellen, wird häufig das Inter Control Center Communication Protocol (ICCP) verwendet. Der auch als Telecontrol Application Service Element 2 (TASE.2) bekannte Standard wird für den Austausch zeitkritischer sicherheitsrelevanter oder nicht zeitkritischer Betriebsdaten verwendet. Der Fernwirkstandard wurde weltweit implementiert, da sein Schwerpunkt auf der Interoperabilität gemäß der Utility Communications Architecture (UCA) liegt. Der Tase.2/ICCP-Kommunikationsstandard basiert auf der Manufacturing Message Specification (MMS) für industrielle Automatisierungssysteme (ISO/IEC 9506), die generische objektorientierte Datenmodelle und Nachrichtendienste bereitstellt. Durch die Definition strukturierter Daten und die Zuweisung spezifischer Semantiken, die auf MMS-Objekte abgebildet werden können, erweitert TASE.2 die Funktionalität von MMS (z. B. Antworten auf Nachrichten unter bestimmten Bedingungen).

c) IEC 61850

Eine weitere Kommunikationsnorm, die MMS nutzt, ist die Normenreihe IEC 61850. Sie besteht aus mehreren Teilen, die jeweils für unterschiedliche Aufgaben eingesetzt werden. Ziel der IEC 61850-Reihe ist es, einen Kommunikationsstandard zu entwickeln, der die Funktions- und Leistungsanforderungen der Umspannwerksautomatisierung erfüllt und dabei technologische Entwicklungen berücksichtigt, um die Interoperabilität zwischen IED-Herstellern und Anwendern in der Zukunft sicherzustellen. Sie definiert Kommunikationsprotokolle und Datenaustauschdienste für die Automatisierung von Umspannwerken und Energieanlagen. Sie basiert auf einem erweiterbaren, abstrakten Datenmodell für die Kommunikation und konzentriert sich auf die herstellerunabhängige Interoperabilität von Geräten, Versorgungseinrichtungen und Komponenten in automatisierten Stromversorgungssystemen. Das Glossar mit spezifischen Begriffen und Definitionen findet sich in IEC 61850-2, während der Anwendungsbereich der Norm in IEC 61850-1 beschrieben wird.

Das abstrakte Datenmodell der Norm IEC 61850 definiert auf hierarchische Weise logische Geräte (LD) und logische Knoten (LN), die für den Datenaustausch zwischen Funktionen und Objekten auf der Ebene von Unterstationen, Schaltfeldern oder zwischen Feldgeräten verwendet werden. Die Kommunikationshierarchie folgt der Logik eines Publishers und eines Subscribers. Eine Merging Unit (MU), die die Messinformationen von Wandlern innerhalb eines Feldes in digitale Datensätze mit Messwerten (z. B. Spannung, Strom, Schalterzustand) umwandelt, ist der Herausgeber, während die Teilnehmer der Datensätze Aktoren wie Relais oder andere Steuerungen sind. Die Norm 61850 spezifiziert drei Arten von Kommunikationsdiensten, die je nach den Funktions- und Leistungsanforderungen für unterschiedliche Aufgaben eingesetzt werden [61850-7-1]:

- Client-Server-Dienste, für die vertikale Kommunikation zwischen Systemebenen (z. B. Feld zu Station oder Station zu Leitstelle)
- Echtzeit-Datenaustausch von Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE) zwischen IEDs innerhalb desselben lokalen Netzes (z. B. Schutzauslösung oder Verriegelungsbefehl), horizontale Kommunikation
- Publisher-Teilnehmer-Dienste von Sampled Values (SV)

Sowohl das abstrakte Informationsmodell als auch die Protokolle, die die Kommunikationsdienste bereitstellen, sind in Abbildung 12 dargestellt. Die Client-Server-Dienste wenden das MMS an, das die Abbildung des abstrakten Modellierungsschemas der IEC 61850 unterstützt und über eine verbindungsorientierte ISO-Schicht, wie TCP/IP, arbeitet. Die Herausgeber- und Teilnehmerdienste unterstützen Unicast- oder Multicast-Nachrichten.

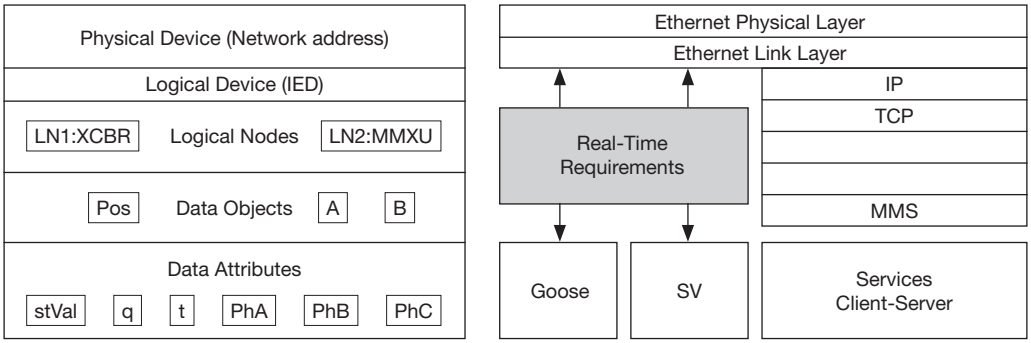


Abbildung 12: IEC 61850 Datenmodellschema und Kommunikationsdienste, nach IEC 61850-7-1

6.5 Grenzen herkömmlicher Automatisierungsprotokolle für Energieversorgungsnetze

Die Beobachtbarkeit der MS-/NS-Netze ist eine der Grundvoraussetzungen für die gesicherte Aufnahme von dezentralen Anlagen. Die in Zukunft zu erwartende Durchdringung der Netze mit dezentralen Anlagen, wie beispielsweise Photovoltaik, Speicher, Elektromobilität und Wärmepumpen, ist nur mit aktiven, hochautomatisierten Netzen umsetzbar. Für den Rollout sind automatisierbare und skalierbare Ansätze zur Einbindung und Inbetriebnahme der Anlagen notwendig. Die herkömmlichen SCADA-Kommunikationsprotokolle sind jedoch schon aufgrund der eingeschränkten Möglichkeit zur Adressvergabe nur mäßig bis kaum mehr geeignet.

Im Bereich der Beobachtbarkeit im Niederspannungsnetz entstehen sehr schnell große Datenmengen, die mit hoher Geschwindigkeit erfasst und verarbeitet werden müssen. Die Prozessankopplung kann daher auch über für die Energieversorgung neuartige Protokolle wie beispielsweise MQTT, AMQP oder LoRaWAN übertragen werden. Zur Leitstellenkopplung werden dann geeignete Konverter benötigt, welche die Daten in die klassischen NLS-Protokolle (z. B. IEC 104) übersetzen, um weiterhin kompatibel zu konventionellen Leitsystemfunktionen zu bleiben.

6.6 Datensicherheit und Datenschutz

Moderne Energieversorgungsnetze stützen sich in hohem Maße auf Kommunikations- und Computer-Infrastrukturen für ihre Steuerung, ihren Schutz und ihren Echtzeitbetrieb. Eine Störung, der Ausfall oder ein Cyber-Angriff auf ein oder mehrere intelligente Betriebsmittel kann somit den Betrieb des physischen Energieversorgungsnetzes gefährden. Automatisierte Systeme, die dazu dienen, Energie- und Datenflüsse abzubilden und zu simulieren, ermöglichen auch die Untersuchung von Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in der Interaktion innerhalb bestehender cyber-physischer Systeme. Darüber hinaus sind solche Systeme ein wichtiger Baustein bei der Abbildung von cyber-physischen Systemen, d. h. der Verbindung von informationstechnischen bzw. softwaretechnischen Komponenten mit mechanischen und elektronischen Komponenten, die über eine Dateninfrastruktur, wie Bussysteme und Internet, kommunizieren.

Derartige Anforderungen an Algorithmen, Einzelkomponenten und für aus diesen Komponenten zusammengesetzte Systeme und Anwendungen wurden im BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme 2.0: 2018“ zusammengefasst [10].

Die Basis dafür bietet in erster Linie die Normenreihe IEC 62351 mit der Definition der zu unterstützenden kryptographischen Verfahren. Ergänzend dazu werden vor allem auch Sicherheitsanforderungen an Wartungsprozesse, Projektorganisation und Entwicklungsprozesse behandelt, die in der Normenreihe IEC 2700x verankert sind.

Zudem führt eine Zunahme an Messtechnik (Smart Meter) auch zu einem höheren Datenaufkommen. Da diese Daten Verbrauchsmuster enthalten und Rückschlüsse auf das Verhalten der Endkunden ermöglichen, wirft die intelligente Verbrauchsmessung auch Fragen des Datenschutzes auf. Zur Sicherstellung einer digital unterstützten Energiewende, ohne dass die Sicherheit der Daten beeinträchtigt wird, sind die vom BSI formulierten Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz und die Datenschutz- und Sicherheitsanforderungen einzuhalten.

Im „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ sind technische Richtlinien und Schutzprofile des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) verankert, wodurch hohe Datenschutz- und Datensicherheitsstandards über den gesamten Lebenszyklus von iMSys erreicht wird. Der Nachweis, dass alle definierten Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen durch die Beteiligten erbracht werden, wird durch eine Zertifizierung nach Vorgaben des BSI gewährleistet [47].

6.7 Neubau bzw. Migration und Erweiterung bestehender Stationen

Gerade in urbanen Räumen ist es häufig nicht möglich, neue Stationsgebäude zu errichten. Vielmehr sind Stationen Teil von Gebäuden oder in Kellern etc. untergebracht. In diesen Fällen ist ein Neubau von Stationen häufig nicht möglich. Die bestehenden Stationen müssen erweitert werden. Dabei gibt es eine Reihe von Herausforderungen bei der Nachrüstung von Netzstationen. Unter anderem umfassen diese die Folgenden:

1. Technische Anforderungen: Die Nachrüstung von Netzstationen erfordert in der Regel umfassende technische Kenntnisse und Fähigkeiten. Es müssen möglicherweise bestimmte Anpassungen an der Hardware oder Software der Netzstation vorgenommen werden, um sicherzustellen, dass sie den neuen Anforderungen entspricht. Dies ist darüber hinaus schwierig zu standardisieren, da die vorhandene Technik und die örtlichen Gegebenheiten berücksichtigt werden müssen.

2. Kosten: Die Nachrüstung von Netzstationen kann mit hohen Kosten verbunden sein, insbesondere wenn umfassende Anpassungen erforderlich sind. Dies kann eine Herausforderung darstellen.

3. Zeitaufwand: Die Nachrüstung von Netzstationen kann auch mit erheblichem Zeitaufwand verbunden sein. Es müssen möglicherweise umfassende Tests durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass die Netzstation nach der Nachrüstung ordnungsgemäß funktioniert.

