



FORSCHUNGSRoadMAP SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN



FORSCHUNGSRoadmap SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN



**ERNEUERBARE
ENERGIEN**

FORSCHUNGSNETZWERKE
ENERGIE



STROMNETZE

FORSCHUNGSNETZWERKE
ENERGIE

An diesem Dokument haben mitgewirkt:

Alexander Dreher	Fraunhofer IEE
Walter Schittek	Universität Kassel
Thomas Poppinga	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen – Universität Oldenburg
Frank Schuldt	DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.
Dr. Martin Uhrig	LEW Verteilnetz GmbH
Johannes Umbach	TenneT TSO GmbH
Uwe Jansen	Infineon Technologies AG
Prof. Dr. Oliver Brückl	Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Björn Oliver Winter	Technische Universität Braunschweig
Prof. Dr. Bernd Engel	Technische Universität Braunschweig
Prof. Dr. Martin Braun	Universität Kassel und Fraunhofer IEE
David Sebastian Stock	Fraunhofer IEE
Jens Przybilla	Infineon Technologies Bipolar GmbH & Co KG
Dr. Tim Müller	Belectric GmbH

Stand: 31. Januar 2020



[FORSCHUNGSNETZWERKE-ENERGIE.DE/STROMNETZE](https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/stromnetze)



[FORSCHUNGSNETZWERKE-ENERGIE.DE/ERNEUERBARE-ENERGIEN](https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/erneuerbare-energien)

Impressum

Herausgeber

Projektträger Jülich (PtJ)
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich

Redaktion und verantwortlich für den Inhalt

Forschungsnetzwerk Erneuerbare Energien
Vorwort: Projektträger Jülich (PtJ)

Gestaltung und Produktion

Projektträger Jülich (PtJ)
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich

Stand

März 2020

Bildnachweise:

Vorwort: PtJ – Meike Bierther
Seite 05: ©Sergey Nivens – stock.adobe.com
Seite 07, 17, 27: ©metamorworks – stock.adobe.com
Seite 13: ©HUARUI13870613052 – stock.adobe.com
Seite 23: ©Urban Stebljaj/Svetlobne iluzije – stock.adobe.com



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

VORWORT

Zu welchem Zeitpunkt werden welche technischen Lösungen nötig sein, um das Stromnetz bei einem steigenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen stabil zu halten? Antworten auf diese Fragen halten Expertinnen und Experten der Forschungsnetzwerke „Erneuerbare Energien“ und „Stromnetze“ in der vorliegenden Forschungsroadmap fest. Die Mitglieder der Netzwerke haben einen Zeitplan erarbeitet, wann welcher Bedarf an Forschung und Entwicklung im Bereich Systemdienstleistungen (SDL) zu erwarten ist.

Aufgekommen war das Thema innerhalb eines Workshops zum Thema Systemdienstleistungen beider Forschungsnetzwerke. Aufgrund der Vielzahl der dort aufgeworfenen Fragen und benötigten Forschungsziele schloss sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) dem Wunsch nach einer Forschungsroadmap für diesen Bereich an.









Die Roadmap berücksichtigt verschiedene Aspekte: Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und der

Stromnetze geht einher mit dem Ausbau von Speichermöglichkeiten, mit einer zunehmenden Verknüpfung zu weiteren Sektoren wie dem Wärme- und dem Verkehrssektor sowie mit weiteren Ansätzen wie Smart Grids oder dem zunehmenden lokalen Verbrauch des erzeugten Stroms. Forschung und Entwicklung sollen mit Hilfe der erarbeiteten Roadmap konkreter auf die zu erwartenden Ausbaustufen angepasst sowie die benötigten Lösungen pünktlich zur Verfügung gestellt werden können.

Zunächst hatte eine Expertengruppe aus Teilnehmerinnen und Teilnehmern des Workshops eine erste Fassung für eine entsprechende Forschungsroadmap erarbeitet. Anschließend wurde dieser Entwurf allen Mitgliedern der beiden Forschungsnetzwerke im Intranet zur Verfügung gestellt und dort diskutiert. Über die vorliegende finale Version diskutieren die Expertinnen und Experten der Forschungsnetzwerke nun in einem offenen Meinungsaustausch mit Vertreterinnen und Vertretern des BMWi.



INHALT

	Zusammenfassung	3	
1	Übersicht	5	
2.	Szenarien	7	
3.	SDL-übergreifende Themen	9	
4.	Frequenzhaltung	13	
5.	Spannungshaltung	17	
6.	Versorgungswiederaufbau	23	
7.	Betriebsführung	27	
8.	Anhang	32	
9.	Abkürzungsverzeichnis	35	

ZUSAMMENFASSUNG

Dieses Dokument beschreibt Forschungsthemen in einer inhaltlichen und zeitlichen Dimension bezogen auf die vier gängigen Kategorien von Systemdienstleistungen (SDL) Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Ergänzend werden SDL-übergreifende Themen wie mögliche Märkte und Informations- und Kommunikationstechnik beleuchtet. Systemdienstleistungen im Sinne dieser Roadmap sind dabei alle Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Betriebs im Zeithorizont von Echtzeit bis Day-Ahead-Planung.

Für die zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann man neben in der Breite eingesetzten Standardbetriebsmitteln (z. B. Kompensationsanlagen) auf diverse neuere Arten von Betriebsmitteln zurückgreifen. Hohes zusätzliches Potenzial wird vermutet bei Leistungselektronik, die ohnehin im Zuge der nächsten Jahre für die Einspeisung von erneuerbarer Energie, als Teil einer HGÜ, auf Verbrauchsseite oder als Anbindung für Speicher installiert wird. Grundsätzlich erscheint es möglich, diese so auszuführen und zu betreiben, dass sie Systemdienstleistungs-Aufgaben umfangreich mit übernehmen kann.

Um dieses Potenzial zu heben, müssen über Regulatorik oder Marktmechanismen Anreize für Hersteller geschaffen werden, die hierzu notwendigen Funktionen in ihre Geräte zu integrieren. Weiterhin muss eine IKT-Infrastruktur geschaffen werden, die es erlaubt, die notwendigen Steuer- oder Preissignale zuverlässig und gegen Manipulation geschützt an eine große Anzahl potenzieller Marktteilnehmer zu übertragen. Hierbei muss die IKT-Infrastruktur den langen Produktlebenszyklen von Systemen der Energieversorgung Rechnung tragen und über mehrere Generationen interoperabel oder anpassbar sein. Bei Ausfall der IKT muss ein stabiler Notbetrieb gewährleistet sein. Auswirkungen auf die Geräte sind bei den folgenden Beispielen angeführt.

Für die Frequenzhaltung erscheint es sinnvoll zu erforschen, ob eine Vielzahl unterschiedlicher, verteilter, vermehrt auch leistungselektronisch gekoppelter Einheiten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite Systemdienstleistungsaufgaben übernehmen kann. In der Spannungshaltung stellt die Zunahme des Anteils leistungsgeregel-

ter Verbraucher eine Herausforderung dar, die neue Konzepte gegen den Spannungskollaps erfordert. Geringere Kurzschlussstrombeiträge umrichterbasierter Einspeisung erfordern differenzierte Konzepte je nach Spannungsebene. Der Versorgungswiederaufbau erfordert der jeweiligen Situation - Verbundbetrieb oder Inselbetrieb – angepasste Regelstrategien für Frequenz – und Spannungshaltung sowie eine situativ angepasste Nutzung der Sektorenkopplung.

Für die zuverlässige Betriebsführung von zunehmend dezentralen und vernetzten Systemen, bilden Daten eine wesentliche Grundlage. Forschungsfragen beziehen sich auf deren Erhebung, d.h. den grundsätzlichen Bedarf, die benötigte Infrastruktur und damit einhergehende Verbesserungspotenziale. Weiterhin sind Konzepte zur Optimierung der Betriebsführung sowie zur verbesserten Interaktion von Märkten, Sektoren/Netzsparten, Verteilnetzen und Übertragungsnetzen zu untersuchen. Zur Überführung von existierenden bzw. erforschten Lösungsansätzen wie beispielsweise Automatisierung oder regionale Flexibilitätsmärkte in die operative Betriebsführung, sind offene Forschungsfragen besonders in Bezug auf Manipulierbarkeit und Sicherheit zu beantworten.

Bei der Ableitung einer Forschungsroadmap ist grundsätzlich zu beachten, dass die zukünftige Entwicklung in der Energieversorgung sehr komplex ist. Es gibt zahlreiche Einflussgrößen und Wechselwirkungen. In der Forschung geht man gedanklich einige Jahre oder auch Jahrzehnte in die Zukunft, um Lösungsansätze für mögliche Entwicklungen zu identifizieren. Eine Priorisierung ist hierbei sehr schwierig, da die Forschung ja auch auf der Freiheit basiert, unterschiedlich weit in die Zukunft zu schauen und Annahmen darüber zu treffen. Auf der anderen Seite ist es natürlich auch notwendig, im Zuge der Transformation des Energiesystems Forschungsmittel auf die anwendungsrelevanten nächsten Entwicklungsbedarfe zu konzentrieren. Hierbei ist ein ausgewogenes Verhältnis erforderlich. In der Roadmap sollen Hinweise auf eine mögliche zeitliche Abfolge gegeben werden, wobei jedoch die genauen Jahre nicht genannt werden können, weil sie von äußeren Einflüssen abhängig sind. Differenzierte Priorisierungen wären nachgelagert auf Basis konkreter Forschungsanträge vorzunehmen und sind teils erst als Ergebnis von Forschung möglich.



1 ÜBERSICHT

1.1 Einleitung

Der vom Menschen durch Treibhausgasemissionen verursachte Klimawandel macht eine weitgehende Abkehr von der Energiegewinnung aus fossilen Energieträgern erforderlich. Ein Wandel auf ein nahezu ausschließlich auf erneuerbarer Energie beruhendes System wird in den meisten Ländern als Lösungsweg gesehen. Am 22. Mai 2019 hat der Rat der Europäischen Union (auch Ministerrat) durch vier neue EU-Rechtsakte das „Clean Energy Package“ (CEP) vervollständigt, das den Elektrizitätsbinnenmarkt auf europäischer Ebene neu gestaltet und damit einen wichtigen Schritt zur Vollendung der Energieunion einleiten soll¹. Die CEP-Verordnungen und -Richtlinien werden auch Auswirkungen auf die Koordination und Mechanismen der Systemdienstleistungen innerhalb des Stromversorgungsnetzes haben. Das CEP wird in diesem Dokument wiederholt aufgegriffen und diskutiert, zusammen mit den notwendigen Entwicklungen und Maßnahmen.

Systemdienstleistungen im Sinne dieser Roadmap sind alle Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Betriebs im Zeithorizont Echtzeit bis Day-Ahead-Planung. Längerfristige Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit, wie sie etwa im Rahmen einer Dunkelflaute notwendig werden, bleiben hier bewusst unberücksichtigt, auch wenn teilweise die gleichen Mittel, etwa Demand-Side-Management, eingesetzt werden können. Im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung ist selbstverständlich auch ein

längerfristiger Bilanzausgleich nötig. Die Betrachtung aller denkbaren Maßnahmen hierzu würden aber den Rahmen dieses Dokuments sprengen.

Die Herausforderungen und Chancen beim bevorstehenden Umbau des Stromversorgungsnetzes sind vielfältig. Für die Mitte des Jahrhunderts sind zunehmend häufige/längere Zeitfenster zu erwarten, in denen Wirkleistung aus Kraftwerken mit nicht-erneuerbaren Brennstoffen ökonomisch nicht benötigt wird. Damit entfallen zeitweise die durch sie teils inhärent bereitgestellten Systemdienstleistungen (z. B. Momentanreserve, Blindleistung, Kurzschlussleistung, Primär-/Sekundärregelreserve). Der Versuch, EE-Anlagen mit Mitteln der Regelungstechnik und Energiespeichern die gleichen Eigenschaften wie rotierenden Maschinen zu verleihen ist eine, aber nicht zwangsläufig die einzige und wirtschaftlichste Methode, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Insbesondere eine stärkere Einbindung der Verbrauchsseite und alternative Lösungen in der Schutztechnik, die mit geringeren Kurzschlussströmen auskommen, bieten hier zusätzliche Potenziale. Technische Regelsetzungen müssen hier zielorientiert, nicht lösungsorientiert formuliert werden. Um die CO₂-Freisetzung in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Grundstoffindustrie zu reduzieren, wird in Zukunft im Rahmen der Sektorenkopplung verstärkt auf Strom aus erneuerbaren Quellen zurückgegriffen werden. Hierdurch ist trotz Steigerungen in der Effizienz ein Wachstum von Stromver-

¹https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_de

brauch und Jahreshöchstleistung zu erwarten. Chancen ergeben sich vor allem, wenn in Zukunft zahlreiche Umrichter von HGÜ-Stationen, Batteriespeichern, Wind-, teils auch PV- und Pumpspeicherkraftwerken ständig am Netz sind, auch dann wenn diese mangels Dargebot oder Bedarf keine Wirkleistung einspeisen bzw. wenn keine Wirkleistungsflexibilitäten vorliegen. Auch bei vielen umrichterbasierten Verbrauchern, etwa USV-Anlagen, Ladestationen für die Elektromobilität, Power-to-X-Technologien oder rückspeisefähigen Antrieben bleiben gut steuerbare Stromrichter ständig am Netz und könnten bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen mitwirken.

Diese Forschungsroadmap wendet sich an alle Stakeholder, die in die thematische Ausrichtung und/oder finanzielle Ausstattung zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der Stromversorgung involviert sind. Ziel ist es aufzuzeigen, an welcher Stelle und in welchem Zeitrahmen der bevorstehende Wandel neue Technologien erforderlich macht.

1.2. Dokumentenstruktur

Nach dieser Übersicht wird in Kapitel 2 „Szenarien“ zunächst der Bogen aufgespannt, in starker Anlehnung an die aktuelle Studie „Systemsicherheit 2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem“ der ef.Ruhr GmbH aus der dena Plattform Systemdienstleistungen. Aus den Szenarien und auch der abschließenden Grafik von Kap. 2 lassen sich noch keine Ergebnisse dieses Dokuments ablesen. Kapitel 3 geht auf übergreifende Themen ein, die oftmals eng mit Märkten oder Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) verknüpft sind. Die Kapitel 4-7 widmen sich dann konkret den vier gängigen Kategorien Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Die Zusammenfassung befindet sich vor dem Inhaltsverzeichnis.

In den Kapiteln 3-7 gibt es fünf große Tabellen, in denen mögliche Forschungsthemen benannt werden. Farbliche Unterscheidungen geben eine grobe zeitliche Einordnung wieder:

■ kurzfristig zu erforschen, möglicherweise Voraussetzung für ■.

■ mittelfristig zu erforschen (bzw. nicht festgelegt), möglicherweise Voraussetzung für ■.

■ langfristig zu erforschen.

Ein einziger Anhaltspunkt zur groben Zuordnung zu Jahreszahlen soll hier gegeben werden:

■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung 1,5°-Ziel ggf. deutlich früher.

Die Farb-Legende findet sich unten an jeder Tabelle. Die farblichen Markierungen von Themen sollen bewusst nicht den Charakter einer Priorisierung haben.



