

---

# Toolbox für die Stromnetze

---

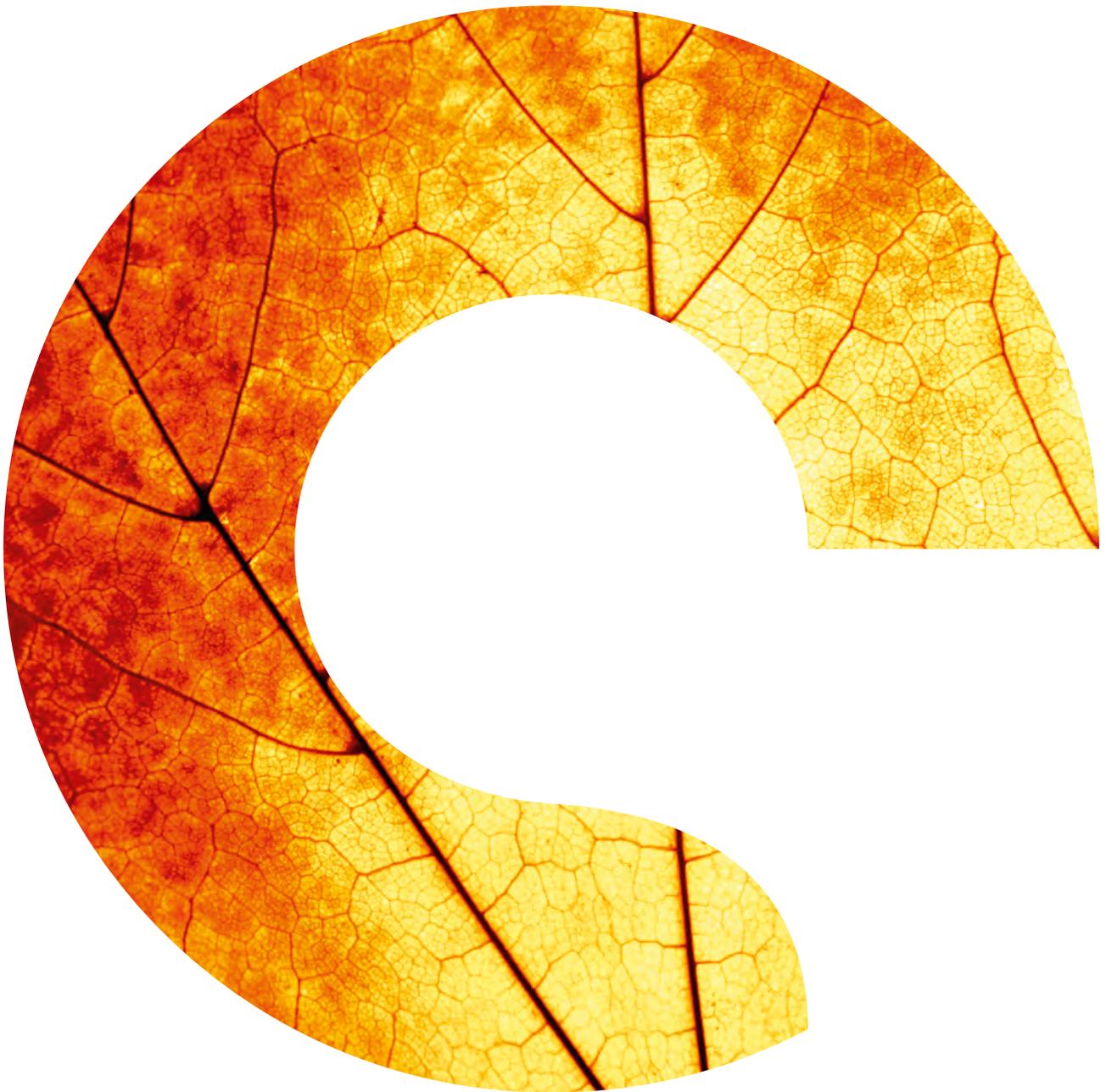
Für die künftige Integration von  
Erneuerbaren Energien und für  
das Engpassmanagement

---

**STUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Toolbox für die Stromnetze

---

## IMPRESSUM

---

### STUDIE

Toolbox für die Stromnetze

Für die künftige Integration von  
Erneuerbaren Energien und für das  
Engpassmanagement

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin  
T +49 (0)30 700 14 35-000  
F +49 (0)30 700 14 35-129  
www.agora-energiewende.de  
info@agora-energiewende.de

### PROJEKTLEITUNG

Dr. Stephanie Ropenus  
stephanie.ropenus@agora-energiewende.de

### CO-PROJEKTLEITUNG

Philipp Godron  
Dr. Matthias Deutsch

Satz: UKEX GRAPHIC  
Titelbild: photocase/maspi

### 123/01-S-2018/DE

Veröffentlichung: Januar 2018  
Gedruckt auf 100% Recycling Naturpapier

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Verfasser Kapitel 2 und 3  
Energynautics GmbH  
Robert-Bosch-Straße 7 | 64293 Darmstadt  
Dr. Nis Martensen, Sabrina Hempel,  
Daniel Masendorf

Verfasser Kapitel 1 und 4  
Agora Energiewende  
Dr. Stephanie Ropenus, Philipp Godron,  
Frank Peter, Dr. Matthias Deutsch

### Bitte zitieren als:

Agora Energiewende und Energynautics (2018):  
*Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige  
Integration von Erneuerbaren Energien und für  
das Engpassmanagement.*

Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Übertragungsnetzausbau ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende, da nur so die stetig steigenden Windstrommengen von Nord- nach Süddeutschland transportiert werden können. Die beschlossenen Netzausbaumaßnahmen werden jedoch erst nach 2025 vollständig realisiert sein. Bis dahin sind insofern Netzengpässe vorprogrammiert – mit der Folge, dass Windstrom abgeregelt wird und die Netzbetreiber *Redispatch*-Maßnahmen ergreifen, um die einheitliche Preiszone in Deutschland zu stützen. Dies verursacht Kosten: Im Jahr 2016 betragen sie etwa 600 Millionen Euro, im Jahr zuvor 900 Millionen Euro. Die Frage ist daher, wie man kurzfristig auf den bestehenden Stromtrassen mehr Strom transportieren kann – und so die Kosten senken. Auch langfristig, wenn einmal die Gleichstromtrassen gebaut sind, wird sich die Frage nach einer

besseren Auslastung der Netze stellen, um nach 2030 nicht in eine ähnliche Situation zu geraten wie heute.

Diese Kurzstudie stellt fünf Maßnahmen für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Stromnetze und die künftige Integration Erneuerbarer Energien vor. Hierzu gehören netzseitige Maßnahmen, die bereits Stand der Technik sind und kurzfristig umgesetzt werden können. Außerdem öffnet die Studie den Blick für 2030, wenn die großen Stromautobahnen realisiert sind und die fortschreitende Digitalisierung innovative Möglichkeiten bei der Netzsteuerung bietet.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen  
Direktor Agora Energiewende

## Ergebnisse auf einen Blick:

1

**Mit einem „Sofortprogramm Bestandsnetze“ können die Kosten für *Redispatch* und für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Strom deutlich gesenkt werden, bis der Ausbau der Stromautobahnen realisiert ist.** So kann eine höhere Auslastung der Bestandsnetze mit einem Vorlauf von zwei bis vier Jahren technisch problemlos umgesetzt werden.

2

**Zur optimierten Auslastung der Netze gehört ein Bündel an Maßnahmen, das kurzfristig den flächendeckenden *Rollout* von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen sowie den gezielten Bau von Phasenschiebern zur Lastflusssteuerung umfasst.** Zudem kann der netzdienliche Einsatz von Speichern die Effizienz bei der Netzengpassbewirtschaftung erhöhen.

3

**Bundesnetzagentur und Netzbetreiber sollten *Roadmaps* für die flächendeckende Einführung der Maßnahmen vereinbaren, verbunden mit klaren Zeitzielen. Etwaige regulatorische und organisatorische Hemmnisse können zügig abgebaut werden.** Bislang genießen Maßnahmen zur Steigerung der Kapazitäten im Bestandsnetz weder in Genehmigungsprozessen noch in der Umsetzung eine hohe Priorität. Bei entsprechender Fokussierung kann jedoch bis 2021 und 2023 viel realisiert werden.

4

**Längerfristig ermöglicht die Einführung einer innovativen, automatisierten Systemführung eine höhere Auslastung der Stromnetze.** Kurze Reaktionszeiten durch automatisierte, schnelle Steuerungszugriffe kombiniert mit *Online-Dynamic Security Assessment* erlauben einen reaktiven, fehlerbasierten *Redispatch*. Um das hohe Sicherheitsniveau des deutschen Stromsystems aufrechtzuerhalten, sind jedoch noch eine Vielzahl von Fragen zu analysieren und Prozesse zu definieren. Unter Federführung der Bundesnetzagentur sollte schon jetzt eine *Roadmap* zur Strukturierung und Umsetzung entworfen werden, damit diese im Laufe der 2020er Jahre nach und nach umgesetzt werden können.

## DANKSAGUNG AN DEN BEGLEITKREIS

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten (Energynautics GmbH). Im Begleitkreis waren vertreten:

- Wilhelm Appler, Dr. Dirk Biermann – 50Hertz Transmission GmbH
- Raphael Görner, Prof. Dr. Jochen Kreusel – ABB AG
- Dr. Gerd Rosenkranz – Agora Energiewende
- Peter Barth – Amprion GmbH
- Julia Rufin – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)
- Thorsten Falk, Dr. Arne Genz, Fabian Kliche – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- Dr. Markus Doll – Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)
- Sebastian Winter – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
- Holger Loew – Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
- Dr. Christoph Maurer – Consentec GmbH
- Prof. Dr.-Ing. Albert Moser – Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen
- Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther – Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES), Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)
- Antina Sander – Renewables Grid Initiative (RGI)
- Prof. Dr. Rainer Krebs – Siemens Energy Management, Digital Grid und Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU)
- Carsten Siebels – TenneT TSO GmbH
- Dr. Reinhold Buttgereit, Jens Langbecker – TransnetBW GmbH

## DANKSAGUNG AN GUTACHTER

Wir danken den Gutachtern Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther und Prof. Dr.-Ing. Albert Moser für ihre wertvollen Anregungen und Kommentare.

Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise ihre Meinung dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und Energynautics.

---

# Inhalt

---

<b>Vorwort</b>	<b>3</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>7</b>
Zielsetzung der Kurzstudie	7
Herausforderungen für den Netzbetrieb	7
Toolbox: Fünf Maßnahmen für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Stromnetze	8
Handlungsempfehlungen	10
<b>1. Was bedeutet die Energiewende für die Stromnetze – Trends, Treiber und regulatorischer Rahmen</b>	<b>13</b>
1.1. Einleitung	13
1.2. Zielsetzung und Aufbau der Kurzstudie	16
1.3. Schwerpunkt und Abgrenzung der Kurzstudie	16
1.4. Aufbau der Kurzstudie	18
1.5. Trends und Treiber der Entwicklungen im Stromsektor und in den Stromnetzen	19
1.6. Netzausbau und Netzbetrieb: der regulatorische Rahmen	23
1.6.1. Netzausbau	23
1.6.2. Netzbetrieb	26
1.6.3. Einordnung von EinsMan und <i>Redispatch</i>	29
2.1. Bedingungen des sicheren Netzbetriebs	31
<b>2. Netzbetrieb in Gegenwart und Zukunft</b>	<b>31</b>
2.2. Fehlerfälle und ihre Auswirkungen	32
2.2.1. Fehlerfälle	33
2.2.2. Auswirkungen	33
2.3. Thermische Grenzen	34
2.4. Stabilitätsgrenzen	35
3.1. Auswahl der Werkzeuge und Bewertungskriterien	37
<b>3. Toolbox für Stromnetze der Zukunft</b>	<b>37</b>
3.2. Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring	38
3.2.1. Beschreibung und Abgrenzung	38
3.2.2. Anwendungsfälle	40
3.2.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse	41
3.3. Netzdienlicher Einsatz von Speichern	43
3.3.1. Beschreibung und Abgrenzung	43
3.3.2. Anwendungsfälle	45
3.3.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse	46

---

3.4.	Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz	49
3.4.1.	Beschreibung und Abgrenzung	49
3.4.2.	Anwendungsfälle	51
3.4.3.	Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse	52
3.5.	Online-Assistenzsysteme (Online-DSA) für die Netzleitstelle	53
3.5.1.	Beschreibung und Abgrenzung	53
3.5.2.	Anwendungsbeispiele	55
3.5.3.	Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse	57
3.6.	Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums	58
3.6.1.	Beschreibung und Abgrenzung	58
3.6.2.	Weitere aktuelle Forschungsprojekte und Studien	60
3.6.3.	Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse	61
<hr/>		
<b>4.</b>	<b>Handlungsempfehlungen</b>	<b>63</b>
4.1.	Kurzfristige Maßnahmen (Zeitraum: 2020 bis 2025)	63
4.1.1.	Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring	63
4.1.2.	Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz	64
4.1.3.	Weiterentwicklung des Regelwerks zur Integration kurzfristiger Ad-hoc-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan	64
4.2.	Mittel- und langfristige Maßnahmen (Zeitraum: bis 2030)	65
4.2.1.	Einführung von Online-Assistenzsystemen (Online-DSA) für die Netzleitstelle	65
4.2.2.	Weitere Automatisierung der Systemführung	66
4.2.3.	Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums mithilfe eines probabilistischen Ansatzes der Versorgungssicherheit	67
<hr/>		

## Zusammenfassung

Im früheren deutschen Stromversorgungssystem speisten Großkraftwerke in das Übertragungsnetz ein. Von dort aus wurde die elektrische Energie über das Verteilnetz zum Verbraucher transportiert. Die Energiewende und die zunehmende europäische Marktintegration führen zu neuen Anforderungen an **Netzplanung und Netzbetrieb**. Es kommt zu einer Verlagerung von den Erzeugungsschwerpunkten der Großkraftwerke zu einem eher flächigen Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Mit einer Zunahme an Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird mehr Strom direkt in die Verteilnetze eingespeist. Offshore-Windparks produzieren hingegen Strom vor den Küsten Deutschlands, der über die Netzverknüpfungspunkte an Land in das Übertragungsnetz gelangt und zu den Verbrauchszentren transportiert werden muss. Das **Übertragungsnetz** ist somit eine wichtige Voraussetzung für den großräumigen Austausch zwischen Erzeugungs- und Laststandorten und die Integration von Erneuerbaren Energien (EE). Der Ausbau des innerdeutschen Stromnetzes ist zudem für den grenzüberschreitenden Stromtransport und die europäische Marktintegration notwendig.

Traditionell folgt der Netzausbau den geografischen als auch den strukturellen Veränderungen in Stromerzeugung und -verbrauch. Es besteht **großer Netzausbaubedarf**: Auf Übertragungsnetzebene sind bislang rund 850 Kilometer der vorgesehenen 7.700 Kilometer an Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz und dem Energieleitungsausbaugesetz realisiert (Stand: 2. Quartal 2017). Wenn die Übertragungskapazität für den Stromtransport nicht ausreicht, entstehen Netzengpässe. In diesem Fall müssen die Netzbetreiber Maßnahmen wie *Redispatch* und Einspeisemanagement (Abregelung von EE-Anlagen) ergreifen. Im Vergleich zu 2014 hat sich im Jahr 2015 das *Redispatch*-Volumen mehr als verdreifacht, auf 16.000 Gigawattstunden (GWh) im Jahr 2015.

Obgleich 2016 ein Rückgang zu verzeichnen war, sind die Zahlen im ersten Quartal 2017 mit 5.548 GWh *Redispatch*-Volumen wieder gestiegen. Die steigenden *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Mengen können zur Akzeptanz- und Kostenfrage für die Energiewende werden, da sie sich in den Netzentgelten niederschlagen, welche von den Endkunden zu zahlen sind.

### Zielsetzung der Kurzstudie

Vor dem Hintergrund der Verzögerungen beim Netzausbau und der damit verbundenen Herausforderungen ist es das Ziel dieser Kurzstudie, **netzseitige Maßnahmen für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Stromnetze** und für die Integration Erneuerbarer Energien darzustellen. Die Maßnahmen werden im Rahmen einer *Toolbox* vorgestellt, es werden ihre Anwendungsfälle beschrieben und regulatorische Handlungsempfehlungen gegeben. Der Fokus dieser Studie liegt auf dem Übertragungsnetz. Die vorgestellten **kurzfristigen Maßnahmen** (Zeithorizont: 2020) können Stromleitungen kurzfristig entlasten und dadurch *Redispatch* sowie Einspeisemanagement reduzieren. Die **langfristigen Maßnahmen** (Zeithorizont: 2030) können, insbesondere verbunden mit den Möglichkeiten der **Digitalisierung** (Sensorik und Aktorik), zu einer besseren Auslastung der Bestandsnetze führen – und damit künftigen Netzausbau reduzieren oder teilweise sogar vermeiden. Die Notwendigkeit des vorgesehenen Netzausbaus gemäß Bundesbedarfsplangesetz wird dabei nicht infrage gestellt.

### Herausforderungen für den Netzbetrieb

Die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie schwankt innerhalb kurzer Zeiträume um nahezu die gesamte in der betroffenen Region installierte

Erzeugungskapazität. Auch der Strombedarf unterliegt zeitlichen Schwankungen. Hinzu kommen grenzüberschreitende Lastflüsse an den Kuppelstellen des Übertragungsnetzes. Die Betreiber des Übertragungsnetzes müssen eine größere Vielfalt an Betriebssituationen als bisher sicher beherrschen können. **Netzengpässe** entstehen, wenn ein elektrisches Betriebsmittel (zum Beispiel eine Leitung oder ein Transformator) den notwendigen Leistungsbedarf nicht übertragen kann. Gegenwärtig sind hierbei die **thermischen Grenzen** im Netzbetrieb ausschlaggebend. Mit steigendem Stromfluss in einer Stromleitung steigt deren Temperatur. Die aus der Erwärmung resultierende Längenänderung der Leiter führt zu einem erhöhten Durchhang der Leiterseile. Damit der Leiterseildurchhang bei Freileitungen nicht zu groß wird, muss die Leitertemperatur begrenzt werden. Bei Erdkabeln ist im Gegensatz zu Freileitungen die Erwärmung des Isolationsmaterials der ausschlaggebende limitierende Faktor. In der Zukunft werden netzdynamisches Verhalten und **Stabilitätsgrenzen** bei dem Engpassmanagement eine zunehmende Rolle spielen. Beim Betrieb von Freileitungen betrifft dies insbesondere die Spannungsstabilität sowie die transiente Stabilität und damit verbunden die verfügbare Blindleistungskompensation. Bisher ist die Grenze der Spannungsstabilität im deutschen Übertragungsnetz noch weitgehend unproblematisch, da die maximalen thermischen Betriebsströme der Leitungen meist deutlich unter dieser Grenze liegen. Dies kann sich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung aber ändern: Wird bei ansonsten ähnlichen Leitungsparametern die Stromtragfähigkeit von Leitungen erhöht (zum Beispiel durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseilen), gewinnt automatisch die Stabilitätsgrenze an Bedeutung, da sie durch diese Maßnahmen nicht wesentlich verändert wird. Anstelle des (angehobenen) thermischen Limits wirkt dann das Stabilitätslimit als begrenzender Faktor für den Betrieb eines Stromnetzes.

## Toolbox: Fünf Maßnahmen für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Stromnetze

Die fünf Maßnahmen – oder „Tools“ – für eine optimale Ausnutzung der Stromnetze haben verschiedene Anwendungsfälle. Es gibt daher keine Univerallslösung, sondern es geht vielmehr darum, je nach Anwendungsfall die Tools komplementär einzusetzen.

### → Freileitungsmonitoring und Hochtemperatur-

**leiterseile:** Bei der Netzausbauplanung gilt das sogenannte NOVA-Prinzip: Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau. Freileitungsmonitoring (FLM) und Hochtemperaturleiterseile (HTLS) sind klassische NOVA-Maßnahmen, um das bestehende Netz besser auszunutzen oder zu ertüchtigen. Die Berechnung der maximalen Strombelastbarkeit von Leitungen erfolgt nach einer DIN-Norm, die von statischen Annahmen bei Umgebungstemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit ausgeht. Hierdurch wird die eigentlich verfügbare Übertragungskapazität von Freileitungen zu einem Großteil der Zeit nicht voll ausgenutzt (beispielsweise, wenn viel Wind weht, dadurch die Leiterseile besser gekühlt werden und mehr durchgeleitet werden könnten). Beim FLM werden mittels Sensorik die Temperatur oder der Durchhang der Leitung (direkte Methoden) oder die Wetterbedingungen an der Leitung (indirekte Methode) beobachtet, und der maximal zulässige Strom wird dynamisch angepasst. Der Einsatz von HTLS stellt eine Form der Netzverstärkung dar: Es erfolgt eine Umbeileitung auf bereits bestehenden Trassen durch Leiterseile, die vor allem im Kern aus innovativen Materialien bestehen, die bei steigenden Temperaturen eine geringere Längenänderung aufweisen als die herkömmlichen ACSR-Leiter (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*). Der Einsatz von HTLS ermöglicht etwa 50 bis 100 Prozent mehr Übertragungskapazität als herkömmliche Leiter. Durch FLM und HTLS wird die thermische Grenze der Leitungen angehoben. Neben zusätzlichem Netzausbau lassen sich durch den Einsatz von FLM und

HTLS auch *Redispatch* und Einspeisemanagement verringern. Zu beachten sind bei ihrem Einsatz sonstige Grenzen (zum Beispiel Stabilitätsgrenzen), die Einhaltung der Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder sowie Wechselwirkungen der erhöhten elektromagnetischen Feldstärken mit kreuzenden Rohrleitungen anderer Netze wie dem Gasnetz.

- **Netzdienlicher Einsatz von Speichern:** Die Mehrfachnutzung von Speichern wird auch als *Multi-Use* bezeichnet. Am Höchstspannungsnetz sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke angeschlossen, die im Rahmen des *Redispatch* regelmäßig reaktiv genutzt werden, wenn eine Anpassung ihrer Leistung für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz sinnvoll ist. Die Errichtung neuer Speicher am Übertragungsnetz für den Ausgleich der variablen EE-Einspeisung ist aufgrund hoher Speicherkosten und niedriger *Spreads* aus volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Perspektive derzeit nicht sinnvoll. Jedoch kann für die proaktive Vermeidung von Netzengpässen die Nutzung von bestehenden Speichern sinnvoll sein. Auf Verteilnetzebene bestehen hingegen ökonomische Anreize für die Installation neuer Speicher, beispielsweise im Rahmen der Befreiung von Entgelten und Umlagen (Eigenstromprivileg) und der KfW-Förderung von Photovoltaik-Speicher-Systemen. Hier ergibt sich ein Zusammenspiel zwischen **Verteilnetz** und dem Übertragungsnetz: Sofern netzkritische Zeitpunkte für das Verteilnetz nicht mit den kritischen Betriebssituationen des Übertragungsnetzes zusammenfallen, kann die Flexibilität aus den Verteilnetzen auch in hohem Maße für das Übertragungsnetz nutzbar gemacht werden.
- **Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz:** Durch den koordinierten Einsatz lastflusssteuernder Elemente wird eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz bewirkt und damit die Übertragungskapazität besser ausgelastet. Lastflusssteuernde Netzbetriebsmittel sind Phasenschiebertransfor-

matoren (auch Querregeltransformatoren genannt), FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) und HGÜ-Systeme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Mittels Lastflusssteuerung kann Strom von einer überlasteten Leitung auf eine nicht ausgelastete Leitung verlagert werden. Es handelt sich um eine Maßnahme, die kurz- bis mittelfristig umgesetzt werden kann. Die Querregler können innerhalb eines bereits bestehenden Umspannwerks oder an einem neuen Standort errichtet werden, der netztechnisch geeignet ist.

- **Online Dynamic Security Assessment für die Netzleitstelle:** Die Änderungen im Stromversorgungssystem und die Einführung neuer Betriebsmittel führen zu einer steigenden Komplexität im Netzbetrieb. Die verlässliche Beurteilung von Netzzuständen ist für die Wahrung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Durch die Erhöhung der thermischen Grenzen (beispielsweise durch die Einführung von FLM und HTLS) gewinnen die Stabilitätsgrenzen zunehmend an Relevanz. *Dynamic Security Assessment (DSA)* ist ein Tool, das insbesondere in der Netzplanung angewandt wird, um die dynamische Netzsicherheit zu beurteilen (Bewertung der Systemstabilität und Netzsicherheit im Verlauf einer Störung). Im Gegensatz zum bisherigen konventionellen Offline-DSA beinhaltet Online-DSA als **Online-Assistenzsystem** einen schnellen Screeningprozess des aktuellen Netzzustandes. Dadurch wird eine **Echtzeitanalyse der Netzstabilität** möglich, die den aktuellen Zustand berücksichtigt und keine langfristigen Vorhersagen benötigt. Dies hat den Vorteil, dass weniger als bisher zur Bestimmung der Übertragungsgrenzen auf Abschätzungen mit „Sicherheitspuffer“ zurückgegriffen werden muss. Da gegenwärtig im Netzbetrieb die thermischen Grenzen maßgeblich sind, kann kurzfristig keine Einsparung von Netzausbau oder Engpassmanagement erreicht werden. Wenn die Stabilitätsgrenzen mittelfristig im Netzbetrieb bei der Begrenzung der Übertragungsleistung relevanter werden, ist der Einsatz von Online-DSA

eine Grundvoraussetzung für die Beurteilung der Auslastung der Leitungen. Ob dies aber in einem Maße geschieht, dass sich mit Online-DSA eine signifikante Steigerung der effizienten Netzauslastung erzielen lässt, ist zum jetzigen Zeitpunkt schwer absehbar.

→ **Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums und weitere Automatisierung der Systemführung:** Das (n-1)-Kriterium findet als Sicherheitsstandard bei der Netzbetriebsführung Anwendung. Es besagt, dass bei Ausfall oder Abschaltung eines Betriebsmittels im Übertragungsnetz die Netzsicherheit ohne weitere Gegenmaßnahmen gewährleistet bleibt. Um einen **(n-1)-sicheren Betrieb** zu gewährleisten, müssen im Übertragungsnetz also redundante Betriebsmittel (zum Beispiel Leitungen und Transformatoren) vorgehalten werden, die im Normalfall nicht voll ausgelastet sind und im Fehlerfall den Strom des ausgefallenen Betriebsmittels übernehmen können. Unter dem Begriff „Weiterentwicklung des konventionellen (n-1)-Kriteriums“ werden Konzepte verstanden, die eine höhere Auslastung der Betriebsmittel des Netzes erlauben und zugleich sicherstellen, dass trotzdem bei einem Ausfall von Betriebsmitteln weiterhin keine Grenzwertverletzungen oder Versorgungsunterbrechungen auftreten. Ein Ansatz ist der sogenannte **reaktive Redispatch**: Anstelle – wie gegenwärtig – präventiv bei Netzengpässen in den Netzbetrieb einzugreifen, bietet eine weitergehende Automatisierung der Systemführung die Möglichkeit von automatisierten Eingriffen mit schnellen Reaktionszeiten. Im fehlerfreien Normalbetrieb wird damit die volle Auslastung der Betriebsmittel zugelassen; die (n-1)-Sicherheit wird durch erst im Fehlerfall erfolgende, kurative automatische Eingriffe sichergestellt. Der schnelle, fehlerbasierte *Redispatch* umfasst sowohl die Steuerung von Erzeugungseinheiten als auch von zu- und abschaltbaren Lasten (marktbezogene Maßnahme). Des Weiteren kann er mit Lastflusssteuerung kombiniert werden, um durch den Fehler überlastete Leitungen zu entlasten (netzbezogene Maß-

nahme). Ein weiterer Ansatz ist die **probabilistische Bewertung der Versorgungssicherheit**: Dabei wird das (n-1)-Kriterium so erweitert, dass in Form deterministischer und probabilistischer Methoden die genannten Eintrittswahrscheinlichkeiten der prognostizierten Betriebsituationen und Betriebsmittelausfälle sowie deren Folgen in die Bewertung einbezogen werden. Die hier ausgeführten Maßnahmen werden im mittel- bis langfristigen Zeitraum bis 2030 relevant. Als technische Voraussetzungen müssen Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung sowie die zuverlässige Steuerung einer ausreichend großen Anzahl flexibler Erzeuger und Lasten verfügbar sein.

## Handlungsempfehlungen

Für die Umsetzung der fünf Maßnahmen der *Netze-Toolbox* bedarf es regulatorischer Anreize und des Abbaus von Hemmnissen. Zudem müssen bestimmte technische Voraussetzungen für die Umsetzung erfüllt sein.

### Kurzfristige Maßnahmen (2020 bis 2025)

- Sofortprogramm „Schneller und flächendeckender Rollout von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen“:
- Verpflichtung der Netzbetreiber, bis Ende 2021 den Rollout von Sensorik und Kommunikationstechnologie für ein flächendeckendes Freileitungs- und Kabelmonitoring abzuschließen: *Roadmap* mit Zeitplan für die Umsetzung bis Juni 2018.
  - Erstellung eines Plans „Rollout Hochtemperaturleiterseile 2023“ mit Identifizierung und Konkretisierung der Umsetzung auf geeigneten Trassen innerhalb der nächsten fünf Jahre (dazu: bis Juli 2018 Gutachten zur Umsetzung eines breiten Einsatzes von HTLS).
  - Schaffung einer Transparenzplattform für den Netzausbau als öffentlich zugängliche Datenbank für einen Überblick, welche NOVA-Maßnahmen

auf welchen Netzabschnitten geplant sind und wie ihr Realisierungsstand ist.

- Abbau von regulatorischen Hemmnissen zur Beschleunigung der Umsetzung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens.

→ Lastflussteuerung im Übertragungsnetz:

- Kurzfristige gutachterliche Untersuchung der Möglichkeiten zur Lastflussteuerung im Übertragungsnetz zur Quantifizierung des Potenzials im deutschen Bestandsnetz.
- Einführung von zusätzlichen Prozessen und Algorithmen/Tools in den Leitsystemen für eine Analyse der erforderlichen Koordination der Stufeneinstellungen sowie einer intensiven Abstimmung (Koordination/Datenabgleich) mit angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern.

→ Umsetzung von Ad-hoc-Maßnahmen zur kurzfristigen Reduktion von Einspeisemanagement und *Redispatch*:

- Einführung von Ad-hoc-Maßnahmen (wie beispielsweise Querregeltransformatoren, Umbeisellungen, HTLS und FLM) im Regelwerk der Netzentwicklungsplanung (Netzentwicklungsplan Strom), dabei Aufnahme von vermiedenen Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement als Begründungsmethode.
- Anerkennung der Kosten im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (CAPEX/OPEX).

### **Mittel- bis langfristige Maßnahmen (bis 2030)**

→ Nutzung des netzdienlichen Einsatzes von Speichern zur Beseitigung von Netzengpässen:

- Mittelfristige Einführung von *Smart Markets* als Flexibilitätsplattform an der Schnittstelle von Markt und Netz, über die Netzbetreiber netzdienliche Flexibilität nutzen können.
- Weiterentwicklung des *Smart Market* zur langfristigen Nutzung von Flexibilitäten bei der Einführung von reaktivem *Redispatch*.

→ Einführung und Anwendung von Online-Assistenzsystemen wie *Online Dynamic Security Assessment*

- Erstellung einer *Roadmap* für den Einsatz von Online-Assistenzsystemen bis September 2018, inklusive Berücksichtigung der Koordination des Datenaustausches von Datensätzen zur dynamischen Netzstabilität mit den Übertragungsnetzbetreibern in europäischen Nachbarstaaten.

- Pilotphase der Einführung von Online-Assistenzsystemen bis Ende 2023, dann vollständige Integration in den Systembetrieb.

→ Weitere Automatisierung der Systemführung und Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums

- *Roadmap* für die Umsetzung einer weiteren Automatisierung der Systemführung mit dem Ziel der Einführung im Jahr 2030: Identifizierung der notwendigen Schritte.
- *Rollout*-Plan für die Umsetzung der technischen Voraussetzungen (Einbau erforderlicher Sensorik und Aktorik, Testvorgaben und Anlagenzertifizierung, Integration in den Betriebsablauf mit Online-Assistenzsystemen, Berücksichtigung der IT-Sicherheit).
- Mittelfristig (2025): Umsetzung und regulatorische Anpassung des *Smart Market* an die Erfordernisse für die Nutzung von Flexibilitäten bei reaktivem *Redispatch*.
- Abbau regulatorischer Hemmnisse durch angemessene Berücksichtigung im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung bei CAPEX und OPEX.
- Schaffung einer Datenaustauschplattform auf Basis einheitlicher Definitionen und Datenformate, langfristig unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber in den europäischen Nachbarstaaten.



# 1. Was bedeutet die Energiewende für die Stromnetze – Trends, Treiber und regulatorischer Rahmen

## 1.1. Einleitung

Der Zubau Erneuerbarer Energien (EE) führt zu einem Wandel in der elektrischen Erzeugungsstruktur und damit ebenso in der Netzplanung und im Systembetrieb. Bis zum Jahr 2050 soll in Deutschland der Anteil des aus Erneuerbare Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch mindestens 80 Prozent betragen.<sup>1</sup> Windenergie- und Photovoltaikanlagen bilden einen tragenden Pfeiler der Stromversorgung im zukünftigen elektrischen Energieversorgungssystem. Grundlastfähige Kraftwerke mit „rotierenden“ Generatoren werden zunehmend durch EE-Anlagen ersetzt, deren Standortwahl sich vor allem nach der Verfügbarkeit von Solareinstrahlung und nach der Windhöffigkeit richtet. Rund 98 Prozent aller Erneuerbare-Energien-Anlagen sind direkt an die Verteilnetze angeschlossen.<sup>2</sup> Windenergie- und Photovoltaikanlagen speisen dargebotsabhängig ein – also immer dann, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Dies führt zu neuen Flexibilitätsanforderungen an das Stromsystem. Für die bestehende Netzinfrastruktur, die ursprünglich für ein Stromsystem basierend auf konventionellen Großkraftwerken ausgelegt war, bringen diese Änderungen neue strukturelle als auch betriebliche Herausforderungen mit sich.