4. Auswirkungen auf den Betrieb: Die Nachrüstung von Netzstationen kann Auswirkungen auf den Betrieb haben. Es ist wichtig, sicherzustellen, dass der Betrieb so wenig wie möglich gestört wird und dass alle notwendigen Vorkehrungen getroffen werden, um den Betrieb während der Nachrüstung aufrechtzuerhalten.

Alles in allem sieht die Task Force in der Erweiterung bestehender Stationen eine Chance, wenn die Rahmenbedingungen gegeben sind. Hierzu zählen u. a. der vorhandene Platz sowie die Möglichkeit Motorantriebe nachzurüsten.

Zusätzlich wäre es wünschenswert zumindest die neu zu erstellenden IKT-Einrichtungen weitestgehend zu standardisieren, wohl wissend, dass dies aufgrund der Bestandstechnik schwierig sein wird.

Im Sinne einer Rollout-Strategie ist das Nachrüsten von bestehenden Stationen wohl eher der zweite Schritt.

6.8 Betrieb von Leittechnik/Patchmanagement

Das Patchmanagement ist ein wichtiger Bestandteil des IT-Managements und hat das Ziel, IT-Systeme auf dem aktuellen Stand zu halten. Das gilt auch für die Sekundär- und Leittechnikkomponenten in Mittelspannungsnetzen.

Ein wichtiger Grund für das Patchmanagement von digitalen Netzstationen ist die Sicherheit. Durch Patches werden Sicherheitslücken geschlossen, die durch neue Bedrohungen aufgedeckt werden. Wenn diese Lücken nicht geschlossen werden, könnten Angreifer Zugriff auf das System erhalten und es möglicherweise sogar kompromittieren. Das kann zu Ausfällen und Schäden an der Netzstation führen und im schlimmsten Fall sogar zu einem Ausfall des gesamten Mittelspannungsnetzes.

Ein weiterer Grund für das Patchmanagement ist die Verbesserung der Leistung und Zuverlässigkeit von digitalen Netzstationen. Patches können Fehler beheben und die Leistung verbessern, indem sie neue Funktionen hinzufügen oder bestehende optimieren.

Um das Patchmanagement von digitalen Netzstationen effektiv durchführen zu können, ist es wichtig, eine geeignete Patchmanagement-Strategie zu entwickeln. Dazu gehört unter anderem die Identifikation von relevanten Patches und die Planung, wann und wie diese installiert werden sollen.

Zusätzlich ist die große Anzahl an Geräten, welche auf einem aktuellen Stand zu halten sind, eine Herausforderung. Diese sind darüber hinaus geographisch verteilt. Patchmanagement von der Ferne bietet hier Vorteile gegenüber einem vor Ort Update, da letzteres sehr ressourcenaufwändig ist.

Beim Patchmanagement - wie auch bei Funktionsupdates – von der Ferne gibt es einige Probleme, die auftreten können:

1. Netzwerkkonnektivität: Um Patches von einem entfernten Standort aus zu installieren, muss eine stabile Netzwerkverbindung vorhanden sein. Wenn die Verbindung unterbrochen wird, kann das Patchmanagement unterbrochen werden und möglicherweise sogar zu Fehlern führen.

2. Zeitüberschreitungen: Wenn die Patches sehr groß sind oder das Netzwerk langsam ist, kann es zu Zeitüberschreitungen kommen, wenn das Patch heruntergeladen wird. Dies kann dazu führen, dass das Patchmanagement fehlschlägt.

3. Inkompatible Patches: In einigen Fällen können Patches inkompatibel mit dem Betriebssystem oder anderen Anwendungen sein, die auf dem Gerät installiert sind. Dies kann dazu führen, dass das Patchmanagement fehlschlägt oder sogar dazu führen, dass das Gerät nicht mehr funktioniert.

4. Sicherheitsbedenken: Beim Patchmanagement von der Ferne besteht immer das Risiko, dass unbefugte Dritte Zugriff auf das Gerät erhalten. Daher müssen geeignete Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden, um sicherzustellen, dass das Gerät vor Angriffen geschützt ist. Dieser Punkt ist zwingend erforderlich, da bei einer großen Anzahl an Stationen auch das Risiko für das Gesamtsystem steigt, wenn unbefugte Fernschaltungen die Leistungsflüsse stark verändern.

Fehlgeschlagene Patches können zum einen dazu führen, dass die Stationsleittechnik nicht mehr oder nicht mehr ordnungsgemäß funktioniert. In diesem Fall müssen die betroffenen Stationen vor Ort überprüft werden. Ziel einer Patchmanagement-Strategie sollte es sein, dieses Risiko zu minimieren.

Gleichzeitig sollte die Patchmanagement-Strategie sicherstellen, dass nach einem Patch die sicherheitsrelevanten Funktionen weiterhin gegeben sind. Bisher erfolgt dies mithilfe einer Quelle-Senke-Prüfungen der Signale nach erfolgtem Update vor Ort. Durch Patchmanagement von der Ferne kann dies so nicht mehr erfolgen. Netzbetreiber sind innerhalb ihrer Patchmanagement-Strategie angehalten zu überprüfen, ob es alternative qualitätssichernde Methoden gibt. Hier sind u. a. stufenweise Rolloutverfahren oder Testgeräte zu nennen.

Aus Betriebs- und IT-Sicherheitsperspektive ist darüber hinaus eine umfangreiche Dokumentation von Betriebsmitteln und Softwareständen notwendig. Von Netzbetreibern im Rahmen der KRITIS-Gesetzgebung wird dieses im Rahmen des ISMS gefordert.

6.9 Softwarearchitektur

Aktuelle Lösungen zur Steuerung und Automatisierung von Netzen finden Ihren Ursprung aus der Anwendung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Dort sind die Systeme bereits seit vielen Jahren etabliert. Jedoch sind die Schutz- und Leitgeräte aus diesen Spannungsebenen zu unflexibel und zu teuer, als dass sie für die Netze der Mittel- und Niederspannung (MS/NS) genutzt werden könnten. Bei der direkten Nutzung dieser Geräte würde, insbesondere durch die Ausdehnung der Mittel- und Niederspannungsnetze und die hohe Anzahl an Betriebsmitteln in diesen Netzen, ein hoher betrieblicher und finanzieller Aufwand entstehen. Daher sind für die niedrigeren Spannungsebenen alternative Lösungen zu finden.

Hierbei gibt es einerseits das Konzept der proprietären Lösungen. Andererseits werden seitens der Forschung auch alternative Lösungen in Form von hardwareunabhängigen Systemen erforscht. Beide Varianten werden nachfolgend dargestellt und Vor- und Nachteile aufgezeigt.

6.9.1 Proprietäre Lösungen

Bei den proprietären Lösungen handelt es sich um geschlossene Systeme, die auf hochspezialisierter Hardware und herstellerspezifischer Software beruhen. Das Konzept orientiert sich dabei an der klassischen Vorgehensweise, wie sie aus den höheren Spannungsniveaus bekannt ist. Die Systeme haben von der Entwicklung an einen festgelegten Funktionsumfang und die Hardware ist spezifisch für den Anwendungsfall ausgelegt. Die Art und Anzahl der Schutz- und Leittechnikfunktionen sind vom Hersteller vordefiniert und für eine bestimmte Geräteproduktlinie festgelegt. Verschiedene Hersteller haben zwar auch aktivierbare Funktionen, dass aber komplett neue Funktionen im laufenden Betrieb nachträglich ergänzt werden, wird üblicherweise nicht praktiziert.

Diese Art der Systeme sind für einen interoperablen Betrieb mit Geräten anderer Hersteller auf standardisierte Schnittstellen angewiesen. Die Hardwaresysteme von verschiedenen Herstellern sind nicht ohne weiteres austauschbar. Selbst verschiedene Gerätegeneration desselben Herstellers können zueinander inkompatibel sein, so dass vielfach Ersatzgeräte im Lager vorgehalten werden müssen, um vereinzelt ausgefallene Geräte ersetzen zu können.

Darüber hinaus unterscheiden sich die Benutzerschnittstellen der verschiedenen Geräte, so dass sich das Bedienpersonal in sämtliche Varianten einarbeiten muss. Die Konfiguration und Parametrierung kann oft nur mit proprietärer Engineeringsoftware erfolgen. Diese Software ist hoch spezialisiert, da der Engineeringprozess stark an den Typ und die Generation des konkreten Schutz- und Leitsystems gekoppelt ist. Dies führt auch dazu, dass bereits erfolgte Konfigurations- und Engineeringdaten und Werkzeuge für neue Systeme und Gerätegenerationen, geschweige denn für herstellerfremde Systeme, nicht wiederverwendet werden können und die Konfigurations- und Engineeringprozesse erneut durchgeführt werden müssen.

Neben den Nachteilen, die solche vollständig integrierten, proprietären Lösungen mit sich bringen, muss explizit erwähnt werden, dass diese die einzig praktikablen Lösungen auf dem Markt sind. Dabei handelt es sich um etablierte Lieferanten mit Hardwaresystemen, die bereits erprobt sind. Vielfach sind die Lösungen allerdings an die Kundenspezifikationen angepasst. Bislang gibt es keine einheitliche Beschreibung, wie Steuerungs- und Automatisierungslösungen in den Verteilnetzen idealerweise aussehen sollten. Die Standardisierung ist in diesem Bereich nicht so weit fortgeschritten, als dass ein vollständig interoperabler Betrieb mit allen Komponenten absehbar wäre.

In den Projekten der Technischen Universität Dortmund („i-Protect“, „i-Automate“ und „i-Autonomous“) sind Konzepte zur Etablierung einer vollständig hardwareunabhängigen Lösung verfolgt worden. Dieser Ansatz wird nachfolgend diskutiert.

6.9.2 Hardwareunabhängige Lösungen

Das Konzept der hardwareunabhängigen Automatisierungssysteme für die Verteilnetze der Technischen Universität Dortmund basiert auf den Forschungsergebnissen des BMWK-Forschungsvorhabens „i-Protect“. Ziel dieses Vorhabens war es, eine neue Art von Schutzgerät aufzuzeigen, welches sich durch eine standardisierte, austauschbare Funktionalität auszeichnet. Die darin entwickelten Prototypen basierten auf speicherprogrammierbaren Steuerungen und einer standardisierten Programmierung in Form von strukturiertem Text. Ziel war es, portierbare Schutzfunktionen zu generieren, die von einem Gerät zum nächsten, hardwareherstellerunabhängig verwenden zu können. Das Projekt wurde erfolgreich abgeschlossen. Die Schutzfunktionen sind in modularen Funktionsbausteinen implementiert und auf verschiedenen Hardwareplattformen erprobt worden.

Für die Verteilung der Funktionen ist ein eigenes Konfigurationstool verwendet worden, welches auf Basis der Datenmodellierung der IEC 61850 die Systemfunktionalität beschreibt. Dieser Ansatz wurde im Nachfolgeprojekt i-Automate weiterverfolgt. Als Erweiterung des Funktionsumfanges wurden Automatisierungsfunktionen bei der Betrachtung hinzugenommen. Hierbei lag der Fokus mehr auf der Realisierung von Verteilnetzautomatisierungssystemen. Das Konzept der hardwareunabhängigen Lösung ist in Abbildung 13 im Vergleich zu einer vollständig integrierten, proprietären Lösung dargestellt.