2. SZENARIEN

2.1. Überblick

Für die Herleitung der Forschungsroadmap ist eine Abschätzung der zu erwartenden Bedarfe für die gewählten Stützjahre notwendig, um eine Aussage über den zukünftigen Bedarf der zum Netz- und Systembetrieb notwendigen Systemdienstleistungen bestimmen zu können. Auf Basis der ermittelten Bedarfe sowie der erwarteten Netz- und Netznutzerstruktur können die zu deckenden Bedarfe der Systemdienstleistungen aus den verschiedenen, zukünftig verfügbaren Technologien abgeschätzt und der damit verbundene Forschungsbedarf für die Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen bestimmt werden. Hierzu sind die Abschätzung der zukünftigen Last- und Einspeisesituationen und auch die Berücksichtigung vorhandener grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten notwendig. Die Erzeugungs- und Systemadäquanz steht hierbei nicht im Fokus dieser Roadmap. Als Grundlage für die Roadmap wird die Studie „Systemsicherheit 2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem“ der ef.Ruhr GmbH aus der dena Plattform Systemdienstleistungen verwendet. Hierbei bilden die Jahre 2030 und 2050 die Stützjahre für die Szenarien. Der in der Studie verfolgte, zielgerichtete Ansatz der Abdeckung des aufgespannten Erwartungshorizonts durch die Wahl geeigneter Leitszenarien, die als Extremszenarien eine Begrenzung darstellen, wird auch für diese Roadmap verwendet, um für die Festlegung der Roadmap Lösungen für alle innerhalb des gesetzten Rahmens möglichen Szenarien abbilden zu können. Eine Zuordnung von Eintrittswahrscheinlichkeiten

der Szenarien wird nicht vorgenommen. Grundsätzlich finden nur Szenarien Berücksichtigung, die die Reduktion der Treibhausgasemissionen von mind. 80 % im Jahr 2050 zu Grunde legen. Des Weiteren werden der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie (bis zum Jahr 2022) und der Kohleverstromung (bis zum Jahr 2038) angenommen. Hierzu werden die beiden folgenden Hauptszenarien unter Berücksichtigung von drei Sensitivitätsszenarien des elektrischen Energiesystems verwendet.

2.1.1. Szenario 1: Sektorenübergreifende Elektrifizierung

In diesem Szenario wird von einer weitgehenden Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die Energiebereitstellung ist geprägt von einem starken Zubau von Windenergie und Photovoltaik. Die gesicherte Leistung wird überwiegend auf nationaler Ebene durch Gaskraftwerke bereitgestellt. Der Anteil des Auslands hieran ist, wie auch der Ausbau der Kuppelkapazität, vergleichsweise moderat. Zeitgleich steigt insbesondere durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen die Spitzenlast deutlich, möglichst gut synchronisiert mit erneuerbaren Erzeugungsspitzen.

2.1.1.1. Sensitivität 1: Nationale Momentanreserve

In dieser Sensitivität wird Szenario 1 als Grundlage unter der Annahme verwendet, dass Deutschland jederzeit in der Lage sein muss, den eigenen Bedarf an Systemdienstleistungen ohne Unterstützung aus dem Ausland abzudecken. Gerade bei der Momentanreserve zeichnen sich künftig deutlich stärkere Herausfor-

derungen ab, wenn man auf die Vorteile des kontinentaleuropäischen Verbundsystems auch verzichten können will. Der große Anteil an dargebotsabhängiger Erzeugung resultiert in häufigeren und längeren Zeiträumen aus Umrichter-dominiertes Einspeisung. In diesen Zeiträumen wird nahezu die gesamte elektrische Nachfrage durch eben diese Erbringer gedeckt. Entsprechend stehen in diesen Situationen keine oder nur wenige Synchrongeneratoren zur Erbringung von Systemdienstleistungen zur Verfügung. Hierfür sind alle möglichen Optionen der Bereitstellung zu überprüfen.

Sensitivität 2: Integration lokaler Speicher

In dieser Sensitivität wird Szenario 1 als Grundlage verwendet. Hierbei wird ein starker Anstieg der Durchdringung von lokalen Speichersystemen (insbes. in Kombination mit PV-Anlagen in privaten Haushalten zur Eigenverbrauchsoptimierung) angenommen. Damit kann zum einen der Beitrag ebendieser Systeme zu Systemdienstleistungen als auch der ggf. durch die Systeme verursachte Bedarf an SDL berücksichtigt werden. Neben den genannten Speichern werden auch die Batterien von E-KFZ mit berücksichtigt.

2.1.2. Szenario 2: Europäischer Ausgleich

In diesem Szenario wird zu Grunde gelegt, dass dem Netzausbau in einem stark von dargebotsabhängiger Erzeugung geprägten System besondere Relevanz beigemessen wird, womit ein starker Ausbau des europäischen elektrischen Energieversorgungsnetzes und insbesondere der Kuppelkapazität unterstellt wird. Der innerdeutsche Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen fällt im Vergleich zu Szenario 1 vergleichsweise moderat aus. Die benötigte Leistung wird insbesondere auch aus anderen europäischen Ländern gedeckt, wobei auch dargebotsabhängige EE-Anlagen aufgrund der räumlichen Diversifikation einen hohen Anteil an gesicherter Leistung für Deutschland und Europa bereitstellen, der durch Gasturbinen ergänzt wird.

2.1.2.1. Sensitivität 3: Alternative regionale EE-Verteilung

In dieser Sensitivität wird Szenario 2 verwendet. Hierbei wird eine gleichmäßigere regionale Verteilung der Windenergieanlagen entgegen der Ertragspotenziale in Deutschland zu Grunde gelegt (vgl. Sensitivität „Alternative regionale EE-Verteilung“, Studie BMWi²). Bei der Verlagerung der Anlagen wird die gesamte bereitgestellte elektrische Energie aus Windenergieanlagen konstant gehalten.

2.2. Übersicht der zeitlichen Einordnung des Forschungsbedarfs

Die grobe zeitliche Einordnung der sich aus den Szenarien und Sensitivitäten ergebenden Herausforderungen für die Forschung wird in der folgenden Grafik dargestellt. Die markierten Zeiträume stellen hierbei den Zeitbereich der vorgeschlagenen Abarbeitung des jeweiligen Forschungsbedarfs dar. In den folgenden Kapiteln werden die Herausforderungen aufgegriffen und führen zur Formulierung konkreter Forschungsthemen.

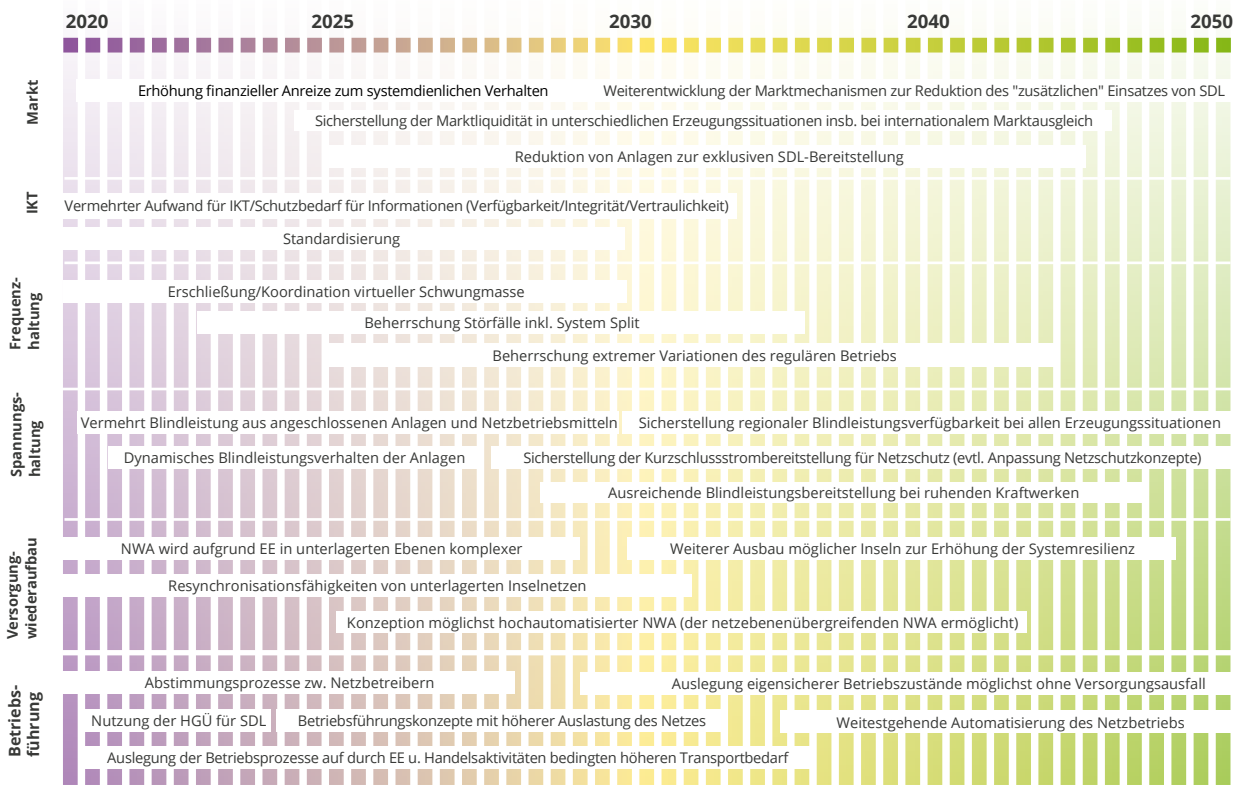


Abbildung 1: Herausforderungen für die Forschung, die sich aus den Szenarien ergeben, mit grober zeitlicher Einordnung der Relevanz für die Forschung

3. SDL-ÜBERGREIFENDE THEMEN

3.1. Überblick

In diesem Kapitel werden Forschungsschwerpunkte betrachtet, welche in den kommenden fünf bis zehn Jahren für mindestens zwei oder mehr Systemdienstleistungen nach der Kategorisierung der dena³ – Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau – relevant werden. Im Mittelpunkt stehen hierbei Themen, welche die Märkte betreffen und solche, die im Kontext der Digitalisierung stehen und die Informations- und Kommunikationstechnologien betreffen. Grundlage für die Ermittlung der Forschungsbedarfe und -potenziale sind insbesondere die absehbaren Veränderungen des regulatorischen Rahmens sowie Gesetzgebungsvorhaben zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens und zur weiteren Umsetzung der Energiewende.

Die Harmonisierung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes wird in den kommenden Jahren eine Herausforderung für die Akteure der Energiewirtschaft darstellen und gleichzeitig neue Chancen und Potenziale schaffen. Im Elektrizitätssektor würde ein Übergang zu dezentraleren Märkten mit einer größeren Anzahl von Marktteilnehmern, einem höheren Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen und

besser vernetzten Systemen zu tiefgreifenden Veränderungen führen⁴. Die Verbrauchseite wird in den Mittelpunkt der Umstellung auf saubere Energie gestellt, und eine aktivere Teilnahme von Konsumenten an den Elektrizitätsmärkten mittels ihrer Verbrauchsgeräte/-anlagen soll ermöglicht werden.

Weitere wichtige Entwicklungen mit Auswirkungen auf die Wirtschafts-/Markt- und Informations- und Kommunikationstechnologieforschung sind die Sektorenkopplung, Entwicklungen im Bereich der Kommunikation dezentraler Technischer Einheiten (TE) sowie eine zunehmende Kurzfristigkeit und Frequenz des Energiehandels.

3.2. Forschungsthemen

In der Tabelle finden sich die Themen, die nicht nur einer einzigen Systemdienstleistung zuzuordnen sind. Weitere Themen mit Bezug zu Märkten und IKT wurden in die Tabellen der SDL-spezifischen Kapitel einsortiert. Die folgende Tabelle listet Entwicklungen und Anforderungen des aktuellen und zukünftigen Energiesystems auf, aus denen sich der Forschungs- und Entwicklungsbedarf unmittelbar ableiten lässt. In einigen Punkten wird implizit auf unvorhersehbare Auswirkungen hingewiesen, die eine Untersuchung der Sachverhalte erforderlich machen.

³ Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
⁴ Verordnung zur Risikoversorge: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0001.01.ENG&toc=OJ.L:2019:158:TOC

	Ausstattung	Netzbetrieb
Zunehmende Dezentralisierung (Kleine, dezentrale Anlagen: Erzeugung, Verbrauch, Speicherung)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hoher Kostendruck für kleine dezentrale Anlagen durch IKT-Anforderungen für SDL-Bereitstellung und -Erbringung erfordert eine Überarbeitung der aktuellen Anforderungen für Kleinstanlagen ■ Integration von Kundenanlagen in Haushalten ■ Aktivierung/Integration von kleinen dezentrale Anlagen in SDL-Mechanismen ■ Neue Chancen und Risiken durch stärkere Beteiligung von kleinen dezentralen TE an Märkten <ul style="list-style-type: none"> ■ Bsp.: sinkender Anteil SLP-Kunden; Auswirkungen auf Planbarkeit für NB durch detailliertere Informationsflüsse; u.U. steigender Aufwand in BK-Koordination ■ Peer-to-peer-Handel von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Umgang mit Engpassrisiko bei zunehmender Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch ■ Erschwerte Planbarkeit der SDL-Bedarfe <ul style="list-style-type: none"> ■ Bsp. durch Energiemanagementmaßnahmen durch aktive Prosumenten; große Anzahl neuer dezentraler Erzeuger und Verbraucher ■ Skalierbarkeit von IT-Systemen zur Integration Klein -/ Kleinstanlagen ■ Neue Anreizmechanismen für netzdienliches Verhalten <ul style="list-style-type: none"> ■ Bsp. Anpassung der Netznutzungsentgelte / bedingte Bestelleistung ■ Wie viel (Netz-)Leittechnik bedarf es in MS und NS? Sind auch SLT mit erweiterten Funktionen ausreichend?
Smart Metering und Kommunikation dezentraler Betriebsmittel	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bedarf an kostengünstigen Gateways zur Anlagen-integration ■ SmartMeterGateway-Infrastruktur als Grundlage für neue Kommunikation, Datenaustausch, Automatisierung und Flexibilisierung ■ Moderne IKT-Architekturen für Massendaten-Kommunikation und Verarbeitung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abgesicherte Kommunikation (CLS) über SmartMeterGateway-Infrastruktur ■ Nutzung von offenen Protokollen wie MQTT, Rest, JSON ■ Notwendigkeit resilienter Infrastruktur und Betriebsführungssysteme ■ Fehlerfrüherkennung und Ermittlung des Gesundheitszustandes der beteiligten Systemkomponenten
Kommunikation und Koordination von Daten über die Netzebenen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Höhere Übertragungsraten und geringe Latenz (bspw. durch den Ausbau von 5G) ■ Weiterentwicklung von Standards wie z. B. IEC-62351 ■ IKT Infrastrukturen für SDL-Kommunikation der Betriebsmittel über Netzebenen ■ Definition der Anforderungen an die IKT 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Evaluation der Nutzung von Cloudinfrastrukturen zw. Akteuren innerhalb kritischer Infrastrukturen ■ Sicherheitsmechanismen für hochfrequente Übertragung ■ Resiliente Reaktion auf unbekannte Fehler ■ OD-Konzepte zur Verbesserung von Forschungsergebnissen und Transparenz im gesamten Prozess
Zunehmende Kurzfristigkeit und Geschwindigkeit von (Markt-) Prozessen (Elektrizitätsmärkte und Prozesse)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Integration neuer SDL-Anbieter (insbes. kleine dezentrale TE) durch kurze Handels-Vorlaufzeiten und neu SDL-Produkte (z. B. Regelarbeitsmärkte) ■ Integration kleiner dezentrale TE in (kurzfristige) Märkte ■ Steigender kurzfristiger bilateraler Handel: P2P, B2B, B2C 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Untersuchung der Effekte eines kurzfristigen hochfrequenten Handels auf die Verteilnetze ■ Möglichkeit der verstärkten Nutzung von kurzfristigen Großhandelsmärkten für Bilanzausgleich
Internationalisierung (Handel, regionale Koordinationszentren und länderübergreifende SDL)		<ul style="list-style-type: none"> ■ Gegenläufig zu wachsender internationaler Abhängigkeit: Nationale Vorkehrungen für System-Split und dauerhaften nationalem Verbundbetrieb. Dabei minimierter Einsatz zusätzlicher Ressourcen und Kosten.
Sektorenkopplung	<ul style="list-style-type: none"> ■ neue Herausforderungen und Flexibilisierungspotenziale (P2X, X2P) ■ Verkehrswende Elektromobilität und Wärmewende ■ Effizientere EE-Überschussnutzung durch sektorenübergreifende Transportkapazitäten <ul style="list-style-type: none"> ■ Bsp.: Energietransport an Engpässen über Gas 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Analyse neuer Bedarfe im Netzbetrieb durch veränderte (stärkere) Netzbelastung sowie neue Potenziale durch Verkehrswende ■ verdeckte und ungenutzte sektorenübergreifende Flexibilitätspotenziale (X2P2X, P2X2P)
IT-Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hardware/Softwarekonzepte für erhöhte IT-Sicherheit ■ Datenschutz - Datensparsamkeit ■ Anonymisierung / Pseudonymisierung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Systeme zur Angriffserkennung und -Vermeidung ■ Systematisierung/Standardisierung der Überwachung ■ Verschlüsselungsalgorithmen für IoT-Geräte ■ Betriebsführung in korruptierten Systemen