Das **Stromnetz** ist das Bindeglied zwischen Erzeugern und Verbrauchern, um den Transport und die Abnahme der elektrischen Energie jederzeit sicherzustellen. Damit die Systembilanz ausgeglichen ist und die Netzfrequenz – mit minimalen Abweichungen – 50 Hertz beträgt, müssen Stromerzeu-

gung und -verbrauch stets im Gleichgewicht sein. Der Stromtransport über weite Distanzen durch das Übertragungsnetz dient dem überregionalen Ausgleich, sowohl innerhalb Deutschlands als auch zu den europäischen Nachbarländern. In der klassischen Netzplanung „folgt“ der Netzausbau der Lokalisierung von Erzeugung und Verbrauch.<sup>3</sup> Das heißt, die Planung neu zu errichtender Leitungen richtet sich nach der Regionalisierung des künftigen Bedarfs. Erzeugungsseitig sind Verlagerungen von Erzeugungsschwerpunkten maßgeblich – also der Zubau Erneuerbarer Energien und die Stilllegung konventioneller Kraftwerke. Zugleich findet im Zuge des europäischen Energiebinnenmarkts grenzüberschreitender Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern statt, was Import und Export von elektrischer Energie sowie Stromtransite zur Folge hat. Die Entwicklung der geografischen Verteilung von lokalem Verbrauch ist ebenfalls von großer Bedeutung, vor allem mit weiterem Voranschreiten der Sektorenkopplung, wie beispielsweise durch *Power-to-Heat*-Anwendungen und Elektromobilität.

Durch die Erweiterung des überregionalen Leistungsaustauschs – auch auf europäischer Ebene – stellt der Ausbau des **Übertragungsnetzes** eine elementare Flexibilitätsoption dar, um höhere Anteile an Erneuerbare-Energien-Strom in das System zu integrieren. Es besteht jedoch nach wie vor großer Netzausbaubedarf. Aus dem Bundesbedarfsplanggesetz (BBPlG)<sup>4</sup> und dem Energieleitungsausbaugesetz

1 EEG (2017)

2 E-Bridge et al. (2014)

3 für eine detailliertere Beschreibung zur regionalen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch in Bezug auf Netze, siehe auch Agora Energiewende (2017a)

4 BBPlG (2015)

(EnLAG)<sup>5</sup> ergeben sich insgesamt 7.700 Kilometer neue Leitungen – sowohl Netzausbau- als auch Verstärkungsmaßnahmen – von denen bislang rund 850 Kilometer realisiert sind (Stand: 2. Quartal 2017).<sup>6</sup>

Das **Verteilnetz** unterliegt mit zunehmender Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in den unterlagerten Spannungsebenen einem starken Wandel. So speisen Onshore-Windenergieanlagen vor allem in die Mittel- (bis 50 Kilovolt) und Hochspannungsebene (110 Kilovolt) ein, während Aufdachsolaranlagen zum Großteil an die Niederspannungsebene (230 oder 400 Volt) angeschlossen sind. Insbesondere über die Hochspannungsebene findet ein regionaler Ausgleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern in den Verteilnetzen statt.<sup>7</sup> Ebenso kommt es jedoch zu **Rückspeisungen** in höhere Spannungsebenen bis hin zum Übertragungsnetz (220 und 380 Kilovolt), wenn der Strom lokal im Verteilnetz nicht abgenommen werden kann. Auf diese Weise werden auch Städte mit EE-Strom aus dem Umland – zum Beispiel von Windenergieanlagen – versorgt. Die BMWi-Verteilernetzstudie<sup>8</sup> beziffert den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen bis zum Jahr 2032 je nach Szenario auf circa 130.000 bis 280.000 zusätzliche Leitungskilometer.

Über die letzten Jahre hinweg ist es zu einem signifikanten Anstieg von *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen gekommen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben.

Ein **Netzengpass** entsteht, wenn ein elektrisches Betriebsmittel – beispielsweise eine Stromleitung oder ein Transformator – überlastet wird. In diesem Fall müssen Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen, um die Systemsicherheit und den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.<sup>9</sup> Beim *Redispatch* wird die Erzeugungsleistung von Kraftwerken diesseits eines Engpasses gedrosselt und zugleich jenseits eines Engpasses erhöht. Auf diese Weise stellt sich ein Lastfluss ein, der dem Netzengpass entgegenwirkt. Einspeisemanagement ist die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und wird nachrangig zum *Redispatch* eingesetzt, um einen Netzengpass zu beheben.<sup>10</sup> Vom Jahr 2014 auf das Jahr 2015 hat sich die Gesamtmenge der *Redispatch*-Einsätze mehr als verdreifacht: Es war ein Anstieg von 5.197 Gigawattstunden (GWh) im Jahr 2014 auf 16.000 GWh im Jahr 2015 zu verzeichnen.<sup>11</sup> Das Einspeisemanagement (EinsMan) mit einer Summe an Ausfallarbeit von 4.722 GWh im Jahr 2015 verzeichnet ebenfalls fast eine Verdreifachung im Vergleich zum Vorjahr.<sup>12</sup> Der Großteil der EinsMan-Einsätze fand hierbei in Schleswig-Holstein statt (72,3 Prozent 2016 und 65,2 Prozent 2015).<sup>13</sup> Im Jahr 2015 fielen resultierende Kosten und Entschädigungszahlungen von über 880 Millionen Euro aus EinsMan- und *Redispatch*-Einsätzen an, was den Trend in Richtung einer Milliarde Euro markiert. 2016 kam es zu einem Rückgang am *Redispatch*- und EinsMan-Volumen im Vergleich zum Vorjahr (*Redispatch*-Volumen: 11.475 GWh und EinsMan-Volumen: 3.743 GWh).<sup>14</sup>

5 EnLAG (2009)

6 BNetzA (2017a). Das BBPlG, welches die von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans enthält, sieht 5.900 Kilometer neue Leitungen vor (davon 3.050 Kilometer als Netzverstärkung), von denen bislang 450 Kilometer genehmigt und 150 Kilometer realisiert sind. Das EnLAG wurde 2009 mit dem Ziel verabschiedet, den Netzausbau auf der Höchstspannungsebene weiter zu beschleunigen. Von den vorgesehenen 1.800 Kilometern sind in etwa 700 Kilometer realisiert, was circa 50 Prozent der Gesamtlänge entspricht.

7 vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

8 E-Bridge et al. (2014)

9 Gegenwärtig handelt es sich vor allem um die Verletzung von thermischen Limits. Hierauf – und auf die Abgrenzung zu Stabilitätslimits – wird in den nachfolgenden Abschnitten weiter eingegangen.

10 Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen erfolgt in Abschnitt 1.6.2.2

11 BNetzA (2016a)

12 BNetzA (2016a)

13 BNetzA (2017c)

14 BNetzA (2017c)

Allerdings zeichnete sich in den ersten windreichen Monaten des Jahres 2017 bereits eine annähernde Verdopplung der *Redispatch*-Kosten im Vergleich zu 2016 ab.<sup>15</sup> Das *Redispatch*-Volumen für die Drosselung und Erhöhung der Einspeisung aus Kraftwerken betrug im ersten Quartal 2017 5.548 GWh, und die Ausfallarbeit im Rahmen der Anwendung von EinsMan belief sich im gleichen Zeitraum auf 1.412 GWh.<sup>16</sup> Mittel- bis langfristig ist mit einer zunehmenden Tendenz an Abregelungsmaßnahmen zu rechnen. Die steigenden Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement werden über die Netzentgelte sozialisiert, sodass sich der steigende Trend in höheren Strompreisen für Endverbraucher nieder-

schlägt. Letzteres wird zunehmend zu einer Akzeptanzfrage, wenn die Entstehung von Netzengpässen beziehungsweise der damit verbundenen Abregelungsmaßnahmen und Kosten nicht absehbar ist. Zudem treten im europäischen Kontext auch immer wieder Fragen zu nicht steuerbaren Ringflüssen auf, die Anpassungsmaßnahmen in europäischen Nachbarstaaten nach sich ziehen. Dies weckt die Frage, ob und welche Möglichkeiten für eine optimierte Nutzung der bereits existierenden Netzinfrastruktur bestehen, die zu einer **kurzfristigen Entlastung** in den nächsten Jahren – bis 2020 (oder mittelfristig bis 2025) – verhelfen können, bis die Netze gemäß Bundesbedarfsplangesetz weiter ausgebaut sind.

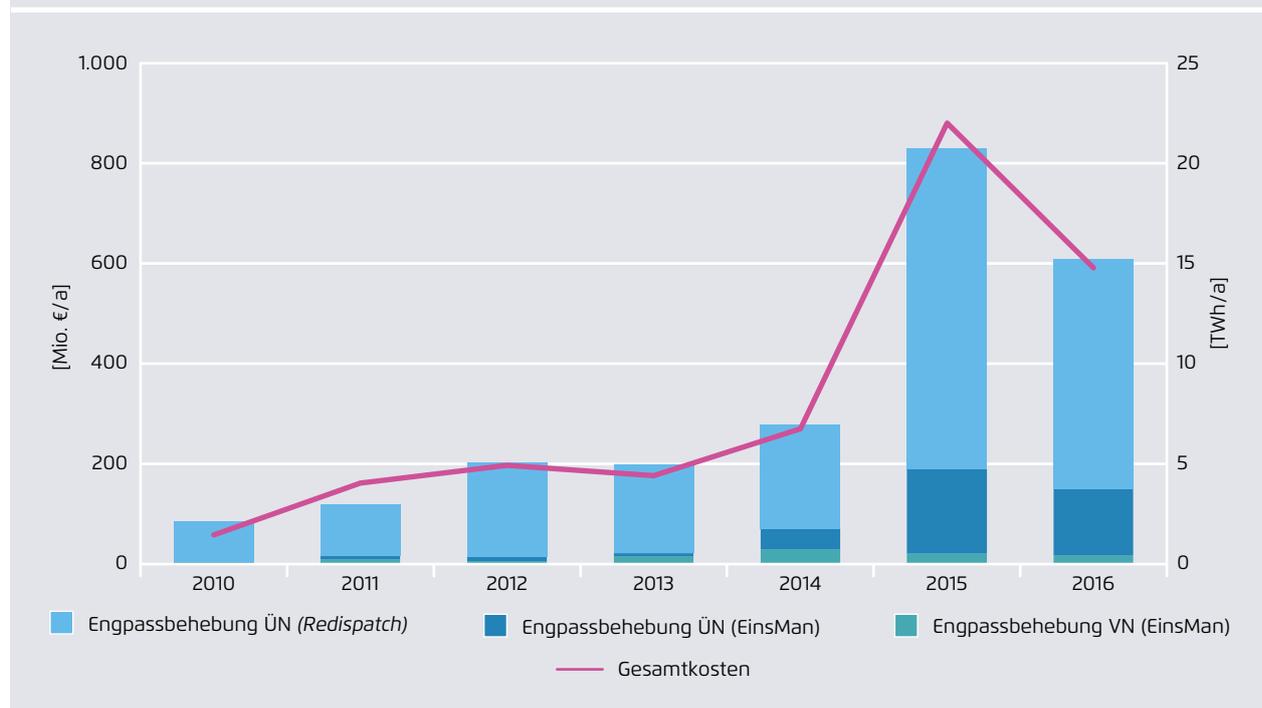
15 Czechanowsky, T. (2017)

16 BNetzA (2017d)

Zugleich ist der Netzausbau vor Ort immer mehr zu einer Akzeptanzfrage geworden. Zu den Konfliktfel-

Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen) gemäß § 13 EnWG, Unterscheidung nach Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG (*Redispatch*) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, gemäß § 13 (2) EnWG (Einspeisemanagement) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz und Verteilnetz

Abbildung 1



Ecofys (2017) auf Basis von Quartals- und Monitoringberichten der Bundesnetzagentur

dern beim Ausbau des Übertragungsnetzes gehören beispielsweise Beeinträchtigungen von Anwohnern durch elektromagnetische Felder, negative Beeinflussung des Wohnumfelds und des Landschaftsbilds, Natur- und Vogelschutzbelange,<sup>17</sup> Geräuschemissionen durch Freileitungen („Summen, Brummen, Knistern“) sowie Wertminderungen von Grundstücken. Zudem stellt sich **langfristig** die Frage, was nach 2030 passiert – das heißt, wenn die im Netzentwicklungsplan Strom beziehungsweise im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehenen Leitungen realisiert sind. Wie viele neue Leitungskilometer werden dann zusätzlich mit dem weiteren Fortschreiten der europäischen Marktintegration und der Verlagerung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten künftig benötigt? Die Identifikation von technischen Möglichkeiten zur optimierten Nutzung der Netzinfrastruktur in der langfristigen Perspektive – auch vor dem Hintergrund einer zunehmenden Automatisierung im Netzbetrieb – ist frühzeitig relevant, um entsprechende Maßnahmen zu untersuchen und ihre Umsetzung einzuleiten.

## 1.2. Zielsetzung und Aufbau der Kurzstudie

Diese Kurzstudie verfolgt das Ziel, **netzseitige Maßnahmen für eine optimale Ausnutzung der bestehenden Stromnetze und für die künftige Integration Erneuerbarer Energien** darzustellen. Insgesamt werden in dieser Kurzstudie fünf Maßnahmen vorgestellt, ihre Anwendungsmöglichkeiten benannt sowie die damit einhergehenden Chancen und Risiken beschrieben. Dabei wird auf ihre mögliche Anwendung sowohl für den kurzfristigen Zeitraum bis 2020 (und perspektivisch mittelfristig bis 2025) als auch für den längerfristigen Zeithorizont bis 2030 eingegangen.

Die fünf Maßnahmen werden im Rahmen einer **„Toolbox für Stromnetze der Zukunft“ mit hohen Erneuerbare-Energien-Anteilen** vorgestellt. Die Idee hinter der *Toolbox* ist, dass es keine Universallösung

gibt, sondern jede Maßnahme vielmehr in Bezug auf ihr Anwendungsfeld im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen betrachtet werden muss. Die **enge Verzahnung von Netzplanung und Netzbetrieb** ist dabei von großer Bedeutung. Ausgangspunkt der Kurzstudie ist das bestehende Stromnetz – inklusive der bereits vorgesehenen Ausbauprojekte gemäß Energieleitungs- und Bundesbedarfsplangesetz. Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt auf dem **Übertragungsnetz**. Die Notwendigkeit des vorgesehenen Netzausbaus gemäß Bundesbedarfsplangesetz wird hierbei nicht infrage gestellt. Vielmehr geht es darum, netzseitige Optimierungsmöglichkeiten darzustellen, die insbesondere **langfristig** – nach 2030 – zum Tragen kommen können, sowie Maßnahmen, die **kurzfristig** Erleichterungen für die Herausforderungen im Bereich der *Redispatch*-Kosten und Ringflüsse bieten. Die qualitative Darstellung der fünf Maßnahmen bietet einen strukturierten Überblick auch für eine Leserschaft ohne technischen Hintergrund, um einen Beitrag für die weitere Diskussion im politischen und wissenschaftlichen Raum zu leisten sowie regulatorische Schritte und Forschungsbedarf zu identifizieren.

## 1.3. Schwerpunkt und Abgrenzung der Kurzstudie

Der Schwerpunkt dieser Kurzstudie ist die Darstellung von fünf ausgewählten **netzseitigen Maßnahmen**, um die Flexibilität im System zu erhöhen. Dies beinhaltet sowohl **technische Maßnahmen** innerhalb des Netzausbaus (Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile) als auch **operative Maßnahmen** innerhalb des Netzbetriebs wie Freileitungsmonitoring, Lastflusssteuerung, die Nutzung von Online-Assistenzsystemen in Netzleitstellen (zum Beispiel *Online Dynamic Security Assessment*) und eine weitere Automatisierung der Systemführung. Zudem wird auf den netzdienlichen Einsatz von Speichern eingegangen.

<sup>17</sup> DUH (2013)

Komplementär oder auch substituierend zu diesen Maßnahmen können marktseitige Instrumente der Koordination zwischen Erzeugung, Last und Netzdienen (Abbildung 2). Marktseitige Instrumente sind nicht Gegenstand dieser Kurzstudie, sollen aber der Vollständigkeit halber an dieser Stelle Erwähnung finden.<sup>18</sup> Dem jetzigen Paradigma der bundeseinheitlichen Preiszone folgend gilt Netzausbau als die günstigste Flexibilitätsoption. Dies kann sich jedoch ändern, wenn beispielsweise bei Batterietechnologien beziehungsweise Speichern weitere technologische Durchbrüche erzielt werden. Zudem können auch in dem bestehenden Regelwerk mit einer bundeseinheitlichen Preiszone Steuerungsinstrumente greifen, die die Lokalisierung von künftiger Erzeugung und Last – und damit auch die Anforderungen an die Netzinfrastruktur – beeinflussen. Beispielsweise gelten im Zuge der Ausschreibungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das Netzausbaugebiet im Norden Deutschlands, in dem die Übertragungsnetze besonders überlastet sind: Hier wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen begrenzt, indem eine Obergrenze der zu installierenden Leistung festgelegt wird.<sup>19</sup> Weitere Optionen für *Locational Signals* unter der Beibehaltung einer einheitlichen Preiszone sind die Einführung von Baukostenzuschüssen oder einer G-Komponente (*G = Generation*), um durch lokale Signale die Ansiedlung von Erzeugung und/oder Last in bestimmten Gebieten anzureizen, wo es aus netztechnischer Sicht günstig wäre. Eine Alternative zu der einheitlichen Preiszone ist *Locational Pricing*, wobei durch regionalisierte Preise eine Annäherung an die physikalische Situation in einem Gebiet oder sogar an einen Netzknoten hergestellt wird. Dies kann durch *Market Splitting* über Gebotszonen erreicht werden, sodass der Markt in

mehrere Preiszonen aufgeteilt wird, wenn zwischen den definierten Regionen Netzengpässe entstehen. Beim *Nodal Pricing* geht es noch einen Schritt weiter: Hier steht jeder Netzknoten für einen Teilmarkt, an dem ein Preis für das Kuppelprodukt Strom samt Netznutzung ermittelt wird.<sup>20</sup>

Eine weitere Option greift an der Schnittstelle von Markt und Netz: Sogenannte regionale *Smart Markets* können als Koordinationsmechanismus zwischen Markt und Netz eingerichtet werden, mit dem Ziel, regionale Flexibilität zu mobilisieren, um damit Netzengpässe zu beheben oder gar zu vermeiden. Auf diese Weise können Flexibilitätsoptionen wie *Power-to-Heat*-Anlagen, Speicher, Elektroautos sowie weitere flexible Lasten und Erzeugung netzdienlich eingesetzt werden, anstelle dass zu bestimmten Zeiten Erneuerbare-Energien-Strom abgeregelt werden muss. Hierfür bedarf es jedoch entsprechender Anreize für Flexibilitätsoptionen, die im gegenwärtigen Strommarktdesign mit der bundeseinheitlichen Preiszone nicht gegeben sind. *Smart Markets* sind ein Mechanismus, um die regionale oder lokale Netzinformation zu transportieren und netzdienlicher Flexibilität eine Wertigkeit zu geben. Beim netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist sowohl die örtliche als auch die zeitliche Komponente entscheidend. Agora Energiewende hat die mögliche künftige Ausgestaltung von *Smart Markets* in einer eigenen Studie (*Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*) mit den Forschungsnehmern Ecofys Germany GmbH und Fraunhofer IWES untersucht.<sup>21</sup> Reformvorschläge zum Abbau von Hemmnissen im Markt- und Regulierungsdesign zur Nutzung des lastseitigen Flexibilitätspotenzials für das Stromsystem sind im *Aktionsplan Lastmanagement* von Agora Energiewende und Connect Energy Economics als Forschungsnehmer dargestellt.<sup>22</sup>

18 für eine detailliertere Darstellung dieser Instrumente siehe Kapitel IV von Agora Energiewende (2017a)

19 Laut § 36c Abs. 4 EEG 2017 beträgt diese Obergrenze pro Jahr 58 Prozent der installierten Leistung, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommen worden ist.

20 Wawer, T. (2007)

21 Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

22 Connect Energy Economics (2015)



Die hier vorliegende Kurzstudie fokussiert sich hingegen auf Netzintegration und damit verbundene Maßnahmen (Abbildung 2). Allerdings sind einige der vorgestellten Maßnahmen – wie beispielsweise der netzdienliche Einsatz von Speichern – bereits im Grenzbereich zu marktseitigen Maßnahmen. Als grundsätzliche Abgrenzung und Schwerpunkt ist daher die Netzsicherheit im Sinne von thermischen Grenzen, Spannungshaltungsgrenzen und Stabilitätsgrenzen (Spannungsstabilität, transiente Stabilität) der Betrachtungsgegenstand dieser Studie.

### 1.4. Aufbau der Kurzstudie

Für die vorliegende Kurzstudie hat Agora Energiewende Energynautics GmbH als Forschungsnehmer beauftragt, Optimierungsmaßnahmen im Rahmen einer „Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromnetze und für das Eng-

passmanagement“ darzustellen und ihre Anwendung zu erläutern. Dabei ist die Studie in insgesamt vier Kapitel gegliedert. Kapitel 1 bildet eine übergeordnete Einleitung und stammt von Agora Energiewende. Kapitel 2 bis 3 haben als Schwerpunkt die „Toolbox für Stromnetze der Zukunft“ und sind von Energynautics GmbH verfasst. Kapitel 4 – von Agora Energiewende – stellt Handlungsempfehlungen für die Umsetzung von kurz- und langfristigen Maßnahmen dar.

Das **erste Kapitel** dient einer grundlegenden Einordnung und beschäftigt sich mit der Frage, welche übergreifenden Entwicklungen in den Netzen und im Stromsektor zu beobachten sind. Im Anschluss an diesen Abschnitt werden im Kapitel 1.5. zunächst heutige und künftige Trends und Treiber im Stromsektor aufgezeigt, die Auswirkungen auf Netzplanung und Netzbetrieb haben. Danach erfolgt in Kapitel 1.6. eine Übersicht des regulatorischen Rahmens, der relevant im Kontext dieser Kurzstudie ist.

Das **zweite Kapitel** geht tiefer auf die netztechnische Dimension ein: Es stellt die Anforderungen an den Netzbetrieb in der Gegenwart (kurzfristig bis 2020) und in der Zukunft (Zeithorizont: 2030) dar. Dabei wird auf verständliche Weise dargestellt, welche Grenzwertverletzungen und Fehlerfälle heute und künftig im Netzbetrieb auftreten können und den Ausbaubedarf des Netzes mitbestimmen.

Das **dritte Kapitel** stellt die „Toolbox für Stromnetze der Zukunft“ mit hohen Erneuerbare-Energien-Anteilen dar. Hier werden fünf ausgewählte Werkzeuge beziehungsweise Maßnahmen zur Optimierung in Netzplanung und Netzbetrieb vorgestellt und ihre möglichen Anwendungsfelder beschrieben. Dies beinhaltet technische als auch operative Maßnahmen, inklusive notwendiger Voraussetzungen und ihrer Wirksamkeit, geplante und aktuelle Beispiele der Anwendung, Restriktionen und Risiken sowie Identifikationen möglicher Hemmnisse bei ihrer Umsetzung.

Zuletzt werden im **vierten Kapitel** basierend auf den Maßnahmen, die in der *Toolbox* des dritten Kapitels identifiziert wurden, Handlungsempfehlungen in Form einer *Roadmap* für kurzfristige Maßnahmen (Zeitraum: 2020 bis 2025) sowie für langfristige Maßnahmen (Zeithorizont: 2030) abgeleitet.

## 1.5. Trends und Treiber der Entwicklungen im Stromsektor und in den Stromnetzen

Im früheren Stromversorgungssystem speisten Großkraftwerke in das Übertragungsnetz (380 und 220 Kilovolt) ein; von dort wurde die elektrische Energie *top down* über das Verteilnetz zum Verbraucher transportiert. Mit der Veränderung der Erzeugungslandschaft im Kontext der Energiewende und der europäischen Marktintegration verändern sich zwangsläufig die Anforderungen an **Netzplanung** und **Netzbetrieb**. Dieses Unterkapitel beschäftigt sich mit

übergeordneten Trends und Treibern der Entwicklungen im Stromsektor und in den Stromnetzen.

### Die Energiewende führt zu einer Verlagerung von konzentrierten Erzeugungsschwerpunkten der Großkraftwerke zu einem eher flächigen Zubau von EE-Anlagen.

Im Jahr 2016 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 32,3 Prozent.<sup>23</sup> Das langfristige Ziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 ist durch die Zwischenziele von 40 bis 45 Prozent EE-Anteil bis 2025 und einem EE-Anteil von 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 flankiert.<sup>24</sup> Zugleich gehen im Rahmen des Ausstiegs aus der Kernenergie vom Jahr 2000 bis 2022 über 22 Gigawatt Leistung an Kernkraftwerken vom Netz. Mit der Abnahme von konventionellen Kraftwerken – Braun- und Steinkohle sowie der Kernenergie – und dem Zubau Erneuerbarer Energien verändert sich die **Struktur und Regionalisierung der Stromerzeugung**. Gegenwärtig ist die Installationsdichte von Windenergieanlagen an Land besonders hoch im Norden, wo günstige Windstandorte sind. Von den insgesamt 45,91 Gigawatt kumulierter Leistung Onshore-Windenergie sind annähernd 70 Prozent – rund 32 Gigawatt – in den nördlicher gelegenen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt installiert (Stand: Ende 2016).<sup>25</sup> Bei Solaranlagen ist insgesamt eine Nennleistung von 41 Gigawatt in Deutschland installiert (Stand: Ende 2016),<sup>26</sup> davon über 40 Prozent in den beiden südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg.<sup>27</sup> Zudem speisen über vier Gigawatt

23 Agora Energiewende (2017b)

24 EEG (2017)

25 Deutsche Windguard (2017a)

26 Fraunhofer ISE (2017)

27 BNetzA und Bundeskartellamt (2016)

Offshore-Windenergieanlagen vor den Küsten Deutschlands in das Stromnetz ein.<sup>28</sup> Der Großteil der Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen, ist geografisch verteilter über die Fläche (also dezentraler) und verfügt über eine wesentlich geringere Nennleistung pro Anlage im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken. Im Jahr 2016 betrug die durchschnittliche Anlagenleistung im kumulierten Onshore-Windenergieanlagenbestand 1,68 Megawatt.<sup>29</sup> Die 41 Gigawatt Photovoltaik verteilen sich auf insgesamt 1,5 Million Anlagen.<sup>30</sup> Größere Kapazitäten werden bei Offshore-Windparks und Großflächenphotovoltaikanlagen erreicht, die eher mit der Leistung von Großkraftwerken vergleichbar sind, sowie bei großen Onshore-Windparks.

---

Die zukünftige Netzinfrastruktur muss für internationalen und überregionalen Ausgleich ausgelegt sein: Dies gilt sowohl für die Integration Erneuerbarer Energien als auch für die verstärkte europäische Marktintegration.

---

Innerhalb der europäischen Marktintegration stellen die zunehmenden **Import- und Exportkapazitäten** für elektrische Energie **zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern** eine wichtige Flexibilitätsoption dar, um überregionalen Ausgleich zu ermöglichen. Aufgrund seiner zentralen Lage fungiert Deutschland gewissermaßen als Drehscheibe inmitten des europäischen Systemverbunds, bei dem der grenzüberschreitende Austausch zur Erweiterung des Energiebinnenmarktes weiter zunehmen wird. Im Jahr 2015 waren Höchststände im Stromexport – insbesondere nach Österreich und in die Niederlande – zu verzeichnen; die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den Nachbarländern betrug insgesamt 19,7 Gigawatt

---

28 Deutsche Windguard (2017b)

29 Deutsche Windguard (2017a)

30 Deutsche Windguard (2017b)

(Import- und Exportkapazitäten).<sup>31</sup> Die grenzüberschreitenden Lastflüsse lagen bei 111 Terawattstunden (TWh), davon waren 79 TWh Exporte und 32 TWh Importe. Zum Vergleich: Die gesamte Nettoerzeugungsmenge in Deutschland im Jahr 2015 betrug 595 TWh.<sup>32</sup> Weitere Interkonnektoren für den grenzüberschreitenden Handel sind in Planung für die kommenden Jahre. So ist beispielsweise für das Jahr 2020 die Inbetriebnahme des Interkonnektors Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO) zwischen Deutschland und Belgien sowie die Fertigstellung von NordLink zwischen Norwegen und Deutschland vorgesehen, wo der Probetrieb mit physikalischer Einspeisung bereits im vierten Quartal 2019 starten soll. ALEGrO verfügt über eine Transportkapazität von rund 1.000 Megawatt und wird Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als Übertragungstechnologie nutzen, voraussichtlich als Erdkabel. NordLink ist eine 623 Kilometer lange HGÜ-Verbindung mit 1.400 Megawatt Kapazität, welche den Handel von EE-Strom – insbesondere von Wasserkraft und Windenergie – zwischen Norwegen und Deutschland ermöglichen wird. Zudem wird das COBRACable, welches auch durch deutsche Gewässer gelegt wird, als Verbindung zwischen dem niederländischen und dänischen Strommarkt gebaut.<sup>33</sup> Der Einsatz von Phasenschiebern, wie beispielsweise an der deutsch-polnischen Grenze, sowie die Einführung der Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze, die ab Oktober 2018 an der zuvor gemeinsamen Stromgebotszone gelten soll, sind weitere Entwicklungen, die Einfluss auf den Betrieb des Übertragungsnetzes in Deutschland haben werden.

---

Mit einer Zunahme an Onshore-Windenergie und Photovoltaikanlagen wird mehr Strom direkt in die Verteilnetze eingespeist. Dies führt zu bidirektionalen Leistungsflüssen und Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.

---

---

31 BNetzA und Bundeskartellamt (2016)

32 BNetzA und Bundeskartellamt (2016)

33 Amprion (2017), TenneT (2017a) und TenneT (2017b)

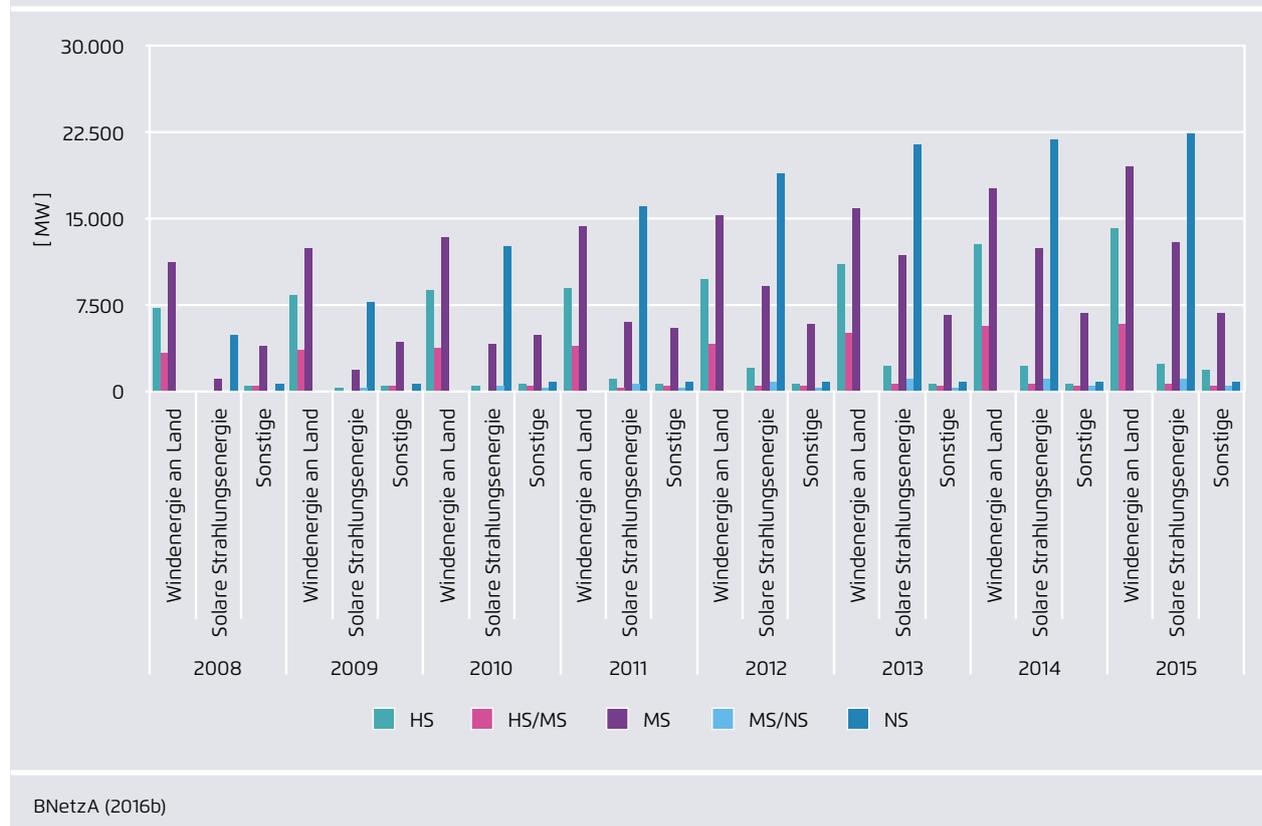
Der Großteil der Erneuerbare-Energien-Anlagen – rund 98 Prozent – ist direkt an das Verteilnetz angeschlossen.<sup>34</sup> Über die letzten Jahre hat damit die installierte Leistung in den unterlagerten Spannungsebenen stark zugenommen. Während Onshore-Windenergieanlagen zum Großteil an die Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen werden (Abbildung 3), speisen Solarstromanlagen (Aufdachanlagen) vor allem in die Niederspannungsebene ein. Wenn die elektrische Energie lokal nicht verbraucht wird, wird sie in höhere Spannungsebenen transportiert. Im Verteilnetz findet regionaler Ausgleich insbesondere über das Hochspannungsnetz (110 Kilovolt) statt. Es kann allerdings auch zu Rückspeisungen vom Verteilnetz in das Übertragungsnetz kommen. Mit diesem Strom können Lastzentren wie Städte beliefert

werden. Anstelle des früheren *Top-down*-Ansatzes, bei dem Strom ausschließlich von konventionellen Kraftwerken über das Übertragungs- und Verteilnetz zum Verbraucher transportiert wurde, kommt es nun zu „Gegenverkehr“ in Form von bidirektionalen Leistungsflüssen. Mit der Abkehr vom früheren System mit unidirektionalen Leistungsflüssen stellen sich neue Koordinationsfragen in Netzplanung und Netzbetrieb zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetz. Zudem sind zunehmend Anlagen für die Erbringung von netztechnisch notwendigen Systemdienstleistungen relevant, die direkt an das Verteilnetz angeschlossen sind. Da EE-Anlagen inzwischen eine systemrelevante Größe bei gleichzeitiger Abnahme von Synchrongeneratoren – also den konventionellen Kraftwerken – darstellen, bedeutet das auch, dass sie zunehmend zur Netzstabilität und Systemsicherheit beitragen müssen.