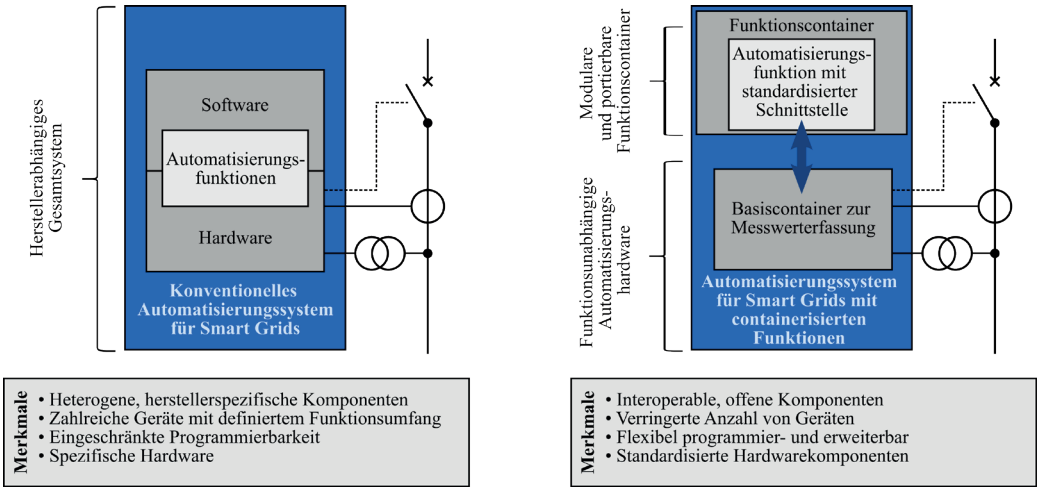


Abbildung 13: Trennung von Hard- und Software für Smart Grid Automatisierungssysteme durch Funktionscontainerisierung, angelehnt an [46]

Zur Realisierung einer hardwareunabhängigen Anwendungsentwicklung wurde ein vollständig neues Konzept erarbeitet. Dieses verfolgt dabei einen Ansatz vergleichbar zu einem modernen Mobiltelefon. Eine standardisierte Hardware wird für die Messwerterfassung verwendet. Darüber hinaus gibt es Applikationen, die aus einem Pool von präqualifizierten Funktionen ausgewählt und portiert werden können. Zur Entkopplung der Funktionen wurden diese im Rahmen des Forschungsprojekts in Dockercontainer in Kombination mit einem Kubernetes-Verwaltungssystem ausgeführt. Jeder Dockercontainer besitzt über eine IEC 61850 MMS-Kommunikationsschnittstelle, über die die einzelnen Container miteinander kommunizieren können. Für die Ankopplung an physikalische Schnittstellen gibt es einen eigenen Basiscontainer. Dieser Basiscontainer ist theoretisch die einzige Softwarekomponente, die seitens des Hardwareherstellers nötig ist. Die Applikationen greifen auf die benötigten Messwerte über die Kommunikationsschnittstelle des Basiscontainers zu. Abbildung 14 zeigt beispielhaft für einen Netzausschnitt, wie die Docker Container und die einzelnen Anwendungen miteinander kommunizieren und Daten austauschen können.

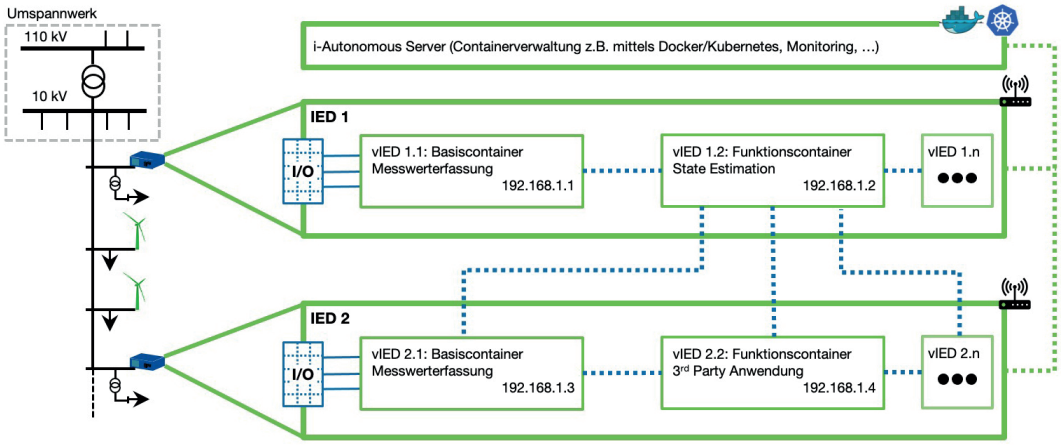


Abbildung 14: Konzept der virtuellen IEDs (vIED) im i-Autonomous Projekt, angelehnt an [47]

Der dargestellte Ansatz bietet viele Vorteile:

- Eine einheitliche Hardwareplattform mit spezifizierten, standardisierten Schnittstellen bietet eine umfassende Interoperabilität.

- Die Verteilung von Funktionscontainern kann in standardisierte Engineeringprozesse, z. B. unter Verwendung von Datenmodellen gemäß der IEC-61850-Normenreihe, eingebettet werden. Dabei kann die Funktionskonfiguration und -verteilung direkt an die Planungsprozesse angekoppelt werden.

- Die verwendeten Datenmodelle sind bei geeigneter Standardisierung wiederverwendbar. Insbesondere bei einem Austausch von Hardware kann dieselbe Funktionalität erreicht werden, indem die Konfigurationsdatei und die Funktionscontainer wieder aufgespielt werden.

- Nachträgliche Adaption und Erweiterungen des Funktionsumfanges, oder auch die Fehlerbeseitigung oder Schließung von Sicherheitslücken, kann durch einen Austausch oder eine Erweiterung von Funktionscontainern einfach realisiert werden.

- Durch die Trennung von Hardware- und Softwarelieferanten kann eine Multilieferantenstrategie deutlich eleganter realisiert werden.

Die Verwendung von Automatisierungsfunktionen in Funktionscontainern bietet ebenfalls die Möglichkeit, die Funktionen dynamisch und nach Bedarf zu verschieben, von der Cloud in die Edge oder andersrum. Im Falle von Hardwareausfällen können Funktionen darüber hinaus in Backupsysteme verschoben werden.

Die Vorteile können dabei natürlich nicht über die großen Herausforderungen bei der Realisierung hinwegtäuschen. Grundvoraussetzung ist eine umfassende Standardisierung der Prozesse und der Schnittstellen. Im i-Autonomous Projekt sind die Schnittstellen zwischen Basiscontainer (Messwerterfassung) und Funktionscontainern über eine Kommunikationsverbindung mit MMS-Protokoll realisiert, wodurch ein standardisierter Datenaustausch von gemessenen Effektivwerten möglich ist. Darüber hinaus sind sicherheitskritische Aspekte noch ungeklärt. Sicherlich ist für eine echte Trennung von Hard- und Software eine Präqualifikation aller Funktionscontainer nötig. Die Prozesse hierzu sind aber noch nicht definiert. Ungeklärt sind auch Fragen hinsichtlich der Verantwortungsbereiche. Wer ist im Falle von Funktionsversagen haftbar, wer hat die Produkthaftung. Solche und ähnliche Fragen müssen noch umfassend beantwortet werden.

Trotz der noch großen Hürden kann ein Konzept zur hardwareunabhängigen Funktionsrealisierung langfristig die Realisierung von Smart Grids voranbringen und vielleicht auch erst überhaupt flächendeckend möglich machen. Die effiziente und effektive Verteilung und insbesondere auch die Verwaltung der Automatisierungstechnik ist dabei von größter Wichtigkeit. Die noch ungeklärten Fragestellungen müssen dafür aber von allen Beteiligten gemeinsam beantwortet werden.

7 Handlungsempfehlungen

Handlungsempfehlung 1	Zielgruppe
Ein Aktiver Netzbetrieb muss bei der Netzausbauplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen systematisch berücksichtigt werden.	Netzbetreiber
Verteilnetzbetreiber können Netze passiv oder aktiv betreiben. Durch eine aktive Netzführung können Netzkapazitäten besser ausgenutzt werden. Beispiele sind hier Spitzenkappung, präventives oder kuratives Engpassmanagement. Dies soll bei der Netzausbauplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen berücksichtigt werden. Klassische investitionsintensive Netzausbaumaßnahmen können so minimiert werden. Gleichzeitig hilft eine aktive Netzführung den Betriebsaufwand zu verringern, indem manuelle Prozesse automatisiert werden und in Zukunft Systemzustände akzeptabel werden können, die derzeit aus betrieblicher Sicht unzulässig sind. Abhängig vom vorhandenen Automatisierungsgrad sind zunächst Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Nieder- und Mittelspannungsnetz herzustellen. Die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Mittelspannungstrennstellen und Mittelspannungs-Mehrfachknoten empfiehlt die Task Force ausdrücklich. In diesem Zuge sind zahlreiche Themen zu diskutieren, u. a. auch die Kommunikationseinrichtungen.	

Handlungsempfehlung 2	Zielgruppe
Netzbetreiber sollten überprüfen, inwiefern bestehende, manuelle Prozesse automatisierbar sind.	Netzbetreiber
Zahlreiche bestehende Prozesse könnten mit geringem Aufwand (u. a. verbesserte Datengrundlage) automatisiert werden. Dies betrifft sowohl Betriebsprozesse zur Vermeidung von Personalaufwand als auch Leitstellenprozesse, in denen händisches Datenpflegen notwendig ist. Die Task Force empfiehlt, bestehende Prozesse dahingehend zu untersuchen, wie diese in automatisierte Prozesse überführt werden können.	

Handlungsempfehlung 3	Zielgruppe
Mit dem Grad der Automatisierung wachsen auch die Anforderungen an die Zustandserfassung. Diese muss dementsprechend kontinuierlich angepasst werden.	Netz-/ Anlagenbetreiber
Unterschiedliche Automatisierungsfunktionen erfordern ein breites Spektrum an Informationen und Netzdaten, entsprechend muss die Erfassung, Verarbeitung und insbesondere die sinnvolle Nutzung der Daten geplant und umgesetzt werden. Die Arbeitsgruppe empfiehlt daher Netzstationen und weitere Betriebsmittel so zu entwerfen, dass neue Sensorik nachrüstbar ist. Die Datenverarbeitung muss entsprechend erweiterbar oder ohne großen Aufwand nachrüstbar sein.	