Zeithorizonte ■ kurzfristig ■ mittelfristig (default) ■ langfristig Als Anhaltspunkte: ■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung 1,5°

Koordination | Planung

- Entwicklung von einheitlichen Standards zur Integration von Anlagen und Gewährleistung des systemdienlichen Verhaltens
- neue Mess- und Prognosemöglichkeiten (verbesserte Datenerhebung im MS-, NS-Netz)
- Nutzung KI zur Ersatzwertbildung & Validierung
- Neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle durch verbesserte Prognostizierbarkeit sowie Auswirkungen auf Planungsprozesse
- Stärkere Beteiligung an Märkten auch Peer-to-peer
- Höhere Autarkiegrade von Gebäuden und Quartieren
- Schutzbedarfsermittlung und Erarbeitung Handlungsempfehlungen für unterschiedliche Einsatzzwecke
- Erstellen von Prognosen für die Verfügbarkeit von SDL

- Steigender Koordinationsaufwand für Systemausgleich
- Erhöhung der Kommunikations- und Aggregationsaufwände
- Nutzung der SMGW Infrastruktur für Systemdienstleistungen
- Einfache Integration von Anlagen (Plug-and-Play)
- Sicherstellung der Vertraulichkeit durch dezentrale Verfahren
- Verbesserte Zustandserkennung dezentraler SDL (mit sicherem Informationsaustausch)
- IES Profilierung / Standardisierung der Anbindung von DER für zuverlässige Bereitstellung von SDL

- Aggregation und Kaskadierung von SDL über die Spannungsebenen
- Leitsysteme zur integrierten Betrachtung/Überwachung von IKT/ Stromnetz
- Robot Process Automation im Rahmen der SDL
- Verfahren zur Nutzung von großen Datenmengen (Big Data, Big Data Analytics)

- Effekte von kurzfristigen Handelsaktivitäten auf SDL-Bedarfe
- SDL-Planbarkeit in der sehr kurzen Frist

- Neue grenzübergreifende SDL-Koordinations-mechanismen
- Einführung regionaler Koordinierungszentren. Klare Aufgabenverteilung zur Wahrung der Systemsicherheit
- Verbesserte Maßnahmenkoordination LFR-Zonen- und LFR-Block-intern und LFR-Block-übergreifend
- Erhöhung der Abhängigkeit zu nicht EU Ländern (z.B. USA, China) bei IKT-Infrastruktur

- Schwarzstart / Systemwiederaufbau in digitalisierten Energiesystemen (HMI und Digital Twin, Selbstorganisation)
- Erhöhter IT-Sicherheitsbedarf durch Dezentralisierung

Markt | Regulatorik

- Neue Akteure
 - Proaktive Konsumenten durch flexible Stromtarife
 - individuelle Energiemanagementmaßnahmen
 - neue Energiegemeinschaften (Bürgerenergiegemeinschaften & Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften)
 - Gesamtwirtschaftliche (makroökonomische) Effekte durch neue Akteure unter Berücksichtigung heutiger und zukünftiger Regulatorik
 - Förderung der Integration der neuen Akteure durch Anpassungen am regulatorischen Rahmen (vgl. CEP o. Entwurf des integrierten NECP)
 - Integration von individuellen Anlagen und lokalen Aggregationen in SDL-Erbringung

- Anbieten von SDL durch Aggregatoren kleiner dezentraler Technischer Einheiten
- Untersuchung der Möglichkeiten des disaggregierten SDL-Angebots durch bspw. Energiegemeinschaften
- (Standardisierte) Datenmodi für Netzflexibilität (für best. SDL im Verteilnetz)
- IKT-seitige Aufwände und Möglichkeiten der Integration von individuellen TE und lokalen Aggregationen in SDL-Erbringung

- IKT-Anbindung neuer Akteure in die Marktmechanismen für SDL

- Auswirkungen von und neue Anforderungen durch die Annäherung von Großhandels- und Frequenzhaltungsmärkten an Echtzeit
- Analyse des Marktdesigns unter neuen Bedingungen Großhandels- u. Einzelhandelsmärkte → SDL-Märkte
- Z. B.: Synergieeffekte zwischen kurzfristigem Handel und SDL-Märkten
- Steigende Relevanz kontinuierlicher Intradayhandel und mögl. neue kurzfristige Intraday-Auktionen

- Förderung von EU-eigener Technologieentwicklung (Basis-IKT)
- Entwicklung neuer Geschäftsmodelle zur Ausnutzung steigender Effizienz durch grenzübergreifenden Handel
- Verbesserung grenzübergreifende SDL-Koordination
- Regionale Reservevorhaltung (bspw. in Grenzgebieten)

- Sektorenübergreifende Potenziale für SDL: Wärmesektor, Verkehrssektor (E-, H2- & LNG-Mobilität), Produktion (z. B. chemische Industrie)
- Potenziale und Anforderungen an E-Mobilität und andere Akteure für SDL

Ziel ggf. deutlich früher, u. U. ist ■ Voraussetzung für ■ und ■ Voraussetzung für ■

3.3. Zusammenfassung

Verschiedene Schwerpunktthemen geben den Rahmen für die zukünftigen Herausforderungen und damit Forschungs- und Entwicklungsbedarfe im Kontext der Systemdienstleistungen aus Markt- und IKT-Perspektive. So führt beispielsweise die zunehmende Dezentralisierung bereits kurzfristig zu einem erhöhten Kommunikations- und Koordinationsaufwand. Wachsende dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale, in Verbindung mit der Transition von passiven zu proaktiven Prosumenten mit aktiv gesteuerten Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen, erschweren die Prognostizierbarkeit und führen mitunter zu steigenden Engpassrisiken im Verteilnetz. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Netzbetriebsführung, und die Notwendigkeit, bestehende sowie neue Flexibilitätspotenziale zu erschließen und nutzbar zu machen, um die Energiebilanz kosteneffizient auszugleichen, die Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen und den Ausbau zu optimieren.

Bei der weiteren Umsetzung der Energiewende und der Aufrechterhaltung der Systemstabilität nimmt die Bedeutung der bisher wenig ausgeschöpften Flexibilitätspotenziale auf Verbrauchseite zu. Engagement von Herstellern von Geräten und Anlagen in entsprechenden Forschungsprojekten wird zunehmend unverzichtbar. Beispiel E-Mobilität: Millionen von E-Mobilen und Plug-In-Hybriden können zukünftig dem Klimawandel entgegen wirken. Dabei müssen alle zur Stromversorgung Beitragenden zusammenarbeiten, um die Probleme zu lösen, die sich aus der Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen ergeben. Das Prinzip der Gegenseitigkeit ist hier zielführend: Die Hersteller von E-Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur bringen ihr hohes Flexibilitätspotenzial ein, zur Lösung der durch sie induzierten Probleme und darüber hinaus. Entsprechendes kann z. B. für zukünftiges preisgetriebenes Verbrauchsverhalten von Geräten/Anlagen mittlerer/hohere Leistung gelten. Aus Hersteller-Sicht auf den Punkt gebracht: Die Mitwirkung in Forschung, durch die die eigenen Geräte netzdienliche Zusatzaufgaben übernehmen, kann imagefördernd sein und einen Entwicklungsvorsprung bringen. In Fällen, in denen nicht erwartet wird, dass die Verwertung solcher Forschung sich positiv auf das Betriebsergebnis auswirkt, müssen Wege gefunden werden, um dennoch die Industrie für notwendige Forschungsprojekte zu fairen Bedingungen zu gewinnen.

Die zunehmende Kurzfristigkeit und Frequenz der Marktäufe kann die stärkere Integration von kleinen

dezentralen Marktteilnehmern und Aktivierung von bisher passiven Flexibilitätspotenzialen unterstützen. Dies ist wiederum für den weiteren Ausbau insbesondere der volatilen erneuerbaren Energiequellen wichtig. Mit der zunehmenden Kurzfristigkeit⁵ gehen auch eine Erhöhung von Prozessgeschwindigkeiten, größere Datenmengen und -Übertragungsraten sowie daraus entstehende hohe Koordinationsaufwände einher.

Die notwendigen Maßnahmen zur Bewältigung der Herausforderungen der fortschreitenden Energiewende werden kontinuierlich weiterentwickelt und in vielen Fällen bereits umgesetzt. Dies gilt sowohl für Aspekte der Informations- und Kommunikationstechnologie als auch der Regulatorik, einschließlich der technischen Mindestanforderungen und neuen Marktmechanismen. Insbesondere die schnellen Entwicklungen auf der technologischen Seite und die Aktivierung vorhandener Potenziale erfordern eine gleichermaßen kontinuierliche Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens sowie der Systematik für die Bereitstellung und Aktivierung (Abruf und Erbringung) von Systemdienstleistungen. Die Kommunikationsaufwände steigen etwa durch i) eine Vielzahl neuer (kleiner) dezentraler Marktteilnehmer, ii) die verstärkte Harmonisierung und Integration der überregionalen (übernationalen) Energiesysteme und iii) die zunehmende Kurzfristigkeit der Prozesse. Forschungs- und Entwicklungsbedarfe bestehen u. a. zur Gewährleistung der Sicherheit der Energieinfrastruktur, des Datenschutzes, der Skalierbarkeit von IT-Systemen und Koordinationsmechanismen. Durch die hohe Zahl verschiedener Teilnehmer steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Teile des verteilten Systems partiell nicht verfügbar sind. Hierfür sind resiliente IKT-Strategien bzw. selbstheilende IKT-Systeme notwendig, um selbständigen Wiederaufbau zu gewährleisten. Letzteres betrifft Netzbetreiber, Erzeuger, Aggregatoren, Versorger, (proaktive) Konsumenten und Bereitsteller von Systemdienstleistungen.



4. FREQUENZHALTUNG

4.1. Überblick

Frequenzhaltung geht einher mit der Aufrechterhaltung des Wirkleistungsgleichgewichts zwischen Verbrauch und Erzeugung. Durch die Momentanreserve aus rotierenden Massen setzt sich ein Leistungs-Ungleichgewicht nur verzögert in eine Frequenzänderung um. Der Verbraucher-Selbstregelleffekt und die Primärregelung begrenzen die Frequenzänderung. Die Sekundärregelung mit Integralanteil führt die Netzfrequenz zurück zum Sollwert, indem gezielt in der verursachenden Regelzone (bzw. Netzregelverbund) Wirkleistung eingesetzt wird. Sie wird abgelöst durch die Minutenreserve.

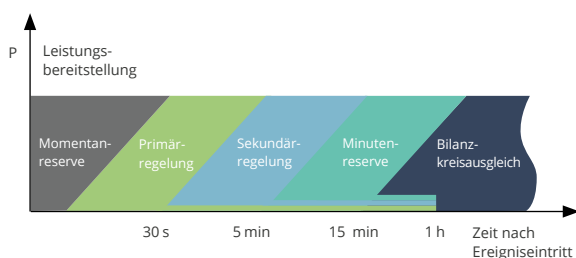


Abbildung 2: Einsatz von Regelleistung zur Frequenzhaltung

Mit weiterem Ausbau erneuerbarer Energien sind für die Mitte des Jahrhunderts zunehmend häufige/längere Zeitfenster zu erwarten, in denen Wirkleistung aus Kraftwerken mit nicht-erneuerbaren Brennstoffen de facto nicht benötigt wird. Können die übrigen Netzteilnehmer in die Lage versetzt werden, in solchen Situationen alle Systemdienstleistungen inkl. verzögerungslose Momentanreserve abzudecken, bis hin zum Eventualfall eines System Split?

Dabei ist zu vermuten, dass Frequenzhaltung zukünftig mit erschwerten Bedingungen zurecht kommen muss. Beispiel Primärregelung: Vorbehaltlich einer gründlichen Erforschung hat man heute einen Bruttoeffekt (in MW ausgeglichener Wirkleistung), der deutlich größer ist als die tatsächlich erbrachte Primärregelleistung (über Regelleistungsmarkt); dieser Vorteil dürfte zukünftig stark abschmelzen:

- Nicht primärregelnde Kraftwerke, die oftmals mit geringer (in Summe: deutlicher) negativer Frequenzabhängigkeit der Wirkleistung gefahren werden⁶, sind zukünftig nicht am Netz, wenn ein deutlicher Überschuss an erneuerbarer Leistung besteht.
- Die Gesamtleistung direkt gekoppelter Synchron- und Asynchronmaschinen nimmt perspektivisch weiter ab, dadurch reduzierter Selbstregelleffekt.
- Mit steigendem Anteil leistungsgeregelter Verbraucher verringert sich nach einem Lastsprung die Unterstützung durch Spannungsabhängigkeiten der Wirkleistungsaufnahme.

In der EU-Verordnung 2016/1388 „Netzkodex für den Lastanschluss“ vom 17. August 2016 wird eingangs erläutert (4): „Die Systemsicherheit kann nicht unabhängig von den technischen Fähigkeiten aller Nutzer gewährleistet werden. In der Vergangenheit standen meist die Erzeugungsanlagen im Mittelpunkt, was die Bereitstellung technischer Fähigkeiten betraf. In dieser Hinsicht wird jedoch künftig eine wichtigere Rolle der Verbrauchsanlagen erwartet.“ Der Weitblick dieser Verordnung öffnet gerade bei der Frequenzhaltung die Tür für substantielle Beiträge von Verbrauchsseite.