34 E-Bridge et al. (2014)

Entwicklung der installierten Leistung für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen je Spannungsebene 2008-2015

Abbildung 3



---

Durch die fortschreitende Energiewende und die damit einhergehende Sektorenkopplung gibt es eine große Anzahl neuer Akteure im Energiesystem. Damit steigen die Koordinationsanforderungen. Das neue System steht zugleich vor der Herausforderung von steilen Gradienten und der Vermeidung von Gleichzeitigkeits-effekten auf der Verbrauchsseite, beispielsweise durch Ladevorgänge bei Elektromobilität.

---

Auf der Erzeugungsseite gibt es im Gegensatz zum früheren System mit einer überschaubaren Anzahl an (Groß-)Kraftwerken nun 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen und über 27.270 Windenergieanlagen (Stand: Ende 2016).<sup>35</sup> Durch die fluktuierende Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen kann es zu steilen Gradienten in der Residuallast kommen, wenn ein plötzlicher Anstieg oder Abbruch der EE-Einspeisung erfolgt. Gleichzeitig steigen die Koordinations- und Flexibilitätsanforderungen auf Verbrauchsseite: Verbraucher werden zu Erzeugern – beispielsweise durch kombinierte Photovoltaik-Speicher-Systeme – und damit zu *Prosumern*. Im Rahmen einer Energiewende finden sektorenübergreifende Verbrauchsanwendungen wie *Power-to-Heat* (zum Beispiel Wärmepumpen) und Elektromobilität zunehmende Verbreitung. Die Frage für die Zukunft ist, wie schnell sich hier dynamische Effekte entfalten, die zum *Game Changer* werden können. Während ein paar vereinzelt Ladesäulen für Elektroautos mit einer Leistung von 22 oder 44 Kilowatt keine signifikante Wirkung auf das System haben, kann eine großflächige Ausweitung dazu führen, dass Gleichzeitigkeits-effekte beim Laden entstehen, die wiederum die Netze belasten. Umgekehrt kann sich ein netzverträglicher und systemdienlicher Einsatz von Ladevorgängen (*Managed* oder *Smart Charging*) positiv auf die Netzstabilität und die Systembilanz auswirken. Mit einer Vielzahl von Akteuren auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite, die marktge-

führt beziehungsweise betriebswirtschaftlich ihr Stromeinspeise- und -bezugsverhalten optimieren, steigt die Komplexität des Systems. Die vier Übertragungsnetzbetreiber und 880 Verteilnetzbetreiber stehen beim Netzbetrieb einer großen Koordinationsaufgabe gegenüber, um die Systemsicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

---

Informations- und Kommunikationstechnologien – und damit die Digitalisierung – stellen einen *Enabler* dar, um eine Vielzahl von Akteuren im Strom- und Energiesystem in Echtzeit zu koordinieren.

---

Der digitale Wandel bietet mit der Diffusion von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) neue Koordinationsmöglichkeiten und Handlungsfelder im Energiebereich. Durch den Einsatz von Sensorik und Aktorik können physikalische Größen erfasst, überwacht und gesteuert werden. Aufgrund der zunehmenden Komplexität des Netzbetriebs mit einer Vielzahl von dezentralen Akteuren dient die IKT als *Enabler*, um die Koordination der energietechnischen Komponenten innerhalb des Gesamtsystems zu ermöglichen. Der Begriff des intelligenten Netzes – oder *Smart Grid* – subsumiert die Aufrüstung des konventionellen Elektrizitätsnetzes durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regelungs- und Automatisierungstechnik.<sup>36</sup> Durch die Erfassung von Istzuständen des Netzes in Echtzeit kann der Systembetrieb unter Nutzung der vorhandenen Netzkapazität optimiert werden. Dies beinhaltet die intelligente Steuerung von Stromerzeugern, Verbrauchern und Speichern im Zusammenspiel mit dem Netzmanagement. Im Kontext der Sensorik sind typische zu erfassende physikalische Größen Ströme (Wechselstrom (AC), Gleichstrom (DC)), Spannungen fallweise mit hoher zeitlicher Auflösung zum Beispiel zur Überwachung der *Power Quality*, Wirk- und Blindleistungen und über sogenannte

---

35 Deutsche Windguard (2017a)

36 BNetzA (2011)

*Phase Measurement Units* auch Phasenwinkel von Wechselspannungen und -strömen.<sup>37</sup> Dabei erlaubt die Sensorik bessere Prognosen bezüglich des Zustands beziehungsweise der Zustandsänderungen des Netzes. Zugleich ist die Laufzeit der Kommunikation und der Steuerung zu beachten (zum Beispiel, wie schnell Erzeugungsanlagen gesteuert werden können, Automatisierung im Netzbetrieb). Ein weiterer, aber nicht zu vernachlässigender Aspekt bei intelligenter Betriebsführung der Netze ist die kommunikationstechnische Einbindung der dezentralen, „intelligenten“ Komponenten in die Netzleitsysteme. Sicherheit in der IKT ist für eine kritische Infrastruktur wie die des Energieversorgungsnetzes essenziell für einen zuverlässigen Systembetrieb (*Cybersecurity*), bei dem immer mehr dezentrale Komponenten zentral vernetzt und gesteuert werden. Zugleich werden mit dem flächendeckenden Einbau intelligenter Stromzähler beim Endkunden Belange des Datenschutzes und der Datensparsamkeit relevant. Auch wenn mit der Digitalisierung Einsparpotenziale durch eine bessere Abstimmung der Stromnachfrage und des Stromangebots möglich sind, so sind es doch sensible Daten, die hierzu erhoben und verfügbar gemacht werden. Im Rahmen des Digitalisierungsgesetzes<sup>38</sup> hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Schutzprofile und technische Richtlinien für intelligente Messsysteme erarbeitet, die den Datenschutz und die Datensicherheit gewährleisten sollen.

## 1.6. Netzausbau und Netzbetrieb: der regulatorische Rahmen

Dieses Unterkapitel stellt den übergeordneten **regulatorischen Rahmen** für **Netzausbau und Netzbetrieb** vor. Traditionell bietet es sich an, zwischen Netzplanung und Netzbetrieb zu unterscheiden. Jedoch

37 Ronge, K. und Wittwer, C. (2013). Anmerkung: Eine *Phase Measurement Unit* ist ein zeitsynchronisiertes Messgerät, das die komplexe Amplitude von Strom und Spannung zu einem bestimmten Zeitpunkt misst.

38 GDEW (2016)

kommt der Verzahnung dieser beiden Sphären eine immer größere Bedeutung zu, da der Einsatz innovativer Betriebsmittel und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Netzbetrieb den Netzausbaubedarf verringern können.<sup>39</sup> Im Kontext der Energiewende handelt es sich nicht nur um einen Netzausbau, sondern vielmehr um einen Netzausbau mit der Ertüchtigung von Flexibilitätsoptionen und dem zunehmenden Einsatz von digitaler IKT-Infrastruktur bei der Messung, Kommunikation und Steuerung der Netze.

Die Aufgaben der Stromnetzbetreiber<sup>40</sup> sind in §§11 bis 14b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt. Betreibern von Energieversorgungsnetzen obliegt die Verpflichtung, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“.<sup>41</sup> Im Folgenden wird der regulatorische Rahmen zum Netzausbau und Netzbetrieb vorgestellt.

### 1.6.1. Netzausbau

Um den bedarfsgerechten und wirtschaftlich zumutbaren Ausbau ihrer Netze zu bestimmen, nehmen die Netzbetreiber Berechnungen im Rahmen ihrer **Netzplanung** vor. Nach dem jetzigen Ansatz der Netzausbauplanung folgt der Netzausbau der Regionalisierung des künftigen Bedarfs, welcher sich aus Erzeugung und Last zusammensetzt. In diesem Sinne „eilt“ der Netzausbau den geografischen sowie strukturellen Veränderungen in Erzeugung und Verbrauch hinterher. Allerdings wurden mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2016 bereits

39 vgl. 50Hertz et al. (2017), E-Bridge et al. (2014) und dena (2012)

40 Der allgemeine Begriff „Netzbetreiber“ wird in dieser Studie verwendet, wenn sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreiber gemeint sind. Wenn der Bezug explizit Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber betrifft, wird auch der entsprechende Begriff verwendet.

41 § 11 EnWG

ergänzende steuernde Instrumente eingeführt, die dieses Paradigma etwas lockern. Zum einen wurde im Energiewirtschaftsgesetz der sogenannte Drei-Prozent-Ansatz eingeführt: Auf diese Weise wurde vom Gesetzgeber der Tatsache Rechnung getragen, dass es volkswirtschaftlich nicht effizient wäre, das Netz „auf die letzte Kilowattstunde“ für den Fall gleichzeitig hoher Einspeisespitzen auszubauen, die in nur wenigen Stunden des Jahres auftreten. Bei ihrer Netzplanung können die Netzbetreiber eine **Spitzenkappung** von **bis zu drei Prozent** zugrunde legen. Das heißt, sie können ihre Berechnungen unter der Annahme durchführen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossene Onshore-Windenergie- oder Solaranlagen um bis zu drei Prozent reduziert werden darf.<sup>42</sup> Während Verteilnetzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung die Spitzenkappung optional zugrunde legen können, sind Übertragungsnetzbetreiber hingegen dazu verpflichtet, die Regelungen zur Spitzenkappung bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz anzuwenden.<sup>43</sup> Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei dem Drei-Prozent-Ansatz um einen Ansatz der Netzplanung handelt. Im Netzbetrieb nutzen die Netzbetreiber Maßnahmen wie *Redispatch* und Einspeisemanagement.<sup>44</sup>

Ein zweiter neuer Baustein ist – über das EEG 2017 – die Festlegung eines sogenannten Netzausbaugebiets als erzeugungsseitiges Steuerungsinstrument. In einem festgelegten **Netzausbaugebiet** erfolgt eine Begrenzung des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen (jährliche Obergrenze), wo regional eine besonders starke Belastung der Übertragungsnetze vorliegt.<sup>45</sup>

42 § 11 Abs. 2 EnWG

43 § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG

44 Dies bedeutet, dass zum Beispiel eine EE-Anlage, die an einem kritischen Engpass steht, im Netzbetrieb auch weitaus mehr als drei Prozent ihrer jährlichen Stromerzeugung geregelt werden kann.

45 § 36c EEG 2017

Der **Netzentwicklungsplan Strom (NEP)** wird im zweijährigen Turnus gemeinsam von den vier Übertragungsnetzbetreibern erstellt. Er muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes für die nächsten 10 bis 15 Jahre enthalten, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.<sup>46</sup> Die Berechnungen des NEP Strom basieren auf einem Szenariorahmen, der mindestens drei mögliche Entwicklungspfade – also Szenarien – enthalten muss, die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.<sup>47</sup> Zusätzlich gibt es auch ein längerfristiges Szenario. Der aktuelle Szenariorahmen 2030 für den **Netzentwicklungsplan Strom 2030**, Version 2017, umfasst vier Szenarien, wovon drei das Zieljahr 2030 haben und ein längerfristiges Szenario das Zieljahr 2035 hat.<sup>48</sup> Die Annahmen des Szenariorahmens gehen dann in die Marktsimulation ein. Ausgehend von einem Startnetz wird im Rahmen von Netzanalysen schließlich der Netzausbaubedarf determiniert. Hierbei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung maßgeblich,

46 § 12b Abs. 1 S. 2 i. V. m. § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Der Betrachtungsraum des Netzentwicklungsplans Strom bezieht sich auf mindestens die nächsten 10 und höchstens die nächsten 15 Jahre. Zusätzlich muss ein Szenario auch die wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens nächsten 15 Jahre und höchstens 20 Jahre darstellen.

47 §12a EnWG

48 50Hertz et al. (2017). Das Szenario A des NEP 2030 ist ein eher konservatives Szenario mit EE-Ausbau am unteren Rand des Ausbaukorridors und einem relativ größeren Anteil an konventioneller Stromerzeugung für das Zieljahr 2030. Das Szenario B mit den Zieljahren 2030 und 2035 ist ein Transformationsszenario mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende und Vorgaben zum maximalen CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Kraftwerkssektor. Als Innovationsszenario geht das Szenario C 2030 am weitesten mit einem schnellen EE-Zubau am oberen Rand des Ausbaukorridors, dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einem Anstieg des Stromverbrauchs, einer starken Diffusion von innovativen Stromwendungen sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

damit Systemstabilität und Versorgungssicherheit gewährleistet sind. Für die Bestimmung neuer notwendiger Netzentwicklungsmaßnahmen findet das **NOVA-Prinzip** Anwendung: Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau.<sup>49</sup> Das heißt, erst wenn Netzoptimierungs- und verstärkungsmaßnahmen ausgeschöpft sind, wird das Netz ausgebaut. **Netzoptimierung** kann beispielsweise durch Freileitungsmonitoring (FLM) erfolgen, wodurch unter Berücksichtigung der Betriebstemperatur der Leiterseile deren Übertragungskapazität besser ausgenutzt wird. Wenn in Zeiten von Starkwind niedrigere Außentemperaturen gepaart mit erhöhter Einspeisung durch Windenergieanlagen auftreten, erlaubt Sensorik punkt- oder abschnittsweise die Temperatur eines Leiterseils zu messen. Da der Wind die Leiterseile von außen kühlt, kann bei Freileitungsmonitoring mehr Strom transportiert werden als nach den statischen Annahmen der europäischen DIN-Norm<sup>50</sup> (siehe Kapitel 3). Im Bereich der **Netzverstärkung** kann der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) die Übertragungsfähigkeit der Netze erhöhen. Aufgrund ihrer Materialbeschaffenheit können HTLS unter höheren Temperaturen als herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiterseile betrieben werden, die ihr Limit unter Einhaltung der Sicherheitsbestimmungen bei einer typischen Maximaltemperatur von Leiterseilen von 80 Grad Celsius erreichen (siehe Kapitel 3). Die Umsetzung von FLM und HTLS führt zu einer Anhebung der thermischen Grenzen. Die Anwendung von FLM und HTLS hängt jedoch stark vom jeweiligen Anwendungsfall und von weiteren physikalischen Restriktionen wie zum Beispiel den Stabilitätsgrenzen ab. Dies wird in Kapitel 3 detailliert beschrieben.

Bei den Leistungsflussberechnungen im Rahmen der Netzanalyse des NEP findet das **(n-1)-Kriterium** Anwendung: Um den sicheren Netzbetrieb zu jedem

Zeitpunkt des Jahres zu gewährleisten, umfassen die Berechnungen ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes auch Netzschwächungen nach dem Ausfall von Betriebsmitteln.<sup>51</sup> Das (n-1)-Kriterium ist ein grundsätzlicher Sicherheitsstandard der Netzplanung und -betriebsführung. Es bedeutet, dass die Netzsicherheit bei maximalen Übertragungsaufgaben auch dann gewährleistet sein muss, wenn eine Komponente (zum Beispiel ein Stromkreis oder ein Transformator) ausfällt oder abgeschaltet wird. Der *Transmission Code* 2007 definiert das (n-1)-Kriterium wie folgt: „Ein Netz erfüllt die Anforderungen dieses Kriteriums, wenn es den störungsbedingten Ausfall einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) ohne unzulässige Einschränkungen seiner eigenen Übertragungs- oder Verteilungsfunktion übersteht. Dabei dürfen die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, damit es zu keiner Störungsausweitung kommt.“<sup>52</sup>

**Ab dem Jahr 2018** müssen die Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde bis Ende September eines jeden geraden Kalenderjahres einen **Umsetzungsbericht** zu den Netzausbauvorhaben liefern. Dieser soll den Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP enthalten sowie gegebenenfalls die maßgeblichen Gründe bei Verzögerungen des Netzausbaus.<sup>53</sup> Mindestens alle vier Jahre werden der NEP und der **Offshore-Netzentwicklungsplan** von der Regulierungsbehörde an die Bundesregierung als Entwurf für den **Bundesbedarfsplan** übermittelt.<sup>54</sup> Das vom Gesetzgeber verabschiedete Bundesbedarfsplangesetz stellt für die darin aufgeführten Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs fest. Das Bundesbedarfsplangesetz mit den aktuellen Vorhaben

49 50Hertz et al. (2017)

50 DIN EN 50182:2001-12. Hier werden bestimmte Annahmen zur Außentemperatur, Globalstrahlung und Windanströmung zum Leiter zugrundegelegt.

51 50Hertz et al. (2017), S. 84

52 TC (2007), S. 70

53 § 12d EnWG

54 § 12e EnWG

ist am 31. Dezember 2015 in Kraft getreten.<sup>55</sup> Es enthält insgesamt 43 Vorhaben, wovon 17 länder- oder grenzüberschreitend sind.

## 1.6.2. Netzbetrieb

### 1.6.2.1. Systemdienstleistungen – Frequenz- und Spannungshaltung

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen dazu verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben“.<sup>56</sup> Da Strom ein Echtzeitgut ist, muss die Versorgungssicherheit stets gewährleistet sein – also auch, wenn der Strom über viele Kilometer innerhalb Deutschlands oder des europäischen Verbundnetzes transportiert wird. Eine Voraussetzung ist dafür im deutschen Drehstromnetz, dass Strom, Frequenzen und Spannungen überall im Netz innerhalb eng definierter Parameter konstant bleiben, damit es zu keinen Grenzwertverletzungen kommt, die den sicheren Netzbetrieb gefährden. Die Frequenz ist eine systemweite Größe: Erzeugung und Verbrauch müssen stets im Gleichgewicht sein, damit die Netzfrequenz von 50 Hertz bis auf geringe regeltechnische Abweichungen eingehalten wird. Wenn mehr Strom produziert als verbraucht wird, kommt es zu einem Anstieg der Netzfrequenz. Umgekehrt sinkt die Frequenz, wenn der Strombezug die -einspeisung übersteigt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Regelverantwortung und müssen für die **Frequenzhaltung** die Schwankungen im Netz durch den Einsatz von Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve) ausgleichen. Zudem müssen sie den Austausch mit anderen Verbundnetzen regeln.<sup>57</sup> Da Deutschland im Zentrum Europas liegt, schließt das nicht nur die Importe und Exporte innerhalb der vier deutschen Regelzonen mit ein, sondern ebenso die mit den Nachbarländern, zu denen Interkonnektoren bestehen. Es obliegt

der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur **Versorgungssicherheit** beizutragen“.<sup>58</sup>

Die **Spannungshaltung** durch Blindleistungsbereitstellung ist hingegen eine lokale Größe, die von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern erbracht wird. Blindleistung kann von konventionellen Kraftwerken sowie von EE-Anlagen erzeugungsseitig bereitgestellt werden. Alternativ können technische Anlagen, die keinen Strom erzeugen, rein netzseitig zur Bereitstellung von Blindleistung dienen – sogenannte **Blindleistungskompensationsanlagen**. Es ist explizit im EnWG vorgesehen, dass Übertragungsnetzbetreiber auch solche geeigneten technischen Anlagen etwa zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung nutzen können.<sup>59</sup> Für die Lieferung von Blindleistung für das Übertragungsnetz sind sie meist direkt am Übertragungsnetz an den Tertiärwicklungen der Transformatoren oder in unterspannungsseitigen Schaltfeldern der Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen angeschlossen.<sup>60</sup>

Im technischen Sinne ist es der Netzbetreiber, der die Systemdienstleistungen Frequenz- und Spannungshaltung erbringt. Die Erzeugungs- und Kompensationsanlagen liefern hingegen die **Vorleistungen** Regelenergie beziehungsweise Blindarbeit, die für die jeweilige Systemdienstleistung (Frequenz- und Spannungshaltung) benötigt werden.<sup>61</sup>

55 BBPlG (2015)

56 § 11 S. 1 EnWG

57 § 12 Abs. 2 EnWG

58 § 12 Abs. 3 S. 1 EnWG

59 § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG

60 50Hertz et al. (2015)

61 vgl. Differenzierung in TC (2007). Übertragungsnetzbetreiber erbringen die Systemdienstleistungen Frequenz- und Spannungshaltung. Analog erbringen Verteilnetzbetreiber ebenfalls die Systemdienstleistung Spannungshaltung.

Des Weiteren können Übertragungsnetzbetreiber **besondere netztechnische Betriebsmittel vorhalten**, „um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einem tatsächlichen örtlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz wieder herzustellen. Mit dem Betrieb besonderer netztechnischer Betriebsmittel sind Dritte zu beauftragen“.<sup>62</sup>

Gemäß EnWG<sup>63</sup> sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, allgemeine technische Mindestanforderungen festzulegen. Die **technischen Mindestanforderungen**, die Erzeugungs- und Kundenanlagen beim Netzanschluss an die öffentlichen Energieversorgungsnetze zu erfüllen haben, sind in den Technischen Anwendungsregeln (TAR) für die jeweilige Spannungsebene vorgegeben.<sup>64</sup> Die TAR für die Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung werden vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik (VDE) erarbeitet und mit Stakeholdern konsultiert. Im Rahmen der Überarbeitung der Anwendungsregeln, die gegenwärtig alle vier Jahre stattfindet, ist der FNN vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zudem beauftragt, auch die europäischen Netzkodizes (*European Network Codes*) im deutschen Regelwerk umzusetzen und zu konkretisieren.

#### 1.6.2.2. Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen und Gefährdungen des Elektrizitätsversorgungssystems

In Abgrenzung zur **Systembilanz** als globale, systemweite Größe kann es lokal im Netz zu **Engpässen** kommen, wenn ein elektrisches Betriebsmittel den notwendigen Leitungsbedarf nicht übertragen kann. So ist beispielsweise bei Freileitungen für den maximal zulässigen Betriebsstrom der zu begrenzende Durchhang der Leiterseile ausschlaggebend,

aber auch andere Betriebsmittel wie Transformatoren können Engpässe darstellen. Wie bereits erwähnt, gilt grundsätzlich bei der Netzplanung und Betriebsführung als Sicherheitsstandard das **(n-1)-Kriterium**. Dies bedeutet, dass die Netzsicherheit bei maximalen Übertragungsaufgaben auch dann gewährleistet sein muss, wenn ein Betriebsmittel (zum Beispiel eine Leitung oder ein Transformator) ausfällt oder abgeschaltet wird. In der Praxis können vorübergehend lokal jedoch auch höhere Belastungen eintreten. So legen Übertragungsnetzbetreiber ihre Netze (n-1)-sicher mit jeweils zwei Stromkreisen aus, damit die Belastung bei maximal 50 Prozent liegt.

Jedoch gibt es lokal auf bestimmten Abschnitten – wie dieses Beispiel vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission zeigt – in besonderen Fällen beim Netzbetrieb auch Ausnahmen: „Allerdings können aufgrund der engen Vermaschung des Netzes auch lokale Belastungen von etwa 70 Prozent zulässig sein“.<sup>65</sup> Wenn ein System ausfällt, würde das andere System kurzfristig auf hundert Prozent gefahren werden. Es geht jedoch darum, langfristig durch „den rechtzeitigen Netzausbau und das aktive Mitwirken aller Beteiligten [...] derartige gefährliche Situationen“ zu vermeiden.<sup>66</sup>

Wenn sich die Überlastung eines elektrischen Betriebsmittels aufgrund der sich einstellenden Stromflüsse ergibt, müssen die Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen, um Netzengpässen vorzubeugen oder diese zu beheben, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Um Gefährdungen oder Störungen im Elektrizitätsversorgungssystem zu beseitigen, stehen den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene Instrumente zur Verfügung:

→ **Netzbezogene Maßnahmen:** Diese Maßnahmen umfassen insbesondere Netzschaltungen.<sup>67</sup>

62 § 11 Abs. 3 EnWG

63 § 19 Abs. 1 und Abs. 3 EnWG

64 Dies umfasst die TAR (Technische Anwendungsregel) Niederspannung, TAR Mittelspannung, TAR Hochspannung und TAR Höchstspannung.

65 50Hertz (2017)

66 50Hertz (2017)

67 § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG

→ **Marktbezogene Maßnahmen:** Hierzu gehören zum Beispiel der Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten sowie das Management von Engpässen.<sup>68</sup> Der *Redispatch* gehört zu den marktbezogenen Maßnahmen, die – fußend auf § 13 (1) EnWG – dazu eingesetzt werden können, einen regionalen Netzengpass zu beseitigen (im Gegensatz zum Einsatz von Regelenergie, die dem Ausgleich der Systembilanz dient). Dazu greift der Übertragungsnetzbetreiber vereinfacht gesagt auf „Kraftwerkspärchen“ auf den unterschiedlichen Seiten des Engpasses zu: Während das eine Kraftwerk jenseits des Engpasses seine Leistung reduziert, erhöht das Kraftwerk auf der anderen Seite des Netzengpasses seine Leistung. Die Systembilanz bleibt dabei unverändert – es ist lediglich die örtliche Verteilung der eingespeisten Erzeugungsleistung, die sich durch die Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers ändert. Des Weiteren wird *Redispatch* auch zur Blindleistungskompensation aus Kraftwerken für die Spannungshaltung eingesetzt. Erzeugungsanlagen, die über eine Nennleistung ab zehn Megawatt verfügen, sind verpflichtet, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers am *Redispatch* teilzunehmen. Das heißt, sie müssen ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers entsprechend anpassen.<sup>69</sup> Hierfür enthalten sie eine angemessene Vergütung. Während im Jahr 2015 ein *Redispatch*-Volumen von 15.436 Gigawattstunden zu verzeichnen war, betragen die *Redispatch*-Maßnahmen 2016 11.475 Gigawattstunden.<sup>70</sup>

→ **Einsatz von zusätzlichen Reservekraftwerken:** Hierunter fällt die Aktivierung der Netzreserve und der Kapazitätsreserve.<sup>71</sup>

→ **Anpassungsmaßnahmen<sup>72</sup>:** Wenn die zuvor beschriebenen Maßnahmen zur Beseitigung des Risikos oder der Störung im Systembetrieb nicht greifen, stehen den Übertragungsnetzbetreibern weitere Mittel zur Verfügung. Hierunter fallen Anpassungen der Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihrer Regelzone. Soweit möglich sollen hierbei betroffene Verteilnetzbetreiber und Stromhändler vorab informiert werden.

→ **Einspeisemanagement:** Unter Anpassungsmaßnahmen fällt auch das Einspeisemanagement (EinsMan), das heißt, die Reduktion beziehungsweise Abregelung von Erneuerbare-Energien-Strom und von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.<sup>73</sup> Da grundsätzlich der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen gilt, stellt das Ergreifen von EinsMan-Maßnahmen sozusagen eine *Ultima Ratio* dar, wenn die anderen Maßnahmen erschöpft sind. EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab einer Leistung von 100 Kilowatt müssen mit einer technischen Einrichtung ausgestattet sein, sodass der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung jederzeit ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann.<sup>74</sup> Im Allgemeinen ist es der Anschlussnetzbetreiber – also in der Regel der Verteilnetzbetreiber –, der über den Zugriff auf die Anlagen verfügt. Es kann dennoch eine Abregelung über EinsMan auf Anordnung des Übertragungsnetzbetreibers geschehen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn horizontale Netzengpässe in höheren Spannungsebenen im Übertragungsnetz auftreten und alle anderen Maßnahmen bereits ausgeschöpft sind. Im Gegensatz zu den anderen Anpassungsmaßnahmen (siehe oben) ist EinsMan entschädigungspflichtig: Die durch

68 § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

69 § 13a EnWG

70 BNetzA (2017b)

71 § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG

72 § 13 Abs. 2 EnWG

73 § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14 EEG

74 § 9 Abs. 1 EEG. Es gibt gesonderte Regelungen für Betreiber von Solaranlagen mit teils unterschiedlichen Optionen einer fernsteuerbaren Einrichtung oder Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung, je nach installierter Leistung.

EinsMan-Maßnahmen entgangenen Einnahmen müssen den betroffenen Anlagenbetreibern gemäß Härtefallregelung entschädigt werden.<sup>75</sup> Der Netzbetreiber kann die Kosten hierfür bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen.<sup>76</sup>

### 1.6.3. Einordnung von EinsMan und Redispatch

Die Kosten für *Redispatch*, für das Vorhalten und den Einsatz von Reservekraftwerken als auch für die Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement werden über die Netzentgelte an die Stromverbraucher weitergegeben. Daher erregen Berichte über einen Anstieg der Kosten in diesem Segment immer wieder Aufsehen, was sich nicht zuletzt negativ auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken kann. Hierbei ist anzumerken, dass die Ursachen für Netzengpässe komplex sind und eine verursachergerechte Kostenallokation zur Finanzierung der Entschädigungszahlungen daher schwer möglich ist. In diesem Kontext sind die fehlende Flexibilität im konventionellen Kraftwerkspark, die bereits erwähnten europäischen Stromtransite und Verzögerungen beim Netzausbau ebenso als Ursachen zu erwähnen. Da die Netzentgelte regional differenziert sind, spielt zudem die geografische Konzentration der Abregelungsmaßnahmen eine große Rolle. So fielen im Jahr 2016 geschätzte Entschädigungsansprüche in der Höhe von 372,7 Millionen Euro für EinsMan (auf Anweisung des Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreibers) und 218,8 Millionen Euro geschätzte Kosten für die Ergreifung von *Redispatch*-Maßnahmen an.<sup>77</sup> 72,3 Prozent der EinsMan-Maßnahmen wurden 2016 in Schleswig-Holstein ergriffen, gefolgt von den Bundesländern Brandenburg (9,0 Prozent) und

Mecklenburg-Vorpommern (8,5 Prozent).<sup>78</sup> Entsprechend ähnlich schlägt sich das auch in der Struktur der Entschädigungszahlungen nieder.

Im Jahr 2016 wurden *Redispatch*-Maßnahmen mit einem Volumen von insgesamt 11.475 Gigawattstunden ergriffen (*Redispatch*: Drosselung und Erhöhung von Kraftwerken).<sup>79</sup> Dies entsprach einem Rückgang zum Vorjahr, in dem das *Redispatch*-Volumen 15.436 Gigawattstunden betrug. Allerdings war die Anwendung von *Redispatch*-Maßnahmen in den Jahren zuvor gestiegen. Beim Einspeisemanagement ließ sich 2016 nach Jahren ebenfalls erstmals wieder eine rückläufige Entwicklung verzeichnen: Im Jahr 2016 wurden 3.743 Gigawattstunden abgeregelt, im Gegensatz zu 4.722 Gigawattstunden im Jahr 2015. In Bezug auf die jährliche Nettostromerzeugung, die sich in Deutschland knapp um die 600 Terawattstunden bewegt,<sup>80</sup> bewegen sich die EinsMan-Mengen unter einem Prozent des erzeugten Nettostroms. Allerdings zeichnet sich trotz der rückläufigen Zahlen im Jahr 2016 eine insgesamt steigende Tendenz ab, wie auch die Zahlen der ersten Monate für 2017 belegen (siehe Kapitel 1.1).

75 § 15 Abs. 1 EEG. Gemäß der Härtefallregelung werden 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigt. Wenn mehr als ein Prozent der Einnahmen in einem Jahr betroffen sind, wird zu hundert Prozent entschädigt.

76 § 15 Abs. 2 EEG

77 BNetzA (2017b)

78 BNetzA (2017b)

79 BNetzA (2017b)

80 BNetzA und Bundeskartellamt (2016). So betrug die Nettostromerzeugung im Jahr 2015 594,7 Terawattstunden und 2014 583,6 Terawattstunden.



## 2. Netzbetrieb in Gegenwart und Zukunft

Die vermehrte Einspeisung von Strom aus den variablen erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind führt zu einer Veränderung der Lastflüsse sowohl in den Verteilnetzen als auch im Übertragungsnetz. Die Wirkung auf das Übertragungsnetz hat zwei wesentliche Gründe: Zum einen unterscheiden sich die regionalen Leistungsbilanzen der unterlagerten Verteilnetze (mit den dort installierten dezentralen Erzeugungseinheiten) sehr stark, zum anderen werden Offshore-Windparks als neue große Einspeisesysteme mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz – anders als bisher die meisten konventionelle Kraftwerke – in oft großer Entfernung zu Verbrauchszentren installiert.

Die Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie kann innerhalb kurzer Zeiträume um nahezu die gesamte in der betreffenden Region installierte Erzeugungskapazität schwanken. Die Betreiber des Übertragungsnetzes müssen also eine größere Vielfalt an Betriebssituationen als bisher sicher beherrschen können. Dazu kommt, dass genaue Vorhersagen des Belastungsverlaufes von Leitungen und Transformatoren für die Planung eines möglichst effizienten Netzbetriebs an Bedeutung gewinnen. Durch die immer weiter steigende Rolle der Einspeiseprognosen von EE-Anlagen werden diese Vorhersagen immer aufwendiger.

Die Netzbetreiber müssen unabhängig von den auftretenden Leistungsflüssen stets die Kriterien der Netzsicherheit und Systemstabilität einhalten. Dass der Betriebszustand des Netzes einschließlich des Kraftwerkseinsatzes permanent überwacht und eingestellt werden muss, gilt umso mehr unter dem **Einfluss der steigenden Zahl unterschiedlicher Betriebssituationen**. Mit der Veränderung der Stromerzeugung ändern sich dabei auch die Eingriffsmöglichkeiten und deren Einsatz durch die Betriebsführung.