Handlungsempfehlung 4	Zielgruppe
Das Zustandsabbild des Netzes (d. h. Topologie, Schaltzustand und zustandsvariable Mess- und Schätzwerte) muss auch in Mittel- und Niederspannung online verfügbar sein, um Automatisierungsfunktionen zu ermöglichen.	Netzbetreiber
Die Zustandserfassung setzt wesentlich auf die aktuelle Konfiguration des Netzes auf und bereitet diese für die weitere Verarbeitung auf. Grundlage verschiedener Methodiken ist dabei die Netztopologie. Diese sollte in einer digitalen Version als rechenfähiges Modell verfügbar sein und idealerweise online anhand der aktuellen Konfiguration nachgeführt werden. Möglich wäre auch, typische Konfigurationen als Szenarien zu hinterlegen. Der Netzbetreiber muss für sich entscheiden in welchem zeitlichen Rahmen der aktuelle Netzzustand erfasst werden soll. Für einfache Fehlererkennung in der Niederspannung sind dabei größere zeitliche Abstände möglich, als für kuratives Engpassmanagement.	

Handlungsempfehlung 5	Zielgruppe
Software- und Firmwareupdates müssen auch von der Ferne möglich sein. Netzbetreiber und Hersteller müssen gemeinsam daran arbeiten, dass Prozesse und Geräte dies zukünftig ermöglichen.	Netzbetreiber, Hersteller, Politik
Bei einem weiträumigen Einsatz zahlreicher leittechnisch erschlossener Komponenten in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist ein Anfahren von Stationen, um etwa Softwareupdates durchzuführen, nicht mehr praktikabel. Stattdessen sind eine zentrale Verwaltung und ein wohldefinierter Ausrollprozesses für Softwareapplikationen und Systemupdates erforderlich. Gleichzeitig sind Rahmenbedingungen zu schaffen, in denen Updates von der Ferne zulässig sind, ohne die Funktionen der Anlagen erneut prüfen zu müssen.	

Handlungsempfehlung 6	Zielgruppe
Netzzustandsprognosen sollten in der Nieder- und Mittelspannung vorbereitet, implementiert und nutzbar gemacht werden	Netzbetreiber, Komponentenhersteller, Softwareanbieter (Leitsysteme)
Heute sind die Nieder- und Mittelspannungsnetze so dimensioniert, dass auch bei selten auftretenden Verbrauchs- oder Einspeiseszenarien die Übertragungskapazität ausreicht, um die entstehenden Leistungsflüsse abzufangen, ohne Grenzwerte zu verletzen. Zukünftig können geringere Sicherheitsmargen in der Übertragungskapazität akzeptiert werden, sofern berücksichtigt wird, dass die Netzteilnehmer den Leistungsbezug und die Einspeisung in der Zeit verschieben können. Dies kann nur gelingen, wenn die Netzteilnehmer im Voraus Informationen über die Zeitintervalle erhalten, in denen Engpässe zu erwarten sind, um netzdienliche Fahrpläne ihrer Verbrauchs- und Einspeiseanlagen festlegen zu können. Dazu müssen die Netzbetreiber auf der Grundlage von Netzzustandsprognosen für die Nieder- und Mittelspannung Engpässe im Voraus ankündigen und Anreize für Verhaltensänderungen der Netzteilnehmer setzen.	

Handlungsempfehlung 7	Zielgruppe
Automatisiertes, kurative Engpassmanagement kann in Nieder- und Mittelspannungsnetz sinnvoll sein. Hier gibt es Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die netzdienliche Steuerbarkeit von Betriebsmitteln muss dafür regulatorisch ermöglicht werden.	Forschung, Politik, Regulierungsbehörden
Während automatisiertes, kurative Engpassmanagement in höheren Spannungsebenen aufgrund der Komplexität noch hohen Forschungsbedarf hat, kann es im Nieder- und Mittelspannungsnetz aufgrund der einfacheren Netztopologie und geringeren Anzahl an Betriebsmitteln früher eingesetzt werden. Doch besteht auch hier Forschungs- und Erprobungsbedarf, bevor dies zum Einsatz kommen kann. Zusätzlich muss in diesem Fall die Steuerbarkeit von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern netzdienlich möglich sein. Dies könnte zukünftig über das CLS-Management-System realisiert werden. Dies erfordert ggf. regulatorische Anpassungen. Zusätzlich zu dem Ermöglichen von aktivem Netzbetrieb durch veränderte regulatorische Rahmenbedingungen ist es auch notwendig, diese Art des Netzausbaus dem konventionellen Netzausbau finanziell nicht schlechter zu stellen.	

Handlungsempfehlung 8	Zielgruppe
Netzbetreiber sind angehalten, Abteilungs- und Betriebsgrenzen überschreitende Prozesse zu definieren, um weitergehende Automatisierungslösungen zu ermöglichen.	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber
Für weitergehende Automatisierungslösungen ist es notwendig, einen Datenaustausch mit über- oder unterlagerten Netzbetreibern sowie mit Anlagenbetreibern zu spezifizieren und zu realisieren. Die kann unterschiedliche Zielrichtungen haben, u. a. zur gegenseitigen Bereitstellung von Flexibilitäten oder zur gegenseitigen Kenntnis der benachbarten Netztopologien.	

Handlungsempfehlung 9	Zielgruppe
Software und Hardware haben unterschiedliche Lebens- und Innovationszyklen. Zusätzlich können sich die Anforderungen rasch ändern. Eine Modularität und die Trennung zwischen Hard- und Software können hier eine Lösung darstellen.	Komponentenhersteller, Forschung
Um auf sich ändernde Anforderungen an die Netzüberwachung und Netzautomatisierung schnell, flexibel und kostengünstig reagieren zu können, sollten Systeme mit strikter Trennung von Hard- und Software und ausreichenden Leistungsreserven genutzt werden. So können bei Bedarf (Software-) Funktionen, idealerweise aus der Ferne, nachgeladen werden, ohne Hardwarekomponenten zu tauschen. Auch sollten verschiedene Funktionen parallel auf einer Hardware ablaufen können, um die Komplexität des Gesamtsystems gering zu halten.	

Handlungsempfehlung 10	Zielgruppe
Bei der Transformation der Nieder- und Mittelspannungsnetze müssen die Beschäftigten miteinbezogen werden.	Netzbetreiber
Automatisierung führt zu veränderten Geschäftsprozessen. Dies verändert die Arbeitswelten in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Bei diesem Transformationsprozess sind die Beschäftigten, die maßgeblich von den Veränderungen betroffen sind, miteinzubinden. Dies bedingt u. a. die Qualifizierung für neuartige Komponenten. Die Technik sollte so ausgestaltet werden, dass diese mit geringem Aufwand betreibbar ist.	

8 Anhang

8.1 Entscheidungsbaukasten zur Zustands-erfassung

Zustandserfassung - Vom Anwendungsfall über die Qualitätsstufen hin zur Realisierungsstufe

Realisierungsstufen in der Übersicht

	Kurzfassung / Ergebnis /Spezifikation
A	**Messtechnikinfrastruktur**
A0	Signaltechnik, stationär
A1	Temporäre Messtechnik
A2	Stationäre, rudimentäre Messtechnik
A3	Stationäre, komplexe Messtechnik
A4	Sonderfall: Intelligente Messsysteme
B	**Kommunikationstechnik**
B0	Keine Kommunikationsinfrastruktur
B1	Kommunikationsinfrastruktur, niedrige Datenraten
B2	Kommunikationsinfrastruktur, hohe Datenraten
B3	Fernwirktechnische Übertragung
C	**Datenmanagementinfrastruktur**
C0	Offline/lokale Datenhaltung
C1	Dezentrales Datenmanagement
C2	Zentrales Datenmanagement
D	**Anwendungen der Zustandserfassung**
D0	Verfahren zur Bereitstellung / Archivierung / aggregierten Visualisierung
D1	Topologie(fehler)erkennung
D2	Prognose einzelner Netzgrößen
D3	Netzzustandsschätzung
D4	Netzzustandsprognose
E	**Integration in bestehende Systeme**
E0	Keine Kopplung mit bestehenden Systemen / ggf. Neuaufbau Netzbetriebsführung
E1	Teilintegration in Netzbetriebsführung
E2	Vollständige Integration in die Netzbetriebsführung
E3	Sonderfall: Intelligente Messsysteme
F	**Betrieb der Systeme (Mess-, Informations-, Kommunikationstechniksysteme)**
F0	Manuell
F1	Teilautomatisiert
F2	Hoch-/Vollautomatisiert
F3	Sonderfall: Intelligente Messsysteme

Es gilt zu beachten: Bei den jeweiligen Realisierungsstufen werden ausreichend finanzielle, personelle und räumliche Ressourcen vorausgesetzt. Diese Aspekte sind wichtig, werden aber in diesem Rahmen nicht näher betrachtet.

A: Messtechnikinfrastruktur

Allgemeine Beschreibung
Die Messtechnikinfrastruktur beinhaltet Angaben zu dem Messsystem, deren Messgenauigkeit und deren Messintervalle. Im Messsystem werden auch ggf. notwendige Wandler mit einbezogen. Die notwendige Anzahl der Messsysteme geht aus dem Anwendungsfall hervor.

I. A0: Signaltechnik, stationär

Voraussetzungen:	**Kommunikationstechnik**
Charakteristische Eigenschaften:	Keine Messtechnik im eigentlichen Sinne, sondern Sensoren zur Erfassung von binären Signalen, z. B. Schalter offen oder geschlossen.
Mögliche Technologien:	Erd- und Kurzschlussanzeiger, Schalterstellungsanzeiger
Beispiel:	Ein Kurzschlussanzeiger ist in einer Netzstation installiert und zeigt nach einem Kurzschluss diesen mit Information zur Richtung an. Das Gerät kann zu einer Fernmeldung an das Leitsystem weiterentwickelt werden.

II. A1: Temporäre Messtechnik

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Einsatz von eigenen Messsystemen. Messungen können als Momentanwerte oder als aggregierte Werte (z. B. Mittelwertbildung) erfasst, sowie die Übertragung eventbasiert und datensparsam erfolgen. Die Messsysteme werden für die temporäre Beobachtung der Netzgrößen von einzelnen Knoten und Leitungen eingesetzt und können darum auch nur rudimentär montiert sein. Die Messsysteme unterstützen Messintervalle von 200 ms und haben i. d. R. geringe Messungenauigkeiten (0,05 % < …< 0,2 %).
Mögliche Technologien:	Power Quality Messgeräte nach DIN EN 61000-4-30 Standard
Beispiel:	Ein mobiles Power Quality Messgerät wird vom Netzteam zur Überwachung der elektrischen Größen an einem Ortsnetztransformator installiert und nach der Beobachtungszeit wieder abgebaut.