⁶ ENTSO-E, Operation Handbook Policy 1, P1-6

Frequenzhaltung

Ausstattung

Netzbetrieb

Netzbildung, Stabilität	<ul style="list-style-type: none"> ■ Realisierung von "alternating inertia", zum schnelleren Abklingen von Frequenzschwingungen [Alipoor et al., 2015] ■ Lokal und systemweit wirkende Dämpfung durch eigene passende Leistungsvariation von EE/Speichern/Verbrauchern: Ersetzen/Erweitern der Funktionalitäten von Dämpferwicklungen und PSS (power system stabilizer) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Komplementäre Netzbildungen durch: <ul style="list-style-type: none"> a) Herkömmliche EE-Wechselrichter + symm. Momentanreserve durch Verbrauchsseite-Leistungselektronik, b) neg. Momentanreserve durch EE-Wechselrichter + pos. Momentanreserve durch leistungselektronische Verbraucher, a)+b) in unterschiedlichen Anteilen. +Primärregelung/Frequenzstützung/Spannungshaltung ■ Erweiterte Nachweisverfahren und Entwicklung passender Modelle für die Stabilität umrichterdominierter Netze (incl. EMT-Simulationen)
Momentanreserve	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erschließung von Wirkleistungsbeiträgen durch spannungsorientierte Leistungselektronik von <ul style="list-style-type: none"> • Speichern, Lade-/Entladevorgängen (pos. und neg. Reserven), • EE mit sowieso vorhandenem Speicher oder extra Kurzzeitspeicher (pos. und neg.), • EE ohne Speicher / Androsselung (überwiegend neg.), • Verbrauchern (überwiegend pos.). Je nach Eigenschaften der Einheit kann <ul style="list-style-type: none"> • verzögerungslose Momentanreserve und/oder • nahezu verzögerungslose Primärregelung erbracht werden. ■ Nachweis der Netzdienlichkeit separierter Ausschreibung/Erbringung pos./neg. Reserven (dabei Ausschreibung pos. = neg.) ■ Nachteile/Herausforderungen durch Leistungsbeiträge aus dem NS-Netz? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Backup Momentanreserve und Primärregelung für den Fall eines andauernden rein deutschen Verbundbetriebs: möglichst geringer Einsatz von Ressourcen und Kosten ■ Zusatzanforderung Netzbetrieb in Zeiten knapper Momentanreserve: Für alle Kombinationen erhaltenswerter Teilnetze nach System Split: RoCoF < 2 Hz/s? Wo nicht, Momentanreserve erhöhen oder Austauschleistungen reduzieren
Primärregelung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Nachweis der Netzdienlichkeit separierter Ausschreibung/Erbringung pos./neg. Reserven (dabei Ausschreibung pos. = neg.) ■ Nachteile/Herausforderungen durch Leistungsbeiträge aus dem NS-Netz? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fortentwicklung der Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Balancing Service Providern ■ Definition des zukünftigen Bedarfs an Primär-, Sekundärregelreserven und Minutenreserve in Anbetracht stärker dezentralisierter Erzeugungsinfrastruktur ■ „Primärregelung 2050“: <ul style="list-style-type: none"> • Sicherstellung jederzeit: Angebot > Bedarf, • Keine Mindestreserve je Einheit, keine Präqualifikation, • Gleitende Allokation von Reserven, pos./neg. separat, ... oder alles ganz anders? Siehe Anhang A.1.1
Sekundärregelung, Minutenreserve		
Übergreifend, ergänzend	<ul style="list-style-type: none"> ■ Frequenzstützende Lastreduktion, diskriminierungsfrei und entbehrlichkeitsorientiert realisiert, siehe Anhang A.1.3. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Respektieren von Leistungsgrenzen (von Betriebsmitteln, aber z. B. auch mit Blick auf Leistungspreise) bei der Erbringung von Regelleistung aus Verteilnetzen – wie gewährleisten? *

Zeithorizonte

■ kurzfristig
 ■ mittelfristig (default)
 ■ langfristig
 Als Anhaltspunkte: ■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung 1,5

Koordination | Planung

■ Voraussetzungen/Grenzen der freien Wahl der Netzebene, in der Reserven angeboten werden.

■ Strategien zur Einbindung nahezu aller Arten von Verbrauchseinheiten in Momentanreserve.
Max. Leistungshub bei RoCoF -2 Hz/s mit starken Funktionseinschränkungen; im regulären Verbundbetrieb nur extrem geringe Leistungsvariationen (z. B. aus Spannungs-Zwischenkreis).
Online-Parametrierung?

■ Feinkörnigere Anpassung der dynamischen Anforderungen an Primärregelleistungserbringung, um Potenzial von neuen Erbringern mit guten dynamischen Eigenschaften besser zu nutzen.
■ Sinnhaftigkeit der Anpassung von Frequenzbändern mit Blick auf neue Möglichkeiten schnellerer und feinverteilter Primärregelung und Frequenzstützung.

■ Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Systemdienstleistungen situationsspezifisch berücksichtigen und sicherstellen, dass auch bei Wechselwirkungen, die jeweiligen Ziele erreicht werden.

Markt | Regulatorik

■ Regelreserven: Welche Auswirkungen auf die Netzstabilität sind zu erwarten durch die Anreizsituation zur Nichterfüllung durch Preisgestaltung? Ggf. Empfehlungen zur Anpassung von Regularien.

■ Definition technischer Anforderungen an die Erbringung von Momentanreserve.
Bei Erfolg entsprechender technischer Projekte: Anreiz/Regulatorik, damit die Arten von Netzteilnehmern (unsymmetrische) Momentanreserve erbringen, bei denen das ohnenennenswert höheren Herstellungsaufwand und ohne laufende Kosten möglich ist. Ggf. Abgeltung des Entwicklungsaufwands der Hersteller.

■ Kann das zukünftige Energiemarkt-Design preisinduzierte Gesamt-Lastsprünge von > 3 GW (Primärregelung!) in Festlandeuropa ausschließen?
■ Optimierung (Regularien, Markt) der Erstreaktion auf starke Laständerungen: Momentanreserve, Fast Frequency Response, schnelle Primärregelung per Leistungselektronik.

■ Kriterien zur Wahl der Methode der marktbasieren Regelreservesbeschaffung im Kontext von

- kurzfristigen Regelarbeitsmärkten
- grenzübergreifender Beschaffung

■ Auswirkungen der Konkurrenz/Konvergenz von Regelarbeitsmarkt und kurzfristigem Intraday-Handel.

■ „Sekundärregelung 2050“:

- Virtuelle Sekundärregelung durch konvergierten Echtzeit-Energiemarkt,
- Quasi-kontinuierliche Arbeitspreisänderungen, Verlaufsprognose,
- Relativpreis-Änderungen nichtlinear/situationsabhängig generiert aus Leistungssignal des Sekundärreglers, ... oder alles ganz anders? Siehe Anhang A.1.2.

■ „Minutenreserve 2050“:
konvergierter 15-Min-Markt, Reserven vorab gesichert über reine Leistungspreise.

■ Auswirkung etwaiger Zielverfehlung bei Kuppelleistungen auf Regelreservemärkte:

- Gebotszonen-Splitting,
- Liquidität,
- Engpassmanagement,
- Stundenwechsel.

■ Anpassungen (regulatorisch und/oder Marktdesign) zur Reduktion der Konzentration und Marktmacht in RR-Märkten

■ Sinnvolle Änderungen an Bestimmungen und/oder Anreizmechanismen, um erkennbare Potenziale für Wirkleistungsbeiträge zu heben?

°-Ziel ggf. deutlich früher, u. U. ist ■ Voraussetzung für ■ und ■ Voraussetzung für ■

Eine Besonderheit der Frequenzhaltung aus technischer Sicht ist ihre Verknüpfung mit der Bereithaltung und dem Verbrauch elektrischer Energie. Je schneller die Regelleistung abrufbar sein soll, desto höher ist die Wertigkeit.

Voraussetzungen für vieles in der Tabelle Genannte, sofern Leistungselektronik beteiligt ist: spannungseinprägender Betrieb, bzw. – generell formuliert auch für Speicher und ein- oder mehrphasige Verbrauchseinheiten – spannungsorientierter Betrieb: Eine virtuelle AC-Spannungsquelle mit virtueller Massenträgheit wird über eine virtuelle Netzfrequenzdrossel ans Netz geschaltet. Leistungsbilanzbasierte Synchronisation ersetzt die bisherige PLL (phase-locked loop) und führt zu einem Verhalten entsprechend einer Synchronmaschine, mit verzögerungsloser Momentanreserve⁷.

Als Abfallprodukt der PLL-losen Synchronisation steht ein Drehzahl-/Frequenz-„Messwert“ der virtuellen Rotation ständig zur Verfügung und ermöglicht eine nahezu verzögerungslos arbeitende Primärregelung.

4.2. Forschungsthemen

Die folgende Tabelle auf den Seiten 14/15 führt (links) die Arten von Beiträgen zur Frequenzhaltung auf und skizziert Forschungsthemen, unterteilt nach Themenbereichen (oben). Teilweise wird sich der Forschungsbedarf erst indirekt ergeben, wenn nämlich (durch Forschung) ein zu erreichendes Langfrist-Ziel abgesteckt wurde und anschließend der passende Weg dahin gefunden und beschriftet werden muss.

4.3. Zusammenfassung

Gerade bei der Frequenzhaltung scheint es geboten, mit Blick auf Ressourcenoptimierung und Kostenminimierung die technischen Fähigkeiten aller Netzteilnehmer zu berücksichtigen und, wo durch Forschung als zielführend erarbeitet, insbesondere die Verbrauchsseite stärker als bisher einzubeziehen. Wenn zukünftig nahezu jedes Gerät leistungsgeregelt versorgt und – z. B. für aktuelle Preisinfo und -prognose – über das SMGW in Broadcast-Kommunikation einbezogen wird, erscheint die Schwelle nicht allzu hoch, selbst Kleinbeiträge zur Frequenzhaltung zu erschließen. Mit Blick auf Kosteneffizienz und Anpassungsflexibilität (z. B. nur nationaler Verbundbetrieb) könnte die Einbeziehung unterschiedlichster Netzteilnehmer ein adaptierbares Marktdesign ermöglichen und zusätzliche Kosten vermeiden, die durch überwiegend dedizierte Regelleistungs-Erbringer entstünden.

Die Öffnung für eine komplementäre Bereitstellung von Wirkleistungs-Reserven kann (durch Verzicht auf Speicher/Androsselung) die Ressourcennutzung für Frequenzregelung verbessern, insbesondere für Momentanreserve und Primärregelung. Ein Energiemarkt, auf dem „alle“ sich positionieren können – überwiegend ohne Aushandeln, einfach nur durch automatisches preisangepasstes Leistungsverhalten –, könnte eine enorme kurzfristige Preiselastizität erschließen und hat möglicherweise das Potenzial, mit Regelarbeitsmärkten zu konvergieren.



5. SPANNUNGSHALTUNG

5.1. Überblick

Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet die Aufgabe, Ausfälle zu vermeiden und lokal zu begrenzen, sowie Schwankungen der Netzspannung in einem zulässigen Bereich zu halten, um die Qualität der Spannungsversorgung zu gewährleisten (DIN EN 50160, VDE-AR-N4105)⁸. Zu unterscheiden sind dabei Dienstleistungen, die sich auf statische und auf dynamische Spannungshaltung beziehen.

Die wesentlichen Dienstleistungen sind

- Spannungshaltung auf den und über die Netzebenen
- die Blindleistungsbereitstellung zur Einhaltung des Spannungsbereiches
- der verfügbare Kurzschlussstrom zur Gewährleistung des Netzschutzes bei Spannungseinbrüchen
- Maßnahmen zur Sicherung der Spannungsqualität

Diese Aufgaben übernehmen dann technische Produkte und Prozesse wie⁹:

- Blindleistungsbereitstellung und -regelung
- Transformatorstufung und Umschaltungen

- Kurzschlussstrombeitrag
- Schaltung von Netzbetriebsmitteln
- Steuerung von Erzeugungsanlagen
- Einhaltung der Spannungsqualität, z. B. Kompensation von Oberschwingungen

Die Einhaltung des Spannungsbandes hängt im Wesentlichen von der Transformatorkopplung mit der vorgelagerten Netzebene ab sowie von Beiträgen des Spannungsfalls durch lokale Ein- und Ausspeisung von elektrischer Energie. Sie ist eine Aufgabe, die sich auf längere Zeiträume erstreckt und von transienten Störungen zu unterscheiden ist. Die derzeit üblichen Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungsbandes in den Verteilnetzen sind lokales Einspeisemanagement, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Längsregler und lokales Blindleistungsmanagement. Bei der Auslegung von Stromnetzen muss berücksichtigt werden, dass zur Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbänder und für den Blindleistungsbilanzausgleich die geforderte Blindleistung ausreichend zur Verfügung gestellt werden kann. Der Bedarf an Blindleistung steigt im Zuge zunehmender sowohl räumlicher als auch zeitlicher Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, volatilen Transportwegen und erhöhten Anschlüssen dezentraler Erzeugungsanlagen. Zusätzliche Bedarfe entstehen durch die zunehmende Verkabelung und die höhere Auslastung der Netze. Die Verringerung von Laufzeiten konventioneller Kraftwerke führt gleichzeitig zu einer verringerten Blindleistungsbereitstellung.

⁸ Vgl.: BMWi, Verteilernetzstudie, 2014.

⁹ Vgl.: dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen, 03/2018

Der Kurzschlussstrombeitrag, ein Element der dynamischen Spannungshaltung in den Netzen, unterliegt einem Wandel, da leistungselektronische Elemente am Netzverknüpfungspunkt üblicherweise mit einer Lastkennlinie ausgestattet sind, die nicht ein klassisches Transformatorverhalten abbildet. Die Folge davon kann ein in der Impulsform veränderter oder auch verminderter Kurzschlussstrombeitrag innerhalb des Netzes sein, der zudem auch abhängig von der Anzahl der sich gerade am Netz befindlichen dezentralen Einspeisern sein kann.

Verringerter Kurzschlussstrombeitrag bedeutet aber gleichzeitig ein höheres Risiko für den Netzschutz, da Netzschutzelemente sicher erkennen müssen, ob es sich um einen zulässigen oder unzulässigen Betriebsfall im Netz handelt. Diese Fragestellung ist sowohl aus Sicht der Spannungshaltung als auch der Betriebsführung zu betrachten. Hieraus könnte ein neu zu definierendes Netzschutzkonzept begründet sein. Zu klären wäre in diesem Schritt auch die Frage, in welchem Umfang sich Umrichter an den Kurzschlussbeiträgen über die bereits bestehenden Regelungen hinaus beteiligen sollen. Zu beachten ist, dass die Wahl des geeigneten Netzschutzkonzepts unterschiedlich in den Spannungsebenen ausfällt. In der 110kV Ebene kann ein Distanzschutz zur Problemlösung beitragen. In der Mittelspannung wäre die Verwendung eines unabhängigen Maximalstrom-Zeit-schutz (UMZ) in langen Strängen voraussichtlich problematisch. Die Änderung der Kurzschlussleistung in Niederspannungsnetzen wird derzeit noch unterschiedlich bewertet.