Bei der Betrachtung der Entwicklungen über einen Zeitraum von mehreren Jahren wird erkennbar, dass sich aus den Veränderungen des Systems auch deutliche Änderungen für die Betriebsführung der Netze ableiten lassen. **Dazu wird in diesem Kapitel der Netzbetrieb analysiert, und seine Möglichkeiten und operativen Grenzen werden diskutiert.** Beispiele illustrieren die praktische Relevanz verschiedener Kriterien. Aus den zu erwartenden Systemänderungen zwischen 2020 und 2030 werden qualitativ zu erwartende Änderungen für die Betriebsführung abgeleitet.

### 2.1. Bedingungen des sicheren Netzbetriebs

Eine grundlegende Grenze für die Leistungsübertragung im Stromnetz ist die Auslastung der Betriebsmittel (Leitungen, Kabel, Transformatoren, Schalter, Messwandler etc.) in Bezug auf ihre **Stromtragfähigkeit**, das heißt den maximalen Strom, der ohne thermische Überlastung übertragen werden kann. Eine zu starke Erwärmung verringert die Lebensdauer der Betriebsmittel und führt im schlechtesten Fall zu deren unmittelbarem Ausfall oder anderen unerwünschten Folgen der Hitzeentwicklung. Auf die thermischen Grenzen wird unten noch ausführlicher eingegangen.

Der Stromfluss innerhalb des Netzes stellt sich stets entsprechend der physikalischen Gesetzmäßigkeiten ein und kann deshalb nur sehr begrenzt gesteuert werden, wenn die Höhe der Lasten und Einspeisungen an den Knotenpunkten des Netzes bereits vorgegeben ist. Um unter diesen Bedingungen die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel zu einem gegebenen Zeitpunkt zu bestimmen, werden sogenannte Lastflussrechnungen eingesetzt. Diese basieren auf einfachen mathematischen Modellen der Netzbetriebsmittel.

Das Auftreten von **Netzengpässen** kann im Wesentlichen nur durch Erhöhung der vorhandenen Übertragungskapazität (Netzausbau) oder durch Eingriffe in Einspeisung und Verbrauch behoben werden. Kurzfristig, also im Rahmen der Netzführung, kann die Versorgungssicherheit demnach nur durch Steuereingriffe sichergestellt werden (siehe auch Kapitel 1.6.2.2.), sodass Schäden an Netz, Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verhindert werden.

Für die Planung des Kraftwerkseinsatzes und Steuereingriffe in Erzeugung und Verbrauch ist auch die Einhaltung des Gleichgewichts aus Erzeugung und Verbrauch zur Frequenzhaltung wichtig (Systembilanz). Dieses Thema ist jedoch weitgehend unabhängig von der Frage des Bedarfs an Netzausbau und Engpassmanagement und soll deshalb hier nicht weiter ausgeführt werden.

Ein weiteres grundlegendes Kriterium des sicheren Netzbetriebs ist die **Einhaltung von Spannungsgrenzwerten** auf allen Spannungsebenen. Die Verletzung von Spannungsgrenzen kann ebenso wie das Auftreten von Betriebsmittelüberlastungen mithilfe von Lastflussrechnungen festgestellt werden. Das Thema Spannungshaltung ist sowohl für die Netzplanung als auch für die Betriebsführung relevant. Während für die Netzplanung im Verteilnetz der Netzausbau die wichtigste Maßnahme zur Einhaltung der Spannungsgrenzen ist, spielen im Übertragungsnetz die Netzverstärkung mit Kompensationsanlagen und der Zugriff auf Kraftwerksblindleistung die wichtigste Rolle. Für die Spannungshaltung in der täglichen Betriebsführung im Übertragungsnetz wird der Blindleistungseinsatz gezielt gesteuert. Da auch Einspeisung und Verbrauch wichtige Einflussgrößen auf die Spannung sind, kann auch deren Anpassung in letzter Instanz zur Spannungshaltung eingesetzt werden (spannungsbedingter *Redispatch*).

Der Begriff der **Stabilität** beschreibt die Fähigkeit eines Systems, ausgehend von einem anfänglichen Betriebszustand im Gleichgewicht nach Einwirkung einer Störung zu einem neuen Gleichgewicht zu fin-

den, ohne dass in den Gleichgewichten und während des Übergangs bestimmte Grenzen der Betriebsparameter verletzt werden. Um die Anwendung dieses Kriteriums zu illustrieren, werden im folgenden Unterabschnitt die Auswirkungen von Fehlern („Störungen“) beschrieben.<sup>81</sup> In Abschnitt 2.4 wird darauf eingegangen, welchen Einfluss die Stabilität auf Netzausbau und Engpassmanagement haben kann.

Die Einhaltung der Grenzen des sicheren Netzbetriebs muss nicht nur im normalen Betrieb gewährleistet sein, sondern sie muss auch robust sein gegenüber Fehlern im Netz. Weil Fehler wie Kurzschlüsse, Leitungsunterbrechungen oder Kraftwerksausfälle jederzeit auftreten können, wird in der Betriebsführung stets eine ausreichende Reserve für solche Fälle bereitgehalten. Dieses Sicherheitskriterium wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet und sowohl in der Planung als auch in der Betriebsführung berücksichtigt. Die Bezeichnung „n minus eins“ deutet an, dass im Grundsatz der Ausfall jedes beliebigen Betriebsmittels aufgefangen werden soll, ohne dass dabei die Grenzen des sicheren Netzbetriebs verletzt werden. So wird verhindert, dass durch den Eintritt eines Fehlers eine Kaskade weiterer Fehler ausgelöst wird.

## 2.2. Fehlerfälle und ihre Auswirkungen

Grundsätzlich können beim Betrieb von elektrischen Versorgungsnetzen verschiedenartige Fehler auftreten. Zu allen Fehlerarten gibt es geeignete Maßnahmen zur Vermeidung und zur Begrenzung der Auswirkungen, die von den Netzbetreibern systematisch angewandt werden. In den folgenden Absätzen werden beispielhaft einige Fehler und deren mögliche Auswirkungen beschrieben. Größere Fehler treten extrem selten auf: Entweder, wenn gleich mehrere Gegenmaßnahmen versagen, oder wenn gleichzeitig und unabhängig voneinander mehrere Fehler auf-

81 Für eine ausführliche Definition und Diskussion der Stabilität von Stromversorgungssystemen sei auf Kundur et al. (2004) verwiesen.

treten, deren gemeinsame Auswirkungen nicht mehr beherrscht werden können.

In der Praxis sind die meisten Fehler auf externe Einflüsse zurückzuführen (Blitzeinschläge, Äste von Bäumen oder andere physikalische Einwirkungen an Freileitungen, Kabelschäden durch Erdarbeiten etc.). Weiterhin können auch Fehler aus dem Bereich des Netzbetriebs zu Fehlern führen (menschliches Versagen: Schaltfehler). In diesem Zusammenhang spielt auch der Netzschutz eine Rolle, also das automatische System zur Erkennung von Fehlern und deren kurzfristiger Behebung. Der Netzschutz überwacht kontinuierlich die Leitungen und Transformatoren, um Überlastungen oder Kurzschlüsse zu erkennen und das betroffene Betriebsmittel abzuschalten, bevor weiterer Schaden entsteht. Das Betriebsmittel steht dann dem Netz solange nicht mehr zur Verfügung, bis es nach Klärung des Problems und gegebenenfalls erforderlicher Reparatur wieder zugeschaltet wird. Der Netzschutz als technisches System kann aber ebenso von Fehlfunktionen betroffen sein, die dann auf das Netz wirken.

### 2.2.1. Fehlerfälle

Zu den häufigsten Fehlern gehören **Kurzschlüsse**, also unbeabsichtigt auftretende leitende Verbindungen zwischen spannungsführenden Teilen. Sie werden durch viele verschiedene Ursachen ausgelöst: Versagen der Isolation infolge von Alterung oder Verschmutzung, menschliches Versagen durch Schaltfehler, äußere Einflüsse wie Gewitter, Vögel, Baggerarbeiten etc. Kurzschlüsse führen einerseits zu hohen Strömen in Richtung des Kurzschlusses, andererseits sinkt die Spannung in der Nähe des Fehlers stark ab. Im Übertragungsnetz sind die Schutzsysteme dafür ausgelegt, innerhalb von 150 Millisekunden jeden Kurzschluss zu erkennen und betroffene Betriebsmittel abzuschalten.<sup>82</sup>

Wenn diese **Schutzsysteme** nicht richtig funktionieren, lassen sich folgende Fälle unterscheiden:

- Spontane Schutzauslösungen – es erfolgt die Abschaltung von Betriebsmitteln, obwohl gar kein Kurzschluss vorliegt.
- Schutzüberfunktion – es werden nicht betroffene Betriebsmittel abgeschaltet, obwohl ein anderes Betriebsmittel von dem Kurzschluss betroffen ist.
- Schutzversagen – ein Betriebsmittel wird nicht abgeschaltet, obwohl ein Kurzschluss vorliegt. Dies führt dann zu einer Störungsausweitung: In der Regel werden dann durch den sogenannten Reserveschutz mehrere Betriebsmittel der Nachbarschaft ausgeschaltet und der Fehler damit doch noch (wenn auch verzögert) geklärt.

Neben der Abschaltung von Betriebsmitteln als Folge von Kurzschlüssen werden Schutzgeräte auch dafür eingesetzt, eine thermische Überlastung zu verhindern (Überstromschutz) oder die Folgen einer zu niedrigen Spannung zu vermeiden (Unterspannungsschutz). Diese Geräte reagieren im Falle einer Auslösung ebenfalls mit der Abschaltung der überwachten Betriebsmittel.

Unabhängig vom Netzschutz können in allen Kraftwerken interne Probleme auftreten, die eine sofortige Trennung vom Netz erfordern und damit einen Kraftwerksausfall bewirken.

### 2.2.2. Auswirkungen

Wird ein belastetes Betriebsmittel im Netz abgeschaltet, muss sich der Lastfluss im Netz neu einstellen. Dabei kann es zur Verletzung von thermischen Grenzen oder Spannungsgrenzen an anderen Betriebsmitteln im stationären Zustand kommen. Ein erster Fehler, der zum Verlust eines Betriebsmittels führt, kann so die Überlastung anderer Betriebsmittel zur Folge haben, die daraufhin ebenfalls vom Schutz abgeschaltet werden. In der Folge werden daraufhin weitere Betriebsmittel überlastet. Im Extremfall können so aus kleinen Fehlern Großstörungen entstehen. Die Beachtung des (n-1)-Kriteriums soll genau diese **Fehlerkaskade** verhindern.

82 50Hertz et al. (2015)

Die Abschaltung von Betriebsmitteln wirkt sich, zum Beispiel nach Ausfall stark belasteter Leitungen oder nach Kraftwerksausfällen, auch auf die Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung aus. Stehen dann nicht genügend Blindleistungsreserven zur Verfügung, kann die Spannung nach und nach immer weiter absinken, bis es aufgrund zu geringer Spannung zu weiteren Abschaltungen kommt (**Spannungskollaps**).

Die Tiefe von Spannungseinbrüchen bei Kurzschlüssen sowie die Höhe der Spannung nach der Fehlerklärung sind für den Betrieb von Synchronmaschinen von Bedeutung. Diese Maschinen sind die klassischen Generatorsysteme in konventionellen Großkraftwerken und laufen (bedingt durch ihr Funktionsprinzip) mit einer fest an die Netzfrequenz gekoppelten Drehzahl. Im Falle von Fehlern im Netz kommt es an diesen Maschinen zu Beschleunigungs- und nach Fehlerklärung zu Abbremsungseffekten, wobei die auftretenden Kräfte und die dynamisch als Rotationsenergie zwischengespeicherten Energiemengen bestimmte Grenzen nicht überschreiten dürfen. Zu niedrige Spannungen führen zu einer Verringerung dieser Grenzen. Die Maschinen sind dann weniger robust gegenüber Störungen, sodass sie dabei leichter ihre feste Kopplung an die Netzfrequenz verlieren können. Wenn dieser Fall eintritt, müssen sie vom Netz getrennt werden. Dieser dynamische Aspekt des Maschinenverhaltens im Übergang bei Netzfehlern wird als **transiente Stabilität** bezeichnet.<sup>83</sup>

Bei unzureichender Dämpfung können auch kleine Veränderungen im System (wie zum Beispiel übliche Lastschwankungen) zu Schwingungen in Synchrongeneratoren führen. Wenn (aufgrund der mangelnden Dämpfung) diese Schwingungen zu größeren elektromechanischen Kräften führen, können auch dadurch Maschinen ihre feste Kopplung an die Netzfrequenz verlieren. Diese Schwingungseffekte werden als **Netzpendeln oder Leistungspendeln** bezeichnet. Stabile Netzzustände zeichnen sich durch ausrei-

chende Dämpfung aus, die diese Form der Instabilität verhindert.

Kraftwerksausfälle zählen zu den wichtigsten Ursachen für größere Auslenkungen aus dem Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch. Diese Auslenkungen machen sich als Frequenzabweichungen im gesamten Netz bemerkbar und werden mithilfe von Regelenergie aufgefangen. Wie bereits erwähnt, ist dieses Thema weitgehend unabhängig von Netzausbau und Engpassmanagement. In den folgenden Abschnitten wird auf die für den Schwerpunkt dieser Studie relevantesten Kriterien genauer eingegangen.

### 2.3. Thermische Grenzen

Stromfluss in elektrischen Leitern ist praktisch immer mit Verlusten verbunden, die zu einer Erwärmung des Leiters führen. Die Höhe dieser Verluste hängt von den physikalischen Eigenschaften des Leiters und von der Höhe des Stromflusses ab. Mit steigender Temperatur des Leiters bei steigendem Stromfluss erhöhen sich auch die Verluste. Dennoch sind diese Verluste bis zu einem gewissen Grad wirtschaftlich unproblematisch. Für die Netzbetriebsführung relevanter ist die aus den Verlusten resultierende Leitererwärmung.

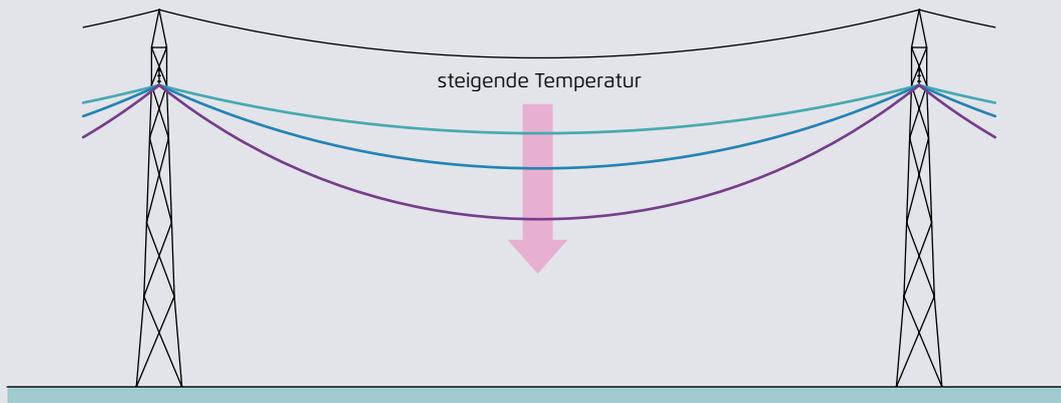
Bei **Freileitungen** führt die aus der Erwärmung resultierende Längenänderung der Leiter zu erhöhtem Durchhang der Leiterseile (Abbildung 4). Damit der Durchhang nicht zu groß wird, muss die Leitertemperatur begrenzt werden (eine typische maximale Dauertemperatur von Leiterseilen ist 80 Grad Celsius).<sup>84</sup> Andernfalls kann die Umgebung unter den Leitern zu starken elektrischen und magnetischen Feldern ausgesetzt werden, sodass das Risiko von Kurzschlüssen steigt beziehungsweise Grenzwerte des Immissions-schutzes überschritten werden.

83 Kundur et al. (2004)

84 DIN EN 50182:2001-12

Vereinfachte Darstellung einer resultierenden Längenänderung der Leiterseile bei steigender Temperatur (Leiterseildurchhang)

Abbildung 4



Eigene Darstellung, Energynautics GmbH (2017)

Bei **Kabeln**, die im Übertragungsnetz in deutlich geringerem Umfang eingesetzt werden als Freileitungen, ist anstelle des Durchhangproblems die Erwärmung des Isolationsmaterials der ausschlaggebende limitierende Faktor. Eine zu hohe Leitertemperatur vermindert die Lebensdauer der hitzeempfindlichen Kabelisolation; damit steigt die Gefahr von Kurzschlüssen.

Auch bei Transformatoren entsteht durch den Stromfluss eine Erwärmung, die begrenzt werden muss, damit die Lebensdauer nicht übermäßig verkürzt wird. Da bei Transformatoren oft Öl als Isolationsmittel verwendet wird, besteht durch übermäßige Erhitzung im schlimmsten Fall zudem ein Brandrisiko.

Zur Begrenzung der Betriebsmitteltemperatur wird üblicherweise mit spezifischen Maximalströmen gearbeitet, die in Abhängigkeit der äußeren Bedingungen unterschiedlich gewählt werden. An windigen kalten Wintertagen können auch ohne Temperaturüberwachung der Leiterseile für Freileitungen deutlich höhere Maximalströme angesetzt werden als an windstillen heißen Sommertagen. Eine per-

manente Temperaturüberwachung mit kurzfristiger Anpassung der Leitungsbelastbarkeit in der Netzführung ist ebenfalls möglich, aber aufgrund des höheren Aufwandes bisher nur an ausgewählten Stellen im Einsatz. Dieses sogenannte Freileitungsmonitoring wird im Rahmen der *Toolbox* in Kapitel 3 diskutiert.

Bei Fehlern im Netz können Leitungen, Kabel und Transformatoren kurzzeitig überlastet werden, ohne dass es zu einer kritischen Erwärmung und Verkürzung der Lebensdauer kommt.

## 2.4. Stabilitätsgrenzen

Bei den Stabilitätskriterien besteht nur für einige Stabilitätsaspekte eine Wechselwirkung mit Netzausbau und Engpassmanagement.

Direkt herstellbar ist ein Zusammenhang im Falle der **Spannungsstabilität von Freileitungen**. Sofern die thermische Strombelastbarkeit einer Freileitung nicht das begrenzende Kriterium ist, wird die übertragbare Leistung stark von der verfügbaren Blind-

leistungskompensation beeinflusst. Bei zu geringer Kompensation kann aufgrund großer sich einstellender Spannungsdifferenzen nur eine geringe Leistung übertragen werden. Eine unzureichende Kompensation wird insbesondere dann relevant, wenn infolge eines Kraftwerksausfalles gleichzeitig mehr Leistung übertragen werden muss und weniger Kraftwerksblindleistung abgerufen werden kann.<sup>85</sup> Durch Vorhaltung von mehr Kapazität zur Blindleistungskompensation lässt sich die sicher übertragbare Leistung erhöhen. Zu viel Kompensation erhöht allerdings die Gefahr eines Spannungskollapses, denn die Stabilitätsgrenze der Spannung wird dadurch in die Nähe ihres normalen Betriebsbereiches verschoben.

Bisher ist die Grenze der Spannungsstabilität im deutschen Übertragungsnetz noch weitgehend unproblematisch, da die maximalen thermischen Betriebsströme der Leitungen meist deutlich unter dieser Grenze liegen. Dies kann sich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung ändern: Wird bei ansonsten ähnlichen Leitungsparametern die Stromtragfähigkeit von Leitungen angehoben, gewinnt automatisch die Stabilitätsgrenze an Bedeutung, da sie durch diese Maßnahmen nicht wesentlich verändert wird.

Bei der **transienten Stabilität** gibt es ebenfalls einen Zusammenhang zum Netzausbau. Hintergrund sind hier vor allem die Leitungsauslastung vor dem Eintritt eines Spannungseinbruchs sowie die Kurzschlussleistung nach Fehlerklärung. Hohe Übertragungsleistungen (und damit auch hohe Leitungsauslastungen) bedeuten relativ hohe Winkeldifferenzen der Spannungen zwischen verschiedenen Netzknoten.<sup>86</sup> Höhere anfängliche Winkeldifferenzen bedeuten ein höheres Risiko für die transiente Stabilität. Nach Fehlerklärung ist die verbleibende Kurzschlussleistung wichtig für die Höhe der Spannung und damit für die Fähigkeit des Synchrongenerators, die feste Kopplung an die Netzfrequenz beizubehalten. Sowohl

die Winkeldifferenzen zwischen den Netzknoten als auch die Höhe der Kurzschlussleistung werden durch Netzausbau beeinflusst. Mehr Netzausbau bewirkt geringere Winkeldifferenzen und höhere Kurzschlussleistung. Erhöhte Stromtragfähigkeit von Leitungen ohne wesentliche Änderung der elektrischen Leitungsparameter erhöht damit auch die Relevanz der transienten Stabilität.

Freileitungsmonitoring als Maßnahme der Netzoptimierung sowie Hochtemperaturleiterseile als Netzverstärkung bewirken eine Anhebung der Strombelastbarkeit von Freileitungen (Anhebung der thermischen Grenzen). Durch die höheren Ströme verändert sich der Blindleistungshaushalt, und die Relevanz der Stabilitätsgrenzen (aus der Spannungsstabilität und aus der transienten Stabilität) steigt sowohl in der Netzplanung als auch im Netzbetrieb.

Um das Risiko einer Verletzung von Stabilitätsgrenzen zu minimieren, haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Obergrenze des Leitungstroms von 3.600 Ampere beziehungsweise in einigen Fällen auch 4.000 Ampere festgelegt.<sup>87</sup> Diese Grenze liegt bei vielen bestehenden Leitungen noch oberhalb der thermischen Maximalbelastbarkeit. Bei neuen Leitungssystemen wird die thermische Belastbarkeit üblicherweise auf diese Stabilitätsgrenze abgestimmt. In einigen Fällen kann diese Grenze auch durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder Freileitungsmonitoring erreicht werden. Wenn diese Grenze mit einer bestehenden herkömmlichen Leitung bereits erreicht wird, wird auf die Anwendung dieser Optimierungs- beziehungsweise Verstärkungsmaßnahmen verzichtet.

85 50Hertz et al. (2012)

86 Leonhard, W. (1980)

87 50Hertz et al. (2015)

## 3. *Toolbox* für Stromnetze der Zukunft

### 3.1. Auswahl der Werkzeuge und Bewertungskriterien

Ziel der in dieser Studie vorgestellten *Toolbox* ist es, die im Rahmen der Netzplanung und Netzbetriebsführung der Übertragungsnetzbetreiber heute und zukünftig verfügbaren Werkzeuge nach Kategorien zusammenzufassen und zu bewerten. Die Auswahl der Werkzeuge – oder *Tools* – wurde von Energynautics und Agora Energiewende unter Einbeziehung von Diskussionen mit dem Begleitkreis der Studie gemeinsam getroffen. Im Fokus der Auswahl stehen technische Werkzeuge mit Bezug zur Netzplanung und Netzführung. Aus diesem Grund wurden einige andere Aspekte bewusst nicht behandelt, wie zum Beispiel Netzreserve, Netzstabilitätsanlagen, Netzausbaugebiete, da diese eher der Stromerzeugungsseite als dem Netz zuzuordnen sind. Auch Fragen der Marktintegration der Erneuerbaren Energien werden ausgeklammert. Da das Übertragungsnetz im Mittelpunkt steht, werden Werkzeuge und Maßnahmen für Verteilnetzbetreiber ebenfalls nicht diskutiert.

Bei der Betrachtung der ausgewählten Werkzeuge steht deren Funktionalität im Vordergrund, nicht deren technische Details. Einige der ausgewählten Werkzeuge können nicht ohne Anpassungen im regulatorischen Rahmen verwendet werden. Dieses „regulatorische Defizit“ stellt dann ein Hemmnis für die Umsetzung des Werkzeugs dar. In der Diskussion der Werkzeuge wird auf diese Hemmnisse hingewiesen.

Im Rahmen dieser Studie werden die folgenden Werkzeuge diskutiert und bewertet:

**1. Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring** – Hochtemperaturleiterseile fallen unter Netzverstärkungsmaßnahmen, das Freileitungsmonitoring gehört zur Netzoptimierung. Hier handelt es sich nicht um klassische Netzausbau-

maßnahmen, da größere Eingriffe wie der Neubau von Trassen zur Erhöhung der Übertragungskapazität hierdurch reduziert werden können.

**2. Netzdienlicher Einsatz von Speichern** – Mithilfe von Speichern können Schwankungen aus variabler Einspeisung und variablem Verbrauch in gewissem Umfang ausgeglichen werden. Der Begriff *Multi-Use*-Einsatz bezeichnet dabei die Kombination von marktbasierendem und netzdienlichem Betrieb für die einzelnen Speichersysteme.

**3. Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz (FACTS<sup>88</sup>, PST<sup>89</sup>, HGÜ<sup>90</sup>)** – Die Verbesserung der Lastflusssteuerung ermöglicht, dass einzelne Leitungen besser ausgelastet werden können und auf anderen Leitungen systematisch Kapazität freigehalten werden kann. Dieses *Tool* erweitert die Möglichkeiten netzbezogener Maßnahmen mit der Folge, dass weniger marktbezogene Maßnahmen zur Engpassbeseitigung erforderlich werden. Die Lastflusssteuerung selbst gehört zur Netzoptimierung, ein hierzu erforderlicher Zubau von *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) in der Regel zur Netzverstärkung.

**4. Online Dynamic Security Assessment (Online-DSA) für die Netzleitstelle** – Die weiter steigende Variabilität der Betriebssituationen, die steigende Komplexität durch Einführung neuer Betriebsmittel und die zunehmende Bedeutung von Stabilitätsgrenzen in der Zukunft erfordern neue Möglichkeiten für die Betriebsführung, um dynamische Aspekte der Netzsicherheit kurzfristig evaluieren zu können. Unter dem Namen Online-DSA wird ein solches neues Werkzeug der dynamischen Sicherheitsbewertung behandelt, das Netzzustände in Echtzeit visualisiert. Dieses *Tool* gehört zur Netzoptimierung.

88 FACTS: *Flexible AC Transmission Systems*

89 PST: Phasenschiebertransformator

90 HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

**5. Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums (RBSA<sup>91</sup>, Automatisierung)** – Das sogenannte (n-1)-Kriterium ist ein bewährtes deterministisches Kriterium der Netzsicherheit, kann jedoch Wahrscheinlichkeiten von Prognosen und Risiken von Fehlern nicht effizient berücksichtigen. Zudem kann ein sehr schneller Abruf einer netz- und marktbezogenen Maßnahme im Engpassmanagement erlauben, die Maßnahme nicht bereits präventiv zur Vorbereitung eines möglichen Ausfalls eines Betriebsmittels, sondern erst kurativ unmittelbar und sehr zeitnah nur nach einem tatsächlichen Ausfall eines Betriebsmittels zu nutzen. Dies reduziert den Umfang von marktbezogenen Maßnahmen wie *Redispatch* und Einspeisemanagement. Eine solche Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums gehört zur Netzoptimierung.

Die Werkzeuge der *Toolbox* werden nach gleichen Kriterien bewertet. Auf Grundlage der ausgewerteten Literatur zu den einzelnen Werkzeugen werden qualitativ technische Wirkungen (Einfluss auf die Übertragungskapazität), Netzkosten (Anlagen, *Redispatch*, Einspeisemanagement), gesellschaftliche Wirkungen (Landschaftsnutzung, Akzeptanz) und Realisierungszeiten betrachtet. Wie in Kapitel 1 bereits beschrieben wurde, sind für die Realisierbarkeit der kurzfristige Zeithorizont bis 2020 sowie die mittelfristige Perspektive bis 2030 von besonderem Interesse.

In den folgenden Abschnitten werden die Werkzeuge nach einem einheitlichen Schema diskutiert: Zunächst erfolgt die Beschreibung und Abgrenzung von anderen Konzepten; danach werden Anwendungsfälle und bestehende Umsetzungen vorgestellt; abschließend erfolgt die Bewertung mit Nennung von Anwendungsgrenzen und Hemmnissen.

## 3.2. Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring

### 3.2.1. Beschreibung und Abgrenzung

Im Rahmen der Netzausbauplanung wenden die Netzbetreiber das schon in Kapitel 1.6. vorgestellte NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) an.<sup>92</sup> Wenn zusätzliche Netzkapazitäten erforderlich sind, wird nach diesem Prinzip der Netzausbau erst als letzte Möglichkeit in Betracht gezogen. Zuvor wird versucht, das bestehende Netz besser auszunutzen oder bestehende Netzelemente (zum Beispiel Leitungen, Transformatoren) zu ertüchtigen, um diese höher belasten zu können, das heißt, mehr Leistung übertragen zu können. Die in diesem Kapitel behandelten Maßnahmen Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile zählen zur Netzoptimierung beziehungsweise Netzverstärkung.

Grundsätzlich lässt sich die übertragbare Leistung auf einer Leitung durch zwei Möglichkeiten vergrößern: durch Erhöhung der Spannung oder durch Erhöhung des Stroms.

Die Umrüstung auf höhere Spannungsebenen ist in der Regel relativ aufwendig. Daher ist es naheliegend, zunächst den Strom statt der Spannung zu erhöhen. Allerdings führt eine Erhöhung des Stromes auch zu größeren Verlusten auf der Leitung ( $P = RI^2$ , mit  $P$  = Verlustleistung,  $R$  = Widerstand,  $I$  = Strom). Das ist auch der Grund, warum der Strom sich ohne weitere Maßnahmen nicht beliebig erhöhen lässt, denn mit steigenden Stromwärmeverlusten steigt die Leitertemperatur. Mit steigender Leitertemperatur vergrößert sich aufgrund der Materialausdehnung der Durchhang einer Freileitung, was bei beliebig hohen Belastungen zu einem unzulässigen Abstand zwischen Boden und Leiter führen könnte. Deshalb werden Freileitungen normalerweise nur bis zu einer Temperatur von 80 Grad Celsius betrieben. Durch

91 *Risk-Based Security Assessment* (auf Deutsch: risikobasierte Sicherheitsbewertung)

92 50Hertz et al. (2015)

die Begrenzung der Leitertemperatur ist automatisch auch der zulässige Strom begrenzt.<sup>93</sup>

Die in diesem Kapitel diskutierten Maßnahmen Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring ermöglichen die Erhöhung der Stromtragfähigkeit einer Freileitung:

**Hochtemperaturleiterseile (HTLS):** Diese Leiterseile bestehen vor allem im Kern aus innovativen Materialien, die bei steigenden Temperaturen eine geringere Längenänderung aufweisen als die herkömmlichen ACSR-Leiter (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*). Durch den resultierenden geringeren Durchhang sind höhere Leitertemperaturen (beispielsweise bis zu 180 Grad Celsius)<sup>94</sup> und damit höhere Ströme möglich. Beispiele für Materialien für HTLS sind STACIR (*Super Thermal Alloy Conductor Invar Reinforced*), ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*) oder GZTACSR (*Gap-type Super Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced*). Bei der Verwendung von HTLS ist allerdings zu beachten, dass auch alle angeschlossenen Betriebsmittel, insbesondere Leistungsschalter, auf den höheren Strom ausgelegt werden müssen.

Der Einsatz von HTLS ermöglicht etwa 50 bis 100 Prozent mehr Übertragungskapazität als herkömmliche Leiter. Die exakte Erhöhung der Übertragungskapazität sowie die erlaubte Leitertemperatur hängen stark von der verwendeten Technologie ab.<sup>95</sup>

**Freileitungsmonitoring (FLM):** Die Berechnung der maximalen Strombelastbarkeit herkömmlicher Freileitungsseile wird in der DIN-Norm EN 50182 vorgegeben.<sup>96</sup> Dabei wird von einer Umgebungstemperatur von 35 Grad Celsius, wolkenlosem Himmel mit einer

Strahlung von 900 Watt pro Quadratmeter und einer Windgeschwindigkeit von 0,6 Metern pro Sekunde rechtwinklig zum Leiter ausgegangen. Diese Bedingungen treffen in Mitteleuropa allerdings eher selten zu. Dabei handelt es sich also um eine konservative Abschätzung der Wetterbedingungen, denn zumeist ist die Kühlung der Leiter durch die Wetterbedingungen deutlich besser als in der Norm angenommen. Die maximal erlaubte Temperatur wird daher meistens erst bei einem größeren Strom erreicht.

Um zu verhindern, dass die Übertragungskapazität von Freileitungen zu einem Großteil der Zeit unterhalb der eigentlich möglichen Werte begrenzt und diese damit nicht effizient ausgelastet werden, werden beim Freileitungsmonitoring die Leitereigenschaften, wie zum Beispiel Temperatur oder Durchhang (direkte Methoden) oder die Wetterbedingungen an der Leitung (indirekte Methode) beobachtet, und der maximal zulässige Strom wird dynamisch angepasst.<sup>97</sup> Bei den indirekten Methoden gibt es verschiedene, unterschiedlich aufwendige Herangehensweisen. Es ist beispielsweise möglich, die maximale Strombelastbarkeit nur grob – abhängig von der Jahreszeit – anzupassen oder präzise Daten zu erfassen, indem Wetterstationen entlang der Leitung installiert werden. Je mehr und je genauere Daten erfasst werden, desto besser lässt sich die tatsächliche Übertragungskapazität abschätzen.

Die *dena-Netzstudie II* schätzt pauschal, dass Freileitungen in küstennahen Regionen bei hohen Windstärken durch FLM um bis zu 50 Prozent mehr belastet werden können. Dieses Potenzial ist in den restlichen Teilen Deutschlands allerdings geringer, in Süddeutschland liegt es nur bei etwa 15 Prozent.<sup>98</sup> Ursache für die regional unterschiedlichen Annahmen ist die Geländebeschaffenheit: Im flachen norddeutschen Tiefland sind die Bedingungen einheitlicher, sodass man bei höherer Pauschalannahme weniger Einzelfallfehler macht. Außerdem ist

93 DIN EN 50182:2001-12

94 TINETZ – Stromnetz Tirol AG (2013)

95 Gomez Exposito, A. et al. (2007), Kavanagh, T. und Armstrong, O. (2010)

96 DIN EN 50182:2001-12

97 Teminova, R. (2007)

98 dena (2010)

zu beachten, dass die höhere Kapazität vom Wetter abhängt, also nicht immer zur Verfügung steht.