III. A2: Stationäre, rudimentäre Messtechnik

Voraussetzungen:	**Kommunikationstechnik**
Charakteristische Eigenschaften:	Messtechnik zur Spannungsbetragsmessung mit niedrigen Anforderungen und damit Kosten. Größere Messungenauigkeiten (0,5 % < … < 1 %) und größere Abtastintervalle (1 s < …< 15 min) sind möglich. Nur Momentanwerte und keine aggregierten Werte (z. B. Mittelwertbildung).
Mögliche Technologien:	Spannungsmesssensoren, Spannungsfühler
Beispiel:	Ein Beispiel sind die Spannungsmesssensoren von PPC, Kurschlussanzeiger oder LoRaWAN Mess-Module. Zusammenfassend handelt es sich in dieser Kategorie maßgeblich um Geräte, die primär für andere Zwecke verwendet werden, aber auch Spannungsbeträge liefern können.

IV. A3: Stationäre, komplexe Messtechnik

Voraussetzungen:	**Kommunikationstechnik**
Charakteristische Eigenschaften:	Einsatz von komplexen, ortsunveränderlichen Messsystemen, die ggf. in der Station einen höheren Platzbedarf erfordern. Es wird mindestens die Spannung gemessen, eine Option der Strommessung ist gegeben. Die Messgeräte unterstützen Messintervalle von 200 ms, Momentanwerte wie auch aggregierte Werte und haben i. d. R. geringe Messungenauigkeiten mit entsprechend qualitativ gutem Wandler (0,5 % < … < 1 %).
Mögliche Technologien:	Von Spannungssensoren bis hin zu Power Quality Messgeräten
Beispiel:	Ein Messgerät wird vom Netzteam zur Überwachung der elektrischen Größen an einem Ortsnetztransformator installiert und i. d. R. zur Fernwirkübertragung an das Leitsystem kommunikativ angebunden.

V. A4: Sonderfall: Intelligente Messsysteme

Voraussetzungen:	**Tarifanwendungsfall 9 und 10 fähige intelligente Messsysteme (iMSys).**
Charakteristische Eigenschaften:	Netzzustandsdaten können über den Tarifanwendungsfall 10 (TAF 10) nach der BSI-TR-3109-1 periodisch erhoben werden. Für die Erhebung ist § 56 MsbG zu beachten, d. h. es dürfen nur Netzzustandsdaten (Spannung, Leistung, Phasenwinkel) von Anschlüssen mit EEG-Anlage, mit unterbrechbarer Verbrauchseinrichtung oder mit einem Energiebezug von 20.000 kWh/a erhoben werden. Alternativ können auch nicht personenbezogene Daten erhoben werden. Der Netzbetreiber muss als zertifizierter Externer Marktteilnehmer (EMT) auftreten und TAF 10 bei dem Messstellenbetreiber in Auftrag geben, welcher den Smart-Meter-Gateways (SMGW) entsprechende Profile mitteilen müssen.
Mögliche Technologien:	Durch das BSI zertifizierte iMSys
Beispiel:	Der Netzbetreiber beauftragt den zuständigen Messstellennetzbetreiber eines Hausanschlusses mit SMGW, ein Profil für den periodischen Versand von Netzzustandsdaten nach dem TAF 10 aufzuspielen.

B: Kommunikationstechnik

Allgemeine Beschreibung

Die Kommunikationstechnik beinhaltet Vorgaben zum Typ und zur Umsetzung der Datenübertragung. Dabei entstehen je nach Kommunikationsart unterschiedliche Charakteristiken zu möglichen Datenmengen, Reichweiten, Verfügbarkeit, IT-Sicherheit und Kosten. Die Kommunikationstechnik wird stationsübergreifend betrachtet. Es kann grundlegend zwischen leitungsgebundener (Kupfer, LWL usw.), stromnetzgebundener und funkgebundene (GSM/GPRS, LTE usw.) Kommunikation unterschiedenen werden. Es werden mögliche Lösungen für die Umsetzung unterschiedlicher Datenraten beschrieben und mögliche Technologien gezeigt. Die Beschreibung umfasst dabei keine IT-Sicherheitsaspekte. Diese müssen individuell nach Anwendungsfall und Kommunikationsstruktur berücksichtigt werden.

I. B0: Keine Kommunikationsinfrastruktur

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Lokale Datenerfassung ermöglicht das Erfassen wesentlicher Anlagenparameter zur späteren Analyse oder kurzzeitige Messungen mit hoher Datendichte und Auflösung. Es besteht keine Kommunikationsinfrastruktur zur Anbindung der Station an überlagerte Monitoring- oder Steuersysteme. Die Daten sind manuell abzuholen bzw. zu übertragen.
Mögliche Technologien:	Lokale Messwerterfassung
Beispiel:	Lokale Erfassung der Transformatorauslastung über Schleppzeiger erfolgt ohne Kommunikationsinfrastruktur. Über routinemäßige Kontrollen kann der Status beurteil und Maßnahmen abgeleitet werden. Zusätzlich können lokal Daten hoher Datendichte, wie Störschriebe oder kurzzeitige Messungen, erfasst werden und müssen folgend über externe Speichermedien manuell übertragen werden.

II. B1: Kommunikationsinfrastruktur, niedrige Datenraten

Voraussetzungen:	**Mobilfunk-Empfang, Power-Line-Infrastruktur**
Charakteristische Eigenschaften:	Die Versandzyklen der Daten sind hoch zu halten (> 5 min). Daten können Datenpunkte unter Umständen nicht oder verspätet ankommen, sodass Inkonsistenzen in der Messsynchronität aufkommen können. Aufgrund mangelnder Datenraten sind IT-Sicherheits-Aspekte zu beachten, da fortgeschrittene Kommunikationsprotokolle und Verschlüsselungstechniken möglicherweise nicht eingesetzt werden können.
Mögliche Technologien:	LoRaWAN, Schmalband-Power-Line, GPRS-Kommunikation
Beispiel:	Der LoRaWAN-Sender wird zusammen mit dem Sensor/Messgerät vor Ort verbaut, versendet die Daten zu einem dezentral zu installierenden Datenkonzentrator/Gateway und dieser sendet über eine Kommunikationstechnologie hoher Datenrate alle gebündelten Daten weiter. Hauptsächliche Anwendung dabei sind Statusdaten, die kontinuierlich, aber nicht zeitkritisch ausgewertet werden sollen. Aufgrund des geringen Datenverkehrs und damit einfacherer Infrastruktur entstehen Kostenersparnisse gegenüber Kommunikations-infrastrukturen hoher Datenraten.

III. B2: Kommunikationsinfrastruktur, hohe Datenraten

Voraussetzungen:	**Mobilfunk-Empfang, physische Datenverbindung (Cu, LWL)**
Charakteristische Eigenschaften:	Daten können zuverlässig mit hoher Auflösung und Dichte übertragen werden. Neben Statuswerten können Zustandsdaten und Messwerte in Echtzeit direkt übertragen werden. Bei der Nutzung fremder Infrastrukturen ist unter anderem auf den Einsatz von VPN-Lösungen zu achten, um die Aspekte der IT-Sicherheit zu gewährleisten. Die Verfügbarkeit der Systeme ist von der gewählten Kommunikationstechnologie sowie dem Betreiber der Infrastruktur abhängig. Zusätzlich sind ggf. laufende Kosten zu berücksichtigen, die bei der Übertragung über fremde Infrastrukturen anfallen können.
Mögliche Technologien:	LTE, Cu-Kabel, BPLC, LWL Betreiber: extern/intern
Beispiel:	LTE-Modul samt Antenne wird vor Ort verbaut und versendet die Daten an die Gegenstelle via VPN.

IV. B3: Fernwirktechnische Übertragung

Voraussetzungen:	**Mobilfunk-Empfang, pyhsische Datenverbindung (Cu, LWL)**
Charakteristische Eigenschaften:	Einsatz etablierter Kommunikationsprotokolle nach IEC-Standards für sichere und zuverlässige Kommunikation zwischen räumlich weitläufig getrennten Anlagen im Bereich der Energieversorgung. Nutzung branchenüblicher Melde- und Befehlssignale (z. B. Doppelmeldung bei Schaltbetriebsmitteln), Zeitstempelungsmethoden, eventbasierte Messwertübertragung (cause of transmission). Vorhandensein von Quality-Bits ermöglicht die Bewertung der gesendeten und empfangenen Daten. Die Integration sollte eine möglichst hohe Verfügbarkeit der Daten ermöglichen und gegen Ausfälle redundant abgesichert sein. Einbindung objektorientierte Datenmodelle als systemübergreifende Lösung über IEC 61850 möglich. Dabei stellt die IEC 61850 im Wesentlichen einen kompletten Engineering-Prozess zur effizienten Planung, dem Betrieb, der Wartung und dem Störungsmanagement des Kommunikationssystems dar und enthält auch die Definition des Kommunikationsprotokolls. IT-Sicherheitlösungen wie Schlüsselmanagement müssen bei der Konzeption und Umsetzung berücksichtigt werden.
Mögliche Technologien:	LTE, Cu-Kabel, BPLC, LWL Betreiber extern/intern
Beispiel:	Protokollbasierte Kommunikation zwischen Leitstelle und Feldgerät über standardisierte Kommunikationsprotokolle wie IEC-60870-5-104 oder IEC 61850 zur direkten Einbindung der Stationsfunktionen in SCADA-Systeme.

C: Datenmanagementinfrastruktur

Allgemeine Beschreibung
Die Datenmanagementinfrastruktur beschreibt die Speicherung und Archivierung von Messdaten und die Vorbereitung der weiteren Verarbeitung. Die Daten können von unterschiedlichen Messgeräten gesammelt werden und die Datenmenge ist ebenfalls variabel. Es kann zwischen einer offline bzw. manuellen, einer dezentralen und einer zentralen Datenmanagementinfrastruktur unterschieden werden. Sie ist abhängig von der verwendeten Messtechnikinfrastruktur (vgl. A), der Kommunikationsinfrastruktur (vgl. B) und den Anwendungsfällen. Sensible Daten sind über entsprechende IT-Sicherheitsfunktionen zu schützen und ggf. zu anonymisieren.

I. C0: Offline/lokale Datenhaltung

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Die gemessenen Daten werden auf einem transportablen Speichermedium manuell abgeholt. Es besteht keine Kommunikationsinfrastruktur für einen Datentransport außerhalb der messtechnisch überwachten Netzstation. Das Risiko eines Datendiebstahls ist dadurch gering gegenüber anderen Datenmanagementinfrastrukturen. Je nach Speicherkartengröße und Abholungsintervall ist die Speichermenge (nahezu) unbegrenzt. Die Daten sind nachgelagert manuell weiterzuverarbeiten (archivieren, auswerten, löschen).
Mögliche Technologien:	Speicherkarte
Beispiel:	Daten werden auf einem lokalen Speichermedium (Speicherkarte) temporär zwischengespeichert. Es gibt keine Kommunikation zum Messgerät. Das Speichermedium muss durch das Netzteam vor Ort abgeholt und die Daten manuell archiviert (Offline) werden.