Eine grundsätzliche Forderung an elektrische Versorgungsnetze ist die Versorgungsgüte. Die Definition des Qualitätsanspruchs erfolgt beispielsweise über internationale Standards wie die Norm EN50160. Für die Spannungshöhe und Spannungsform werden konkrete Vorgaben bereitgestellt, die vom Netzbetreiber gewährleistet werden müssen. Auch das Thema Symmetrie der Leiterspannungen ist zu beachten. Sowohl Spannungsform als auch Spannungssymmetrie sind der Überschrift Spannungsqualität, im Speziellen der Spannungshaltung, zuzuordnen, aber von ihrem Ursprung und Wirkungsmechanismus von der Spannungshöhe zum Teil abzugrenzen. Bei der Spannungsqualität ist die Art der Störbeeinflussungen zu berücksichtigen, die Struktur der Grenzwerte zu betrachten, Abhilfemaßnahmen zu definieren und die Verantwortlichkeiten zu klären. Zudem könnte die Regelung der EN50160, die Verzerrungen nur bis zur 25ten Oberschwingung erfasst, nicht mehr aus-

reichend sein. Eine Untersuchung zur Auswirkung und des Bedarfs zur Anpassung der Norm wird empfohlen.

Für die Erreichung der gesetzten Ziele ist ein weiterer Ausbau der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen der für die Netzspannung definierten Betriebsparameter zu ermöglichen. Es muss weiterhin gewährleistet werden, dass die Einbindung dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Spannungshaltungsmaßnahmen nicht beliebig verschoben wird, sondern durch aktuelle Maßnahmen parallel zur Netz-anpassung erfolgt.

Wegen sich langfristig ändernder technischer Rege-lungsoptionen ist eine Netzplanung für zukünftige Szenarien nicht allein durch Netzausbau, sondern auch durch eine verbreitete Anwendung intelligenter Be-triebstechnologien vorzunehmen. Beispiele hierfür sind im Niederspannungsnetz regelbare Ortsnetz-transformatoren (rONT) und Strangregler. Auch der Beitrag von Erzeugungsanlagen zur Spannungshaltung wird durch die zunehmende Integration von wech-selrichtergeführten Anlagen immer zentraler. Weiterhin bietet die zunehmende informationstechnische Ver-netzung weiteres Potenzial für zukünftige System-dienstleistungen. Auf der Übertragungsnetzebene ist durch die zunehmende Transportaufgabe für einen lokalen Ausgleich der benötigten Blindleistung zu sorgen, ggf. auch mit dedizierten Blindleistungs-kompensationsanlagen.

Eine Herausforderung an die Forschung ist es, die Systemdienstleistungen auf die Szenarien zukünftiger Netzarchitekturen und -technologien abzustimmen. Als Beispiel fordert bereits die VDE-AR-N 4150 die $\cos\phi$ -Steuerung zur statischen Spannungshaltung.

Forschung ist erforderlich, um diese Abhängigkeiten von Zielszenarien und technischer Realisierung auf-einander abzustimmen und auch unter volkswirt-schaftlichen Gesichtspunkten realisierbare und ko-steneffiziente Lösungen zu erarbeiten. Für notwendige Investitionen zur künftigen Bereitstellung von SDL zur Spannungshaltung (z. B. in Netzausbau, intelligente Betriebsmittel und IKT) unter den geänderten Be-dingungen sind Vorschriften, Regelungsrahmen, finan-zielle Anreize und tragfähige Geschäftsmodelle zu ent-wickeln.

5.2. **Forschungsthemen**

In der Tabelle sind die inhaltlichen Entwicklungsaspekte der Systemdienstleistungen zur Spannungshaltung über die Spalten verteilt und darauf werden die technisch zu trennenden Maßnahmen „Spannungseinhaltung“, „Blindleistung“ und „Kurzschlussstrombeitrag“ und die Faktoren zur Maßnahmensteuerung „technische Herausforderungen über Netzebenen“, und „Parameter für Betriebsführung“ aufgespannt.

Die in der Vorarbeit zusammengestellten Forschungsfragen und Herausforderungen für zukünftige Systemdienstleistungen zur Spannungshaltung können so gemäß einer auf Maßnahmen bezogenen Ausgangsfrage auf die Entwicklungsrelevanz ihrer Zielsetzung einsortiert werden.

SPANNUNGSHALTUNG

AUSSTATTUNG

NETZBETRIEB/-PLANUNG

<p>Technische Herausforderungen im Verteilnetz und über die Netzebenen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Identifikation relevanter Betriebsmittel mit Potenzial zur Verbesserung der Spannungshaltung • Die Einhaltung des Spannungsbands erfolgte bisher weitestgehend über Kennlinien <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Reicht die statische Spannungshaltung (ONT) in Zukunft noch aus, um die Einhaltung des Spannungsbandes zu garantieren? ■ Besteht in den Verteilnetzen Bedarf an weiteren neuartigen Betriebsmitteln? 	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung von Methoden zur Bedarfsbestimmung von statischer und dynamischer Blindleistungskompensation • Quantifizierung der Erhöhung von Lastflusswechseln durch Zunahme dezentraler Einspeisung • Beschreibung der Unsicherheiten durch volatile und längere Transportwege in komplexen Netzen • Regeln für szenarienbasierte Netzauslegung • Definition von Bewertungsmethoden für Spannungshaltung durch dezentrale Erzeugungsanlagen <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Welche werden im Übertragungsnetz genutzt, wenn die Großkraftwerke vermehrt nicht mehr am Netz sind? ■ Wie schnell muss oder darf der Eingriff zur Spannungshaltung aus dem Verteilnetz erfolgen? ■ Welcher Mehrwert kann unter Einhaltung aller Betriebsgrenzen im Verteilnetz gehoben werden? ■ Wie können entsprechende Unsicherheiten bei der Bereitstellung in Betriebsprozessen abgebildet werden?
<p>Parameter für Betriebsführung, das Verhalten aller Netzakteure und Sicherheit</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Systemdienstleistungen aus kritischen Infrastrukturen erfordern sichere und zuverlässige Kommunikationspfade • Die Auswirkungen der über Umrichter dynamisch angepassten Leistung sind zu prüfen • Schutztechnik muss sich ggf. auf Netzzustände dynamisch anpassen <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ In welchem Aufwand/Nutzen-Verhältnis steht eine flächendeckende redundante IKT-Infrastruktur zu zentralen Konzepten zur Spannungshaltung? ■ Entstehen Instabilitäten durch Systemlaufzeiten oder konkurrierende Regelungskonzepte? ■ In welcher Anwendung ist die direkte IKT- Koordination von Netzteilnehmern rentabel? 	<ul style="list-style-type: none"> • Der sichere Arbeitsbereich des Netzes kann sich szenarienbezogen ändern • Automatisierte spannungsstützende Lastreduktion kann eine Option werden (DOVS, siehe Anhang) • Quantifizierung des Bedarfs an aktiver Kompensation von Spannungsunsymmetrie unter bestimmten Lastsituationen im Verteilnetz • Beurteilung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses einer Ausweitung der Spannungsbänder <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wie soll die Steuerung des Blindleistungsmanagements für einen Netz wiederaufbau gestaltet werden? ■ Ist die Bereitstellung von Blindleistung im Übertragungsnetz regelungstechnisch anders zu gestalten als auf Verteilnetzebene (dezent. Umrichter)? ■ Wie können Betriebsmittel parametrieren betrieben werden, um Netzinstabilitäten zu vermeiden?
<p>Blindleistung</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erweiterte Blindleistungspotenziale durch dezentrale Erzeuger, Speicher und neue Technologien können aktiviert werden <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Ist ein erweitertes, aktives Blindleistungsmanagement durch Umrichter möglich (zustands- oder ereignisgesteuerte Blindleistungsbereitstellung)? ■ Welchen Mehrwert bringt adaptives Blindleistungsmanagement? 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterscheidung der statischen und dynamischen Blindleistungsbereitstellung und Definition der zielführenden Anforderungen (z.B. Gradient, o.ä.) • Ausgeprägte räumliche und zeitliche Inhomogenität der Erzeugung verändert den Blindleistungsbedarf <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ In welchen Grenzen ist bedarfsnahe Bereitstellung erforderlich? ■ Welchen Nutzen hat adaptives Blindleistungsmanagement durch dezentrale Anlagen?
<p>Auswirkungen auf Kurzschlussstrombeitrag</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dezentrale Leistungselektronik besitzt eine andere UI-Kennlinie als Transformatoren. Die Akkumulation von Umrichtern ändert dadurch das Kurzschlussverhalten im Netz. <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wie hoch ist der Einfluss der Veränderung der Kurzschlussleistung auf Power Quality? ■ Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Regelverfahren auf diesen Aspekt? 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Kurzschlussstrombeiträge von EE-Anlagen und Umrichtern sind abhängig vom Betriebszustand und der Speicherfähigkeit der Zwischenkreise <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wird für zukünftige Szenarien eine Überarbeitung der Norm zur Ermittlung des vom Betriebszustand abhängigen Kurzschlussstroms erforderlich? ■ Wie soll der Beitrag der Netzteilnehmer am Kurzschlussstrom zukünftig organisiert werden?
<p>Spannungsqualität (Spannungsform, Spannungssymmetrie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dezentrale Umrichter kompensieren Unsymmetrien • Veränderte technische Auslegung leistungselektronischer Verbraucher führt zu Rückwirkungen auf das Stromnetz <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ In welchem Umfang sollen Umrichter zur Oberschwingungskompensation und Phasensymmetrierung eingesetzt werden? 	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatz besserer Kompensationsmaßnahmen • Erhöhter Einsatz von Umrichtern führt zu einem höheren Oberschwingungsgehalt und leitungsgebundenen Störungen <p><u>Fragestellungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Welche Spannungsqualität ist für alle Netznutzer technisch vertretbar / für die Funktion notwendig?
<p>International</p>	<p>Lösungsansätze aus anderen Ländern sind zu prüfen</p>	<p>ENTSO-E Position zu zukünftigen Systemdienstleistungen</p>

Zeithorizonte

■ kurzfristig ■ mittelfristig (default) ■ langfristig Als Anhaltspunkte: ■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung 1,

- Komplexere Koordination von Blindleistungsquellen in Betriebsplanungsprozessen

Fragestellungen:

- Eignen sich die Konzepte zur Ausbildung einer kommunikationslosen Rückfallebene?
- Ist eine Trennung des Bedarfs Übertragungsnetz/ Verteilnetz erforderlich, und welcher alternative Ansatz könnte zielführend sein?
- Wie erfolgt die Koordination: agentenbasiert, zentral, oder dezentral übergeordnet organisiert?
- Wie wird eine Spannungsebenen-übergreifende Einsatzplanung der Blindleistungsquellen ausgestaltet?
- Welche Grenzen existieren bei einer netzebenen- übergreifenden Betrachtung des Spannungs-Blindleistungsproblems sowohl planerisch als auch betrieblich? Wie kann eine betriebliche Einsatzplanung der Blindleistungsquellen erfolgen und wie ist das Aufwand/Nutzen-Verhältnis?

- Regeln für die Zusammenarbeit der Netzakteure unter Sicherstellung einer stabilen Betriebsweise müssen definiert werden
- Untersuchung der Gefahr eines Spannungskollapses bei zunehmender Anzahl leistungsgesteuerter Verbraucher

Fragestellungen:

- Wie ist automatisierte Organisation / Koordination von spannungsbedingtem Redispatch zu gestalten?
- Welche Reaktionsgeschwindigkeiten neuer Systemdienstleistungen müssen erzielt werden?
- In welchem Verhältnis darf Spannungshaltung von der IKT-Verfügbarkeit abhängen?
- Welche Sicherheitsaufgaben können Umrichter-orientierte Schutzkonzepte für Verteilnetze und Übertragungsnetze übernehmen und wie werden diese parametrisiert und koordiniert?

- Regeln für dezentral organisierte adaptive Blindleistungseinspeisung

Fragestellungen:

- Ist Netzschutz abhängig von der Topologie oder dem Netzzustand einzustellen?
- Wenn Netzleitsysteme im Übertragungsnetz eine adaptive Parametrierung des Netzschutzes übernehmen, wie ist die sichere Rückfallebene bei Ausfall dieser Systeme zu gestalten?

- Berücksichtigung von Kurzschlussstrombeiträgen in der Netzplanung

Fragestellungen:

- Ist Netzschutz abhängig von der Topologie oder dem Netzzustand einzustellen?
- Wenn Netzleitsysteme im Übertragungsnetz eine adaptive Parametrierung des Netzschutzes übernehmen, wie ist die sichere Rückfallebene bei Ausfall dieser Systeme zu gestalten?

Fragestellungen:

- Ist eine Verschärfung oder Lockerung der Grenzwerte als ausreichende Maßnahme sinnvoll (z.B. Problematik der Oberschwingungen)?
- Wie werden abgestimmte Interaktionen von Netzteilnehmern zur Sicherung der Spannungsqualität koordiniert?

Berücksichtigung des Stands der internationalen Forschung

- Marktprozesse können bei ungünstiger Regelsetzung die Stabilität gefährden

Fragestellungen:

- Können neue Formen der Lastzu- oder -abschaltung jenseits bisheriger Regelungen handelbare Dienstleistungen werden?
- Der regulatorische Rahmen sieht Netzbetreiber in der Systemverantwortung. Auch Verbraucher werden z.T. schon über TAB beteiligt. Welche Konsequenzen hätte eine Änderung?
- Wie wird energiewirtschaftlich eine transparente und diskriminierungsfreie Kostenaufteilung gestaltet?
- Mittels welcher Geschäftsmodelle können Netzteilnehmer weitere Dienstleistungen im Verteilnetz erbringen?
- Sind über die Bereitstellung von Echtzeit-Daten aus dem Netzbetrieb neue Geschäftsmodelle möglich?
- Ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, Spannungshaltung als Dienstleistung über Börsen zu handeln ?

- alle Netzteilnehmer werden gemäß Clean Energy Package (CEP) befähigt, aktiv und gleichberechtigt am Markt teilzunehmen

Fragestellungen:

- Welche stabilitätsfördernden Eigenschaften sind den Netzteilnehmern vorzuschreiben und sollen besondere Eigenschaften vergütet werden?
- Wenn Stabilität und Netzschutz als Dienstleistung eingekauft werden, welchen Mehrwert und welche Risiken ergeben sich aus der Auslagerung dieser Aufgaben?

- Für Anlagen und Netzbetreiber muss Blindleistungsbereitstellung wirtschaftlich zumutbar sein, bzw. angereizt werden

Fragestellungen:

- Wird erweiterte Blindleistungsbereitstellung durch Netzteilnehmer Produkt oder Anschlussbedingung?

Fragestellungen:

- Welcher volkswirtschaftliche Nutzen wird durch Kurzschlussleistung als handelbare Dienstleistung erschlossen?
- Wie muss ein Markt für Kurzschlussleistung organisiert sein und welche technischen Kriterien müssen beachtet werden (z.B. Liquidität, lokale Anforderungen, diskriminierungsfreier Markt), sofern dies für sinnvoll bewertet wurde?