### 3.2.2. Anwendungsfälle

Wie bereits erwähnt, bieten die beiden Technologien sich an, um in manchen Fällen Netzausbau zu vermeiden oder zumindest zu verschieben. Dementsprechend wurde der Einsatz von FLM im Netzentwicklungsplan 2030 und schon im vorherigen NEP grundsätzlich berücksichtigt, das heißt, bei der Netzplanung wurden bei allen infrage kommenden Leitungen die durch FLM erhöhten Übertragungsgrenzen angenommen. Ertüchtigungen mit HTLS werden auf einzelnen dafür geeigneten Leitungen als Verstärkungsmaßnahme vorgesehen.<sup>99</sup> Neben dem Netzausbau lassen sich durch die beiden Maßnahmen auch *Redispatch* und Einspeisemanagement verringern.

Freileitungsmonitoring kommt schon seit einigen Jahren bei den deutschen Netzbetreibern zum Einsatz und ist weltweit verbreitet. Vor allem in Kombination mit Windenergie kann FLM sinnvoll sein, weil zu Zeiten mit hohen Windgeschwindigkeiten, also hoher Einspeisung, auch gleichzeitig die Leitung besser gekühlt wird und damit eine höhere Leistung übertragen werden kann. Auch für HTLS gibt es Projekte sowohl in Deutschland als auch weltweit. Es gibt mehrere internationale Hersteller, die verschiedene Leitermaterialien verwenden.

Im Folgenden werden einige Anwendungsbeispiele für die beiden Maßnahmen aufgezählt:

#### Freileitungsmonitoring:

- Amprion fährt einen witterungsabhängigen Betrieb der hochbelasteten Nord-Süd-Leitungen.<sup>100</sup>
- TenneT betreibt zurzeit etwa 4.300 Kilometer der Freileitungen mit FLM. Das entspricht einem Anteil von mehr als 40 Prozent seines Gesamtnetzes. Bei dem von TenneT angewendeten Prinzip wird aus

aktuellen Wetterdaten an der Leitung die maximale Strombelastbarkeit berechnet und dynamisch angepasst.<sup>101</sup>

- TransnetBW führt eine Sommer-/Winterumschaltung der Strombelastbarkeiten jeweils im April und Oktober durch.<sup>102</sup>
- 50Hertz: temperaturbedingte Belastbarkeiten auf bestimmten Kuppelleitungen (Krajnik (Polen) – Vierraden, baubedingt gerade außer Betrieb, sowie Mikulowa (Polen) – Hagenwerder) und bei der Leitung Streumen-Röhrsdorf (aktuell wegen Seilrissen ausgesetzt)<sup>103</sup>
- Die Netzbetreiber in Australien und Neuseeland wenden verschiedene Methoden von FLM in großem Maßstab an. Beispielsweise werden auf Tasmanien die Stromgrenzen in Abhängigkeit von der aktuellen Windgeschwindigkeit bestimmt. Dadurch sind bis zu 40 Prozent höhere Übertragungsleistungen im Vergleich zu jahreszeitenbasierten Grenzen möglich. Auch der Australian Energy Market Operator (AEMO) berücksichtigt die dynamischen Grenzen bei der Planung des Markt-*Dispatches*. Durch die Kenntnis dynamischer Grenzen kommt es seltener zu vermuteten Engpässen aufgrund unterschätzter Übertragungskapazität, und *Redispatch* kann minimiert werden, was einen positiven Einfluss auf den Strompreis hat.<sup>104</sup>

#### Hochtemperaturleiterseile:

- HTLS-Pilotabschnitte sind bei Amprion (380-Kilovolt-Leitung Hanekenfähr – Merzen, siehe oben), bei TenneT (220-Kilovolt-Leitung Abschnitt Stade – Sottrum) und TransnetBW (220-Kilovolt-Leitung Daxlanden – Weier) im Einsatz; 50Hertz setzt HTLS auf der 380-Kilovolt-Leitung Remptendorf – Redwitz ein.<sup>105</sup>

99 50Hertz et al. (2017), Teil 2

100 dena und BET (2017)

101 Meinecke, M. (2017), TenneT (2010)

102 dena und BET (2017)

103 dena und BET (2017)

104 Athanasius, G. et al. (2014)

105 dena und BET (2017)

- Im NEP 2030 ist der Einsatz von HTLS vereinzelt vorgesehen. Beispiele dafür sind unter anderem die Maßnahmen P49 und P171. Maßnahme P49 beschreibt den Einsatz von HTLS auf der Trasse Daxlanden – Eichstetten im Gebiet von TransnetBW. Maßnahme P171 beschreibt den Einsatz von HTLS auf der Trasse Hanekenfähr – Merzen im Gebiet von Amprion. Bei einigen weiteren Leitungen werden HTLS grundsätzlich in Betracht gezogen, aber die Umsetzbarkeit ist aufgrund verschiedener Restriktionen (siehe Kapitel 3.2.3) noch nicht geklärt.<sup>106</sup>
- In einem Bericht von 2013 beschreibt der Tiroler Netzbetreiber TINETZ-Stromnetz Tirol AG den Einsatz von HTLS zur Erhöhung der Übertragungskapazität auf einer seiner 220-Kilovolt-Trassen. Im vorliegenden Fall wäre eine Erhöhung der Spannung auf 380 Kilovolt die technisch bevorzugte Lösung zur Beseitigung des Engpasses, allerdings sind dafür Vorlaufzeiten von bis zu 20 Jahren nötig. Da aber schon damals Überschreitungen der thermischen Grenzen festgestellt wurden, musste für den Übergang eine kurzfristig realisierbare Lösung gefunden werden. Deshalb entschied sich der Netzbetreiber, die Trasse mit STACIR-Leiteseilen zu ertüchtigen. Dadurch konnte die Übertragungskapazität der Leitung um 90 Prozent erhöht werden. Gleichzeitig stiegen aufgrund der höheren Leitertemperatur von bis zu 180 Grad Celsius allerdings auch die Verluste.<sup>107</sup>
- In Irland soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix auf 40 Prozent bis zum Jahr 2020 wachsen. Gleichzeitig wächst auch die Nachfrage nach Elektrizität auf der Insel stark an. Demzufolge besteht ein erhöhter Bedarf an Übertragungskapazität im irischen Stromnetz. Aufgrund strenger Vorschriften und Widerstands in der Bevölkerung lässt sich der nötige Netzausbau, ähnlich wie in Deutschland, aber nicht zeitnah umsetzen. Um diese Hindernisse zu umgehen, begann der irische Netzbetreiber EirGrid im Jahr 2010 mit der Instal-

lation von HTLS. Bis heute wurden etwa 600 Kilometer 110-Kilovolt- und 220-Kilovolt-Freileitungen mit *Gap-Type*-Leitern (GZTACSR) ertüchtigt. Diese HTLS-Technologie ermöglicht eine Erhöhung der Übertragungskapazität um etwa 60 Prozent.<sup>108</sup>

### 3.2.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben, bieten FLM und HTLS einige Vorteile (Erhöhung der Übertragungskapazität, vergleichsweise einfache Umsetzung, Reduzierung des Netzausbaus). Durch die Nutzung dieser Technologien kann Netzausbau also in manchen Fällen reduziert beziehungsweise verschoben werden. Trotzdem kommt keine der beiden Technologien, obwohl sie hinlänglich bekannt und erprobt sind, flächendeckend zum Einsatz. Das liegt zunächst einmal an den Kosten. Das gesamte Netz flächendeckend auf HTLS beziehungsweise FLM umzurüsten wäre ineffizient und nicht zweckmäßig, da damit höhere Kosten als bei herkömmlichen Freileitungen verbunden sind, ohne dass alle Leitungen von Engpässen betroffen sind. Abgesehen davon gibt es beim Einsatz der Technologien auch einige weitere Nachteile und Restriktionen:

- Beide Maßnahmen bewirken nur eine Anhebung der Strombelastbarkeit (thermische Grenze). Sonstige Grenzen, wie zum Beispiel Stabilitätsgrenzen (siehe Kapitel 2.4) werden nicht beeinflusst. So kann es sein, dass nicht das volle Potenzial der Maßnahme ausgenutzt wird oder die Technologie sogar komplett wirkungslos bleibt, wenn der Strom aus Stabilitätsgründen nicht weiter erhöht werden kann. Wenn tatsächlich eine Stabilitätsgrenze der begrenzende Faktor ist, kann möglicherweise durch den Einsatz von Online-DSA (Kapitel 3.5) ein situationsabhängiger Grenzwert bestimmt werden.
- Auch bei HTLS und FLM müssen die Anforderungen der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV; Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder) und der TA Lärm (Grenzwerte für

106 50Hertz et al. (2017)

107 TINETZ-Stromnetz Tirol AG (2013)

108 Geary, R. et al. (2012), EirGrid (2017)

- Geräuschpegel) erfüllt werden; Wechselwirkungen mit kreuzenden Rohrleitungen anderer Netze (Gasnetz) müssen untersucht und der Einfluss auf die Maststatik muss berücksichtigt werden. Aufgrund dieser Einschränkungen ist der Einsatz der Technologien nicht auf jeder Freileitung möglich. Nur wenn bereits vor der Ertüchtigung eine Genehmigung der bestehenden Trasse für die höheren Stromwerte bestand, ist kein weiterer Genehmigungsprozess mehr nötig und die Aufrüstung kann zeitnah durchgeführt werden. Andernfalls ist ein neues Genehmigungsverfahren notwendig.<sup>109</sup> Die Grenzwerte der BImSchV können die Erschließung des Einsatzpotenzials von HTLS und FLM sehr stark beeinflussen.<sup>110</sup>
- Um an einer Leitung zur Installation von HTLS oder eines FLM zu arbeiten, muss diese abgeschaltet werden. Um eine hohe Netzsicherheit während der Installation zu gewährleisten, können daher immer nur wenige Leitungen gleichzeitig zu diesem Zweck abgeschaltet werden. Daher kann die Ertüchtigung von mehreren Freileitungen nur schrittweise durchgeführt werden.
  - Beim Einsatz der Technologien muss nach wie vor das (n-1)-Kriterium beachtet werden. Wenn eine Leitung ausfällt, muss ihr Strom von anderen Leitungen übernommen werden. Wenn eine Freileitung mit einer der beiden Maßnahmen ertüchtigt wurde, kann sie einen dementsprechend größeren Strom führen. Es muss also darauf geachtet werden, dass die Leitungen, die diesen Strom bei Ausfall der Leitung mit HTLS oder FLM übernehmen, ebenfalls die größere Leistung bewältigen können.
  - Alle dazugehörigen Betriebsmittel (Transformatoren, Leistungsschalter, Stromwandler etc.) müssen auf den höheren Strom ausgelegt sein. Bei HTLS müssen auch die höheren Temperaturen berücksichtigt werden. Das betrifft vor allem die Isolatoren und Armaturen der Freileitung.

- Die Technologien sind wirkungslos, wenn sie mit einem Engpass außerhalb der betreffenden Freileitung in Reihe geschaltet werden, weil dann dieser Engpass die Übertragungskapazität bestimmt.
- Der Widerstand einer Leitung steigt mit der Temperatur. Deshalb steigen bei HTLS die Verluste und damit auch die Kosten im Vergleich zu herkömmlichen Leitern, wenn diese mit hohen Strömen betrieben werden. Die Temperatur, die sich auf einem HTLS einstellt, kann allerdings je nach Belastung stark variieren, wodurch auch der Widerstand stark variiert. Das muss beispielsweise bei Lastflussberechnungen und Stabilitätsanalysen berücksichtigt werden.<sup>111</sup>
- HTLS haben eine ähnliche Impedanz wie normale Freileitungsseile. Durch den Austausch der Leiterseile ändert sich der Lastfluss im Übertragungsnetz nur wenig, sodass die höhere Stromtragfähigkeit nicht immer voll ausnutzbar ist, weil im vermaschten Netz sonst andere Leitungen überlastet würden.

Nicht alle der aufgelisteten Restriktionen treffen auf jede für eine Ertüchtigung infrage kommende Leitung zu. In der Praxis stehen die genannten Restriktionen und die Kosten der Anwendung von HTLS stärker entgegen als dem FLM, das bereits in größerem Umfang im deutschen Übertragungsnetz im Einsatz ist.

### Zusammenfassung der Bewertungen

Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring sind wirksame Mittel zur Erhöhung der Leistung im Übertragungsnetz. Vor allem **FLM** ist eine **relativ schnell einsetzbare und effiziente Maßnahme**. Beide Technologien kommen schon heute zum Einsatz (wobei FLM deutlich weiter verbreitet ist als HTLS) und werden sich in Zukunft noch weiter verbreiten. Auch der aktuelle **Netzentwicklungsplan** (NEP 2030) berücksichtigt die Technologien, was deren Bedeutung für die zukünftige Netzentwicklung unterstreicht.<sup>112</sup>

109 TA Lärm (1998), 26. BImSchV (2013)

110 Consentec (2016)

111 Gomez Exposito, A. et al. (2007)

112 50Hertz et al. (2017)

Grundsätzlich ist die Ertüchtigung einer bestehenden Leitung nach dem NOVA-Prinzip dem Neubau einer Leitung vorzuziehen. Allerdings sind HTLS deutlich teurer als herkömmliche Leiterseile. Ob der Nutzen, also die Erhöhung der Übertragungskapazität, im Vergleich zu den Kosten ausreichend ist oder ob stattdessen andere Maßnahmen ergriffen werden sollten, muss von Fall zu Fall geprüft werden. Bei FLM sind die Potenziale in Norddeutschland aufgrund des günstigen Zusammenspiels des erhöhten Übertragungsbedarfs bei Windenergieeinspeisung und gleichzeitiger Außenkühlung der Leiterseile wesentlich höher als beispielsweise in Süddeutschland. Außerdem sind beide Maßnahmen aufgrund der oben beschriebenen Restriktionen (vor allem der Stabilitätsgrenzen) nicht universell einsetzbar.

Weil beim Einsatz der Technologien keine neuen Trassen erforderlich sind, ist der Widerstand betroffener Anwohner im Vergleich zum Leitungsneubau deutlich geringer. Dennoch sind Beschwerden von Bürgern denkbar, weil durch die höheren Ströme auch höhere Feldstärken auftreten, selbst wenn die relevanten Grenzwerte des Immissionsschutzes eingehalten werden.

### 3.3. Netzdienlicher Einsatz von Speichern

#### 3.3.1. Beschreibung und Abgrenzung

Stromspeicher können für eine Reihe unterschiedlicher Anwendungen genutzt werden, um damit die Erlösquellen zu diversifizieren und ihre Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Beispielsweise können sie nicht nur durch den Handel am Spotmarkt Geld verdienen, sondern zusätzlich durch die Bereitstellung von Regel- oder Blindleistung.<sup>113</sup> Eine solche Mehrfachnutzung wird als *Multi-Use* bezeichnet. Für den Zweck dieser Analyse ist dabei besonders wichtig,

dass Speicher unter anderem auch netzdienlich eingesetzt werden können. Netzdienlich im engeren Sinne sind dabei die Vermeidung von Netzausbaubedarf und die Nutzung im Engpassmanagement.<sup>114</sup> Darüber hinaus können Speicher nutzerbezogen oder marktorientiert eingesetzt werden – was in einem Gegensatz zur Netzdienlichkeit stehen kann.<sup>115</sup> Entscheidend dabei ist, dass die Mehrfachnutzung ermöglicht, Speicher in (netz)kritischen Situationen netzdienlich zu betreiben. Dadurch kann die Effizienz des Speichereinsatzes für die Netzintegration Erneuerbarer Energien erhöht werden.

Zu den größten Herausforderungen der Energiewende gehören einerseits der **zeitliche Ausgleich** zwischen der Erneuerbaren Erzeugung und dem Verbrauch und andererseits die **räumliche Entfernung** zwischen den ertragreichen Standorten für Erneuerbare Energien und den Verbraucherzentren. Für beide Formen des Ausgleichs wird Flexibilität benötigt, die durch Anpassung der Lastseite, der Erzeugungsseite und durch Speicher bereitzustellen ist. Das Netz dient der Überbrückung der räumlichen Entfernung. Welche Leistungen über welche Strecken übertragen werden müssen, hängt nicht nur von den Standorten der Erzeuger, Verbraucher und Speicher ab, sondern auch von deren Betriebsweise.

Speicher, die durch die Signale des Marktes gesteuert werden, können hohe Erzeugungsspitzen zu Zeiten geringer Last oder hohe Lastspitzen zu Zeiten geringer Erzeugung ausgleichen.<sup>116</sup> Dafür sind sie auf ein entsprechend ausgebautes Netz angewiesen, das die benötigten Leistungen zu jeder Zeit über-

113 Diese Anwendungen werden zum Teil unterschiedlich zusammengefasst und klassifiziert; vgl. RMI (2015), IRENA (2017), dena (2017).

114 Im weiteren Sinne lässt sich auch die (eher als systemdienlich zu klassifizierende) Bereitstellung von Regelleistung dazu zählen.

115 Mit dieser Einteilung folgen wir weitgehend dena (2017).

116 Während die meisten Speichertechnologien nur einen zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ermöglichen, kann die *Power-to-Gas*-Technologie mithilfe von Gasnetz und -speichern auch einen räumlichen Ausgleich schaffen (FENES et al., 2014)

tragen kann. Die heute wichtigste Speicherart für diese Einsatzform sind Pumpspeicherkraftwerke mit direktem Anschluss an das **Höchstspannungsnetz**. Sofern außerdem eine Anpassung der Leistung dieser Kraftwerke für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz sinnvoll ist, wird dies im Rahmen des *Redispatches* regelmäßig genutzt.<sup>117</sup> Hier liegt bereits eine *Multi-Use*-Anwendung vor, da eine primär marktorientierte Betriebsweise durch begrenzte Anpassungsmaßnahmen einen netzdienlichen Mehrwert erhält. Jedoch wird hier erst eingegriffen, wenn Netzengpässe bereits aufgetreten sind. Die Speichermöglichkeit wird also bisher nicht vorausschauend eingesetzt, um Netzengpässe zu vermeiden. Für solche Anwendungen fehlen heute schlicht die marktlichen Grundlagen.

Im Übertragungsnetz ist die Errichtung neuer Speicher für den Ausgleich der variablen Einspeisung der Erneuerbaren Energien vor allem aufgrund hoher Speicherkosten und niedriger *Spreads* aus volkswirtschaftlicher Perspektive derzeit nicht sinnvoll. Ebenso ist der Ersatz eines benötigten Netzausbaus durch neue Speicher kurz- bis mittelfristig nicht wirtschaftlich sinnvoll.<sup>118</sup> Auch betriebswirtschaftlich lässt sich derzeit die Refinanzierung von Speichern gegenüber dem Spotmarkt nicht wirtschaftlich darstellen. Vielmehr haben bestehende Speicher große Schwierigkeiten, ihre operativen Fixkosten im bestehenden Markt zu erlösen. Daher werden Batteriespeicher vermehrt zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen im Stromnetz (Primärregelleistung) eingesetzt. Hier stellen sie eine wirtschaftliche Alternative gegenüber konventionellen Kraftwerken dar, welche Primärregelleistung – ins-

besondere die positive – nur bei hohen Energieverlusten bereitstellen können.

Im **Verteilnetz** stellt sich die Situation anders dar, wie in den folgenden Absätzen kurz umrissen wird, um damit die Relevanz von Speichern im Verteilnetz für das Übertragungsnetz herauszuarbeiten. Neben der Möglichkeit der Vermarktung der Speicherleistung beziehungsweise Speicherenergie am Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt wurde durch die Befreiung von Entgelten und Umlagen (Eigenstromprivileg) und die KfW-Förderung der Anreiz für neue Speicherinstallationen mit nutzerbezogener Betriebsweise (Fremdbezugsminimierung im Zusammenhang mit eigenen EE-Erzeugungsanlagen) geschaffen. Aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen beispielweise im Bereich der Eigenstromnutzung von Photovoltaikanlagen werden neue Speicher installiert, vor allem in der Niederspannung, deren Betriebsweise auf den Netzausbaubedarf vor allem im Verteilnetz wirkt. Durch diesen Anreiz und einen erheblichen Rückgang der Kosten für Batteriespeicher wurde im Jahr 2016 nahezu jede zweite neue kleine Photovoltaikanlage gemeinsam mit einem Speicher in Betrieb genommen. Ende April 2017 waren etwa 61.000 Photovoltaik-Batteriespeicher installiert mit einer nutzbaren Speicherkapazität von insgesamt etwa 400 Megawattstunden.<sup>119</sup> Die Netzanbindung dieser Speicher erfolgt ausschließlich in den Verteilnetzen. Die Betriebsweise dient der Optimierung der Eigenstromnutzung und ist somit zumeist netzdienlich für das Verteilnetz.<sup>120</sup> Das heißt, die Speicher verringern die Einspeisung der Photovoltaikanlage in der Mittagsspitze, indem dann nicht direkt genutzter Strom in der Batterie für eine spätere Nutzung gespeichert wird.

117 zu erkennen zum Beispiel aus den Daten zu *Redispatch*-Maßnahmen von [www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch](http://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch)

118 Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltrecht (2014); Fh-ISI et al. (2017). Einschränkend ist allerdings hervorzuheben, dass die meisten umfassenden Energiesystemanalysen möglichen Mehrfachnutzen von Speichern nicht oder nicht vollständig berücksichtigen.

119 ISEA (2017)

120 Insbesondere müssen die durch die KfW geförderten Speicher die Einspeisung der angeschlossenen Photovoltaikanlage auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen. Aber auch in nicht geförderten Speichersystemen kommen vermehrt intelligente, netzdienliche Ladestrategien zum Einsatz, weil diese die Lebensdauer von Speichern erhöhen können. ISEA (2017)

Da die Anschlussnehmer in den Verteilnetzen meist zeitunabhängige Stromtarife haben und auch die EEG-Einspeisevergütung nicht zeitabhängig ist, besteht für viele Betreiber der Solarspeicher kein Anreiz, die Geräte neben der Minimierung der Strombezugsmenge auch zwingend zur Vermeidung von Verbrauchs- oder Einspeisespitzen einzusetzen. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ergeben sich folgende Möglichkeiten:

- Die Photovoltaik-Speicher-Betreiber möchten ihre Einspeisung und ihren Verbrauch beliebig steuern können. In diesem Fall ergibt sich die Maximallast aus der höchsten Verbraucherlast und gleichzeitiger Speicherbeladung, während die maximale Rückspeisung bei minimaler Last, maximaler Photovoltaikeinspeisung und gleichzeitiger Speichereutladung erfolgt. Bei diesem Anschlussnehmerverhalten ergibt sich für den Verteilnetzbetreiber der höchste Netzausbaubedarf im Verteilnetz.
- Die Photovoltaik-Speicher-Betreiber in einem Verteilnetz haben unterschiedliche Vorstellungen hinsichtlich des Betriebs ihrer Anlagen. Im Mittel genügt die Berücksichtigung der Photovoltaikanlagenleistung und der normalen Verbraucherlast für die Auslegung des Netzes. In diesem Fall kann die Wirkung der Speicher auf den Netzausbaubedarf im Verteilnetz vernachlässigt werden.
- Die Photovoltaik-Speicher-Betreiber setzen die Speicher gezielt zur Verringerung der Verbrauchs- und Einspeisespitzen ein. In diesem Fall tragen die Speicher dazu bei, den durch neue Photovoltaikanlagen sonst angefallenen Ausbaubedarf des Verteilnetzes zu minimieren.<sup>121</sup>

Durch die Abstimmung des Verteilnetzausbaus mit dem Speicherbetrieb ergeben sich auch Rückwirkungen auf eine potenzielle Nutzung derselben Speicherkapazität auf systemischer Ebene im Übertragungs-

netz: Immer dann, wenn die verfügbare Netzkapazität des Verteilnetzes eine bestimmte Einspeisung oder Entnahmeleistung der Speicher erfordert, können die Speicher nicht für eine andere Anwendung genutzt werden. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat in der *Netzflexstudie* eine Reihe solcher Fälle detailliert untersucht und kommt zu dem Schluss, dass verteilnetzbedingte Einschränkungen des Speicherbetriebs nur zu durchschnittlich etwa 1,8 Prozent (2020) bis etwa 3,5 Prozent (2030) der Zeit notwendig wären.<sup>122</sup>

**Sofern dann die netzkritischen Zeitpunkte für das Verteilnetz nicht mit den kritischen Betriebsituationen des Übertragungsnetzes zusammenfallen, könnte die Flexibilität aus den Verteilnetzen auch in hohem Maße für das Übertragungsnetz nutzbar gemacht werden.** Damit könnten theoretisch der Netzausbaubedarf und auch der Netzbetrieb durch die Integration Erneuerbarer Energien sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz optimiert werden. Was hierzu heute fehlt, ist ein Marktplatz an der Schnittstelle zwischen dem Stromhandel und dem Netzbetrieb, um diese Flexibilität entsprechend auch einsetzen zu können und die notwendigen Anreize zu generieren.

Ein weiterer Aspekt netzdienlicher Speichernutzung ist die mögliche aktive Anpassung der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Flexibilität. Dieser wird hier allerdings nicht weiter betrachtet, weil der potenzielle Nutzen sowohl für das Übertragungsnetz als auch für das Verteilnetz begrenzt ist.

### 3.3.2. Anwendungsfälle

Der wichtigste bestehende Anwendungsfall für einen *Multi-Use*-Einsatz von Speichern im Übertragungsnetz ist die bereits erwähnte Vermarktung von Strom aus Pumpspeicherkraftwerken am Spot- und Regelleistungsmarkt, in die in Form von *Redispatch*-Maßnahmen eingegriffen werden kann. Diese Kombination findet auch beim einzigen deutschen Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf Anwendung. Bisher nicht systematisch proaktiv genutzt werden

121 Durch diese Betriebsweise können gegenüber einer spitzenneutralen Fahrweise in süddeutschen Verteilnetzen durch die Vermeidung von Netzausbau erhebliche Kosten eingespart werden. Prognos AG (2016)

122 dena (2017)

Pumpspeicher zur Vermeidung von Netzengpässen. Auf der Basis von Prognosedaten über erneuerbare Erzeugung, Stromverbrauch und Lastfluss wäre es möglich, Pumpspeicher systematisch zur Vermeidung von Netzengpässen und damit zum *Redispatch* einzusetzen. Das Arbeitsvolumen eines Pumpspeicherkraftwerks wie Goldisthal reicht zum Beispiel aus, um die Erzeugung aus 1.000 Megawatt Windenergie für mehr als acht Stunden in Gänze einzuspeichern, wenn dieser Strom ansonsten aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müsste.<sup>123</sup> Gleiches kann systematisch auch mit Anlagen erfolgen, die hinter einem strukturellen Netzengpass platziert sind. Für diese Fahrweise fehlt jedoch heute neben der entsprechenden Struktur der Netzentgelte ein Marktplatz, auf dem diese Flexibilität eines Pumpspeicherkraftwerks angeboten und vergütet werden würde. Entsprechend ausgestaltete *Smart Markets* wären hierfür eine Lösung. Diese zusätzlichen Anwendungen könnten zudem dazu beitragen, die derzeit angespannte betriebswirtschaftliche Lage von Pumpspeicherkraftwerken zu verbessern.

Inzwischen finden sich auch erste *Multi-Use*-Anwendungen für Photovoltaik-Batteriespeicher im Verteilnetz. Dabei schließen die Anlagenbesitzer mit ihrem Stromversorger Verträge ab, die diesem die Steuerung und Vermarktung der Speicherkapazität überlassen, und erhalten dafür günstige Strombezugskonditionen. An Tagen, an denen Photovoltaikanlagen keinen oder nur wenig Strom liefern, wird die Kapazität der angebundenen Batteriespeicher kaum genutzt. Die Stromversorger schaffen sich durch die Nutzung vieler solcher Anlagen einen Anlagenpool, dessen gebündelte Leistung auch für die Vermarktung am Regelleistungsmarkt oder eine strukturierte Beschaffung ausreicht. Dazu müssen für den Regelleistungsmarkt die Mindestangebotsgrößen (fünf Megawatt für Sekundärregelung und Minutenreserve, plus/minus ein Megawatt für Primärregelung) erreicht und die Anforderungen der Präqualifizierung erfüllt werden. Inzwischen gibt

123 vgl. hierzu TMWAT (2011)

es bereits mehrere Anbieter, die über solche Anlagenpools verfügen und am Regelleistungsmarkt aktiv sind oder dies anstreben. Da die Erlöse am Regelleistungsmarkt schwer kalkulierbar sind, beruhen die Geschäftsmodelle für das Pooling schwerpunktmäßig meist auf der Einspeisevergütung oder der Direktvermarktung.<sup>124</sup>

Ein erstes Pilotprojekt von TenneT und der sonnen GmbH erprobt seit Kurzem auch die Einsetzbarkeit solcher Batteriepools für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz. Da für das Engpassmanagement die Orte der Leistungsanpassungen entscheidend sind, müssen die im geografisch nicht konzentrierten Pool vorhandenen Speicher gezielt angesprochen werden. Die effiziente Verwaltung der Vielzahl notwendiger Einzelanpassungen wird mithilfe der sogenannten Blockchain-Technologie realisiert.<sup>125</sup> Systematisch können auch hier die Potenziale von Batteriespeichern nur genutzt werden, wenn entsprechend systematische Regulierungsanreize über angepasste zeitabhängige, verursachergerechte Netzentgelte und die entsprechenden Marktplätze geschaffen werden.

### 3.3.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse

Bei den bestehenden *Multi-Use*-Anwendungen von Speichern (oder anderen Flexibilitätsoptionen) fällt auf, dass deren systematischer Einsatz zur Vermeidung von Netzausbaubedarf oder Engpassmanagementmaßnahmen bisher weder auf Verteilnetzebene noch für das Übertragungsnetz vorgesehen ist. Die Gründe dafür sind die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Speichereinsatzes vor allem im Bereich der Netzentgelte.<sup>126</sup> Zudem fehlt ein Marktplatz, auf dem die vorhandene Flexibilität der bereits heute vorhandenen Speicher angeboten werden kann, wie beispielsweise ein *Smart Market*.

124 Augsten, E. (2017)

125 TenneT und sonnen (2017)

126 dena (2017)

Stattdessen wird vorgeschlagen, bestehende markt- oder nutzerorientierte Nutzungsmodelle durch Anpassungsmaßnahmen in netzkritischen Situationen netzdienlich zu machen. Nach den Ergebnissen der dena-*Netzflexstudie* wären solche Anpassungen nur zu wenigen Zeiten (durchschnittlich 1,8 Prozent bis 3,5 Prozent der Zeit) notwendig, sodass die bestehenden Nutzungsmodelle nicht nennenswert beeinträchtigt würden. Allerdings fehlen auch für solche begrenzten Anpassungsmaßnahmen heute die Voraussetzungen. Zu den rechtlichen und regulatorischen Hemmnissen zählen die Berücksichtigung von Betriebskosten in der Anreizregulierung gegenüber Investitionskosten, ein fehlender Marktplatz an der Schnittstelle zwischen Stromhandel und Netzbetrieb, die aktuelle Ausgestaltung der Umlagen und Netzentgelte, sowie eine uneinheitliche und unübersichtliche Regelungslandschaft für Flexibilität. Neben diesen regulatorischen Hemmnissen existieren auch technische Erfordernisse, die insbesondere in den Verteilnetzen nicht flächendeckend gegeben sind. Der Netzbetreiber benötigt eine Netzzustandsüberwachung und eine Netzzustandsprognose, um zu erkennen, wann es einer netzdienlichen Anpassung von Flexibilitätsnutzung bedarf und welche Anlagen er nutzen kann.<sup>127</sup>

Den bestehenden Hemmnissen einer Anwendung gegenüber steht das langfristig hohe Potenzial zusätzlicher Flexibilität zur Vermeidung von weiterem Netzausbaubedarf. Unabhängig von der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der Ausstattung von Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsmaximierung entstehen durch neue Speichertechnologien und die Sektorenkopplung neue Flexibilitätsoptionen (*Power-to-X*, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen), deren unkoordinierte Ansiedlung und Nutzung im schlechtesten Fall neuen Ausbau der Verteilnetze und des Übertragungsnetzes erfordert, deren intelligenter, netzdienlicher Einsatz dagegen erhebliche Effizienzgewinne verspricht. Besonders wirksam für die Reduzierung des Netz-

ausbaubedarfs im Übertragungsnetz ist der gezielte Flexibilitätseinsatz dann, wenn dieser möglichst nahe an den neuen Einspeisезentren und Verbrauchszentren zur Verfügung gestellt werden kann.<sup>128</sup> Zudem ist es notwendig, dass die entsprechenden räumlichen Preissignale für den effizienten Einsatz der Flexibilität gegeben werden. Hierzu wäre die Einführung regionaler *Smart Markets* notwendig.

Kurzfristig bis 2020 kann trotz eines ersten Pilotprojektes zum Einsatz verteilter Speicher für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz nur dann ein nennenswerter Einfluss auf den Netzausbaubedarf oder den Umfang der *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen erwartet werden, wenn die entsprechenden regulatorischen Grundlagen wie die Anpassung der Netzentgelte und Vermarktungsplattformen geschaffen werden. Das scheint in Anbetracht der Herausforderung wenig realistisch. Mittelfristig bis zum Jahr 2030 ist durch die zunehmende Verfügbarkeit neuer Flexibilitätsoptionen sowie eine mögliche Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine Reduzierung von Engpassmanagementmaßnahmen im Übertragungsnetz realistisch. Der in der Netzentwicklungsplanung ermittelte Netzausbaubedarf kann bis 2030 auch durch den Einsatz von netzdienlicher Speicherflexibilität nicht ersetzt, aber womöglich ergänzt werden. Langfristig nach 2030 sind jedoch durch die intelligente Nutzung neuer Flexibilität<sup>129</sup> in einem angepassten Ordnungsrahmen erhebliche Effizienzsteigerungen möglich.