II. C1: Dezentrales Datenmanagement

Voraussetzungen:	**Speichermedium, Kommunikationsverbindung zwischen Messgerät und Datenmanagementsystem.**
Charakteristische Eigenschaften:	Daten können im begrenzten Umfang auf einem externen Gerät gespeichert werden und zu weiterverarbeitende Instanzen übermittelt werden.
Mögliche Technologien:	RTU oder Industrie-PC mit begrenztem Speicherplatz
Beispiel:	Daten werden in einem begrenzten Umfang extern von der Messstelle aber dezentral ähnlich der Stationstechnik auf einer Remote Terminal Unit oder einem Industrie-PC gespeichert. Es besteht ein Kommunikationsweg zwischen Messgerät und Datenmanagementsystem. Für die Archivierung ist ein Schieberegister vorzusehen. Die Daten werden in einer gängigen Datenbankarchitektur gespeichert, was ein standardisiertes Interface zur Verknüpfung mit darauf aufbauenden Funktionen (z. B. Monitoring) zulässt.

III. C2: Zentrales Datenmanagement

Voraussetzungen:	**Zentrale Serverarchitektur, Kommunikationsverbindung zwischen Messgerät und Datenmanagementsystem**.
Charakteristische Eigenschaften:	Die Datenarchivierungen sind im nahezu unbegrenzten Umfang möglich. Umfangreiche IT-Sicherheitsfunktionen sind notwendig. Die Bereitstellung bzw. Nutzung von zentralen Serverarchitekturen sind mit erhöhten laufenden Kosten verbunden.
Mögliche Technologien:	Datenbankarchitekturen oder Cloud mit quasi unbegrenztem Speicherplatz
Beispiel:	Daten werden in quasi unbegrenzten Umfang an einer zentralen Stelle, etwa einer Cloud oder sonstigen Serverarchitektur, gespeichert. Es besteht ein Kommunikationsweg zwischen Messgerät und Datenmanagementsystem. Für die Archivierung ist eine Routine zur Komprimierung des Speicherplatzbedarfs vorzusehen. Die Daten werden in einer gängigen Datenbank gespeichert, was ein standardisiertes Interface zur Verknüpfung mit darauf aufbauenden Funktionen (z. B. Monitoring) zulässt. Die quasi unbegrenzte Archivierung von Daten eröffnet mehr Anwendungsfälle für die Weiterverarbeitung, wie z. B. für Prognoseverfahren.

D: Anwendungen der Zustandserfassung

Allgemeine Beschreibung
Es werden mögliche Ziele und Anwendungen der Zustandserfassung dargestellt. Die Komplexität der Verfahren sowie die benötigten Informationen nehmen mit steigenden Realisierungsstufen zu.

I. D0: Verfahren zur Bereitstellung / Archivierung / aggregierten Visualisierung

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Die Daten werden hauptsächlich archiviert und ggf. einzelne Mess- oder Zustandsgrößen zur Visualisierung z. B. topologische Einfärbung genutzt. Es handelt sich um Systeme zur Messwerterfassung (RMS-Werte), die ggf. auch in Primärkomponenten integriert sein können (z. B. Trafostufenschalter). Eine Kommunikationsanbindung ist erforderlich, jedoch werden nur geringe Datenmengen und diese auch nur gelegentlich übertragen (z. B. alle 15 Minuten).
Mögliche Technologien:	SCADA System
Beispiel:	Einfache Darstellung der Messgrößen (z. B. Transformatorauslastung, Topologie)

II. D1: Topologie(fehler)erkennung

Voraussetzungen:	**Für eine Topologie(fehler)erkennung ist eine genaue Kenntnis der Sollnetztopologie erforderlich. Zudem ist eine hinreichend große Durchdringung mit Messtechnik wünschenswert, d. h. es sind Messgeräte in allen Abgängen (von der ONS ausgehend) und Messgeräte in allen Teilabgängen (von Kabelverteilerschränken ausgehend) verbaut.**
Charakteristische Eigenschaften:	Bei einer großen Durchdringung mit Messtechnik kann deterministisch aus den Messwerten (z. B. Plausibilität der Spannungsbeträge benachbarter Messpunkte) bzw. direkt aus den Schalterstellungen die reale Topologie bestimmt werden. Bei einer nur teilweisen Durchdringung mit Messtechnik kann durch intelligente Algorithmen etwa über eine Mustererkennung (Fingerprinting) aus den begrenzten zur Verfügung stehenden Messwerten auf die höchstwahrscheinliche Topologie geschlossen werden. Es handelt sich um Systeme zur Erfassung von Messwerten (RMS-Werte) und Schaltgerätestellungen. Eine Kommunikationsanbindung ist erforderlich, jedoch werden nur geringe Datenmengen übertragen. Der Übertragungszyklus richtet sich nach der gewünschten Aktualisierungsrate der Topologieerkennung z. B. im 15-Minuten-Zyklus.
Mögliche Technologien:	-
Beispiel:	Statistischer Abgleich der Spannungsbeträge: Es wird für alle benachbarten Knoten, für die Messwerte oder Ersatzmesswerte vorliegen eine zeitliche Korrelation (Wechselbeziehung) bestimmt und ein Abgleich mit einem Grenzwert durchgeführt.

III. D2: Prognose einzelner Netzgrößen

Voraussetzungen:	**Für eine Prognose auf Basis vergangener Netzzustände sind archivierte Netzzustandsdaten erforderlich, für eine Prognose wetterabhängiger Einspeiser oder Verbraucher sind Wetterprognosen erforderlich. Je nach Prognoseverfahren sind größere archivierte Datenmengen erforderlich.**
Charakteristische Eigenschaften:	Es erfolgt eine Prognostizierung einzelner Netzgrößen für einen definierten Zeithorizont.
Mögliche Technologien:	Archive mit Netzzustandsdaten (aus vergangenen Netzzustandsberechnungen), Zugriff auf Wetterprognosen (aufbereitet als Sonneneinstrahlung bzw. Windstärke)
Beispiel:	Eine Prognose einzelner nicht gemessener Anlagen kann durch Nutzung von Daten anderer Anlagen in dem Netzbereich erfolgen oder (bei wetterabhängigen Netzteilnehmern) durch Wetterdaten.

IV. D3: Netzzustandsschätzung

Voraussetzungen:	**Für eine Netzzustandsschätzung ist eine genaue Kenntnis der Netztopologie erforderlich. Zudem ist eine hinreichend große Durchdringung mit Messtechnik erforderlich, d. h. es sind Messgeräte in allen Abgängen (von der ONS ausgehend) und Messgeräte in allen Teilabgängen (von Kabelverteilerschränken ausgehend) verbaut.**
Charakteristische Eigenschaften:	Für nicht gemessenen Größen erfolgt eine Ersatzwertbildung zur Herstellung der Beobachtbarkeit des Systems (globale und lokale Redundanz der Eingangsdaten). Die Genauigkeit der Netzzustandsschätzung ist stark abhängig von der Qualität der Eingangsdaten (Messgenauigkeit und Vollständigkeit). Beim Netzzustand handelt es sich im ersten Schritt um die komplexen Knotenspannungen, aus denen durch eine Lastflussrechnung unter Verwendung der Netztopologie die Leistungsflüsse berechnet werden können. Die Berechnung des Netzzustands muss nicht zwingend zentral (z. B. Leitstelle) erfolgen. Vielmehr können auch in dezentralen Rechenknoten lokale Netzzustände berechnet werden. Die Ergebnisse können im Sinne einer hierarchischen Architektur verdichtet eine Ebene höher übertragen werden und auch dezentral als Eingangsgrößen etwa für lokale Regler dienen.
Mögliche Technologien:	-
Beispiel:	Leistungsmessung an der ONS und an verschiedenen Kabelverteilern. Nach Übertragung an einen zentralen Rechenknoten (nicht zwingenderweise die Leitstelle) erfolgt die Ausführung der Netzzustandsschätzung.

V. D4: Netzzustandsprognose

Voraussetzungen:	**Für die Prognose eines gesamtheitlichen Netzzustandes auf Basis vergangener Netzzustände sind archivierte Netzzustandsdaten erforderlich, für eine Prognose wetterabhängiger Einspeiser oder Verbraucher sind Wetterprognosen erforderlich. Je nach Prognoseverfahren sind größere archivierte Datenmengen erforderlich.**
Charakteristische Eigenschaften:	Archive mit Netzzustandsdaten (aus vergangenen Netzzustandsberechnungen), Zugriff auf Wetterprognosen (aufbereitet als Sonneneinstrahlung bzw. Windstärke)
Mögliche Technologien:	Es erfolgt eine Kombination der einzelnen prognostizierten Netzgrößen zu einer gesamtheitlichen Netzzustandsprognose, zu der ein eindeutiger prognostizierter Netzzustand berechnet wird.
Beispiel:	Kombination von vergangenen Netzzuständen und einzelnen PV-, Wind-, Wärmepumpen- und Elektromobilitätsprognosen zu einer gesamtheitlichen Netzzustandsprognose. Die Ergebnisse der Prognose können wie folgt für den Netzbetrieb genutzt werden: - Variante 1: Automatischer Netzbetrieb: Die Prognose dient zur Überprüfung des nachfolgenden Netzzustands z. B. vor der Durchführung von Schalt- oder Regelmaßnahmen. - Variante 2: Prognose bei unterschiedlichen Einspeiseleistungen / Lasten - Variante 3: Prognose bei unterschiedlichen Netzkonfigurationen

E: Integration in bestehende Systeme

Allgemeine Beschreibung:
Der technische Aufwand zur Implementierung einer Zustandserfassungs-Funktionalität ist maßgeblich davon abhängig, ob Schnittstellen zu existierenden Prozessen aufzubauen sind. Grundsätzlich ist zu unterscheiden, ob die Applikation zur Zustandserfassung als eigenständiges System ohne Kopplung zu Bestandssystemen ausgeführt sein sollen, oder eine Teil- bzw. Vollintegration in die bestehende System- und Prozesslandschaft erfolgen soll. Bei Netzbetreibern existierende Systeme sind dabei typischerweise das Energiedatenmanagement (EDM), SCADA-/Netzleitsysteme sowie Geoinformationssysteme. Der Fokus der Betrachtung liegt auf den technischen Aspekten.

I. E0: Keine Koppelung mit bestehenden Systemen / ggf. Neuaufbau Netzbetriebsführung

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Individuelle Nutzung eines separaten, autarken Systems zur Zustandserfassung. Das System kann On-Premise oder als Software-as-a-Service-Lösung ausgeführt sein. Die hierfür benötigten Daten werden nicht über eine Kommunikationsinfrastruktur übertragen (Kommunikationstechnik - B0). Weiterhin erfolgt keine kommunikative Anbindung an eine bestehende Infrastruktur zum Datenmanagement.
Mögliche Technologien:	Technologien sind frei wählbar und orientieren sich am jeweils aktuellen Stand der Technik.
Beispiel:	Regelbarer Ortsnetztransformator mit abgesetzter Messung.