Fragestellungen:

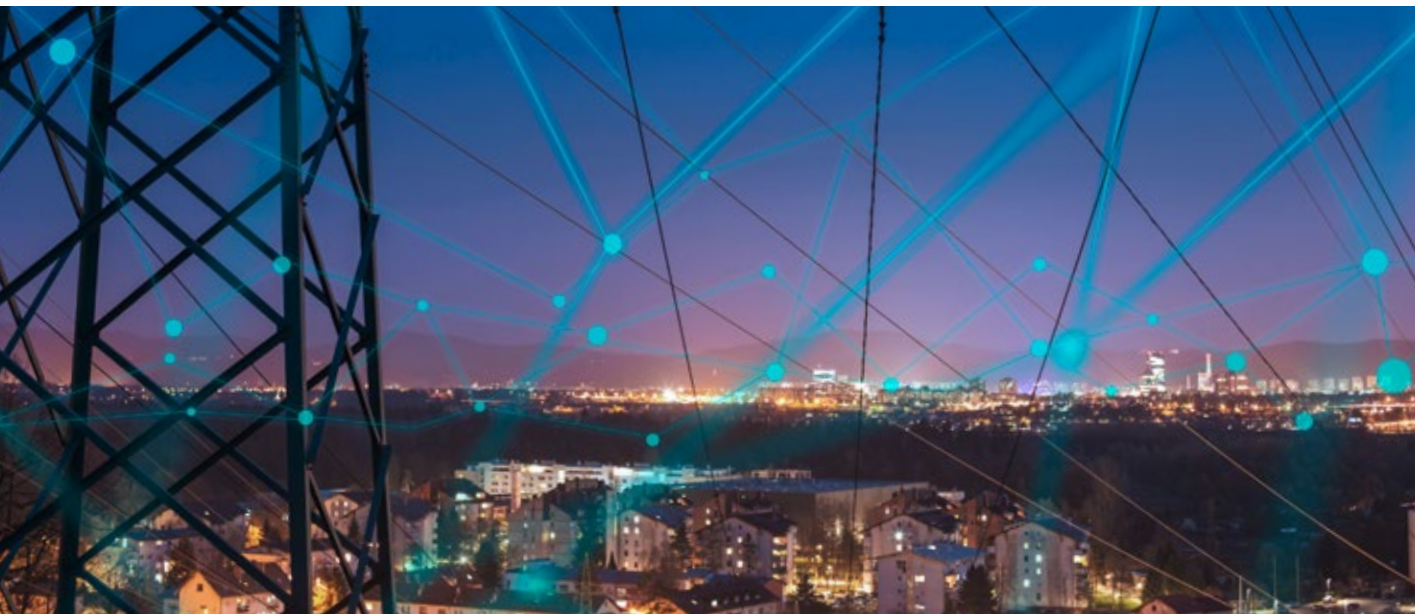
- Sollen weitere Beiträge zur Spannungsqualitätssicherung als Bedingung für den Netzanschluss organisiert werden?
- Welche Anpassung der Grenzwerte führt zu einer technisch und ökonomisch sinnvollen Lösung?

Bewertung der Auswirkungen des CEP auf die Szenarien

5.3. Zusammenfassung

Die Spannungshaltung besteht aus den unter 5.1. bereits beschriebenen Wirk- und Eingriffsmöglichkeiten. Jedoch ist noch einmal zu betonen, dass sich die Ursachen und Kompensationsmaßnahmen deutlich unterscheiden. Hier werden Antworten auf die in der Tabelle „Spannungshaltung“ beschriebenen Forschungsfragen benötigt, um jedem der angesprochenen Wirkprinzipien eine passende Maßnahme entgegenzustellen. Weiterhin ist die Interaktion der Netzteilnehmer in Form von Marktverhalten, individueller algorithmenbasierter Entscheidung, regelbasiertem Verhalten und sonstigen Maßnahmen zu prüfen. Derzeit scheint es möglich, dass sich neuartige Konzepte zwar auf ein abgegrenztes Ereignis gut anwenden lassen, aber im Systemverbund zur Destabilisierung beitragen könnten. Hierfür ist das System im Ganzen zu betrachten und anhand von Szenarien mittels modellbasierter Simulationen das System auf dessen Leistungsfähigkeit zu prüfen. Der Ansatz, leistungselektronischen Netzteilnehmern zunehmend spannungsgeführte Aufgaben zu übertragen, erscheint im Sinne der technischen Lösung hilfreich, birgt jedoch Risiken, die mittels Forschung beschrieben, im Folgenden durch Lösungsansätze gemildert und durch ausreichende Tests validiert werden müssen.

Weitere Ansätze wie die eingeprägte Reaktion der leistungselektronischen Netzteilnehmer auf Spannungsschwankungen und Frequenzänderungen können sowohl spannungs- und frequenzstabilisierend wirken, als auch die Risiken eines Spannungskollapses durch leistungsgeregelten Verbrauch mindern.



6. VERSORGUNGSWIEDERAUFBAU

6.1. Überblick

Aufgrund der teils verheerenden Auswirkungen eines langandauernden Stromausfalls¹⁰ muss dem Netz- und Versorgungswiederaufbau trotz der anhaltend hohen Versorgungszuverlässigkeit weiterhin höchste Wichtigkeit beigemessen werden. Denn die Abhängigkeit der Gesellschaft von elektrischer Energie nimmt mit der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors weiter zu. Aufgrund der hohen Versorgungszuverlässigkeit sind Notversorgungskonzepte in vielen Bereichen insbesondere außerhalb der Energieversorgungsbranche nicht ausreichend ertüchtigt bzw. weiterentwickelt worden um einen großflächigen Stromausfall über einen Zeitraum von Tagen zu überbrücken. Zur Vermeidung solcher langandauernden Stromausfälle besteht Forschungsbedarf darin, potenzielle Herausforderungen frühzeitig zu identifizieren und die bestehenden zentral organisierten Ansätze für den Netz- und Versorgungswiederaufbau durch die ÜNB weiterhin kontinuierlich dahingehend zu ertüchtigen. Besonders wichtig ist die Erforschung ergänzender dezentraler Ansätze, welche die Ausfallzeiten unter dem Einsatz erneuerbarer Energien bis zum zentralen Netz- und Versorgungswiederaufbau regional minimieren. Verschiedene solcher dezentralen Ansätze wurden bereits sowohl in Feldtests als auch unter „Laborbedingungen“ erprobt. Die dabei benötigten Ressourcen Personal, Monitoring und Kommunikationsinfrastruktur sind im Krisenfall zeitlich und räumlich nur begrenzt verfügbar. Deshalb besteht weiterer Forschungsbedarf bis hin zur vollständigen praktischen Implementierung. Darüber hinaus sollten bei der Erforschung der Ansätze auch neue Technologien und Randbedingungen Berücksichtigung finden, wie bspw.:

- Zunehmende Flexibilität in Produktionsprozessen sowie im Verbrauchssektor
- Große und kleine, stationäre, mobile Speicher
- Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, welche über mehr implementierte „Fähigkeiten“ zur Erfüllung neuester technischer Anforderungen verfügen
- Zunehmende Sektorkopplung insbesondere in den unteren Spannungsebenen
- Wachsende Herausforderungen für den ÜNB bei der Koordinierung des Wiederaufbaus mit mehr dezentralen und weniger konventionellen Kraftwerken
- Zunehmende Verfügbarkeit einer Smart Meter Infrastruktur

Dabei sind klare Anforderungen zu identifizieren und kommunizieren, um beispielweise destabilisierendes Systemverhalten durch Skalierung dezentraler Systeme oder einer Entsolidarisierung inselnetzfähiger „Zellen“ unterschiedlicher Ausprägung vorzubeugen. Entsprechend sollten neu bzw. perspektivisch verfügbare Methoden kontinuierlich auf ihre praktische Anwendbarkeit unter möglichst realen Bedingungen untersucht und bewertet werden.

6.2. Forschungsthemen

Die Zeilen der folgenden Tabelle unterteilen grob die unterschiedlichen Spannungsfelder, in denen der Versorgungswiederaufbau steht.

¹⁰ <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/untersuchungen/u137.html>

VERSORGUNGS- WIEDERAUFBAU

AUSSTATTUNG

NETZBETRIEB

<p>Konzeptionelle Herausforderungen über die Systemdienstleistungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Identifikation relevanter Betriebsmittel und Regelungskonzepte mit Potenzial zur Unterstützung des Versorgungswiederaufbaus in den verschiedenen Spannungsebenen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Unterteilung und Methodenentwicklung zur Bedarfsfeststellung der SDL-Vorleistungen für VWA: <ol style="list-style-type: none"> 1. Schwarzstartfähigkeit 2. Netzinselbetriebsfähigkeit 3. Eigenbedarfsinselbetriebsfähigkeit ■ Wie sind insbesondere dezentrale Konzepte* mit variierendem Anlagenmix bis 2030/2040/2050 anzupassen und was genau muss in Abhängigkeit von Gegebenheiten geändert werden?
<p>Technische Herausforderungen über die Netzebenen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mindest-Monitoring/technischer Aufwand zur Durchführung verschiedener dezentraler Konzepte (Dauer, Anzahl und Art des Überwachungsbedarfs, Kosten und Nutzen) ■ Welche technischen Optionen zur dezentralen Überbrückung eines langandauernden Blackouts können genutzt werden (Abregelung, Lastbänke, Speicher, Aggregate, Verbraucher oder energieintensive Prozesse)? ■ Wie können vorhandene P- und Q-Potenziale unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen genutzt werden? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verbesserte Simulationsmodelle für dezentrale Konzepte hinsichtlich Modularität: Nutzbarmachung für verschiedenen Anlagenkonfigurationen (Anlagenmix und Anschlussrichtlinien, bessere Abbildung des dynamischen Verhaltens) ■ Wie können dezentrale Inselnetze auf Verteilnetzebene im Falle eines langandauernden Stromausfalls einfach gekoppelt werden?
<p>Verhalten aller Netzakteure</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Was müssen nicht nur Einspeiseanlagen, sondern auch (flexible) Verbrauchsanlagen können? ■ Vor- und Nachteile einer Steuerung nur von Einspeiseanlagen vs. Einspeiseanlagen und Verbrauchern ■ Wie sollen künftig robuste Netzanschlussbedingungen für Anlagen ausgestaltet werden? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Was muss allgemein und ortsspezifisch kommuniziert werden, damit dezentraler Netzwiederaufbau möglichst reibungslos funktioniert? ■ Sektorenübergreifender VWA: Kann Energie mit anderen Sektoren auch auf den unteren Spannungsebenen zukünftig ausgetauscht werden um den VWA zu beschleunigen?
<p>Sicherheit, IKT</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Welche Möglichkeiten und Bedarfe ergeben sich zukünftig bzgl. IKT (z.B. Algorithmen, Prozesse, Erreichbarkeit) zur Einbindung dezentraler Anlagen in den VWA? ■ Teilaufbau der Kommunikationsinfrastruktur für den VWA und Nutzen selbstheilender IT-Systeme 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Selbständiger Wiederaufbau relevanter IKT-Infrastruktur (Resilienz) ■ IKT-Infrastruktur: Ausfallsichere IKT-Netze ■ Wieviel und welche IKT Infrastruktur wird mit welcher Verfügbarkeit wofür genau benötigt?
<p>Internationale Perspektive</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Welche (insbesondere dezentrale) Lösungen haben sich in Ländern entwickelt, in denen ein Stromausfall häufiger vorkommt (bspw. Indien), bzw. in Ländern mit vielen Inselnetzen (bspw. Kanada)? Wie begründen sich Abweichungen zu europäischen Ansätzen? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Welche Ansätze und technische Lösungen können importiert oder exportiert werden?

Zeithorizonte

■ kurzfristig ■ mittelfristig (default) ■ langfristig Als Anhaltspunkte: ■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung 1.

*Dezentrale Konzepte beziehen sich auf die Minimierung der Ausfallzeiten auf Verteilnetzebene im Falle eines langandauernden

KOORDINATION | PLANUNG

- Vorabkoordination: Sensibilisierung, Vorbereitung, Information verschiedener Stakeholder, was im Krisenfall zu beachten ist, da diese bei langandauerndem Blackout nicht erreichbar sind.
 - Wann sind Kosten zur Vorsorge bzw. zur Beschleunigung des Netzwiederaufbaus (NWA) und VWA noch vertretbar, gegen welchen Gegenwert werden diese ermittelt bzw. mit welchem verglichen?
 - Welche Schnittmengen und Unterschiede existieren bei bestehenden dezentralen Konzepten? Wie gut sind diese in VWA durch ÜNB integrierbar?
 - Prüfung vorhandener Konzepte und Technologien hinsichtlich Aufwand, Nutzen, Machbarkeit, Beherrschbarkeit, Robustheit, Blackout-Ursache (IKT-Fehler, Hackerangriffe, Wetterextreme), Eignung abhängig von jeweiligen Gegebenheiten.
 - Was ist bei dezentralen Konzepten bei praktischer Anwendung zu tun und zu vermeiden?
-
- Power Quality, Stabilität und Zuverlässigkeit der Inselnetzernennung mit erhöhter Netzimpedanz bei temporär 100 % Umrichter gespeisten Inselnetzen insbesondere im Verteilnetz
 - Minimale und maximale Größe von Versorgunginseln bei verschiedenen dezentralen Konzepten □ Was ist die optimale Systemgröße unterlagerter Netzsinseln mit hoher dezentraler Einspeisung für den zentral koordinierten Wiederaufbau durch den ÜNB?
 - Erdschlussbehandlung
-
- Einfach anwendbare Bewertungsmodelle zur Prüfung, welches dezentrale Konzept sich wo lohnt (z.B. Struktur von Erzeugern, Verbrauchern, Netzen, Grad der Automatisierung).
 - Open Source Daten nutzbar machen für die Vorab-entwicklung von Bewertungsmodellen als Unterstützung von Betreibern kritischer Infrastruktur, THW, etc. (bspw. wo sind welche Netzersatzanlagen zunächst anzuschließen)
 - Ist Sektorenkopplung nötig/möglich für/bei längeren Inselnetzbetrieb (Flauten, Dunkelheit) wie abhängig sind andere Sektoren von Stromversorgung und wo besteht Nachrüstbedarf zur Überbrückung eines langandauernden Stromausfalls ?
-
- Anforderungen an Schutzkonzepte im dezentralen Inselnetz.
 - Gefahren in ungewollten Inselnetzen
 - Dezentrale Sicherheit (web of trust)
-
- Was wird insbesondere bzgl. dezentraler Konzepte bereits auf europäischer und internationaler Ebene vorgegeben in Bezug auf VWA, wo sind Lücken?