127 dena (2017)

128 N-ERGIE et al. (2016), Consentec GmbH (2016)

129 zum Beispiel im Rahmen der automatisierten Systemführung (siehe auch Kapitel 3.6)

### Zusammenfassung der Bewertung

Durch die Etablierung eines netzdienlichen Speichereinsatzes für Flexibilität in den Verteilnetzen, der eine zuverlässige Kappung von Einspeise- und Verbrauchsspitzen ermöglicht, könnten langfristig vermehrt und effizient Erneuerbare Energien in das Stromnetz integriert werden. Da Elektrofahrzeuge und *Power-to-X*-Anwendungen (Sektorenkopplung) in erheblichem Umfang neue Flexibilität in das Stromsystem einbringen werden, sind geeignete Anreize zu deren intelligenter Ansiedlung und Nutzung notwendig, damit keine unerwünschten Wirkungen entstehen. Der derzeitige rechtliche und regulatorische Rahmen ist dazu bezüglich der Struktur der Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern in mehrfacher Hinsicht anzupassen. Ent-

sprechende Marktplätze für die Vermarktung der Flexibilität sind ebenfalls notwendig. Aufgrund der genannten Hemmnisse sind bis 2020 nur begrenzte Wirkungen im Übertragungs- und Verteilnetz durch netzdienlich betriebene Speicher möglich. Bis 2030 lässt sich insbesondere die Effizienz bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen im Übertragungsnetz unter der Berücksichtigung der Pumpspeicherkraftwerke erhöhen, und durch die intelligente räumliche Nutzung von Nachfrage, Angebot und Speichern nach 2030 auch Netzausbau einsparen. Für alle Anwendungen ist die Schaffung von entsprechenden Marktplätzen eine zentrale Herausforderung. Entsprechend ausgestaltete *Smart Markets* können hierzu genutzt werden.<sup>130</sup>

130 Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

#### Exkurs: *Smart Markets* als Koordinationsmechanismus zwischen Markt und Netz

Das Strommarktdesign in Deutschland basiert auf dem Grundsatz der strikten Trennung von Markt- und Netzsphäre. So erfolgt die Preisbildung auf Day-ahead- und Intraday-Markt mit einer einheitlichen Gebotszone, als ob das Stromnetz eine engpassfreie Kupferplatte wäre. Physikalische Restriktionen wie Netzengpässe, die lokal oder regional konzentriert (beispielsweise in Norddeutschland) entstehen, werden hierbei nicht berücksichtigt. Um die **Anreizlücke zwischen Markt und Netz** zu schließen, schlägt Agora Energiewende die Schaffung von sogenannten *Smart Markets*<sup>131</sup> vor – Koordinationsmechanismen, die zwischen Markt- und Netzsphäre vermitteln. Zur Bewirtschaftung lokaler Netzengpässe müssen *Smart Markets* über eine räumliche und eine zeitliche Komponente verfügen. Ziel von *Smart Markets* ist es, netzdienliche Flexibilitätsoptionen wie zuschaltbare Lasten oder Elektromobilität anzureizen, sodass Netz-

betreiber auf diese zurückgreifen können, anstelle EE-Strom abzuregeln und *Redispatch* auszuführen. Bei der Ausgestaltung von *Smart Markets* ist die **Heterogenität der Netzstruktur** in Deutschland zu beachten: Im windenergiedominierten Norddeutschland ist das Engpassaufkommen sehr hoch und betrifft vor allem die Hoch- und Höchstspannung. In photovoltaikdominierten Netzgebieten sind in der Zukunft hingegen vor allem Netzengpässe in den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes bedingt durch Gleichzeitigkeitseffekte zu erwarten. Ähnliches gilt künftig in laststarken, vorstädtischen Netzgebieten mit lastgetriebenen Netzengpässen (zum Beispiel durch Nachtspeicherheizungen oder Elektromobilität). Angesichts dieser Heterogenität schlägt die *Smart-Market-Studie* von Agora Energiewende<sup>132</sup> verschiedene Ausgestaltungen für *Smart Markets* in den jeweiligen Regionen vor: In windenergiedominierten Regionen mit Netzengpässen in höheren Spannungsebenen und vermaschten Netzen bieten sich sogenannte **Flexibilitätsbezugsmodelle** an: Der Netzbetreiber tritt als Single Buyer auf und proku-

riert die notwendige Flexibilität, um den Netzengpass zu beheben. Flexibilitätsbezugsmodelle können zum Beispiel an bestehende Märkte wie den Regelleistungsmarkt oder den *Intraday*-Markt angedockt sein, in dem sie durch eine zusätzliche lokale Produktkomponente (beispielsweise umspannwerk-scharf) die bereits existierenden Produkte um die Netzengpassinformation erweitern. Alternativ kann eine völlig eigenständige, neue Flexibilitätsplattform geschaffen werden, die ausschließlich für den Bezug netzdienlicher Flexibilität eingerichtet wird. Eine Voraussetzung für Flexibilitätsbezugsmodelle ist ausreichend Liquidität – und ein entsprechend großes Angebot an Flexibilitätsoptionen. In last- und photovoltaikgetriebenen Regionen mit Netzengpässen in den unteren Spannungsebenen bieten sich hingegen **Smart-Market-Modelle mit Quotenbezug** an. In diesem Fall evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Netzengpass zu erwarten ist. Ist dies der Fall, quotiert er die Erzeuger

und Verbraucher an dem betroffenen Netzstrang, bis ein sicherer Netzzustand erreicht ist. Das heißt, er schränkt ihre Netznutzungsrechte ein, zum Beispiel in Bezug auf einen Prozentsatz ihrer Nennleistung. Da Flexibilitätsoptionen zur Netzengpassentlastung in Ring- und Strahlennetzen weitaus geringer verfügbar sind als im vermaschten Netz, bieten sich dort Quotenmodelle an, um die Ausübung von Marktmacht bei geringer Liquidität zu vermeiden. Zusätzlich ist in Quotenmodellen die Einrichtung eines Sekundärmarktes möglich, auf dem Teilnehmer ihre netzdienliche Flexibilität untereinander handeln können, beispielsweise wenn ein Netznutzer eine höhere Präferenz für sofortige Ladung seines Elektroautos hat, der andere Nutzer jedoch genauso gut später laden kann und daher sein Netznutzungsrecht verkauft. Für die Umsetzung von *Smart Markets* als Schnittstelle von Markt und Netz bedarf es weiterer regulatorischer Schritte, um die notwendigen Anreize für netzdienliche Flexibilität zu generieren.

## 3.4. Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz

### 3.4.1. Beschreibung und Abgrenzung

Dieses Kapitel behandelt Möglichkeiten zur Steuerung des Lastflusses, auch Leistungsfluss genannt, im Übertragungsnetz. Die hier beschriebenen Maßnahmen zählen genau wie Freileitungsmonitoring (Kapitel 3.2) zur Netzoptimierung (gemäß NOVA-Prinzip) und werden daher in der Netzplanung berücksichtigt.<sup>133</sup> Ein erforderlicher Zubau von lastflusssteu-

ernden Netzbetriebsmitteln qualifiziert fallweise zur Netzverstärkung. Ziel der Lastflusssteuerung ist es, nicht voll belastete Leitungen besser auszulasten und gleichzeitig überlastete Leitungen zu entlasten.

Den Lastfluss über einzelne Stromleitungen im vermaschten Netz zu steuern ist aufwendig, denn der Strom im Netz stellt sich immer entsprechend der physikalischen Gegebenheiten ein. Es gibt jedoch Betriebsmittel, die eine Steuerung des Lastflusses ermöglichen, indem sie die Impedanz (Wechselstromwiderstand) der Leitung beeinflussen oder eine Spannung in Reihe zur Leitung einprägen, in die sie eingebaut werden. Eine hohe Impedanz sorgt für einen niedrigen Lastfluss, während eine niedrige Impedanz einen hohen Lastfluss ermöglicht. Ähnlich wirken eingeprägte Spannungen.<sup>134</sup>

131 Ecofys und Fraunhofer IWES (2017). In der Studie im Auftrag von Agora Energiewende mit Ecofys und Fraunhofer IWES als Forschungsnehmer werden sechs verschiedene *Smart-Market*-Modelle konzeptualisiert und vorgestellt.

132 Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

133 50Hertz et al. (2015)

134 Leonhard, W. (1980)

Im vermaschten Stromnetz gibt es meistens mehrere Pfade von den Kraftwerken zu den Verbrauchern. Dabei ist es möglich, dass eine Leitung eine deutlich niedrigere Impedanz als die anderen Leitungen zwischen zwei Punkten hat. Demzufolge fließt ein Großteil des Stroms über diese Leitung, während die anderen Leitungen nur wenig belastet werden. Hier eignet sich der Einsatz von Betriebsmitteln zur Lastflusssteuerung. Damit kann man sowohl die Impedanz der einen Leitung erhöhen als auch die Impedanz der anderen Leitungen verringern, um eine gleichmäßige Verteilung des Stroms zu ermöglichen und Überlastungen vorzubeugen. Allerdings ist zu beachten, dass je nach Lastflusssituation unterschiedliche Leitungen überlastet sein können. Daher müssen die Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung regelbar sein und ihre Impedanz an die jeweilige Situation anpassen können.

Lastflusssteuernde Netzbetriebsmittel sind beispielsweise Phasenschiebertransformatoren (PST), sogenannte FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) und HGÜ-Systeme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Im Folgenden werden diese Technologien genauer erläutert. Vor allem bei den FACTS erhebt die Liste keine Ansprüche auf Vollständigkeit, sondern zählt nur beispielhaft einige übliche Varianten auf.

→ **Phasenschiebertransformator (PST):** Diese Art von Transformator wird nicht wie üblich genutzt, um die Spannung auf ein höheres oder niedrigeres Level zu transformieren, sondern um eine Spannung einzuprägen und so den Lastfluss zu steuern. Der Phasenschiebertransformator besteht im Prinzip aus zwei einzelnen Transformatoren, von denen einer Spannung aus dem Netz entnimmt, während der andere sie wieder in Reihe zu einer Leitung einprägt. Der Wert der wieder eingepprägten Spannung lässt sich steuern. So kann der Strom je nach Höhe der eingepprägten Spannung auf andere Leitungen verdrängt werden oder zu größeren Teilen auf dieser Leitung fließen. Gegenüber den nachfolgend beschriebenen FACTS hat der

Phasenschiebertransformator den Nachteil, dass er nicht so schnell und nur in größeren Abstufungen regelbar ist.<sup>135</sup>

→ **FACTS:** FACTS zeichnen sich dadurch aus, dass sie leistungselektronische Komponenten (also sehr schnell steuerbare elektronische Schalter) zur Beeinflussung des Lastflusses nutzen. FACTS sind Phasenschiebertransformatoren insbesondere durch die schnellen Reaktionszeiten und die stufenlose Regelbarkeit deutlich überlegen. Beispiele für FACTS sind:

- **TCSC** (*Thyristor Controlled Series Capacitor*): Ein TCSC ist im Wesentlichen eine regelbare Kapazität, die in die Leitung eingebaut wird. Dadurch, dass damit die Gesamtimpedanz der Leitung verringert oder vergrößert werden kann, kann der Lastfluss über die Leitung gesteuert werden. So kann bei langen Leitungen auch die maximale Übertragungskapazität über die Leitung erhöht werden.
- **UPFC** (*Unified Power Flow Controller*): Der UPFC ist ein sehr flexibel einsetzbares Werkzeug, dessen Leistungselektronik-Komponenten über Transformatoren mit der gesteuerten Stromleitung verbunden sind. Der UPFC prägt analog einem Phasenschiebertransformator eine Spannung in Reihe zu einer Leitung ein. Der UPFC kann nicht nur den Leistungsfluss steuern, sondern zusätzlich auch spannungsstützend wirken.
- **D-FACTS** (*Distributed-FACTS*): D-FACTS wirken genau wie einige herkömmliche FACTS auf die Impedanz von Leitungen ein. Sie haben geringe Abmessungen, sind leicht zu installieren und haben nur eine sehr geringe Wirkung. Daher müssen bei der Verwendung von D-FACTS sehr viele davon entlang einer Leitung installiert werden, um einen signifikanten Effekt zu erzeugen. D-FACTS nutzen den kurzen Abschnitt der Übertragungsleitung, an den sie angeschlossen sind, als Sekundärwicklung eines Transformators. Über eine gezielte Spannungseinspeisung

135 APG Academy (2012)

auf der Primärseite kann dann die Impedanz auf der Sekundärseite angepasst werden.<sup>136</sup>

- **HGÜ:** Gleichstrom wird normalerweise verwendet, um Strom über lange Strecken zu transportieren oder asynchrone Netze zu koppeln. Bei Anwendungen als HGÜ-Kurzkupplung wird der übliche Drehstrom in Gleichstrom umgewandelt und direkt dahinter wieder zurück in Drehstrom gewandelt. Der Vorteil der HGÜ ist, dass bei der Umwandlung in Drehstrom (oder Gleichstrom) genau gesteuert werden kann, welche Leistung fließen soll. Wird eine HGÜ-Kurzkupplung in eine Leitung eingebaut oder eine HGÜ als Übertragungsleitung eingesetzt, lässt sich der Lastfluss über diese Leitung also sehr gut steuern. Die HGÜ kann je nach technischer Ausführung analog dem UPFC auch spannungsstützend wirken.

### 3.4.2. Anwendungsfälle

Wie bereits erwähnt können die beschriebenen Betriebsmittel beispielsweise dazu eingesetzt werden, den Strom von einer überlasteten Leitung auf eine nicht ausgelastete Leitung zu verlagern. Das lässt sich realisieren, indem entweder Impedanzen von Leitungen verändert oder Spannungen in Reihe zu Leitungen eingepreßt werden. Insbesondere bei parallelen Leitungen, von denen eine oder mehrere überlastet sind, ist dies sinnvoll.

Die folgende Liste beschreibt beispielhafte Anwendungen von verschiedenen technischen Maßnahmen zur Lastflusssteuerung.

- **Phasenschiebertransformator (PST):** Im aktuellen NEP Strom sind einige Maßnahmen für innerdeutsche PST zur besseren Ausnutzung der Übertragungskapazität vorgesehen. Beispiele hierfür sind geplante PST in Urberach und im östlichen Ruhrgebiet im Netzgebiet von Amprion und in Borken im Netzgebiet von TenneT.<sup>137</sup>

Abgesehen davon werden PST bisher vor allem an Ländergrenzen eingesetzt. Beispielsweise werden beziehungsweise wurden mehrere PST an der deutsch-polnischen Grenze installiert. Die ersten Phasenschieber gingen 2016 auf der polnischen Seite in Betrieb. Weitere PST werden gegenwärtig auf der deutschen Seite von 50Hertz errichtet. Diese Projekte sind dafür vorgesehen, den Strom, der von Norddeutschland nach Süddeutschland beziehungsweise Österreich gehandelt wird, nicht teilweise über Polen fließen zu lassen. Durch die Installation des Phasenschiebers können die ungeplanten Lastflüsse über Polen reduziert werden und das polnische Netz kann somit entlastet werden.<sup>138</sup> Ähnliche Projekte gibt es an der deutschen Grenze zu Tschechien und an vielen anderen europäischen Grenzen. Durch die Entlastung der benachbarten Netze erhöht sich die Auslastung anderer Übertragungstrecken im deutschen Netz.

- **FACTS:** In Deutschland sind gegenwärtig kaum FACTS zur Lastflusssteuerung vorgesehen. Im NEP 2030 werden zwar zum ersten Mal lastflusssteuernde PST in größerem Maßstab, aber nur ein FACTS berücksichtigt. Aktuell plant TenneT einen TCSC an einer Leitung zwischen Stadorf und Wahle. Durch die verringerte Impedanz sollen die Auslastung dieser Leitung erhöht und parallele Leitungen entlastet werden.<sup>139</sup>
- **HGÜ:** HGÜ-Fernübertragung wird bereits seit längerer Zeit zur Kopplung des deutschen Netzes an das asynchrone Nachbarnetz der skandinavischen Länder eingesetzt (Baltic Cable und Kontek, mit NordLink ist eine weitere Verbindung in Bau). Auch der Großteil der Anbindungen der deutschen Offshore-Windparks erfolgt über HGÜ. Innerhalb des deutschen Netzes benennt der Bundesbedarfsplan 2015 fünf HGÜ-Fernübertragungsprojekte, die bis 2021 (Ultranet) beziehungsweise 2025 (alle anderen) in Betrieb gehen sollen. Im NEP 2030 ist außerdem eine HGÜ-Kurzkupplung in Bentwisch im Netzgebiet von 50Hertz mit Inbetriebnahme

136 Divan, D. und Johal, H. (2005), Pacific Gas and Electric Company (2016)

137 50Hertz et al. (2017)

138 50Hertz und PSE (2014), 50Hertz und PSE (2016)

139 50Hertz et al. (2017)

2018 geplant. Diese Anlage ermöglicht eine weitere Verbindung des deutschen Netzes mit dem skandinavischen Netz, die gleichzeitig der Anbindung von Offshore-Windenergie an beide Netze dient. Die Fernübertragung ist hier als Drehstrom-Seekabel ausgeführt. Durch die HGÜ-Kurzkupplung wird nicht nur eine weitere Kopplung der asynchronen Netze ermöglicht, sondern auch der Leistungsfluss aus den an diese Verbindung angeschlossenen Offshore-Windparks zwischen den beiden Netzen gesteuert. Die HGÜ-Kurzkupplung soll so die Netzregelung bei fluktuierender Windenergieeinspeisung optimieren.

HGÜ-Kurzkupplungen zur reinen Lastflusssteuerung wurden bisher in Deutschland noch nicht realisiert oder geplant.

### 3.4.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse

Die vorgestellten Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung bieten gute Möglichkeiten, schon im Rahmen netzbezogener Maßnahmen überlastete Leitungen zu entlasten und so *Redispatch*, Einspeisemanagement und Netzausbau zu verringern. Der wesentliche Vorteil von FACTS, HGÜ-Kurzkupplungen und Phasenschiebertransformatoren ist, dass sie im vermaschten Drehstrom-Übertragungsnetz engpassminimierend regelbar sind. Die wirksame Kapazität beziehungsweise Induktivität und damit die Impedanz kann also an die jeweilige Situation angepasst werden.

Verschiedene Arten von FACTS wurden weltweit in vielen verschiedenen Projekten eingesetzt, die Technologie ist also ausgereift. Außerdem bieten sie den Vorteil, dass sie eine sehr schnelle Reaktionszeit und geringe Verluste haben. Dadurch eignen sich FACTS vor allem, wenn häufige Lastflussänderungen auftreten. Die größten Nachteile von FACTS sind jedoch die hohen Investitionskosten. Das ist auch der Hauptgrund, weshalb Alternativen wie PST bevorzugt werden.<sup>140</sup>

<sup>140</sup> Ensslin, C. et al. (2008), Divan, D. et al. (2004)

Wenn in Zukunft eine größere Steuerbarkeit der Lastflüsse gefordert wird (zum Beispiel aufgrund vermehrter Engpässe), wird der Einsatz von lastflusssteuernden Betriebsmitteln an Bedeutung gewinnen. Automatisierte und schnelle Lastflusssteuerungen können grundsätzlich zusätzlichen Nutzen stiften (siehe Kapitel 3.6).<sup>141</sup>

Da Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung innerhalb eines Umspannwerks oder innerhalb eines Gebäudes errichtet werden, kann eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz als bei Leitungen erwartet werden.

Bei der Umsetzung des *Tools* sind keine regulatorischen oder technischen Hürden zu erwarten. Es bedarf des Sammelns von Erfahrungen mit der koordinierten Wirkung von lastflusssteuernden Elementen im großflächigen Einsatz.<sup>142</sup> Kurz- bis mittelfristig können Phasenschiebertransformatoren eingesetzt werden, um an neuralgischen Punkten – an netztechnisch geeigneten Standorten – stark belastete Leitungen zu entlasten. Für die Umsetzbarkeit sind die Verfügbarkeit und die Einsatzmöglichkeit an diesen Standorten sowie die dortige Genehmigungsfähigkeit entscheidend. Zugleich sind beim Einsatz gegebenenfalls auch Rückwirkungen zwischen dem Übertragungsnetz und gegebenenfalls der 110-Kilovolt-Ebene im Verteilnetz zu beachten.<sup>143</sup>

### Zusammenfassung der Bewertung

Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung sind wirksame technologische Maßnahmen, um kurz- bis mittelfristig überlastete Leitungen zu entlasten und so beispielsweise *Redispatch*-Maßnahmen oder Netzausbau zu verringern. Daher sieht auch der aktuelle NEP mehrere Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung vor. Weitere bestehende oder zukünftige Potenziale

<sup>141</sup> Lopes, L. A. C. und Elamari, K. (2016)

<sup>142</sup> Agora Energiewende (2017c)

<sup>143</sup> Hierzu gibt es eine detailliertere Ausführung in dem Impulspapier zu Sofortmaßnahmen zur Optimierung der Stromnetze von Agora Energiewende (2017c)

für den Einsatz einer Lastflusssteuerung lassen eine steigende Nutzung dieser Technologien erwarten.

### 3.5. Online-Assistenzsysteme (Online-DSA) für die Netzleitstelle

#### 3.5.1. Beschreibung und Abgrenzung

Ist das Energiesystem in einem sicheren und stabilen Zustand, kann es Störungen überwinden, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet wird<sup>144</sup> (siehe hierzu auch Kapitel 2). Um dies zu gewährleisten, wird das System zum einen entsprechend geplant und weiterentwickelt, und zum anderen wird durch die Betriebsführung, durch Überwachung und Steuerung der Betriebsmittel, die Einhaltung der Grenzen des sicheren Netzbetriebs zu jeder Zeit sichergestellt.<sup>145</sup> Doch die weiter steigende Volatilität der Betriebssituationen und die steigende Komplexität durch Einführung neuer Betriebsmittel erschweren den sicheren Netzbetrieb – und führen damit zu neuen Anforderungen an die Systemführung.

Die verlässliche Beurteilung der Netzsicherheit ist daher von entscheidender Bedeutung. Heutzutage wird die Sicherheit im Netzbetrieb meistens durch stationäre Berechnungen beurteilt. Dabei wird das verfügbare Übertragungsvermögen unter der Annahme bestimmt, dass die Netzsicherheit nur durch zwei Zustände, vor Störungseintritt und im eingeschwungenen Zustand nach Störungseintritt, aber nicht vom transienten Übergang zwischen diesen beiden Zuständen, bestimmt wird. Oft werden hierbei nur **thermische Grenzen** berücksichtigt, da diese heutzutage meistens vor den Stabilitätsgrenzen wirksam sind. Die Einführung neuer Betriebsmittel, wie zum Beispiel Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile (Kapitel 3.2), erhöht jedoch die thermischen Grenzen, wodurch die genaue Bestimmung der **Stabilitätsgrenzen** im Netzbetrieb an Relevanz gewinnt.

144 CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)

145 CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)

Im Gegensatz zur statischen Sicherheitsbeurteilung beinhaltet die Beurteilung der dynamischen Netzsicherheit (*Dynamic Security Assessment, DSA*) zusätzliche Methoden, um die Systemstabilität und Netzsicherheit im Verlauf einer Störung zu bewerten und, soweit möglich, Stabilitätsgrenzen genauer zu bestimmen. Das DSA ist bisher hauptsächlich ein Instrument der Netzplanung und nicht der Netzführung. Das bedeutet, dass die dynamische Stabilitätsanalyse im Voraus für alle wichtigen Fälle durchgeführt wird. Dafür sind bestimmte Vorhersagen des Verbrauchs und der Erzeugung nötig. Die zunehmende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie variiert jedoch so stark, dass Vorhersagen immer wichtiger und aufwendiger werden und die Zahl potenziell relevanter Fälle ansteigt. Wenn die Netzplanung nicht mehr alle relevanten Fälle vorab berechnen kann, würden die Übertragungsgrenzen für den Netzbetrieb sinnvollerweise zur sicheren Seite abgeschätzt. Dadurch wird jedoch das Netz weniger effizient genutzt, als es tatsächlich ohne Gefahr für die Netzsicherheit möglich wäre.

**Online-DSA** ist ein **Assistenzsystem**, das im Gegensatz zum bisherigen Offline-DSA einen schnellen *Screening*-Prozess des aktuellen Netzzustandes beinhaltet, wodurch sich die Zahl der zu berechnenden Fälle verringern lässt. Dadurch wird eine Echtzeitanalyse der Netzstabilität möglich, die den aktuellen Zustand berücksichtigt und keine langfristigen Vorhersagen benötigt.<sup>146</sup> Durch die Einführung von Online-Assistenzsystemen wie Online-DSA, die Berechnungen zur dynamischen Netzstabilität in Echtzeit ermöglichen, müsste weniger als bisher zur Bestimmung der Übertragungsgrenzen auf Abschätzungen mit Sicherheitspuffer zurückgegriffen werden. Um den aktuellen Zustand des Übertragungsnetzes möglichst genau zu erfassen, kommt die sogenannte Netzzustandsschätzung (*State Estimation*) zum Einsatz, die die Messsignale auswertet und mit redundanten Messdaten auch die Erkennung fehlerhafter Messwerte ermöglicht.

146 CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)

In Abbildung 5 sind die einzelnen Komponenten von Online-DSA dargestellt. Messdaten des Netzes, zum Beispiel aus PMU (*Phasor Measurement Units*)<sup>147</sup>, werden in SCADA-Systemen<sup>148</sup> erfasst. Zusammen mit der Modellierung des Energiesystems und der Zustandsschätzung (in der Abbildung nicht als eigene Komponente enthalten) sind diese Messdaten Grundlage des zuvor erwähnten *Screening*-Prozesses. Die Modelle und die Ergebnisse des *Screenings* bilden dann die Eingangsdaten für die Berechnung und Beurteilung der Sicherheit des Systems. Falls eine Störung oder Überlastung droht, muss daraufhin eine Abhilfemaßnahme ermittelt werden. Um die Ergebnisse möglichst übersichtlich und verständlich darzustellen, werden diese für den Netzbetreiber visualisiert. **Online-DSA** ist somit nur eine **Kontroll- und Entscheidungshilfe** und **greift nicht aktiv in den Netzbetrieb ein**.

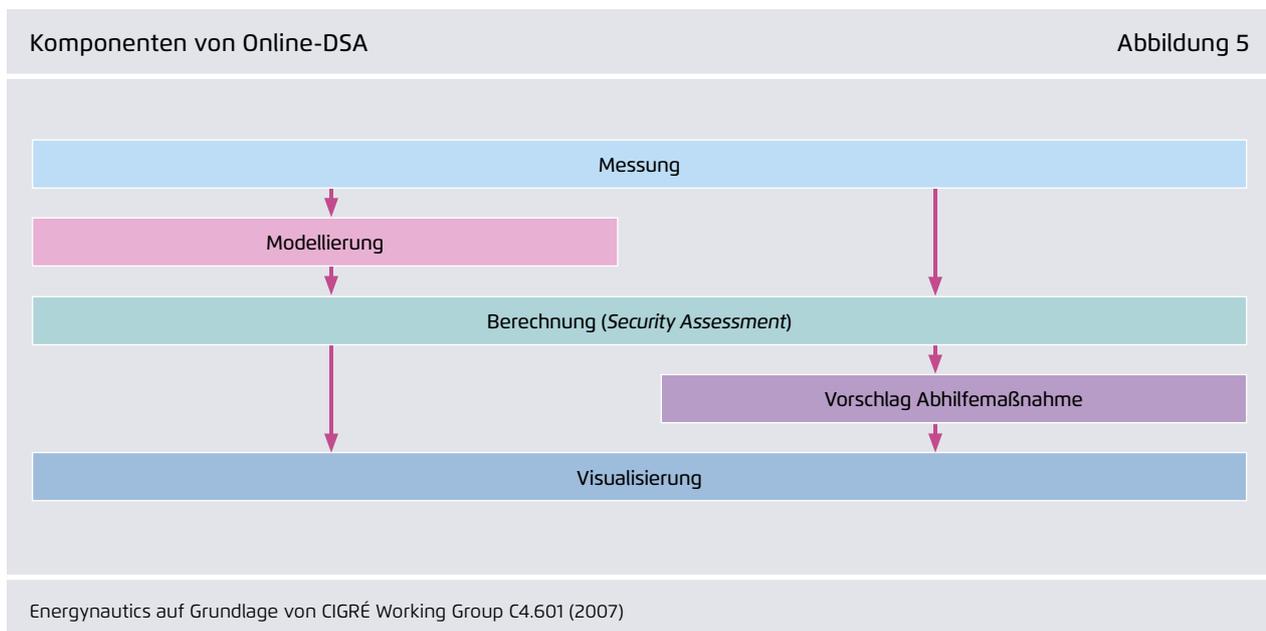
147 Ein PMU ist ein Gerät zur zeitsynchronisierten Messung von Strom- und Spannungswerten einschließlich deren Winkel.

148 SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ist eine Anwendung zur Überwachung, Kontrolle und Steuerung eines Systems.

In Kapitel 2.4 wurden die **Stabilitätsgrenzen** des Netzbetriebs erläutert. Zu Online-DSA gehören drei wesentliche Elemente, die verschiedene Stabilitätsgrenzen bewerten:<sup>149</sup>

- **Transient Security Assessment (TSA)**: Bewertung der transienten Stabilität bei Spannungs- und Frequenzeinbrüchen. Transiente Stabilität ist die Fähigkeit des Netzes, nach einer transienten Störung (also einer plötzlichen und kurzzeitigen Störung) wieder in den Normalzustand überzugehen.
- **Voltage Security Assessment (VSA)**: Bewertung der Spannungsstabilität
- **Small-Signal Security Assessment (SSSA)**: Bewertung der Kleinsignalstabilität, also der Fähigkeit des Netzes, nach einer kleinen Störung wieder in den Normalzustand überzugehen. Kleine Störungen sind zum Beispiel sich kontinuierlich verändernde Lasten oder Schaltvorgänge im Netz, die zu ungewünschten Schwingungen führen können. Deshalb wird die Kleinsignalstabilität über die Dämpfung von Schwingungen im System bewertet.

149 CIGRÉ Working Group C4.601 (2007)



Es gibt sehr unterschiedliche Ausführungen von Online-DISA, wobei nicht immer alle drei Elemente enthalten sind. Online-DISA muss auf das jeweilige System und die Bedürfnisse angepasst werden und kann auch mit anderen Anwendungen verknüpft werden. Im nächsten Unterkapitel wird ein Anwendungsbeispiel aufgezeigt, in dem die Online-DISA-Anwendung mit einem Kontrollzentrum verbunden ist, wodurch mögliche Steuerungsaufgaben direkt durch den Netzbetreiber übergeben werden können.

Wie in Kapitel 2.4 bereits erläutert, besteht bei mehreren Stabilitätskriterien ein Zusammenhang zur Netzauslastung. Grundsätzlich stehen dem Netzbetrieb deshalb die Maßnahmen des Engpassmanagements auch als wirksame Mittel zur Wahrung der Systemstabilität zur Verfügung.

### 3.5.2. Anwendungsbeispiele

Online-DISA ist keine völlig neue Möglichkeit der Sicherheitsbewertung, sondern wird bereits in vielen Ländern angewendet. Beispielsweise haben sieben der zehn Übertragungsnetzbetreiber in Nordamerika Online-DISA-Systeme implementiert. Aber auch in Europa gibt es Übertragungsnetzbetreiber, die

Online-DISA verwenden, wie zum Beispiel in Irland und Spanien. Neue Ansätze für Online-DISA-Systeme werden in Projekten wie dem iTesla-Projekt<sup>150</sup> entwickelt und zur Anwendungsreife gebracht.