II. E1: Teilintegration in Netzbetriebsführung

Voraussetzungen:	**Zustandserfassungs-Applikationen sind ggf. unter Nutzung von Daten- bzw. Protokollwandlern mit Bestandssystemen kompatibel.**
Charakteristische Eigenschaften:	Nutzung eines separaten Systems zur Zustandserfassung. Das System kann On-Premise oder als Software-as-a-Service-Lösung ausgeführt sein. Es erfolgt keine Implementierung der Zustandserfassungs-Applikation in bestehende Systeme. Jedoch besteht mindestens eine kommunikative Anbindung an eine bestehende Infrastruktur zum Datenmanagement, über die benötigte Informationen bezogen werden.
Mögliche Technologien:	Technologien sind prinzipiell frei wählbar und orientieren sich am jeweils aktuellen Stand der Technik. Die Technologien des Bestandssystems sind dabei zu berücksichtigen.
Beispiel:	Messdaten werden innerhalb eines cloudbasierten Messdatenmanagements verwaltet und sind dort offline abrufbar. Eine kommunikative Online-Anbindung an ein Netzleitsystem besteht nicht.

III. E2: Vollständige Integration in die Netzbetriebsführung

Voraussetzungen:	**Zustandserfassungs-Applikationen sind in Bestandssysteme integrierbar. Messwerte sind per Fernwirktechnik in Quasi-Echtzeit kommunikativ übertragbar.**
Charakteristische Eigenschaften:	Es erfolgt eine vollständige Integration der Zustandserfassungs-Applikation in ein bestehendes Netzführungssystem, d. h. Netzleitsystem mit SCADA-Funktionalität. Benötigte Daten werden durch die bestehende Infrastruktur des Datenmanagements online bezogen, sodass eine Online-Zustandserfassung grundsätzlich möglich ist.
Mögliche Technologien:	Technologien orientieren sich am jeweils aktuellen Stand der Technik. Die Technologien des Bestandssystems sind dabei zu berücksichtigen.
Beispiel:	Messdaten werden über Fernwirktechnik in das Netzleitsystem übertragen. Dort erfolgt eine Quasi-Echtzeit-Zustandserfassung.

IV. E3: Sonderfall: Intelligente Messsysteme (iMSys)

Voraussetzungen:	**Die als Datenbasis fungierenden iMSys sind TAF-9- und TAF-10-fähig. Dies betrifft auch die Backend-Systeme des Gateway-Administrators (GWA). Netzbetreiber benötigen einen zentralen Datensammler mit Zertifikatstripel eines externen Marktteilnehmers (EMT).**
Charakteristische Eigenschaften:	iMSys-Daten werden für Zustandserfassungs-Applikationen bereitgestellt. Je nach Systemarchitektur kann eine autarke Realisierung oder Integration in Bestandssysteme erfolgen.
Mögliche Technologien:	Technologien orientieren sich am jeweils aktuellen Stand der Technik. Die Technologien des Bestandssystems sind dabei zu berücksichtigen.
Beispiel:	iMSys-Daten werden über den Kommunikationskanal zum Externen-Marktteilnehmer (EMT)-System via VPN-Tunnel zur Messdatenmanagement-Infrastruktur des Netzbetreibers gesendet und dort für weitere Zustandserfassungs-Applikationen bereitgestellt.
Hinweis:	Der Netzbetreiber stellt als passiver EMT gegenüber dem für die Messstelle zuständigen Messstellenbetreiber (MSB) einen Messauftrag nach TAF10 (INFO-REPORT). Sobald dieser Messauftrag durch den MSB validiert wurde, wird der GWA als Funktion des zuständigen MSB eine Profilierung in das SMGW einbringen, die alle notwendigen Kommunikationsparameter, die OBIS-Kennzahlen der Messwerte und das Kommunikationsmuster nebst vollständigem Zertifikatsmaterial des beauftragenden VNB enthält. Damit wird das SMGW gemäß der sternförmigen Kommunikation befähigt, direkt mit dem Datensammler des VNB in Kontakt zu treten und die erhobenen Messwerte an diesen in einem spezifizierten Format (CMS) verschlüsselt und signiert zu übermitteln. Das SMGW darf ausschließlich dazu nur die eingebrachten Endpunkte kontaktieren. Um einen solchen Endpunkt zu nutzen, muss entweder der VNB für jeden Datensammler in den Verteilnetzen ein eigenständiges EMT-Zertifikatstripel beantragen oder die Konfiguration so wählen, dass alle Daten an einem zentralen Datensammler anlanden.

F: Betrieb der Systeme (Mess-, Informations-, Kommunikationstechniksysteme)

Allgemeine Beschreibung
Unter diesem Punkt werden Maßnahmen und Vorschläge zum Betrieb der Systeme zur Zustandserfassung beschrieben. Dies beinhaltet betriebsbedingte Ereignisse (Nachführung von Topologieänderungen, neue Messpunkte) sowie störungsbedingte Ereignisse (Ausfall Messgerät oder Kommunikation).

I. F0: Manuell

Voraussetzungen:	-
Charakteristische Eigenschaften:	Die erforderlichen Netzparameter/-daten werden manuell auf das System übertragen. Die Netzdaten sind statisch und können nur über eine manuelle Eingabe angepasst werden. Es besteht keine Kopplung mit anderen bestehenden Systemen (Kategorie E, Realisierungsstufe 1). Updates müssen generell manuell aufgespielt werden. Ein Ausfall von Messgeräten und Kommunikation wird nicht automatisiert erkannt und muss durch den Anwender turnusmäßig manuell überprüft werden.
Mögliche Technologien:	-
Beispiel:	Änderungen der Netztopologie durch Schaltzustandsänderungen müssen manuell nachgepflegt werden, z. B. nach einer Schalthandlung des Netzteams vor Ort. Insbesondere für Anwendungen in der Mittelspannungsebene, wo häufiger geschaltet wird, bedeutet dies einen erheblichen Rekonfigurationsaufwand.

III. F2: Teilautomatisiert

Voraussetzungen:	**GIS-System und SCADA-System mit aktiver Schnittstelle zueinander.**
Charakteristische Eigenschaften:	Das System verfügt über eine teilautomatisierte Schnittstelle zu anderen Systemen. Updates von einzelnen Systemkomponenten werden autonom aufgespielt. Mögliche Fehlercodes von Messsystemen werden ausgewertet und ggf. als Information für den Anwender dargestellt. Ein Ausfall von Messgeräten und Kommunikation wird automatisiert erkannt und der Anwender benachrichtigt.
Mögliche Technologien:	-
Beispiel:	(Schalt-) Zustandsänderungen in gekoppelten Systemen, z. B. dem Geoinformationssystem (GIS), werden automatisiert synchronisiert. Das heißt, eine Schaltzustandsänderung muss noch in einem System manuell nachgetragen werden, diese Änderung wird dann jedoch automatisiert von der Applikation zur Zustandserfassung erfasst und berücksichtigt.

IV. F3: Hoch/Vollautomatisiert

Voraussetzungen:	**Fernwirkfähige Geräte (z. B. Messgeräte) und Systeme (z. B. dezentraler Datensammler)**
Charakteristische Eigenschaften:	Zustandsänderungen werden von (Erkennungs-)Funktionen (D2) detektiert und in den gekoppelten Systemen automatisiert nachgepflegt. Die Zustandsänderungen können automatisiert und bidirektional zwischen den Systemen ausgetauscht werden. Die Netzdaten werden dadurch dynamisch aktualisiert und es ist keine manuelle Datenpflege erforderlich. Updates werden generell autonom aufgespielt. Mögliche Fehlercodes von Messsystemen werden ausgewertet und autonom verarbeitet. Ein Ausfall von Messgeräten und Kommunikation wird automatisiert erkannt und der Anwender benachrichtigt.
Mögliche Technologien:	-
Beispiel:	Ein Mittelspannungsring wird wegen Wartungsarbeiten umkonfiguriert. Die ggf. auch manuelle und vor Ort durchgeführte Schalthandlung wird automatisiert von dem Netzzustandserfassungssystem erfasst und berücksichtigt.

V. F4: Sonderfall: Intelligente Messsysteme

Voraussetzungen:	**Tarifanwendungsfall 9 und 10 fähige intelligente Messysteme (iMSys).**
Charakteristische Eigenschaften:	Management von Zertifikaten und Messaufträgen notwendig. Die Messsysteme der iMSys müssen in Pflichteinbaufällen ohnehin durch den Messstellenbetreiber (MSB) aktuell (Updates) und funktionstüchtig erhalten werden. Ein Ausfall von Messgerät und Kommunikation wird von diesem oder dem SMGA erkannt und behoben.
Mögliche Technologien:	Durch das BSI zertifizierte iMSys.
Beispiel:	Bei einem Wechsel des zuständigen MSB am Messpunkt endet der Messauftrag und ist durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) gegenüber dem übernehmenden MSB zu erneuern. Sollte der neue MSB die bestehenden SMGW nicht übernehmen wollen/können, so sind diese auszutauschen und müssen erneut profiliert werden. Falls Zertifikate erneuert werden (EMT -alle 2 Jahre) müssen die Profile der beauftragten Messungen entsprechend angepasst werden. In jedem dieser Fälle ist mit einer zeitweisen Unterbrechung der Messungen zu rechnen, d. h. alle Wechselprozesse führen zwangsläufig zu fehlenden oder verzögerten Messdaten.

9 Literaturverzeichnis

[1] Acatech, „Future Energy Grid: Migrationspfade ins Internet der Energie," online, 2012.

[2] BDEW, „Moderne Verteilernetze für Deutschland," 2014.

[3] Deloitte, „Smart Grid," 2019.

[4] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030," online, 2012.

[5] VDE, „Energieinformationsnetze und -systeme: Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen," online, 2012.

[6] VDE, „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen," VDE-Verlag, Berlin, 2015.

[7] VDE, „Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung," online, 2020.

[8] ZVEI, „Intelligent, leistungsstark, flexibel: Stromnetze der Zukunft," 2023.

[9] ISO/IEC, „ISO/ IEC 27019 - Informationssicherheitsmaßnahmen für die Energieversorgung," Beuth, 2020.

[10] BDEW, „Whitepaper: Anforderungen an sichere Steuerungs - und Telekommunikationssysteme," 2018.

[11] VDE FNN, „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik," VDE, 2021.

[12] D. Mayorga González, „The Smart Power Cell concept - Novel system architecture and operational concept for the efficient, secure and stable operation of future power systems," Eldorado, Dortmund, 2021.

[13] P. Steinbusch, „Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen," Wuppertal, 2020.

[14] K. Korotkiewicz, „Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen," Wuppertal, 2020.

[15] D. Hilbrich, „Universelles Prüfsystem für innovative Schutz- und Automatisierungssysteme in Smart Grids," Shaker, 2021.

[16] C. Rehtanz, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich und R. Palaniappan, „Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze: Schlussbericht zum Forschungsprojekt i-Automate: Teilvorhaben: Automatisierungsfunktionen und Algorithmen für Smart Grids," Dortmund, 2020.

[17] B. Bauernschmitt, „Modulare Smart-Grid-Automatisierungsarchitektur mit integriertem Konfigurationsprozess auf Basis der IEC 61850-6," Shaker, Dortmund, 2023.