MARKT | REGULATORIK

- Ist eine Vorhaltung systemrelevanter Reserven in der Fläche nötig und muss diese bzw. die Nachrüstung hierfür vergütet werden?
 - (Sicherheits-)Risiken und Mehrwert gegenüber bestehenden Konzepten von Ausschreibungsverfahren für die Reservierung von (direkt steuerbaren) Anlagen für einen VWA? Wie wäre die Umsetzung bzw. das Vorgehen zu spezifizieren?
-
- Was sollte in nächster Anlagenanpassung nachgerüstet/parametriert werden, bspw., wenn EEG-Anlagen aus Förderung laufen?
 - Volkswirtschaftlicher Nutzen durch das Hinzuziehen von verteilten Batteriespeichern als Stütze beim Versorgungswiederaufbau?
-
- Besteht Anpassungsbedarf des juristischen und regulatorischen Rahmens oder muss eine sachliche Rechtfertigung für eine zeitweise nicht diskriminierungsfreie Versorgung beim langandauernden Blackout spezifiziert werden?
 - Sind die gesetzlichen, regulatorischen Anforderungen an Eigenverbrauchsanlagen auch langfristig ausreichend, sodass diese den Netzwiederaufbau gezielt unterstützen und nicht erst im Normalbetrieb wieder zuschalten (□ Ent-Solidarisierung)?
-
- Wie wären Informationen für marktgestützten VWA hinsichtlich der Sicherheit / Kritikalität einzuordnen? Welche Anforderungen sind an Stakeholder hinsichtlich Vertrauenswürdigkeit zu stellen?
-
- Welche Ansätze werden in anderen europäischen Ländern verfolgt, was sind die Hintergründe?

5°-Ziel ggf. deutlich früher, u. U. ist ■ Voraussetzung für ■ und ■ Voraussetzung für ■
Stromausfalls

6.3. Zusammenfassung

Die besondere Herausforderung beim Versorgungswiederaufbau ist, dass die entwickelten Lösungen möglichst robust sein müssen, das heißt bei verschiedenen Blackout-Ursachen einsetzbar sein sollten. Daher ist eine baldige Überprüfung auf Praxistauglichkeit insbesondere von theoretischen, dezentralen Konzepten zur Minimierung der Ausfallzeiten bei einem langandauernden Stromausfall anzustreben.

Weiterhin ist zu beachten, dass Systemdienstleistungen, die den konventionellen Verbundnetzbetrieb unterstützen, den Inselnetzbetrieb auf Verteilnetzebene erschweren können, da ein wesentlich volatileres Systemverhalten zu erwarten ist und ein Betrieb außerhalb der normalen Spannungs- und Frequenzgrenzwerte für einen stabilen Inselnetzbetrieb teilweise erforderlich ist.

In einer zunehmend vernetzten und digitalen Welt ergeben sich bei der Systemdienstleistung Versorgungswiederaufbau viele Grundsatzfragen bzgl. Umfang, Anforderungen und Sicherheit zum zukünftigen Einsatz von IKT. Durch eine zunehmende Sektorenkopplung insbesondere mit dem Gas- aber auch im Mobilitätssektor ist eine isolierte Betrachtung der Stromnetze beim Thema Versorgungswiederaufbau langfristig nicht ausreichend. Außerdem sollte beim Versorgungswiederaufbau und bei der Überbrückung von langandauernden Stromausfällen der Blick stärker auf die Verteilnetze gerichtet werden, da hier zukünftig ein erheblicher Anteil an Erzeugungsleistung installiert sein wird. Zuletzt spielt bei der Vernetzung der Austausch zwischen verschiedenen Akteuren hinsichtlich der Vorabplanung, Koordination und Umsetzung eine wichtige Rolle. Ein effektiver Versorgungswiederaufbau ist daher zunehmend auf technische Hilfsmittel und Daten angewiesen.

Absolute Priorität beim Versorgungswiederaufbau hat die Handlungsfähigkeit der dafür verantwortlichen Stelle. Von dort sollte die Erreichbarkeit zu den Erzeugungsanlagen bspw. über sichere und prioritäre Kommunikationsinfrastrukturen etabliert werden.

Funktionalitäten von Erzeugungsanlagen sind nicht automatisch konstruktiv für den Versorgungswiederaufbau. Dafür muss ein optimales Betriebsverhalten entwickelt werden. Mindeststandards an Funktionsumfang, Datenlieferung und Ansteuerbarkeit sind zu definieren und in den Netzanschlussregeln zu formulieren.



7. BETRIEBSFÜHRUNG

7.1. Überblick

Den meisten Forschungsfragen in diesem Kapitel liegt implizit die Annahme zu Grunde, dass zukünftig von einer zunehmenden Vernetzung auszugehen ist. Die Verzahnung von Märkten, ÜNB, VNB und Sektoren/ Netzsparten erfordert jedoch einen Ausbau der IKT-Infrastruktur. Auf dieser Grundlage ergeben sich neue Möglichkeiten und Risiken für die zukünftige Betriebsführung von Stromnetzen. Die identifizierten und im Folgenden beschriebenen Forschungsthemen lassen sich in die Cluster

- Daten/Informationen,
- IKT,
- Automatisierung,
- Sektorenkopplung,
- Dezentrale Versorgungsstrukturen, Regionale Flexibilitätsmärkte,
- Systemangriffe und Risikovorsorge

zusammenfassen.

7.2. Forschungsthemen

In der folgenden Tabelle finden sich neben originären Themen der Betriebsführung auch solche, die die

Themen der vorigen Kapitel berühren, aber überwiegend im Betriebsführungs-Kontext stehen. Damit sind alle wesentlichen für die Betriebsführung relevanten Forschungsfragen und -themen in diesem Kapitel vollständig zusammengefasst, jedoch ergeben sich aufgrund des teils übergreifenden Charakters der Themen Überschneidungen mit Kapitel 3.

Betriebsführung

Ausstattung

Netzbetrieb

Daten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verortung der Information aus verschiedenen SDL zu Anlagen bzw. Netzknoten regional und zeitlich für die relevanten Akteure, ■ Erweiterungsbedarf der Datenmodelle zur Verortung neuer Informationen ■ Definition der Anforderungen an Systeme hinsichtlich Zuverlässigkeit, IT-Sicherheit und Schnittstellen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ In welchen Szenarien könnten zusätzliche Daten Betriebsführungsstrategien beeinflussen? ■ Welche Daten können durch erhöhte Transparenz den Netzbetrieb effizienter gestalten? ■ Welche Daten werden je System erforderlich, um zukünftig Potenziale für dessen Betriebsführung zu erschließen und weiterhin den heutigen Status Quo der System- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten?
Technische Herausforderungen über die Netzebenen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Messtechnischer Bedarf → Zuverlässigkeit und Robustheit neuer „digitaler“ Assets ■ Für welche Szenarien in Kapitel 2 sollte welcher Entwicklungsstand mindestens erreicht sein? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beherrschbarkeit der Komplexität für Netzleitstelle ■ Welche Maßnahmen / Schaltungen könnten automatisiert entschieden und freigegeben werden?
Verhalten aller Netzakteure	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sektorenübergreifende Betriebsführung und Optimierung mittels möglichst standardisierter / einheitlicher PtX Komponenten ■ Welche Anpassungen bedarf es, um Sektorenkopplung überhaupt zu ermöglichen (z. B: Unbundling)? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bereich zulässiger Betriebszustände bei neuen technischen Gegebenheiten ■ Erweiterung des Bereichs zulässiger Betriebszustände durch neue Werkzeuge ■ Betriebsführung Inselnetze / Arealnetze. „Dezentrale Netzleitstellen“ □ Schnittstelle VNB. Welche SDL müssen in welchem Umfang ab welcher Größe erbracht werden?
Sicherheit, IKT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Optimum Ausbau IT-Infrastruktur vs. Stromnetz für zukünftige kostengünstige, zuverlässige und effiziente Betriebsführung ■ Gefahren in der Betriebsführung durch den Einsatz möglicherweise manipulierbarer Anlagen (vgl. Diskussion 5G) ■ Sicherheit der deutschen Energienetze vor CyberWar. Wieviel Digitalisierung ist noch sicher? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanismen zur dezentralen Erkennung von Kommunikationsausfall/Störung/Manipulation ■ Hybride Betriebsführung mit robuster Rückfallebene im Falle eines Kommunikationsausfalles ■ Resiliente Reaktion auf unbekannte Fehler
Internationale Perspektive	<ul style="list-style-type: none"> ■ Welche Funktionen bieten Anlagen für internationalen Markt, die Betriebsführung erleichtern könnten? 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Effiziente Eingliederung in einen harmonisierten europäischen Markt unter Wahrung eines sicheren Netzbetriebs
Regionale Flexibilitätsmärkte (Smart markets, Redispatch)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stärkere Nutzung von vorhandenen Flexibilitäts-potenzialen zur Netzbetriebsführung, Nutzung von Alternativen zur Abregelung von EE bspw. durch Sektorenkopplung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Auswirkung Gaming-Problematik auf Netzbetrieb ■ Marktbasierendes Engpassmanagement nur als Übergangslösung für Netzausbau? ■ Einsatz lokaler Flexibilitätsbereitstellung insbesondere auch zur Erhöhung der Grenzkuppelkapazitäten

Zeithorizonte

■ kurzfristig ■ mittelfristig (default) ■ langfristig Als Anhaltspunkte: ■ sollte ca. 2040 zum Ausrollen bereit sein, zur Einhaltung

Koordination | Planung

Markt | Regulatorik

- Welcher Aufwand ist für welchen Nutzen bei der Aggregation zukünftig verfügbarer Daten aus der Niederspannung vertretbar? Welche zeitliche Auflösung und welcher Verzug sind in den verschiedenen Spannungsebenen notwendig/umsetzbar?
- Wo bieten die Daten in den verschiedenen Spannungsebenen einen Mehrwert oder sind unbedingt notwendig (Datensparsamkeit, Leistungswerte zur Abschätzung von Nettolast und -Erzeugung)?
- Bedarf und Verfügbarkeit von Daten für verschiedene Aufgabenbereiche

- Datenaustausch zwischen Stakeholdern (Markt, Kunde, VNB, ÜNB, Aggregator)

- Grad der Automatisierung □ Meilensteine / Wendepunkte. Welche Durchdringung ist (nicht) sinnvoll? Gibt es sinnvolle Zielwerte?

- Digitaler Zwilling: Austausch über physikalische Schnittstellen muss zwecks Nachweisführung, Abrechnung, etc. digital abbildbar sein. Wie weit muss System(-verhalten) anderer Stakeholder für Betriebsführung eigener Systeme abgebildet werden?

- Koordination Märkte, VNB, ÜNB, Sektoren
- Ergeben sich aus Entwicklungen in anderen SDL neue Prozesse / müssen bestehende Prozesse angepasst werden? Welche?

- Koordination von Steuersignalen und Nachweisführung über Steuerung muss auch bei sehr heterogenen technischen Lösungen beherrschbar sein (Arealnetze, Vermarktung aus der Niederspannung mittels Aggregator, Blockchain, ...) Mehr Dynamik in der Niederspannung durch Marktintegration vieler flexibler Kunden

- Handlungsempfehlung zum sicheren Fallback auf kommunikationslose Betriebsstrategien
- Abstimmung der Forschung zwischen Betriebsführung und IKT mit Blick auf Kommunikationsausfälle

- Gefährdung der Betriebsführung durch Marktmanipulation bspw. durch Beeinflussung von Gleichzeitigkeiten

- Zunehmende Standardisierung transnationalen Austausches für die Betriebsführung

- regionale Koordination der Betriebssicherheit (SOGL)
- Integration regionaler Koordinationszentren (RCC, CEP) unter Wahrung der Möglichkeiten zur Sicherung der lokalen Sicherheitsverantwortung

- Welche Auswirkungen hat ein flächendeckender Einsatz von regionalen Flexibilitätsmärkten?

- Instrumente zur Vermeidung des Gaming
- Auswirkungen von Anreizsystemen auf Markt-liquidität
- Effekte von lokalen Flexibilitätsmärkten auf Strom-Großhandelsmärkte (Day-Ahead, Intraday, kontinuierlicher Intraday-Handel)
- Effekte auf weitere SDL-Märkte (Regelenergie- & Regelarbeitsmärkte)
- Vergleich des Investitionsbedarfs zur Erschließung von verschiedenen Flexibilitätspotenzialen und deren Effektivität für die SDL mit damit einhergehendem benötigten Koordinationsbedarf zwischen den verschiedenen Akteuren

1,5°-Ziel ggf. deutlich früher, u. U. ist ■ Voraussetzung für ■ und ■ Voraussetzung für ■

7.3. Zusammenfassung

Eine effiziente Betriebsführung erfordert Daten in hoher Qualität. Erhebung, Verarbeitung und Austausch dieser Daten zwischen Stakeholdern ist teils mit hohem Aufwand verbunden. Diesem Aufwand ist der anwendungsbezogene Nutzen gegenüberzustellen. Ebenso sind in diesem Zusammenhang zukünftige interoperable Systemmodelle auszugestalten.

Mit zunehmender Anzahl neuer Erzeuger und Verbraucher und einer Erhöhung des Automatisierungsgrades (Smart Grid) zur optimierten Betriebsführung in allen Spannungsebenen geht eine Steigerung der Systemkomplexität einher. Diese muss auch zukünftig für das Betriebsführungspersonal beherrschbar sein. Vor diesem Hintergrund ist zu untersuchen, ob und welche Entscheidungen automatisiert werden können, wieviel zusätzliche Messtechnik nötig wäre und in welchem Detaillierungsgrad Netzinformationen bereitgestellt und zwischen unterschiedlichen Stakeholdern ausgetauscht werden müssen.

Ein weiterer Forschungsthemenkomplex dreht sich um die Frage des Potenzials der sektorenübergreifenden optimierten Betriebsführung. Im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung ergeben sich neue Betriebszustände, die sich bspw. abhängig von Jahres- oder Tageszeiten verschieben. Die Anforderungen an neue Stakeholder in einer teilweise dezentralisierten Versorgungsstruktur (bspw. Arealnetze) und die Art der SDL-Beiträge, die diese leisten können, sind zu formulieren. In diesem Zusammenhang besteht Forschungsbedarf bzgl. des zusätzlichen Koordinationsaufwands zur Vernetzung der Stakeholder bspw. im Zusammenhang mit einer Nachweisführung über die Erbringung von SDL.

Eine datengetriebene, vernetzte und automatisierte Betriebsführung macht anfälliger für Systemangriffe. IKT kann einerseits im Betrieb durch Cyberangriffe manipuliert werden, andererseits ist eine Manipulation ab Werk nicht völlig auszuschließen, vor allem dann, wenn international unterschiedliche Sicherheitsstandards gelten. Die Zuverlässigkeit von Netzen mit hohem IKT-Anteil wird neben den Betriebsmittelausfällen zunehmend durch IKT-Sicherheit beeinflusst. Daraus leitet sich u. a. Untersuchungsbedarf ab, wie im Worst Case ein kommunikationsloser Netzbetrieb bzw. ein Betrieb mit manipulierter Information und IKT möglich ist. Ebenso bleibt zu untersuchen, in welchen Spannungsebenen eine regionale Betriebssicherheit zwischen verschiedenen Netzbetreibern übergreifend abzustimmen ist.

Die CEP-Verordnungen über die Risikoversorge des Elektrizitätssektors verpflichtet die Mitgliedstaaten, Pläne für die Bewältigung potenzieller künftiger Stromversorgungs-Krisen zu erstellen und die geeigneten Instrumente zur Prävention, Vorbereitung und Bewältigung dieser Situationen einzuführen. Hierbei sollen insbesondere grenzübergreifenden Effekte berücksichtigt werden, da bisher zu stark auf den nationalen Kontext geachtet wurde.