#### Irland

Das irische Stromversorgungssystem ist ein vergleichsweise kleines System mit einem großen Anteil an fluktuierender Windenergie, der sogar noch steigen wird. Bis zum Jahr 2020 sollen 40 Prozent des Verbrauchs durch erneuerbare Erzeugung (vor allem Windenergie) gedeckt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, muss zu jedem Zeitpunkt verlässlich ermittelt werden, wie viel Windenergie das System unter Berücksichtigung der Stabilitätsgrenzen und des (n-1)-Kriteriums aufnehmen kann. Zu diesem Zweck wurde WSAT (*Wind Security Assessment Tool*) innerhalb von zwei Jahren entwickelt und ist im September 2010 in der Netzleitstelle in Betrieb gegangen.<sup>151</sup>

150 iTesla = *Innovative Tools for Electrical System Security within Large Areas*

151 Wang, L. (2011)

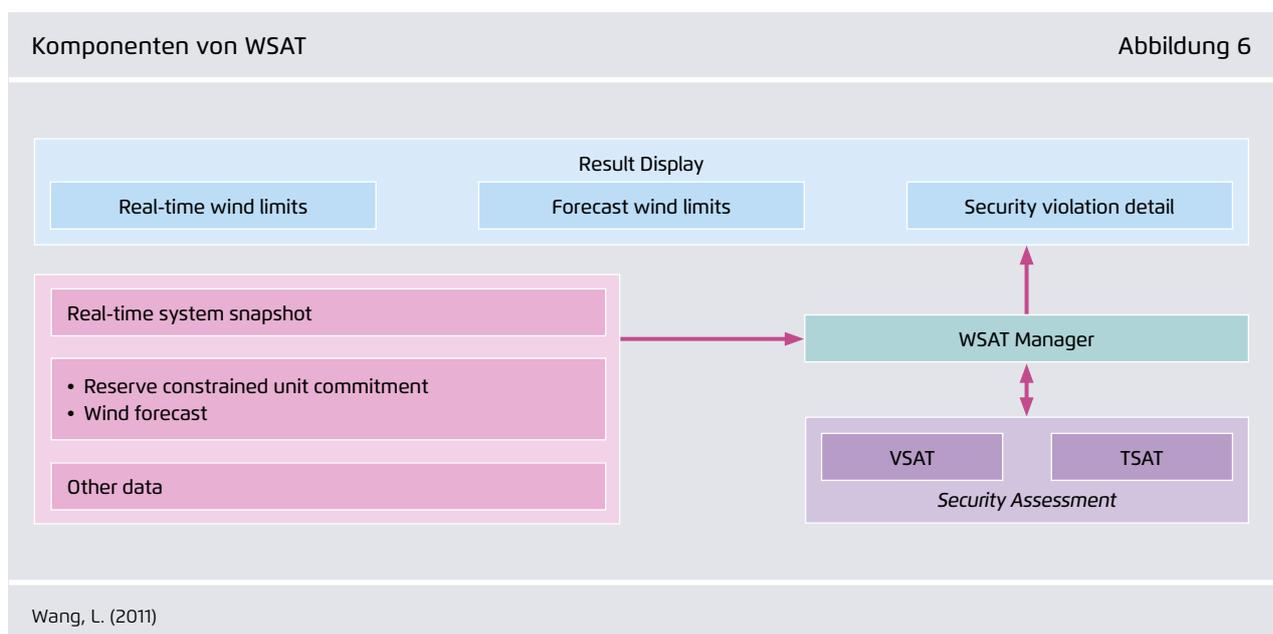


Abbildung 6 zeigt den Aufbau und die Komponenten des irischen Online-DSA-Systems. Mithilfe einer Echtzeit-Momentaufnahme und einer Windvorhersage werden die Spannungsstabilität (VSAT: *Voltage Security Assessment Tool*) und transiente Stabilität (TSAT: *Transient Security Assessment Tool*) bewertet. Davon werden Einspeisegrenzen für Strom aus Windenergie sowohl in Echtzeit als auch als Vorhersage abgeleitet. In Abbildung 7 ist die Visualisierung dieser Ergebnisse zu sehen. Die rosa Kurve zeigt die vorhergesagte Windstromerzeugung, während die blaue Kurve die aktuelle Windstromerzeugung zeigt. Die Grenzen für die Erzeugung aus Windenergieanlagen, basierend auf Echtzeitdaten beziehungsweise vorhergesagten Daten, geben an, wie viel Einspeisung aus Windenergie das System aufnehmen könnte, und sind in Lila beziehungsweise Grün dargestellt.

Die Anwendung von WSAT hat ergeben, dass die Systemsicherheit bis zu einem Windenergiean-

teil von 70 Prozent gewährleistet werden kann.<sup>152</sup> Dadurch kann deutlich mehr Windenergie in das irische Netz integriert werden.

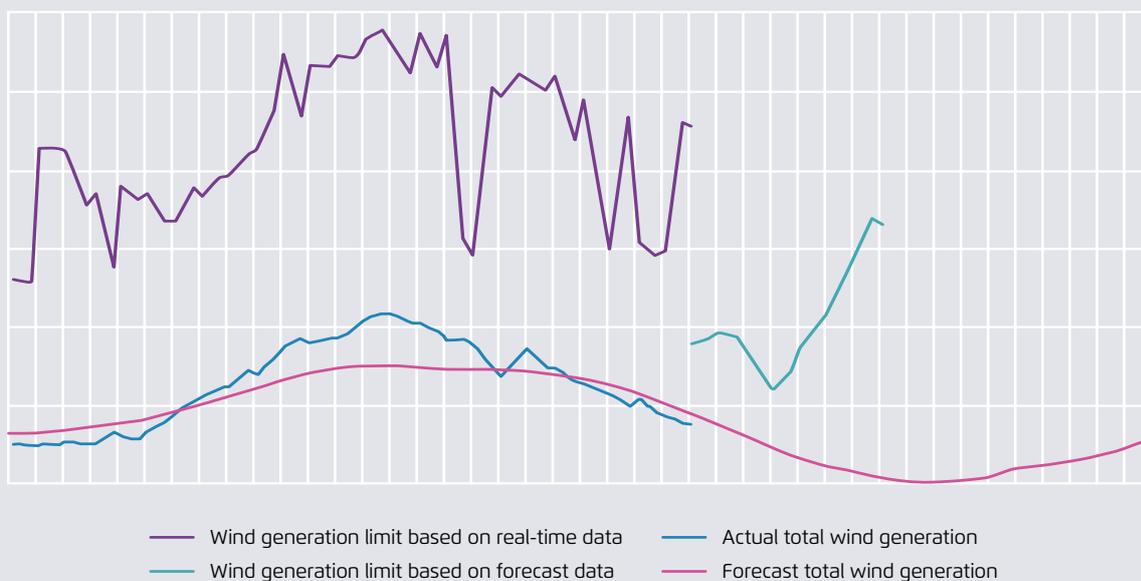
### Spanien

Ähnlich wie Irland hat auch Spanien einen sehr hohen Anteil an Windenergie und nur wenige Interkonnektoren zu seinen europäischen Nachbarländern. Um die Integration von Windenergie in das Stromnetz zu verbessern, wurde daher 2006 das Kontrollzentrum für Erneuerbare Energien CECRE (*Control Centre for Renewable Energies*) eingerichtet. Jeder Windpark mit einer installierten Leistung von mehr als zehn Megawatt wird durch eine eigene Leitwarte gesteuert, die direkt mit CECRE verbunden ist. Dadurch erhält CECRE Echtzeit-Informationen aller Erzeugungseinheiten und koordiniert, überwacht und

152 Powertech Labs Inc. (2010)

Ergebnisse der Wind-Sicherheitsbewertung durch WSAT für ein 42-Stunden-Fenster

Abbildung 7



Wang, L. (2011)

steuert die Windstromerzeugungs-Kontrollzentren (RESCC).

Dieses Kontrollschema verbesserte die Sicherheit und Effektivität des Netzbetriebs und bildete die Grundlage für GEMAS, Spaniens Online-DSA-Anwendung, die im März 2008 installiert wurde. Neben grundlegenden Informationen über die Windparks erhält GEMAS zusätzlich Echtzeit-Windstromerzeugungsdaten und eine Momentaufnahme des Energiesystems von CECRE. Auf Basis dieser Informationen wird alle zwanzig Minuten die maximale Menge an Stromerzeugung aus Windenergie berechnet, die das Energiesystem ohne Gefährdung der Netzsicherheit aufnehmen kann. Dabei werden dynamische Stabilitätsanalysen berücksichtigt, wie zum Beispiel berechnete Spannungseinbrüche und Ausfälle von Generatoren (TSA). Droht die aktuelle Windstromerzeugung größer zu werden als das zugehörige Erzeugungslimit, hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, Windparks über das Kontrollzentrum CECRE abzuregeln.

Durch GEMAS wird die vermehrte Integration der Stromerzeugung aus Windenergie unter Erhalt der transienten Stabilität vereinfacht. Werden jedoch immer mehr Windenergieanlagen in Betrieb genommen, werden immer häufiger Grenzen durch Überlastung von Netzbetriebsmitteln oder den Ausgleich der Energiebilanz wirksam.<sup>153</sup>

### **Das iTesla-Projekt**

Neben diesen bereits realisierten Anwendungsbeispielen ist Online-DSA auch Gegenstand von aktuellen Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Im 2016 abgeschlossenen iTesla-Projekt (*Innovative Tools for Electrical System Security within Large Areas*) wurde ein Online-DSA-System mit Nutzung probabilistischer Methoden entworfen. Das im Projekt entwickelte Tool beurteilt die Systemsicherheit unter der Berücksichtigung von Vorhersageunsicherheiten.

In der iTesla-*Toolbox* werden eine Offline- und eine Onlineplattform miteinander kombiniert. Zunächst werden in einem Offlinearbeitsschritt mögliche auftretende Situationen (unter Berücksichtigung von Vorhersageunsicherheiten der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Lasten) simuliert. Auf Basis dieser Simulationen werden dann Sicherheitsregeln definiert, um Netzzustände als sicher oder unsicher zu klassifizieren. Während des Netzbetriebs werden in Echtzeit (online) plausible Netzzustände innerhalb der Vorhersageunsicherheiten untersucht und auf Grundlage der zuvor definierten Regeln als sicher oder unsicher bewertet. Wenn nötig werden dem Netzbetreiber Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen.<sup>154</sup>

### **3.5.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse**

Durch Assistenzsysteme wie Online-DSA können Stabilitätsgrenzen für Stromtransporte genauer bestimmt werden. Bisher beruhen die in der Netzführung berücksichtigten Übertragungsgrenzen meistens auf der Ermittlung der stationären thermischen Grenzen, da diese im Regelfall vor den Stabilitätsgrenzen wirksam sind. Durch die Einführung neuer Betriebsmittel, wie zum Beispiel durch HTLS (siehe Kapitel 3.2), werden die thermischen Grenzen jedoch verschoben. Dadurch kann es dazu kommen, dass Stabilitätsgrenzen vor den thermischen Grenzen wirksam werden. Ohne Online-DSA werden in der Netzplanung diese Grenzen für den Netzbetrieb zur sicheren Seite abgeschätzt. Zudem basieren die Grenzen oft auf der Berechnung eines Netzzustandes, der nicht dem aktuellen Zustand entspricht. Ist dies der Fall, kann Online-DSA zu einer besseren Ausnutzung der Grenzen und somit zu einer verbesserten Netzauslastung und einer erhöhten Integration von Erneuerbaren Energien beitragen, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet wird.

Die Wirksamkeit von Online-DSA hängt stark von dem zugrundeliegenden Energiesystem und der spezifischen Anwendung ab. Die Anwendungsbeispiele,

153 de la Torre, M. et al. (2008)

154 iTesla Consortium (2016)

Irland und Spanien, sind Energiesysteme mit relativ begrenzter Anbindung an benachbarte Netze und mit einem hohen Anteil an Windenergie. Die Anwendung von Online-DSA hat hier zu einer deutlich verbesserten Netzintegration der Windenergie geführt. Deutschland hingegen ist in zentraler Lage in das europäische Stromnetz eingebunden und hat somit andere Voraussetzungen als Irland oder Spanien. Die Anwendung von Online-DSA bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern würde vermutlich zu anderen Ergebnissen führen. Wie genau diese Ergebnisse aussehen und welche Vorteile sich durch die Anwendung ergeben, ist jedoch nicht im Vorhinein feststellbar.

Die dynamischen Berechnungen der Sicherheitsbewertung und die Validierung der Modelle sind deutlich komplexer als bei der statischen Sicherheitsbeurteilung. Deshalb ist die Umsetzung von Online-DSA mit hohem Aufwand verbunden, abhängig von den in das System integrierten Funktionen. Auch die zuverlässige Echtzeitversorgung mit Daten muss gewährleistet sein. Die Entwicklung und Einführung von Online-DSA ist daher ein aufwendiger Prozess, der aber auch stufenweise erfolgen kann. Erste Anwendungen sind sicherlich auch in Deutschland bis 2020 möglich, wie die Beispiele aus dem Ausland zeigen. Bis 2030 könnten die Funktionalität und die Leistungsfähigkeit solcher Systeme noch wesentlich erweitert und verbessert werden. Der Zeitaufwand, der für die Entwicklung von Online-DSA aufgebracht wird, wird auch zu Kosten führen, die entsprechend berücksichtigt werden müssen. In jedem Fall muss Vorsorge für den Fall getroffen werden, dass die sich verändernde Netzsituation in Zukunft eine zeitnahe Erkennung dynamischer Stabilitätsprobleme durch Online-DSA erfordert.

### **Zusammenfassung der Bewertung**

Durch die Einführung neuer Betriebsmittel werden thermische Grenzen verschoben, die bisher die Übertragungsgrenzen maßgeblich bestimmt haben. Stabilitätsgrenzen können somit häufiger als bisher

vor den thermischen Grenzen wirksam werden, und die Übertragungsgrenzen müssten daran angepasst werden. Mit Online-DSA können die Stabilitätsgrenzen in Abhängigkeit der aktuellen Betriebssituation bestimmt werden. Gegenüber dem konventionellen statischen DSA durch die Netzplanung wird es dadurch (im Kontext der steigenden Zahl möglicher Betriebssituationen) seltener notwendig, die Stabilitätsgrenzen zur sicheren Seite abzuschätzen. Wo Stabilitätsgrenzen als Begrenzung der Übertragungsleistung wirksam sind, kann somit eine höhere Netzauslastung und damit ein effizienterer Netzbetrieb erreicht werden.

Da in den Netzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit meist die thermischen Grenzen maßgeblich für die Begrenzung der Übertragungsleistung sind, kann durch Einsatz von Online-DSA kurzfristig keine Einsparung von Netzausbau oder Engpassmanagementmaßnahmen erreicht werden. Mittelfristig bis 2030 werden die Stabilitätsgrenzen zwar relevanter werden, aber ob dies in einem Maße geschieht, dass sich mit Online-DSA eine signifikante Steigerung der Netzeffizienz erzielen lässt, ist schwer absehbar. Diesbezüglich mag es auch Unterschiede zwischen den Übertragungsnetzbetreibern geben. Da langfristig nach 2030 die Relevanz von Online-DSA voraussichtlich weiter steigt, haben einzelne deutsche Übertragungsnetzbetreiber bereits mit ersten Evaluierungs- und Umsetzungsschritten begonnen.

## **3.6. Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums**

### **3.6.1. Beschreibung und Abgrenzung**

Die Definition des (n-1)-Kriteriums laut den *Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*<sup>155</sup> der Netzbetreiber besagt, dass bei Ausfall oder Abschaltung eines Betriebsmittels im Übertragungsnetz die Netzsicherheit ohne weitere Gegen-

<sup>155</sup> 50Hertz et al. (2015)

maßnahmen gewährleistet bleibt. Das bedeutet, dass in diesem Fall keine Grenzwerte für Spannungen, Ströme oder Kurzschlussleistungen dauerhaft verletzt werden dürfen. Des Weiteren dürfen keine Versorgungs- oder Einspeiseunterbrechungen auftreten, die Störung darf sich nicht ausweiten und die Stabilität des Netzes darf nicht gefährdet werden.

Um einen (n-1)-sicheren Betrieb zu gewährleisten, müssen im Übertragungsnetz also redundante Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren etc.) vorgehalten werden, die im Normalfall nicht voll ausgelastet sind und nur im Fehlerfall den Strom des ausgefallenen Betriebsmittels übernehmen sollen. Durch diese Struktur werden im Normalbetrieb selbst bei höchsten Belastungen bestehende Übertragungsgrenzen nicht vollständig ausgenutzt. Unter dem Terminus „Weiterentwicklung des konventionellen (n-1)-Kriteriums“ werden Konzepte verstanden, die eine höhere Auslastung der Betriebsmittel des Netzes erlauben und zugleich sicherstellen, dass bei einem Ausfall von Betriebsmitteln weiterhin keine Grenzwertüberschreitungen oder Versorgungsunterbrechungen auftreten. Dazu gibt es verschiedene Ansätze. In diesem Bericht wird vor allem auf die beiden Ansätze eingegangen, die in der Studie *Netzstresstest* von TenneT und im „Umbrella“-Projekt erarbeitet wurden.<sup>156</sup>

### **Automatisierte Systemführung nach der Netzstresstest-Studie**

In der Studie *Netzstresstest* von TenneT mit Consentec als Forschungsnehmer wurden sechs Szenarien für alternative Entwicklungspfade der Energiewende untersucht, die bewusst von den Rahmenbedingungen des Netzentwicklungsplans abweichen. In einem der Szenarien wird die automatisierte Systemführung als sogenannte „**kurative**“ **Umsetzung des (n-1)-Kriteriums** im Betrieb in Kombination mit einem flächendeckenden Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel analysiert. Im Ergebnis wird dieser

Kombination ein erhebliches Wirkungspotenzial attestiert.<sup>157</sup>

Bei dem Konzept der automatisierten Systemführung wird im fehlerfreien Normalbetrieb die volle Auslastung der Betriebsmittel zugelassen; die (n-1)-Sicherheit wird durch erst im Fehlerfall erfolgende automatische Eingriffe sichergestellt. Durch den Einsatz von den in Kapitel 3.4 vorgestellten Betriebsmitteln können zum Beispiel Lastflüsse gesteuert werden, um durch den Fehler überlastete Leitungen zu entlasten (netzbezogene Maßnahmen). Außerdem können Erzeugungseinheiten und zu- und abschaltbare Lasten diesseits und jenseits überlasteter Betriebsmittel angepasst werden (marktbezogene Maßnahmen), es findet also ein schneller „**fehlerbasierter Redispatch**“ statt. Hier wird der Umstand genutzt, dass Betriebsmittel kurzzeitig höher belastet werden dürfen, bis die genannten Gegenmaßnahmen wirksam werden. Da die verfügbaren Zeiträume sehr kurz sind, muss die Steuerung sehr schnell (in Echtzeit) reagieren. Demzufolge ist eine automatisierte Steuerung aller benötigten Eingriffe bei diesem Konzept unverzichtbar. Wo dieses Konzept eingesetzt wird, ergibt sich durch die Möglichkeit zur höheren Auslastung der Betriebsmittel im normalen Betrieb eine deutlich effizientere Netznutzung.

Der wesentliche Unterschied vom Konzept der Automatisierten Systemführung zum herkömmlichen (n-1)-Kriterium ist, dass der (n-1)-sichere Betrieb nicht mehr *präventiv* durch die redundanten Betriebsmittel hergestellt wird, sondern erst *kurativ* durch die im Fehlerfall erfolgenden Maßnahmen eintritt. Dieses Konzept ist nicht neu, sondern im Ausland in einigen Ländern in begrenztem Umfang bereits gängige Praxis. In den Vereinbarungen der Übertragungsnetzbetreiber des Nordel-Netzes<sup>158</sup>

<sup>156</sup> Consentec (2016), TTG et al. (2016)

<sup>157</sup> Consentec (2016)

<sup>158</sup> Nordel ist als eigene Organisation 2009 aufgelöst worden und in der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) aufgegangen.

(Skandinavien) von 2007 findet sich das Konzept unter der Bezeichnung *System Protection Scheme*.<sup>159</sup>

### **Risk Based Security Assessment (RBSA) nach dem „Umbrella“-Projekt**

Im Forschungsprojekt „Umbrella“, einem gemeinsamen Projekt mehrerer europäischer Übertragungsnetzbetreiber, Universitäten und Forschungseinrichtungen, wurde innerhalb von drei Jahren eine *Toolbox* für Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Die Werkzeuge dieser *Toolbox* sollen den Übertragungsnetzbetreibern zukünftig einen effizienteren Umgang mit Vorhersagefehlern, voraussichtlichen Fehlerauswirkungen und möglichen korrektiven Eingriffen zur Erhaltung der Netzsicherheit ermöglichen.<sup>160</sup> Eines jener Werkzeuge ist die Ergänzung und Erweiterung des (n-1)-Kriteriums zur risikobasierten Sicherheitsbewertung (*Risk Based Security Assessment*, **RBSA**).

Der wesentliche Unterschied des RBSA zum konventionellen (n-1)-Kriterium ist, dass nicht alle betrachteten Betriebsmittelausfälle gleich behandelt werden. Beim konventionellen (n-1)-Kriterium ist der Bedarf für eine Abhilfemaßnahme dann gegeben, wenn bei der Berechnung mit einem angenommenen Betriebsmittelausfall eine Grenzwertverletzung festgestellt wird. Dabei spielt keine Rolle, wie hoch die Wahrscheinlichkeit für den betreffenden Ausfall tatsächlich ist und ob in der Folge des Ausfalls und der resultierenden Grenzwertverletzung das Risiko einer Fehlerkaskade besteht. Auch die Eintrittswahrscheinlichkeit für die vorhergesagte Ausgangssituation wird nicht immer differenziert bewertet. Im Ergebnis gehen auch Betriebsmittelausfälle mit sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit und nur begrenzten Folgen in die Begrenzung der Netzauslastung für den Netzbetrieb ein. Allein durch diesen Bewertungsansatz werden also Auslastungsgrenzen zur sicheren Seite abgeschätzt. Durch differenziertere

Bewertungsansätze kann eine höhere Netzauslastung und damit effizientere Netznutzung erreicht werden.

Beim RBSA wird das (n-1)-Kriterium so erweitert, dass in Form deterministischer und probabilistischer Methoden die genannten Eintrittswahrscheinlichkeiten der prognostizierten Betriebsituationen und Betriebsmittelausfälle sowie deren Folgen in die Bewertung einbezogen werden. Dieser Ansatz gewinnt auch dadurch an praktische Relevanz, dass einerseits die Rolle von Vorhersagen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in Netzplanung und Netzbetrieb immer wichtiger wird und andererseits die heute verfügbare Rechnerleistung auch zeitnah aufwendigere Berechnungen ermöglicht.

RBSA ist als Konzept nicht grundsätzlich neu, sondern wird auch heute schon von Übertragungsnetzbetreibern angewendet. Das Ziel des Werkzeugs aus der *Umbrella-Toolbox* ist die stärkere Integration des Ansatzes sowohl in die Verfahren der Netzplanung als auch in den täglichen Netzbetrieb. Deshalb ist neben einer RBSA-Implementierung auch die (Vor-)Auswahl geeigneter korrektiver Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit durch Optimierungsverfahren ein Teil der *Umbrella-Toolbox*.

### **3.6.2. Weitere aktuelle Forschungsprojekte und Studien**

Die beiden beschriebenen Konzepte wurden bisher von den Übertragungsnetzbetreibern des kontinentaleuropäischen Verbundes (Regional Group Continental Europe der ENTSO-E) noch nicht systematisch praktiziert. Ausgewählte Werkzeuge der *Umbrella-Toolbox* befinden sich jedoch bei ersten Übertragungsnetzbetreibern in der Umsetzung. Im Folgenden werden einige weitere relevante Projekte und Studien der aktuellen Forschung und Entwicklung kurz vorgestellt:

→ **DynaGridCenter:** In diesem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten aktuell laufenden Projekt sollen Methoden der automatisierten Netzführung entwickelt und erprobt werden. Entsprechend dem im *Netzstresstest*

<sup>159</sup> Nordel (2007)

<sup>160</sup> TTG et al. (2016)

vorgestellten Konzept geht es dabei um die schnelle Einleitung von Gegenmaßnahmen nach Störungen. Im Rahmen des Projekts wurde eine intelligente Netzleitwarte an der TU Ilmenau in Betrieb genommen, die Daten aus einem Laborübertragungsnetz in Echtzeit verarbeitet und dieses automatisiert steuert.<sup>161</sup> Dieses Projekt trägt so dazu bei, die nötigen Grundlagen für eine praktische Umsetzung des im *Netzstresstest* vorgestellten Konzeptes zu entwickeln.

- **iTesla-Projekt:** Im iTesla-Projekt wurde eine *Toolbox* entwickelt, die Offline- und Online-DSA kombiniert. Das Projekt wurde daher in Kapitel 3.5 bereits erwähnt. Ähnlich wie beim Umbrella-Projekt werden Unsicherheiten in der Vorhersage berücksichtigt, auch hier findet eine probabilistische Beurteilung des Netzzustandes statt. Da es einige Parallelen zwischen den beiden Projekten gibt, wurden Handlungsempfehlungen von beiden Projekten gemeinsam veröffentlicht.<sup>162</sup>
- **Fichtner-Studie zu Optimierungspotenzialen bei HGÜ-Offshore-Windanbindungsprojekten:** In dieser Studie wird im Kontext der Überbrückung von Onshore-Engpässen eine Reihe von Maßnahmen (ähnlich zu den Werkzeugen der in diesem Bericht diskutierten *Toolbox*) vorgeschlagen. Darunter findet sich der Ansatz, insbesondere schnelle und kurzfristige Eingriffe in die EE-Erzeugung zur kurativen Herstellung der (n-1)-Sicherheit zu nutzen.<sup>163</sup>

### 3.6.3. Bewertung, Anwendungsgrenzen und Hemmnisse

Wie bereits erwähnt, befinden sich die ersten Ergebnisse der Umbrella-*Toolbox* bereits in der Umsetzung bei mehreren Übertragungsnetzbetreibern, die an dem Projekt beteiligt waren. Der Umsetzung dieser Methoden und Verfahren stehen keine schwerwiegenden Hemmnisse entgegen. Allerdings ist nicht zu

erwarten, dass eine stärkere Einbindung von RBSA in die Netzplanung und die Netzführung kurzfristig einen wesentlichen Einfluss auf die Netzintegration der Erneuerbaren Energien beziehungsweise auf Netzausbaubedarf und Engpassmanagement hat. Mittelfristig kann als Wirkung eine Reduzierung von Engpassmanagementmaßnahmen erwartet werden, jedoch keine Reduzierung des Netzausbaubedarfs.

Das hohe grundsätzliche Wirkungspotenzial in Bezug auf den Bedarf neuer Leitungen und Transformatoren sowie auf die marktbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen, das die Studie *Netzstresstest* für die automatisierte Systemführung ermittelt hat, gründet sich auf zwei wichtige Voraussetzungen. Die erste Voraussetzung ist die Möglichkeit, netz- und marktbezogene Maßnahmen sehr schnell abrufen zu können, damit im Fehlerfall die kurzzeitigen Überlastungsgrenzen der Betriebsmittel nicht überschritten werden und somit keine weiteren Betriebsmittel abgeschaltet werden müssen. Die zweite Voraussetzung ist der flächendeckende Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel, damit im Normalbetrieb alle Betriebsmittel des Übertragungsnetzes optimal ausgenutzt werden können. Diese lastflusssteuernden Betriebsmittel stehen dann außerdem zur Nutzung in netzbezogenen Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit im Fehlerfall zur Verfügung. Beide genannten Voraussetzungen sind im heutigen Übertragungsnetz nicht gegeben und sind auch nicht kurzfristig realisierbar.

Aufgrund der fehlenden Voraussetzungen wird von den Autoren der Studie *Netzstresstest* darauf hingewiesen, dass durch das untersuchte Konzept eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs bis 2030 unter das in der aktuellen Netzentwicklungsplanung ermittelte Maß nicht zu erreichen ist. Damit nach 2030 die vorgeschlagenen Maßnahmen greifen können, sollte allerdings bereits kurzfristig mit der schrittweisen Schaffung der notwendigen Voraussetzungen begonnen werden.

<sup>161</sup> Stromnetze-Forschungsinitiative der Bundesregierung

<sup>162</sup> TTG et al. (2016)

<sup>163</sup> Fichtner und GGSC (2016)

Während sich durch eine automatisierte Betriebsführung zwar die Anwendung des (n-1)-Kriteriums im Betrieb grundlegend ändert, muss die Netzplanung weiterhin alle für den (n-1)-sicheren Betrieb notwendigen Betriebsmittel vorsehen. Durch die automatisierte Betriebsführung allein, also ohne zusätzliche Planung lastflusssteuernder Betriebsmittel, kann deshalb kein Netzausbaubedarf zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien eingespart werden. Da allerdings eine höhere Auslastung von Betriebsmitteln im Normalbetrieb bereits ermöglicht wird, besteht mittel- bis langfristig eine gute Wirkung hinsichtlich der Reduzierung von Maßnahmen des Engpassmanagements.

### **Zusammenfassung der Bewertung**

Durch eine Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums im Netzbetrieb – wie die stärkere Integration von *Risk-Based Security Assessment (RBSA)* oder die automatisierte Systemführung zur Wahrung der Netzsicherheit mittels schneller kurativer Eingriffe nach Ausfall eines Betriebsmittels (anstelle einer präventiven Begrenzung der Übertragungsleistung) – ist bis zum Jahr 2030 keine Einsparung von Netzausbaumaßnahmen zu erwarten. Kurz- und mittelfristig kann durch RBSA voraussichtlich eine begrenzte Erhöhung der Effizienz des Netzbetriebs erreicht werden, indem eine Reduzierung von Engpassmanagementmaßnahmen ermöglicht wird.

Langfristig ab 2030 bietet die automatisierte Betriebsführung in Kombination mit weiteren Maßnahmen wie verstärkter Installation von Betriebsmitteln zur Lastflusssteuerung und unter Beachtung von statischen und dynamischen Aspekten der Netzsicherheit ein erhebliches Potenzial, den zusätzlichen Netzausbaubedarf zur Einbindung der Erneuerbaren Energien zu begrenzen. Der Preis für dieses Einsparpotenzial ist eine deutliche Erhöhung der Komplexität der Systemführung, die einen Paradigmenwechsel für den Netzbetrieb bedeutet und außerdem neue potenzielle Fehlerquellen mit sich bringt (Fehler in den neuen Verfahren, IT-Sicherheit etc.), denen mit

geeigneten Gegenmaßnahmen begegnet werden muss. Neben den Abhängigkeiten in der Wirkung von anderen Maßnahmen ist dies ein wichtiger Grund dafür, dass mit der Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums im Betrieb keine kurzfristigen Einsparungen erreicht werden können. Da für die Erschließung der aufgezeigten Potenziale bereits heute mit der Erarbeitung der notwendigen Voraussetzungen begonnen werden sollte und wird, lassen sich mit den ersten Schritten zur automatisierten Betriebsführung bis 2030 voraussichtlich bereits erste Einsparungen im Bereich des Engpassmanagements (*Redispatch* und *Einspeisemanagement*) erzielen.

## 4. Handlungsempfehlungen

Um die in Kapitel 3 beschriebenen fünf Maßnahmen der Netze-*Toolbox* umzusetzen, bedarf es zum einen Anpassungen im Regulierungsrahmen, um Hemmnisse abzubauen und Anreize zu setzen, und zum anderen gewisser technischer Voraussetzungen. Im Folgenden werden Handlungsempfehlungen für zwei Zeithorizonte vorgestellt: kurzfristige Maßnahmen zur Umsetzung im Zeitraum 2020 bis 2025 sowie mittel- bis langfristige Maßnahmen im Zeitraum bis 2030.

### 4.1. Kurzfristige Maßnahmen (Zeitraum: 2020 bis 2025)<sup>164</sup>

Kurzfristige Maßnahmen umfassen den Zeitraum von 2020 bis 2025. Sie dienen insbesondere der optimierten Nutzung der Bestandsnetze sowie der kurzfristigen Reduktion von *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen.

#### 4.1.1. Hochtemperaturleiterseile und Freileitungsmonitoring

Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen bieten die Möglichkeit, Bestandsnetze besser auszulasten, ohne auf neuen Trassen neue Leitungen zu bauen. Gemäß dem NOVA-Prinzip (siehe Kapitel 1) gehören diese Maßnahmen bereits heute zur Netzplanung und lassen sich kurzfristig umsetzen. Hierzu gehört insbesondere der Einsatz des Freileitungsmonitorings (FLM) im Rahmen der Netzoptimierung und von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) als Netzverstärkung. In der Praxis zeigen sich jedoch **Herausforderungen**, die die tatsächliche Umsetzung dieser Maßnahmen verzögern und erschweren:

- Zeitliche Verzögerungen bei der Durchführung von Genehmigungsverfahren (zum Beispiel Bundesfachplanung für länderübergreifende Höchstspannungsleitungen und Planfeststellungsverfahren). Hierbei gilt es zu differenzieren zwischen den Erfordernissen, die sich als zweckmäßig beim klassischen Netzausbau erweisen, und den Anforderungen bei „weniger starken“ Eingriffen wie Zu- und Umbeseilungen mit HTLS, Veränderungen auf bestehenden Trassen und Ersatzneubauten.
- Wechselwirkungen mit parallel verlaufenden Infrastrukturen, wie beispielsweise Gasrohrleitungen: Wenn durch den Einsatz von FLM oder HTLS höhere Ströme fließen, führt dies zu einem Anstieg von elektromagnetischen Feldern. Diese induzieren wiederum zusätzliche elektrische Spannungen, die potenziell Wartungspersonal von Gasrohrleitungen gefährden können.
- Da der Einsatz von HTLS und FLM die Strombelastbarkeit erhöht, können **Stabilitätsgrenzen** zu dem neuen begrenzenden Faktor bei ihrem Einsatz werden.

Folgende **Handlungsempfehlungen** können die Umsetzung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings sowie den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen beschleunigen:

- Schaffung einer **Transparenzplattform für den Netzausbau** als öffentlich zugängliche Datenbank für einen Überblick, welche NOVA-Maßnahmen a) auf welchen Netzabschnitten geplant sind und b) wie weit ihr Realisierungsstand ist.
- **Umsetzung von Freileitungsmonitoring**: Verpflichtung der Netzbetreiber, bis Ende 2021 das Ausrollen von Sensorik und Kommunikationstechnologie für ein flächendeckendes dynamisches und echtzeitnahes Freileitungs- und Kabelmonitoring abgeschlossen zu haben, und Anerkennung der Kosten in den Netzentgelten. Ein Zeitplan zur Umsetzung dieser Maßnahmen wird bis Juni 2018

<sup>164</sup> Die kurzfristigen Maßnahmen fußen auf dem Impulspapier *Optimierung der Stromnetze* von Agora Energiewende (2017c), welches diese Maßnahmen noch einmal detaillierter (inklusive der gesetzlichen Paragraphen) vorstellt.

erstellt (dabei Identifizierung von Leitungen mit einem besonders hohen Nutzenpotenzial von FLM).

→ **Umsetzung von Hochtemperaturleiterseilen:**

Erstellung eines Plans „Rollout Hochtemperaturleiterseile 2023“ mit Identifizierung und Konkretisierung der Umsetzung auf geeigneten Trassen innerhalb der nächsten fünf Jahre (dazu: bis Juli 2018 Erstellung eines Gutachtens zur Umsetzung eines breiten Einsatzes von HTLS).

→ Rechtliche Prüfung von regulatorischen Anpassungen und Auslegungen im **EnWG und Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) zur beschleunigten Umsetzung von Genehmigungsverfahren**, hierbei

- a) Verzicht auf die Bundesfachplanung bei „weniger starken“ Eingriffen,
- b) Konkretisierung und Erleichterung der Anforderungen des vereinfachten Verfahrens im NABEG, um seine Anwendung in der Praxis zu erhöhen, und
- c) verstärkte Nutzung des Anzeigeverfahrens (NABEG und EnWG) für unwesentliche Änderungen.

- **Aufstockung des Personals auf Behördenseite**, um Genehmigungsverfahren weiter zu beschleunigen.
- Etablieren eines **Koordinationsprozesses** zwischen **Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und Rohrnetzbetreibern (Gas)** zur a) gesonderten Transparenz bei parallelem Leitungsverlauf und induktive Beeinflussung von Gasleitungen, b) Ausgestaltung vertraglicher Regelungen und c) Identifizierung und Umsetzung zusätzlicher Abhilfemaßnahmen.
- Frühzeitige Einführung und Erprobung von Online-Assistenzsystemen zur Beurteilung der dynamischen Netzsicherheit (*Online Dynamic Security Assessment*) und *Protection Security Assessment*.

#### 4.1.2. Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz

Die Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz ermöglicht durch den koordinierten Einsatz lastflusssteuernder Elemente eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz und damit eine bessere Auslastung der Übertragungskapazität. Die Maßnahme kann

kurz- bis mittelfristig umgesetzt werden, allerdings müssen noch Erfahrungen im großflächigen Einsatz gesammelt werden. Die **Herausforderungen** bei der Umsetzung sind:

- Verfügbarkeit und die Einsatzmöglichkeit von Querregeltransformatoren an netztechnisch geeigneten Standorten (zum Beispiel Verfügbarkeit an Grundstücken oder Platz an bereits bestehenden Umspannwerken).
- Koordinationserfordernisse bei Beachtung der wechselseitigen Beeinflussung der Lastflussverschiebung im Übertragungsnetz, inklusive angrenzende Netze (beispielsweise Nachbarländer).

Folgende **Handlungsempfehlungen** können die Umsetzung beschleunigen:

- **Kurzfristige gutachterliche Untersuchung der Möglichkeiten der Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz** (Quantifizierung des Potenzials, Identifizierung von geeigneten Standorten für den Einsatz von Querreglern, Analyse der technischen Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz) inklusive einer Wirtschaftlichkeitsanalyse (Berechnung des Amortisationszeitraums für vermiedenen Einsatz von *Redispatch* im Vergleich zu CAPEX/OPEX des Querreglers, wenn dieser zur *Redispatch*-Reduktion eingesetzt werden soll).
- Einführung von zusätzlichen Prozessen und Algorithmen / *Tools* in den Leitsystemen für eine **Analyse der erforderlichen Koordination** der Stufeneinstellungen sowie einer intensiven Abstimmung (Koordination/Abgleich) mit angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern.
- Berücksichtigung der Lastflusssteuerung im Regulierungsrahmen (EnWG und ARegV).

#### 4.1.3. Weiterentwicklung des Regelwerks zur Integration kurzfristiger Ad-hoc-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan

Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen wie FLM, HTLS, Umbeseilungen sowie der Einsatz von Querregeltransformatoren zur Lastflusssteuerung können kurzfristig dazu beitragen, *Redispatch*-Maßnahmen und Einspeisemanagement

(EinsMan) zu reduzieren (**Ad-hoc-Maßnahmen**). Der *Netzentwicklungsplan Strom* (NEP), welcher gemäß EnWG von den vier Übertragungsnetzbetreibern im zweijährigen Turnus erstellt wird, berechnet das Zielnetz für die nächsten 10 bis 15 Jahre. Dabei liegt der Fokus des NEP Strom aufgrund der regulatorischen Vorgaben auf dem jeweiligen Zieljahr der Berechnungen (zum Beispiel 2030). *Redispatch*- und *EinsMan*-Maßnahmen – inklusive der daraus folgenden Kosten – im Zeitraum von heute bis zum Zielnetzjahr werden hierbei nicht in die Betrachtung miteinbezogen. Dies führt zu folgender **Herausforderung**:

- Die Betrachtung des Zieljahres berücksichtigt nicht, welchen positiven Effekt die Umsetzung von Ad-hoc-Maßnahmen im Übergangszeitraum von heute bis zum Zieljahr auf eine Reduktion von *Redispatch* und *EinsMan* haben kann.

Die Bundesnetzagentur und die vier Übertragungsnetzbetreiber haben im NEP 2030, Version 2017<sup>165</sup>, erstmals fünf Ad-hoc-Maßnahmen integriert, die zwischenzeitig dazu dienen, bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen des NEP Strom 2030 Engpässe im Netz zu reduzieren und hierdurch *Redispatch*-Aufwand zu verringern. Um die Umsetzung und Berücksichtigung von Ad-hoc-Maßnahmen für den Übergangszeitraum weiter prozedural und methodisch zu verankern, können folgende Handlungsempfehlungen die Umsetzung beschleunigen:

- Einführung von **Ad-hoc-Maßnahmen im Regelwerk der Netzentwicklungsplanung**: Schaffung einer Grundlage im Regelwerk unter der Maßgabe von klaren Kriterien, um die Planungssicherheit bei der Umsetzung zu erhöhen (insbesondere Zusammenwirken von Investitionsmaßnahmen im Rahmen der **ARegV und des EnWG**).
- Aufnahme von **vermiedenen Kosten für *Redispatch* und *EinsMan*** als Begründungsmethode für Ad-hoc-Maßnahmen: Definition einer Nachweismethode, dass die Kosten der Ad-hoc-Maßnahme nach ihrer Inbetriebnahme bis zur Inbe-

triebnahme wichtiger Bundesbedarfsplanvorhaben geringer sind als die andernfalls entstehenden Netzengpasskosten, wenn die Ad-hoc-Maßnahme nicht umgesetzt werden würde (Opportunitätskostenansatz).

- Prüfung und Klarstellung der Anerkennung von **Umstrukturierungsmaßnahmen** in der ARegV, die nicht explizit im NEP enthalten sind (beispielsweise Umstrukturierungsmaßnahmen, die helfen, das Netz besser auf die künftigen Transportaufgaben vorzubereiten oder auszulegen, wie beispielsweise bei der Umstellung einer Leitung von 220 auf 380 Kilovolt).

## 4.2. Mittel- und langfristige Maßnahmen (Zeitraum: bis 2030)

Zusätzlich zu den kurzfristigen Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze bedarf es langfristiger Maßnahmen, um bei der steigenden Komplexität des Netzbetriebs die Systemstabilität weiterhin sicher zu gewährleisten und zugleich die künftigen Übertragungskapazitäten optimal zu nutzen. Der Zeitraum für die Umsetzung der langfristigen Maßnahmen beläuft sich bis 2030. Allerdings muss mit ihrer schrittweisen Einführung und Implementierung bereits deutlich früher begonnen werden, damit sie rechtzeitig in die Systemführung integriert werden können.

### 4.2.1. Einführung von Online-Assistenzsystemen (Online-DSA) für die Netzleitstelle

Da gegenwärtig thermische Grenzen vor den Stabilitätsgrenzen wirksam sind, werden vor allem erstere bei der Systemführung und der Ergreifung von Maßnahmen zum Engpassmanagement berücksichtigt. In der Zukunft werden jedoch netzdynamisches Verhalten und Stabilitätsgrenzen bei dem Engpassmanagement eine zunehmende Rolle spielen – auch vor dem Hintergrund, dass die thermischen Limits durch Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen weiter angehoben werden. Zur verlässlichen Beurteilung von Netzzuständen bedarf es mittel- bis lang-

165 50Hertz et al. (2017), S. 98

fristig Online-Assistenzsystemen wie beispielsweise *Online Dynamic Security Assessment*. Die **Handlungsempfehlungen** bestehen darin, folgende Schritte zu unternehmen:

- Erstellung einer **Roadmap für den Einsatz von Online-Assistenzsystemen bis September 2018**, inklusive Berücksichtigung der Koordination des Datenaustausches von Datensätzen zur dynamischen Netzstabilität mit den Übertragungsnetzbetreibern in den europäischen Nachbarstaaten.
- Weitere praktische Einführung und Umsetzung von Online-DSA in der Leitwarte, dabei Umsetzung des schrittweisen Plans für:
  - den **Austausch dynamischer Datensätze** (zusätzlich zu statischen Lastflussdaten) unter den Übertragungsnetzbetreibern, inklusive Berücksichtigung der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer Ebene in den Nachbarländern;
  - die **Pilotphase der Einführung von Online-Assistenzsystemen bis Ende 2023**, dann vollständige Integration in den Systembetrieb;
  - die Erstellung parametrierbarer **Reaktionspläne** zur schnellen Ergreifung von stabilitätserhöhenden Maßnahmen.

#### 4.2.2. Weitere Automatisierung der Systemführung

Die Digitalisierung bietet im Netzbetrieb völlig neue Möglichkeiten, Daten in Echtzeit zu erfassen und auszuwerten sowie Anpassungen in der Steuerung der Betriebsmittel, von Last und Erzeugung vorzunehmen. Dies schafft die Voraussetzung dafür, weitgehend automatisierte Systemführungskonzepte zu entwickeln. Die (n-1)-Sicherheit wird dann nicht mehr **präventiv**, sondern **kurativ** durch erst im Fehlerfall erfolgende automatisierte Eingriffe sichergestellt. Diese automatisierten Eingriffe – durch reaktiven *Redispatch* oder Lastflusssteuerungsmaßnahmen – in Echtzeit erlauben, im fehlerfreien Normalbetrieb die volle Auslastung der Betriebsmittel zuzulassen, statt wie bislang zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit Redundanzen in den Netzbetriebsmitteln für Fehlerfälle vorzuhalten. Wie Consentec in der *Netzstresstest*-Studie gezeigt hat, könnte mittel-

bis langfristig die flächendeckende Umsetzung eines automatisierten Systemführungskonzeptes zu erheblichen zusätzlichen Kapazitätsgewinnen im geplanten Stromnetz führen.

Der Umsetzung eines automatisierten Systemführungskonzeptes stehen allerdings noch zahlreiche offene Fragen und **Herausforderungen** entgegen, die im Detail zu analysieren und aufzulösen sind, um sicherzustellen, dass das aktuelle hohe Maß an Versorgungssicherheit auch in einem neuen System garantiert ist:

- Wenngleich das System auf den Ausfall eines (beliebigen) Betriebsmittels ausgelegt ist, so ist de facto in vielen Fällen auch der gleichzeitige Ausfall von zwei Betriebsmitteln verkraftbar, was zwar sehr selten vorkommt, aber ebenfalls nicht ausgeschlossen ist. Es besteht also in vielen Betriebssituationen eine zusätzliche Sicherheitsreserve, die in einem Automatisierungskonzept gegebenenfalls so nicht mehr erhalten bliebe.
- Im etablierten präventiven (n-1)-System stabilisiert sich im Fehlerfall das Stromsystem selbst, das heißt, die Lastflüsse verteilen sich über die verbleibenden Betriebsmittel, ohne dass zunächst unmittelbar Eingriffe durch die Betriebsführung erforderlich wären. In einem kurativen System hingegen sind unmittelbare Eingriffe zur Lastflusssteuerung beziehungsweise bei Ein- und Ausspeisung nötig; sie müssen schnell aktivierbar sein und mit hoher Zuverlässigkeit zur Verfügung stehen. Wechselwirkungen sowohl mit dem untergelagerten Verteilnetz als auch mit den benachbarten Netzen im europäischen Verbund erhöhen zusätzlich die Komplexität.
- Hackerangriffe wie derjenige auf drei ukrainische Regionalversorger 2015 oder die erfolgreiche Übernahme sicherheitsrelevanter Kontroll- und Steuerfunktionen des Netzes der Stadtwerke Etlingen im Rahmen eines Penetrationstests im Jahr 2014 haben die Anfälligkeit des Stromsystems verdeutlicht. Angemessene IT-Systemssicherheitskonzepte sind in einem automatisierten System

mit einer Vielzahl potenzieller Angriffspunkte von besonderer Relevanz.

Aufgrund des erheblichen Potenzials, die zukünftige Netzinfrastruktur langfristig deutlich höher auslasten zu können, als auch aufgrund der Vielzahl und Komplexität der zu adressierenden Fragestellungen schlagen wir die Entwicklung einer **Roadmap zur Bewertung und Umsetzung zukünftiger Systemführungskonzepte unter Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder der Bundesnetzagentur** unter maßgeblicher Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber, Hersteller sowie der Vielzahl weiterer betroffener Stakeholder vor. Ziel dieses Prozesses ist es, das Potenzial automatisierter Systemführungskonzepte detailliert zu ermitteln sowie Voraussetzungen und einen ambitionierten Fahrplan für ihre mittelfristige Umsetzung zu definieren. Folgende **Handlungsempfehlungen** sollten bei der Ausarbeitung der *Roadmap* berücksichtigt werden:

- Erarbeitung und **Festlegung von konkreten technischen Anforderungen**, mithilfe derer der **Abruf von Maßnahmen** des markt- und netzbezogenen Engpassmanagements in den maximal zur Verfügung stehenden kurzen Reaktionszeiten sichergestellt werden kann. Dabei sind gleichermaßen Erzeuger, Speicher, Lasten wie auch zukünftige Flexibilitätsoptionen wie *Power-to-X* einzubeziehen, die eine entsprechende Anlagenzertifizierung durchlaufen haben.
- Schrittweise Definition der erforderlichen informations- und kommunikationstechnischen Voraussetzungen, der Ausstattung der Betriebsmittel mit der erforderlichen Sensorik und Aktorik sowie der Integration der Steuerungsprozesse in die Betriebsabläufe der Netzbetreiber. Dabei sind **Aspekte der IT-Sicherheit angemessen zu berücksichtigen**.
- **Integration mit DSA-Systemen** (insbesondere Online-DSA), da bei schnellen Umschaltmaßnahmen auch Stabilitätsfragen und Reaktionspläne relevant sind.
- Ein möglicher Koordinationsmechanismus zwischen Markt und Netz für flexible Einspeiser und Verbraucher kann durch die **Ausgestaltung sogenannter Smart Markets** geschaffen werden, die entsprechende Anreize für netzdienlich einsetzbare Flexibilitätsoptionen generieren. Mittelfristig (bis 2025) sind *Smart Markets* dann so weiterzuentwickeln, dass sie die Erfordernisse zur Nutzung von Flexibilitäten auf Last- und Erzeugungsseite bei reaktivem *Redispatch* erfüllen.
- Entwicklung und **Abstimmung einer Methodik**, wie **in der Netzplanung** die Potenziale im Kontext der automatisierten Betriebsführung, unter anderem bei der Planung lastflusssteuernder Betriebsmittel, angemessen berücksichtigt werden können.
- **Identifikation aller regulatorischen Hemmnisse für die Umsetzung automatisierter Systemführungskonzepte beziehungsweise entsprechender Fehlanreize**. Hierbei ist insbesondere genauer zu betrachten, inwiefern die Bevorzugung von Investitionen gegenüber operativen Ausgaben im Rahmen des aktuellen Anreizregulierungsregimes Fehlanreize setzt.
- Initiierung eines **Diskussions- und Koordinationsprozesses auf europäischer Ebene**, um die Wechselwirkungen mit den Nachbarnetzen frühzeitig zu identifizieren und den erforderlichen Informations- und Datenaustausch zu etablieren.

#### 4.2.3. Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums mithilfe eines probabilistischen Ansatzes der Versorgungssicherheit

Der Anstieg des zwischenstaatlichen Handelsvolumens und der damit einhergehenden Stromtransite sowie die wachsende Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien erhöhen die Auslastung der Übertragungsnetze. Sicherheitsreserven sinken, und die Anzahl der Eingriffe durch Netzbetreiber (*Redispatch* und Einspeisemanagement) steigen. Vorhersagefehler, ob zur Einspeisung von Wind- und Solarenergie oder zu Handelstransaktionen, und damit einhergehende Abweichungen der Lastflüsse von den Prognosen können so gravierendere Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Der

einfachste Weg, mit wachsender Unsicherheit umzugehen, besteht darin, Sicherheitsreserven zu erhöhen. Dies führt allerdings dazu, dass Bestandsnetze weniger stark belastet werden können, und bedingt einen stärkeren Netzausbaubedarf.

Dem begegnen Konzepte zur Weiterentwicklung des (n-1)-Kriteriums mithilfe einer risikobasierten Sicherheitsbewertung (*Risk Based Security Assessment*, RBSA). Beim RBSA wird das (n-1)-Kriterium so erweitert, dass in Form deterministischer und probabilistischer Methoden die genannten Eintrittswahrscheinlichkeiten der prognostizierten Betriebs-situationen und Betriebsmittelausfälle sowie deren Folgen in die Bewertung einbezogen werden.

Wesentliche **Herausforderung** für die Umsetzung sind die Heterogenität der Analysemethoden, der Detailgrad der verwendeten Daten sowie die mangelnde Integration der Binnenmarkteffekte in die Berechnungen nationaler Übertragungsnetzbetreiber.

Maßnahmen, um diesen adäquat zu begegnen, sind in den folgenden **Handlungsempfehlungen** formuliert:

- Entwicklung **gemeinsamer europäischer Kriterien, Definitionen und Methoden** für die Ermittlung von Systemsicherheit auf Basis der bestehenden Vorschläge zum Beispiel aus dem Umbrella-Projekt, und Verankerung im regulatorischen Regelwerk/in den *Network Codes*.
- Die Etablierung einer **Datenaustauschplattform auf Basis einheitlicher Definitionen und Datenformate**, die deutlich über die bisherige Praxis hinausgeht und die folgenden Elemente einbezieht: Abschätzung des Wertes nicht gelieferter Energie, Zuverlässigkeitsdaten der Betriebsmittel, Fehlerwahrscheinlichkeiten der geplanten Maßnahmen zur Fehlerbehebung; probabilistische Vorhersagen der Erneuerbaren-Einspeisung und Last, Szenarien für den *Intra-Day*-Stromhandel.
- **Integration** des Ansatzes sowohl in die Verfahren der **Netzplanung als auch** in den täglichen **Netzbetrieb** sowie perspektivisch auch in automatisierte

Systemführungskonzepte. Ein besseres Verständnis von Eintrittswahrscheinlichkeit und Ausmaß von Fehlerfällen kann dazu beitragen zu bewerten, wo bei hohem Ausfallrisiko und starken Auswirkungen auf das Gesamtsystem eher präventive Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind und wo kurative Maßnahmen und das Nutzen intelligenter Flexibilitätsoptionen effizient eingesetzt werden können.

---

# Literaturverzeichnis

---

**26. BImSchV (2013):** *Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes* (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV)

**50Hertz (50Hertz Transmission GmbH) (2017):** *Versorgungssicherheit*. Verfügbar unter: [www.50hertz.com/de/Netzausbau/Wofuer-Netzausbau/Versorgungssicherheit](http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Wofuer-Netzausbau/Versorgungssicherheit) [Zugriff am 29.05.2017]

**50Hertz et al. (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2017):** *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017*. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

**50Hertz et al. (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2015):** *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*. Stand: April 2015. Online verfügbar unter: [www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsaeetze\\_2015.pdf](http://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsaeetze_2015.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**50Hertz et al. (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2012):** *Netzentwicklungsplan Strom 2012*, Kapitel 5: Netzanalysen

**50Hertz und PSE (2016):** *Meilenstein zur besseren Lastflusssteuerung zwischen deutschem und polnischem Stromübertragungsnetz*. Pressemitteilung vom 13.04.2016. Online verfügbar unter: [www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsX-SP/50hertz\\_flux/Dokumente/20160413\\_Pressemitteilung\\_PSE\\_50Hertz.pdf](http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsX-SP/50hertz_flux/Dokumente/20160413_Pressemitteilung_PSE_50Hertz.pdf) (Zugriff: 30.08.2017)

**50Hertz und PSE (2014):** *Report on vPST pilot phase experience*. Online verfügbar unter: [www.pse.pl/uploads/pliki/vPST\\_report\\_APRIL%202014.pdf](http://www.pse.pl/uploads/pliki/vPST_report_APRIL%202014.pdf) [Zugriff am 30.08.2017].

**APG Academy (2012):** *Phasenschiebertransformatoren*. Ausbildungsunterlage für Schulungszwecke. Online verfügbar unter: [arge.ph-noe.ac.at/fileadmin/\\_migrated/content\\_uploads/APG-Academy\\_Phasenschiebertransformatoren.pdf](http://arge.ph-noe.ac.at/fileadmin/_migrated/content_uploads/APG-Academy_Phasenschiebertransformatoren.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Agora Energiewende (2017a):** *Energiewende und Dezentralität*. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Kapitel IV

**Agora Energiewende (2017b):** *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016*. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017.

**Agora Energiewende (2017c):** *Optimierung der Stromnetze. Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone*.

**Amprion (2017):** *ALEGrO*. BBPIG, Vorhaben 30. Online verfügbar unter: [netzausbau.amprion.net/projekte/alegro-deutschland-belgien](http://netzausbau.amprion.net/projekte/alegro-deutschland-belgien) [Zugriff am 24.05.2017].

**Athanasius, G., Miller, M., Scott, C. und Bell, L. (2014):** *Experience in the Application of Dynamic Transmission Line Ratings in the Australian and New Zealand Power Systems*. Online verfügbar unter: [digilib.monenco.com/documents/10157/2529863/C2\\_102\\_2014.pdf](http://digilib.monenco.com/documents/10157/2529863/C2_102_2014.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Augsten, E. (2017):** *Batteriepooling etablieren sich*. In: Sonne Wind & Wärme, 01+02/2017. Online verfügbar unter: [www.sonnewindwaerme.de/sites/default/files/sww1-2\\_038-041\\_pv\\_speicher.pdf](http://www.sonnewindwaerme.de/sites/default/files/sww1-2_038-041_pv_speicher.pdf) [Zugriff am 29.08.2017]

**BBPIG (2015):** *Bundesbedarfsplangesetz*. Letzte Fassung in Kraft getreten: 31. Dezember 2015

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017a):** *Leitungsvorhaben*. Online verfügbar unter: [www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html](http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html)

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017b):** *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017c):** *Netz und Systemsicherheit*. Daten für das Jahr 2016. Online verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\\_Systemsicherheit/Netz\\_Systemsicherheit\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html)

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017d):** *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. Erstes Quartal 2017. Stand: 11.10.2017

**BNetzA (Bundesnetzagentur) und Bundeskartellamt (2016):** *Monitoringbericht 2016*. Stand: 30.11.2016

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016a):** *3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015*. Viertes Quartal und Gesamtjahr 2015

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016b):** *Installierte EE-Leistung zum 31.12.2015*. Online verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/InstallierteLeistung\\_2015\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/InstallierteLeistung_2015_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=) [Zugriff am 24.05.2017]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2011):** *„Smart Grid“ und „Smart Market“*. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

**CIGRÉ Working Group C4.601 (2007):** *Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques*. s.l.: s.n.

**Connect Energy Economics (2015):** *Aktionsplan Lastmanagement*. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

**Consentec GmbH (2016):** *Netzstresstest*. Online verfügbar unter: [www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Stakeholders\\_DE/netzstresstest/nst/Consentec\\_TenneT\\_Netzstresstest\\_Bericht\\_Langfassung\\_20161125.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Czechanowsky, T. (2017):** *Netzstabilität. Keine Entwarnung beim Redispatch*. In: Energiate Messenger. Beitrag vom 17.03.2017

**de la Torre, M. et al. (2008):** *Operation of a power system with large integration of renewable energies*. Online verfügbar unter: [www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/Paper\\_127\\_delaTorre\(2-4Task%20Force\).pdf](http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/Paper_127_delaTorre(2-4Task%20Force).pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) und BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2017):** *Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien*

**dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2017):** *dena-NETZFLEXSTUDIE – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*

**dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2012):** *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*

**dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2010):** *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*

**Deutsche Windguard (2017a):** *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2016*. Im Auftrag von AGOW, BWE, Stiftung Offshore Windenergie, VDMA und WAB

**Deutsche Windguard (2017b):** *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland 2016*

**DIN EN 50182:2001-12:** *Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; Deutsche Fassung. EN 50182:2001.*

**Divan, D. et al (2004):** *A Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines*. S.L., s.n.

**Divan, D. und Johal, H. (2005):** *Distributed FACTS – A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control*. s.l., s.n.

**DUH (Deutsche Umwelthilfe) (Hrsg.) (2013):** *Plan N 2.0. Politikempfehlungen zum Aus- und Umbau der Stromnetze*

**E-Bridge, IAEW und Offis (2014):** *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

**Ecofys (2017):** *Grafik Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (basierend auf Daten von Ecofys-Studie für BWE 2012, Ecofys-Studie für BWE 2012, Ecofys-Studie für BWE 2013, Monitoringbericht BNetzA 2014, BNetzA EE in Zahlen 2014; Monitoringbericht 2015, S. 110; Monitoringbericht BNetzA 2016, S. 106; Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016)*

**Ecofys und Fraunhofer IWES (2017):** *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

**EEG 2017:** *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017)*

**EirGrid (2017):** *Ireland's Grid Development Strategy – Appendix: Technical Report*. Online verfügbar unter: [www.eirgrid.ie/site-files/library/EirGrid/EirGrid-Technical-Appendix-to-Grid-Strategy-\(Download\).pdf](http://www.eirgrid.ie/site-files/library/EirGrid/EirGrid-Technical-Appendix-to-Grid-Strategy-(Download).pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**EnLAG (2009):** *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)*

**Ensslin, C., Burges, K. und Boemer, J. (2008):** *Markteinführungsperspektiven innovativer Technologien zur Unterstützung der Einbindung von RES-S*, s.l.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

**FENES et al. (2014):** *Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*, im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter:

[www.agora-energiewende.de/fleadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_Web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fleadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf) [Zugriff am 27.10.2017]

**Fh-ISI et al. (2017):** *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, September 2017. Online verfügbar unter: [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html) [Zugriff am 27.10.2017]

**Fichtner und GGSC (2016):** *Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Offshore-Netzanschlussprojekten*. Online verfügbar unter: [www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Optimierungspotenziale%20Offshore-HG%c3%9c-Projekte\\_final.pdf](http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Optimierungspotenziale%20Offshore-HG%c3%9c-Projekte_final.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Fraunhofer ISE; Wirth, H. (2017):** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fassung vom 26.02.2017. Online verfügbar unter: [www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf)

**Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltrecht (2014):** *Roadmap Speicher*. Online verfügbar unter: [www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische\\_Papiere\\_FVEE/14.IWES\\_Roadmap-Speicher/14\\_IWES-etal\\_Roadmap\\_Speicher\\_Langfassung.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf) [Zugriff am 28.08.2017]

**GDEW (Digitalisierungsgesetz) (2016):** *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*

**Geary, R. et al. (2012):** *Introduction of high temperature low sag conductors to the Irish transmission grid*. Online verfügbar unter: [www.cigre.org/content/download/16922/680220/version/1/file/](http://www.cigre.org/content/download/16922/680220/version/1/file/) [Zugriff am 30.08.2017]

**Gomez Exposito, A., Riquelme Santos, J. und Cruz Romero, P. (2007):** *Planning and Operational Issues Arising from the Widespread Use of HTLS Conductors*

**IRENA (International Renewable Energy Agency) (2017):** *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. Online verfügbar unter: [www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf) [Zugriff am 27.10.2017]

**ISEA (2017):** *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0*. Jahresbericht 2017. Online verfügbar unter: [www.speichermonitoring.de/fileadmin/user\\_upload/Speichermonitoring\\_Jahresbericht\\_2017\\_ISEA\\_RWTH\\_Aachen.pdf](http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf) [Zugriff am 27.10.2017]

**iTesla Consortium (2016):** *Tackling Load and Renewable Generation Uncertainty in Network Operation: iTesla Security Assessment Tool*. Online verfügbar unter:

[www.itesla-project.eu/system/resources/BAhb-BlshOgZmSSJGMjAxNi8wNy8yOS8wOV8wOF-81NV80NDhfaVRlc2xhX3Jlc3VsdHNfYnJvY2h-1cmVfVkcZfMjhKdWx5MjAxNi5wZGYGOgZFVA/iTesla%2520results%2520brochure%2520VF%-252028July2016.pdf](http://www.itesla-project.eu/system/resources/BAhb-BlshOgZmSSJGMjAxNi8wNy8yOS8wOV8wOF-81NV80NDhfaVRlc2xhX3Jlc3VsdHNfYnJvY2h-1cmVfVkcZfMjhKdWx5MjAxNi5wZGYGOgZFVA/iTesla%2520results%2520brochure%2520VF%-252028July2016.pdf)

**Kavanagh, T. und Armstrong, O. (2010):** *An Evaluation of High Temperature Low Sag Conductors for Uprating the 220 kV Transmission Network in Ireland*. 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010

**Kundur, P. et al. (2004):** *Definition and Classification of Power System Stability*, s.l.: IEEE Transactions on Power Systems

**Leonhard, W. (1980):** *Regelung in der elektrischen Energieversorgung*. S.l.: Teubner

**Lopes, L. A. C. und Elamari, K. (2016):** *Comparison of phase shifting transformer and unified power flow control based interphase power controllers*. Ottawa, s.n.

**Meinecke, M. (2017):** *Vermeidung von Netzausbau durch Netzoptimierung*

**N-ERGIE et al. (N-ERGIE, Prognos AG, FAU, EnCN) (2016):** *Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf*. Online verfügbar unter: [www.n-ergie.de/static-resources/content/vp\\_sales/resources/doc/N-ERGIE\\_Studie\\_Zellulare\\_Optimierung\\_final.pdf](http://www.n-ergie.de/static-resources/content/vp_sales/resources/doc/N-ERGIE_Studie_Zellulare_Optimierung_final.pdf) [Zugriff am 29.08.2017]

**Nordel (2007):** *Nordic Grid Code 2007.*

Online verfügbar unter:

[www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/nordic/planning/070115\\_entsoe\\_nordic\\_NordicGridCode.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf) [Zugriff am 24.08.2017]

**Pacific Gas and Electric Company (2016):** *Electric Program Investment Charge (EPIC) - Final Report,*

Project 1.09C. Online verfügbar unter:

[www.pge.com/pge\\_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/PGE-EPIC-Project-1.09C.pdf](http://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/PGE-EPIC-Project-1.09C.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Powertech Labs Inc. (2010):** *Impact Assessment of Renewable Energy on System Security.*

Online verfügbar unter:

[www.dsatools.com/wp-content/uploads/2015/01/Renewable-Energy-Impact-Assessment.pdf](http://www.dsatools.com/wp-content/uploads/2015/01/Renewable-Energy-Impact-Assessment.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**Prognos AG (2016):** *Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromsystem in Süddeutschland.*

Online verfügbar unter:

[www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/160115\\_Prognos\\_Studie\\_Batteriespeicher\\_Sueddeutschland\\_kurz.pdf](http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/160115_Prognos_Studie_Batteriespeicher_Sueddeutschland_kurz.pdf) [Zugriff am 28.08.2017]

**RMI (Rocky Mountains Institute) (2015):** *The economics of battery energy storage. How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid.*

Online verfügbar unter:

<https://rmi.org/insights/reports/economics-battery-energy-storage/> [Zugriff am 27.10.2017]

**Ronge, K. und Wittwer, C. (2013):** *Einsatz von Sensoren für Energieflussanalysen für Energienetze, Smart Grids, Smart Metering.* FVEE Workshop 2013.

Online verfügbar unter:

[www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshop-baende/ws2013/ws2013\\_05\\_01.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshop-baende/ws2013/ws2013_05_01.pdf)

**Stromnetze-Forschungsinitiative der Bundesregierung (kein Datum):** *DynaGridCenter. Dynamische Stromnetze sicher beherrschen.*

Online verfügbar unter:

<http://forschung-stromnetze.info/projekte/dynamische-stromnetze-sicher-beherrschen> [Zugriff am 19.04.2017]

**TA Lärm (1998):** *Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm)*

**TC (TransmissionCode) 2007:** *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*

**Teminova, R. (2007):** *Einsatz von passiven funk-abfragbaren Oberflächenwellensensoren in der elektrischen Energietechnik.* Online verfügbar unter: [http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/901/1/dissertation\\_teminova.pdf](http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/901/1/dissertation_teminova.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**TenneT (2017a):** *NordLink. Die erste Direktverbindung der Strommärkte zwischen Deutschland und Norwegen.* Online verfügbar unter:

[www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/](http://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/) [Zugriff am 24.05.2017]

**TenneT (2017b):** *COBRACable. COBRACable: das Seekabel, das den dänischen und den niederländischen Strommarkt verbindet.* Online verfügbar unter: [www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/cobracable/](http://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/cobracable/) [Zugriff am 24.05.2017]

**TenneT (2010):** *Freileitungsmonitoring – Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen.* Infobroschüre, Online verfügbar unter: [www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552\\_ten\\_husum\\_freileitung\\_du.pdf](http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552_ten_husum_freileitung_du.pdf) [Zugriff am 30.08.2017]

**TenneT, sonnen (2017):** *Haushalte stabilisieren das Stromnetz: TenneT und sonnen vernetzen erstmals Stromspeicher mit Blockchain-Technologie.*

Online verfügbar unter:

[www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/News/German/Hoerchens/2017/20170502\\_PM-Kooperation\\_Sonnen-TenneT.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2017/20170502_PM-Kooperation_Sonnen-TenneT.pdf)

[Zugriff am 28.08.2017]

**TMWAT (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie) (2011):** *Pumpspeicherkatas-ter Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse*

**TINETZ-Stromnetz Tirol AG (2013):** *Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bei der Erneuerung von 220-kV-Leitungen innerhalb der Alpen in Tirol.* Berlin, Beitrag zum Internationalen ETG-Kongress 2013

**TTG et al. (TTG, Amprion, CEPS, Eles, TransnetBW, PSE, Swissgrid, TTB, APG, DUT, ETHZ, TUG, RWTH, UDE, FGH) (2016):** *Umbrella Project – Final report.*

Online verfügbar unter:

<http://e-umbrella.eu/download/196>

[Zugriff am 30.08.2017]

**Wang, L. (2011):** *Wind Security Assessment Tool for Power System Operation.* Online verfügbar unter: [www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205](http://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205)  
[Zugriff am 30.08.2017]

**Wawer, T. (2007):** *Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Netz.* In: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft 31 (2007), S. 109-116



---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

### Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

### Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

### Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

### Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

### Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

### Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

### Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors  
(Lang- und Kurzfassung)

### Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

### Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

### Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

### Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

### Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

## Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

## Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

## Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

## AUF ENGLISCH

### FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

### Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

### Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

### Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

### A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

### Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

### The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)





## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