[18] Gridspertise, „QEd - Quantum Edge Device," [Online]. Available: https://www.gridspertise.com/content/dam/gridspertise/documenti/solutions/brochure/qed-2022.pdf. [Zugriff am 12 04 2023].

[19] R. Palaniappan, S. Raczka, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich und C. Rehtanz, „i-Autonomous: Standardization and integration of modular and autonomous components in intelligent local substations," in *Poster Contribution on the PES General Meeting*, Washington, 2021.

[20] VDE/DKE, „VDE SPEC 90002: Informationssicherheit in der Netz- und Stationsleittechnik nach IEC 62351," VDE Verlag, Frankfurt, 2020.

[21] Deutsches institut für Normung (DIN), *DIN EN ISO/IEC 27000:2020-06: Informationstechnik - Sicherheitsverfahren - Informationssicherheitsmanagementsysteme - Überblick und Terminologie,* Beuth, 2020.

[22] F. C. Schweppe, Power System Static-State Estimation, M.I.T. Power Systems Engineering Group, 1968.

[23] A. Abur und A. G. Exposito, „Power System State Estimation: Theory and Implementation," *Power Engineering (Willis),* 2004.

[24] D. Wäresch, „Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen," Shaker, Kaiserslautern, 2018.

[25] D. Groß, „Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur," Schriftenreihe des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik., Universität Stuttgart, 2020.

[26] J.-H. Menke, „A comprehensive approach to implement monitoring and state estimation in distribution grids with a low number of measurements.," Kassel university press, Universität Kassel, 2020.

[27] C. Balada, S. Ahmed, A. Dengel, M. Bondorf, N. Hopfer und M. Zdrallek, „Fühler im Netz, A smart grid and power line communication data set," *IE Smart Grid published,* 2022.

[28] L. Richaud, R. Pellerej, C. Benoit und E. Ramos, „Analysis of voltage patterns for topology identification and gis correction," in *CIRED,* Madrid, 2019.

[29] VDE FNN, „Hinweis Netzstationen. Empfehlungen für Projektierung, Bau, Umrüstung und Betrieb," 2021.

[30] growth with attitude UG, „LoRaWAN – Low Power Wide Area Network," [Online]. Available: www.lora-wan.de. [Zugriff am Februar 2023].
[31] M. Weisenstein und W. H. Wellßow, „Vermaschungsgrad der Verteilnetze in Deutschland," TU Kaiserslautern, 2021.
[32] D. Herbst, „Ein Beitrag zur Bewältigung künftiger Herausforderungen in Niederspannungsverteilnetzen am Beispiel automatisierter Netzrekonfiguration," in *ETG-CIRED Workshop,* online, 2021.
[33] S. Willing, U. Dirkmann, P. Goergens, J. Nilges und A. Stolte, „Smart Operator, the project for the efficient control and monitoring of the low-voltage grid," in *CIRED,* Lyon, 2015.
[34] K. Hachimy, F. Truckenmüller, Y. Yerima, C. B. M. Schmid, S. Eilenberger und A. Bernhardt, „Automatisierte Kabelverteiler als Alternative zum regelbaren Ortsnetztrafo (DEMOrONT-Alternative)," *BWPLUS Umweltforschung,* 2019.
[35] VDE, „DIN VDE 0105-100/A1 VDE 0105-100/A1:2017-06 - Betrieb von elektrischen Anlagen," DIN VDE, Berlin, 2017.
[36] VDE, „VDE-AR-N-4141 - Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen".
[37] BMWK, „Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung," 2019.
[38] G. Blumberg, C. Wagner, M. Bucksteeg und M. Greve, „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung," BMWK, 2021.
[39] Öko-Institut e.V.; Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft; Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrtforschung; Jacobs universität Bremen, „Dle enera Roadmap - Schaufenster Intelligente Energie," 2021.
[40] VDE, „VDE-AR-N-4110 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)," 2018.
[41] K. F. Schäfer, Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze, Springer, 2020.
[42] A. Schwab, Elektroenergiesysteme, Springer, 2009.
[43] S. Wende von Berg et al, „Providing ancillary services from distribution grids under the usage of distributed renewable generation: Results from a field test," in *CIGRE,* Paris, 2018.
[44] BDEW, „BDEW Redispatch 2.0," 2023. [Online]. Available: https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/.
[45] ARGE FNB Ost, „10-Punkte Programm der 110kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragsungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen," 2014.
[46] VDE, „Der Digitale Zwilling in der Netz- un Elektrizitätswirtschaft," VDE ETG, 2023.
[47] ZVEI, „Smart Grids in Deutschland," BDEW, 2012.
[48] D. Rumpel, Netzleittechnik: Informationstechnik für den Betrieb Elektrischer Netze, Springer, 1989.
[49] BSI, „Smart Metering – Datenschutz und Datensicherheit auf höchstem Niveau," 2023. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/smart-metering.pdf?__blob=-publicationFile&v=3. [Zugriff am 06 2023].
[50] C. Rehtanz, B. M. Keune, M. Kaliwoda, D. Hilbrich und B. Bauernschmitt, „Intelligente Schutz- und Leittechnik für elektrische Energienetze basierend auf zukünftigen IKT- und Automatisierungsarchitekturen - Schlussbericht zum Forschungsvorhaben i-Protect: Teilvorhaben: Entwicklung der Mess- und Schutzfunktionen," Dortmund, 2015.
[51] S. Raczka, B. Bauernschmitt, D. Hilbrich, R. Palaniappan, C. Rehtanz, C. Krüger, J. Kamsamrong, S. Lehnhoff, F. Puhe, . B.-M. Keune, C. Obermeyer, C. Hermanns, H. Stellmaszyk, S. Finke, M. Schmidt, M. Ebeling, J. Arph, T. Becker und F. Richter, „A novel software applications rollout and monitoring strategy for enabling the transition to electomobility in future smart grids," in *Cired Workshop,* Porto, 2022.
[52] H. W. Dommel und W. F. Tinney, „Optimal Power Flow Solutions," *IEEE Transaction on Power Apparatus and System,* Bde. %1 von %2PAS-87, Nr. 10, pp. 1866 - 1876, 1968.
[53] C. H. K. Schmid, M. Bast und S. Eilenberger, „Automatisierte Kabelverteiler als Alternative zum regelbaren Ortsnetztrafo (DEMOrONT-Alternative)," BWPlus Umweltforschung, Fellbach, 2019.

10 Glossar

450-MHz-Netz	Funknetzfrequenz, die ausschließlich Energienetzbetreibern zur Verfügung steht
aEMT	aktiver externer Marktteilnehmer
AMQP	Advanced Message Queuing Protocol
BKM/BCM	Betriebskontinuitätsmanagement / Business Continuity Management
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
cos(φ)	Leistungsfaktor
CPO	Charge Point Operator / Ladestellenbetreiber
Echtzeit	Bezieht sich auf die Verarbeitung von Daten entsprechend der zeitlichen Anforderungen des Prozesses.
EMS	Energiemanagement System
FG	Feldgerät
FLISR	Fault Location, Isolation and Service Restoration
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
fONS	fernsteuerbare Ortsnetzstation
FPI	Fault Passage Indicator / Kurzschlussanzeiger
GSM/GPRS	Global Systems for Mobile /General Packet Radio Service - Standard für volldigitale Mobilfunknetze
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
I	Strom in Ampere
IEC 104	IEC 60870-104
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	intelligentes Messsystem
IoT	Internet of Things / Internet der Dinge
ISMS	Informationssicherheitsmanagementsystem
IT	Informationstechnologie
KRITIS	Organisationen und Einrichtungen der kritischen Infrastruktur, deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden (nach BSI Definition).
LoRaWAN	Low Power, Wide Area Networking-Protokoll, aufbauend auf der LoRa-Funkmodulationstechnik
LTE (4G/5G)	Long-Term Evolution - Digitaler Telekommunikationsstandard (4. / 5. Generation)

LWL	Lichtwellenleiter
mME	moderne Messeinrichtung
MMS	Manufacturing Message Specification
MQQT	Message Queuing Telemetry Transport (ein IoT Kommunikationsprotokoll)
MsbG	Messstellenbetreiber Gesetz
NOVA	Netzoptimierung vor Ausbau
ONS	Ortsnetzstationen, auch Netzstation
OT	Operational Technologie / Betriebs- u. Sekundärtechnik
P	Wirkleistung in Watt
PMU	Phasor Measurement Unit / Zeitsynchronisiertes Raumzeigermessgerät
PV	Photovoltaik / Fotovoltaik
Q	Blindleistung in VAr
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SAIDI	System Average Interruption Duration Index / Index zu Bewertung der Versorgungsunterbrechungsdauer
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index / Index zu Bewertung der mittleren Versorgungsunterbrechungshäufigkeit
SCADA	Supervisory Control and Data Aquisition (System zur Realisierung von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit)
SMGw	Smart Meter Gateway
SMGwA	Smart Meter Gateway Administrator
STATCOM	Stationärer Blindleistungskompensator basierend auf Umrichtertechnologie
STATCOM	statischer Blindleistungskondensator
STB	Steuerbox
TAF	Tarifanwendungsfall
U	Spannung in Volt
UCA	Utility Communications Architecture
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Der Systembetrieb als Regelaufgabe	Seite 13
Abbildung 2:	Zuordnung der Anwendungsfällen zu Qualitäts- und Realisierungsstufen	Seite 20
Abbildung 3:	Übersicht über die Betriebsmittel in der Nieder- und Mittelspannungsnetzebene	Seite 23
Abbildung 4:	Schematischer Aufbau einer Netzstation	Seite 24
Abbildung 5:	Variante Netzstation mit Messwerterfassung und Steuerbarkeit	Seite 27
Abbildung 6:	Schematische Darstellung beteiligter Komponenten für das Steuern von Netzkunden in der Niederspannungsebene durch eine überlagerte Netzleitstelle	Seite 28
Abbildung 7:	Ablaufdiagramm Wiederversorgung im Fehlerfall	Seite 36
Abbildung 8:	Exemplarische Darstellung einer optimierten Blindleistungsbereitstellung	Seite 41
Abbildung 9:	Übersicht der Systemdienstleistungen [10 Punkte SDL Arge Ost].	Seite 42
Abbildung 10:	Vereinfachte Darstellung einer zentralen Netzführungsplattform	Seite 46
Abbildung 11:	Vereinfachte Darstellung eines dezentralen Netzautomatisierungskonzepts	Seite 46
Abbildung 12:	IEC 61850 Datenmodellschema und Kommunikationsdienste, nach IEC 61850-7-1	Seite 52
Abbildung 13:	Trennung von Hard- und Software für Smart Grid Automatisierungssysteme durch Funktionscontainerisierung, angelehnt an [46]	Seite 56
Abbildung 14:	Konzept der virtuellen IEDs (vIED) im i-Autonomous Projekt, angelehnt an [47]	Seite 57

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

VDE