Die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte wirft Fragen auf, die sich auf Schnittstellen zwischen unterschiedlichen Märkten, Regelzonen und der Beständigkeit/"Dynamik" (Dauer und räumliche Ausdehnung, Überlappung) der Märkte beziehen. Ebenso müssen Fragen bzgl. Koordination, Marktmanipulation und ungewollter Wechselwirkungen geklärt werden, damit ein flächendeckender Einsatz von regionalen Flexibilitätsmärkten überhaupt erst möglich wäre. Konkret besteht bspw. in Bezug auf den regionalen marktbasieren Redispatch Forschungsbedarf insbesondere im Hinblick auf Anreizmechanismen zur Vermeidung von sog. Gaming-Verhalten der Anbieter. Auswirkungen verschiedener Anreizsysteme auf die Marktliquiditäten sowie potenziell situationsabhängig individuelle Lösungen zur Vermeidung von strategischem Bietverhalten müssen vor einer möglichen flächendeckenden Etablierung regionaler Flexibilitätsmärkte bspw. in längerfristig ausgelegten Demonstrationvorhaben analysiert werden.

ANHANG

Erläuterungen

In den Kapiteln, insbesondere in den Tabellen, haben Übersichtlichkeit und Prägnanz Priorität. Überall wo Forschungsthemen an Bekanntes anknüpfen, reichen Schlagworte aus. Hier im Anhang sollen diejenigen Forschungsthemen ausführlicher beleuchtet werden, bei denen sich ein möglicher Realisierungsrahmen nicht ohne Weiteres erschließt. Es handelt sich ausnahmslos um unerforschte schlaglichtartige Beispiele, die allerdings bei Realisierbarkeit deutliche Fortschritte in Richtung Ressourcenoptimierung (damit auch Kostenminimierung) versprechen; die möglichen Bandbreiten an alternativen Lösungen wären in entsprechenden Forschungsprojekten auszuloten.

A.1. Frequenzhaltung

A.1.1. „Primärregelung 2050“

Angesichts der zukünftigen Möglichkeiten, die insbesondere Leistungselektronik bietet, kann Forschung eine Zielvorstellung für die Realisierung der Primärregelung um 2050 erarbeiten, die sich an Ressourcenoptimierung und Kostenminimierung orientiert. Absehbare Problemstellungen (zunehmende preisinduzierte Lastsprünge, brutto-Effekt = netto-Leistung wie in 4.1 skizziert, ...) sollten dabei adressiert werden. Hierbei dürfen Ressourcen nicht von vornherein ausgeschlossen werden, die nach heutigen Maßgaben (Präqualifikationsprozess, Ausschreibungsintervall, min. Reserve, symmetrische Leistungserbringung der einzelnen Einheit) nicht erschließbar wären. Ist das Ziel erarbeitet, ergeben sich daraus die Forschungsschritte auf dem Weg dorthin, ggf. inklusive Paradigmenwechsel und Anpassung von Regularien.

Beispielhaft und natürlich ohne Absicherung durch Forschungsergebnisse hier die Skizze eines denkbaren Systems für 2050ff:

- Schaffung der regulatorischen (alternativ: marktlichen) Voraussetzungen, um die jederzeitige Abdeckung der positiven und negativen Primärregelreserven je Regelzone zu 100% zu gewährleisten. Z.B. durch Verpflichtung aller ortsfesten Speicher (egal mit welchem Hauptzweck), ständig adäquate Reserven anzubieten; dabei dürfen sich geforderte Vergütungen nicht völlig von tatsächlichen bzw. rechnerischen Kosten lösen.
- Benötigte Gesamtreserven je Regelzone werden immer getrennt pos./neg. ausgeschrieben.
- Für jede regelfähige Einheit (z. B. EE-Einspeiser, Ladevorgang E-Mobil) wird je Richtung pos./neg. immer unterschieden:
 - a) max. nutzbare Reserve (von der Einheit mitgeteilt),
 - b) davon tatsächlich allozierter Anteil 0...100 % (durch die Regelzone beanspruchte Reserve); es kann sinnvoll sein, alle gleichartigen Ressourcen ungefähr gleich stark zu beanspruchen (Broadcast-Parameter).
- Quasi gleitende Allokation von Regelreserven durch die Regelzone, d. h.
 - bei Wegbrechen von Reserven (z. B. durch Ziehen des Ladesteckers) werden die übrigen Reserven stärker allokiert.
 - wenn Reserven neu hinzukommen (Stecken des Ladesteckers) werden die übrigen Reserven schwächer allokiert.
- Möglichkeit der ständigen Abdeckung sämtlicher Primärregelreserven (im Vollausbau, z. B. ab 2040) durch nicht-dedizierte Einheiten wie Drehstrom-Ladevorgänge, stationäre Speicher während sowieso laufender Lade- und Entladevorgänge, weitere leistungselektronische Lasten (nur pos. Reserven), erneuerbare Erzeugung (nur neg. Reserven).
- Bevorzugt Allokation derjenigen nicht-dedizierten Ressourcen, die ihre Dauerleistung ohne laufende Kosten variieren können, z. B. Ladevorgänge.
- Zeitweise Knappheit bei kostenlosen Primärregelreserven (am ehesten vor Erreichen des Vollaubs) wird aufgefüllt durch eigentlich inaktive stationäre Speicher (gezieltes Laden/Entladen bei Frequenzabweichungen).
- Organisation z. B. als Pool mit Steuerung je Regelzone.
- Ob die sinnvollste Primärregelung 2050 ganz anders aussieht, kann uns nur Forschung sagen.

A.1.2. „Sekundärregelung 2050“

Die Möglichkeit einer (sinnvollen?) Konvergenz von

- flächendeckenden variablen Endkunden-Arbeitspreisen mit (zukünftig) starken automatischen Reaktionen von Verbrauchsseite,
- kurzfristigen kontinuierlichen Strommärkten und
- Regularbeitsmärkten

ist nicht von der Hand zu weisen.

Forschung kann günstigere und ungünstigere Kombinationen identifizieren, z. B.:

- Zusammenwirken (gegen-/miteinander) von variablen Arbeitspreisen mit Primär- und Sekundärregelung.
- Preisänderungen mit fester Taktung vs. quasi-kontinuierlich (dann mit Preisprognose),
- Preissetzung mit/ohne Bezug auf aktuelle Leistungsbilanz der Regelzone bzw. des Netzregelverbands,
- Preissetzung absolut vs. einheitlich relativ zu Vertrags-Arbeitspreis 100%.

Weitere Forschung könnte die möglichen Perspektiven mit technisch vorteilhaften (bzw. nicht zu nachteiligen) Arten von Preissystemen untersuchen, dabei Fokus auf wirtschaftlichen Aspekten, Nutzerakzeptanz, Quantifizierung der Synergie mit Sekundärregelung, technisch detailliertere Ausarbeitung.

Etwas provokant hier ein mögliches Ergebnis solcher Forschung „Sekundärregelung 2050“:

Mit Blick auf Ressourcen und Kosten und der Perspektive einer maximalen Durchdringung automatischer Reaktionen auf aktuelle Preisänderungen plus aut. Load Shifting durch prognostizierten Preisverlauf übernimmt ein einziger konvergierter Echtzeit-Energiemarkt die Rolle einer „virtuellen Sekundärregelung“. Quasi-kontinuierliche Arbeitspreis-Änderungen werden nichtlinear aus dem Leistungssignal des Sekundärreglers ermittelt und einheitlich in der Regelzone gebroadcastet, als Relativpreis zum Vertrags-Arbeitspreis. Die herkömmliche Sekundärregelung wird irgendwann obsolet, d.h. im Vollausbau (z.B. ab 2040)

fließt das Leistungssignal des Sekundärreglers nur noch in Preisveränderungen ein¹¹.

Ob die sinnvollste Sekundärregelung 2050 ganz anders aussieht, kann uns nur Forschung sagen.

A.1.3. Frequenzstützende Lastreduktion (DOFS)

Wenn die Primärregelung nahezu verzögerungslos arbeitet, wird der Frequenzbereich 49,8...49,2 Hz frei für zusätzliche Maßnahmen der Frequenzstützung, die natürlich diskriminierungsfrei arbeiten müssen.

Unter der Abkürzung DOFS (dispensability-oriented frequency support = Entbehrlichkeitsorientierte Frequenzstützung) soll im Folgenden eine denkbare Variante skizziert werden, deren Sinnhaftigkeit zu erforschen wäre: Fest oder online parametrisierte Lasten reduzieren im Frequenzbereich 49,8...49,2 Hz stufenartig ihre Wirkleistungsaufnahme, nur solange das Frequenz-Kriterium erfüllt ist.

Realisierungsbeispiel: Lasten werden in Klassen eingeteilt (Wärmeerzeugung schaltet eher als Ladevorgänge, diese wiederum eher als Beleuchtung, usw.). Jede Klasse deckt ein Frequenzband ab entsprechend ihrer erwarteten Stärke (z. B. 0,1 Hz Breite), innerhalb dessen die genaue Schalt-Frequenz der einzelnen Verbrauchseinheit per Zufalls-Festlegung immer wieder neu gewählt wird. Nahezu verzögerungslos schaltende Lasten im spannungsorientierten Betrieb (siehe Ende von 4.1) können unterstützt werden durch Lasten, die entweder erst selbst die Frequenz messen oder auf einen priorisiert übertragenen Broadcast-Parameter reagieren, dessen Wert monoton steigt mit abzuschaltender Wirkleistung.

In DOFS integriert werden könnten (per Broadcast-Parameter und ohne Frequenzbezug, d.h. auch oberhalb 49,8 Hz) alle heute und perspektivisch vom Netzbetreiber zu schaltenden Objekte des Demand-Side Management, i.d.R. Lasten mit geringen Ausfallfolgen wie Wärmepumpen. Dabei würde die zufallsbasierte Streuung des kurzfristigen Aussetzens dieser Lasten die Auswirkungen für jede einzelne Last minimieren.

Mögliche Konsequenzen (Stichhaltigkeit müsste sich aus Forschung ergeben):

- Langfristig nahezu vollständige Vermeidung von Unterfrequenz-Lastabwürfen (außer bei System Split) statt zu befürchtender Zunahme (brutto-

¹¹ vgl. Schitteck, Strom – fit für die Zukunft?, 2019, <https://doi.org/10.17170/kobra-20200212997>

Effekt der Primärregelung sinkt perspektivisch auf netto-Reserven, siehe 4.1).

- Alternative (sehr unkonventionelle!) Herangehensweise an Dunkelflauten: Gesamtheit aller innerhalb von Tagen/Wochen erschöpfbaren Speicher kann wie xx GW sichere Erzeugung gerechnet werden; Wahrscheinlichkeit extremer Dunkelflauten kann ausgedrückt werden als „x Stunden pro Jahrhundert Frequenzhaltung per DOFS“ (dann per Broadcast-Parameter, mittlere Netzfrequenz 50,00 Hz, ohne einseitige Dauerbeanspruchung der Primärregelung); dadurch Einsparung enormer so gut wie nie genutzter Kraftwerkskapazitäten, deutlich erhöhte Volllaststunden aller tatsächlich gebauten Spitzenlastkraftwerke¹².

Aspekte der Realisierung:

- Realisierbar als kostenloses Abfallprodukt überall wo auf Verbrauchsseite die Frequenz gemessen wird bzw. Broadcast-Kommunikation stattfindet (z. B. für aut. Reaktionen auf variable Arbeitspreise).
- Der Effekt entspricht einer im Frequenzbereich erweiterten Primärregelung mit schwankender Netzleistungszahl.
- Man kann davon ausgehen, dass auch industrielle/gewerbliche Stromkunden sich gerne einfügen mit ihren speziellen Anlagen, um dadurch dem bisherigen Damoklesschwert Unterfrequenz-Lastabwurf zu entgehen. Damit erscheint Diskriminierungsfreiheit für alle Nutzer sämtlicher Arten von Geräten und Anlagen erreichbar.

A.2. Spannungshaltung

A.2.1. Spannungsstützende Lastreduktion (DOVS)

Angesichts zunehmender Anteile leistungsgeregelter Lasten, die bei sinkender Spannung den Strom erhöhen, wäre zu untersuchen, ob die bei DOFS genutzten internen Mechanismen der Leistungsreduktion auch für die Spannungsstützung eingesetzt werden sollten. Hierfür könnte die Abkürzung DOVS verwendet werden: dispensability-oriented voltage support = Entbehrlichkeitsorientierte Spannungsstützung.

Gravierender Unterschied hierbei: Die Frequenz ist eine überwiegend globale Größe, während die Spannung sehr lokal ist, somit u.U. sofort auf geregelte Leistungsänderungen reagiert. Zu erforschen wären die Bedingungen, unter denen eine lokale Verschlechterung der Stabilität sicher vermieden werden kann. Beispiel: Unterhalb einer Mindestspannung, die von der Klasse des Geräts (vgl. DOFS, A.1.3) abhängt, quasi-ohmsches Verhalten ($I \sim U$) leistungselektronisch angebundener Geräte, die ihre Leistungsaufnahme nahezu verzögerungslos anpassen können.

Geräteklassen, für die eine Leistungsreduktion keinesfalls zulässig wäre, müssten natürlich von DOVS ausgenommen werden. Sollten sie lokal leistungsstark vertreten sein, so wäre die Wahrscheinlichkeit eines Spannungskollaps in ihrem Netzbereich erhöht; der Einsatz von unterbrechungsfreien Stromversorgungen o.ä. böte sich an.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve (Sekundärregelreserven)	SOGL	System Operation Guideline
B2B	Business-to-Business	StatCom	Static Compensation (Statische Kompensation)
B2C	Business-to-Consumer	TE	Technische Einheit (Stromerzeugungsanlage, Stromverbrauchs- oder Stromspeichereinheit zur Bereitstellung und/oder Erbringung von SDL)
BK	Bilanzkreis	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	VNB	Verteilnetzbetreiber
CEP	Clean energy for all Europeans package, kurz: Clean Energy Package	VWA	Versorgungswiederaufbau
CLS	Controllable Local System		
DENA	Deutsche Energie-Agentur		
DOFS	dispensability-oriented frequency support (Entbehrlichkeitsorientierte Frequenzstützung)		
DOVS	dispensability-oriented voltage support (Entbehrlichkeitsorientierte Spannungsstützung)		
EE	Erneuerbare Energie bzw. Erneuerbare Erzeugung		
ENTSO-E	Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)		
FCR	Frequency Containment Reserves (Primärregelreserven)		
FRR	Frequency Restoration Reserves (Frequenzwiederherstellungsreserven)		
HMI	Mensch-Maschinen-Interaktion (engl. human machine interaction)		
IES	Integriertes Energiesystem		
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik		
IoT	Internet of Things		
KFZ	Kraftfahrzeug		
KI	Künstliche Intelligenz		
L und C	Induktivitäten und Kapazitäten		
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve (Tertiärregelreserven = Minutenreserve)		
NECP	Nationaler Energie- und Klimaschutzplan		
NWA	Netzwiederaufbau		
OD	Open Data		
ONT	Ortsnetztransformator		
P2P	Peer-to-Peer		
PSS	power-system stabilizer		
PtX	Power-to-X		
PV	Photovoltaik		
Q-Kompensation	Blindleistungskompensation		
RCC	Regional Coordination Center (aus CEP)		
RoCoF	rate of change of frequency (Frequenzänderungsgeschwindigkeit)		
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator		
SDL	Systemdienstleistungen		
SMGW	smart-meter gateway		



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages