

STUDIE

Innovative Lösungsansätze zur zeitnahen Überbrückung von Netzengpässen für die ungehinderte Integration von EE-Erzeugern

Kurzfassung



STUDIE

Innovative Lösungsansätze zur zeitnahen Überbrückung von Netzengpässen für die ungehinderte Integration von EE-Erzeugern

Kurzfassung

erstellt durch

Dr.-Ing. Friedrich Koch

WindPower & More
Consulting GmbH

Prof. Dr.-Ing. Rainer Krebs

Otto-von-Guericke Universität
Magdeburg

Rechtsanwalt Dr. Jochen Fischer

Rechtsanwalt Udo Paschedag

Rechtsanwältin Gina Benkert

Gaßner, Groth Siederer & Coll.
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

Mai 2019

Auftraggeber



Bundesverband Windenergie e. V.
Neustädtische Kirchstraße 6, 10117 Berlin



Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e. V.
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin



Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH
(EEHH), Wexstraße 7, 20355 Hamburg



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Oldenburger Str. 65, 26316 Varel



VDMA Power Systems
Lyoner Str. 18, 60528 Frankfurt am Main



Wirtschaftsverband Windkraftwerke e. V. (WVW)
Präsident-Herwig-Straße 27, 27472 Cuxhaven

Vorwort

der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE



Im vergangenen Jahr trugen die Erneuerbaren Energien mit einem Anteil von rund 38 Prozent zum Bruttostromverbrauch in Deutschland bei. Rund 350.000 Arbeitsplätze sind in der Branche bereits entstanden. Laut aktuellen Zahlen der Bundesregierung erhöhten sich 2017 sowohl die wirtschaftlichen Impulse aus dem Anlagenbetrieb wie auch die Investitionen in neue Anlagen, und zwar jeweils auf 16,2 Milliarden Euro. Dennoch hat die Bundesregierung den weiteren Ausbau zuletzt deutlich verlangsamt und begründet dies insbesondere mit fehlendem Netzausbau und vermeintlich gefährdeter Netzstabilität. Um die Klimaziele der Bundesregierung für 2030 von 65 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromanteil zu erreichen, ist allerdings ein deutlich stärkerer Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Die Zeichen stehen also auf weiteres Wachstum der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

Vor diesem Hintergrund haben wir zusammen mit unseren Partnern aus der Windenergiebranche das Beratungsunternehmen WP&More Consulting und die Rechtsanwaltspartnerschaft GGSC beauftragt, innovative Techniken zur besseren Auslastung der Bestandsnetze zu untersuchen und eine rechtliche Bewertung vorzunehmen.

Die vorliegende Studie zeigt, dass der Ausbau der Erneuerbaren nicht gebremst werden muss, da es technische Möglichkeiten gibt, die bestehenden Netze effizienter zu nutzen. Neben den Vorteilen eines verstärkten Einsatzes von Freileitungsmonitoring und Phasenschiebertransformatoren zeigt die Analyse insbesondere, dass durch die Kombination dieser Techniken mit einem Online-Assistenzsystem zur Unterstützung der Netzbetriebsführung noch enorme Optimierungspotenziale zu heben sind. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten somit ihre angekündigten Investitionen in die Bestandsnetze flächendeckend und so schnell wie möglich umsetzen.

Wir hoffen, dass die Erkenntnisse der Studie als konstruktiver Beitrag im weiteren politischen Entscheidungsprozess berücksichtigt werden.

Mein herzlicher Dank gilt allen, die diese Studie durch ihr Engagement und ihre Unterstützung ermöglicht haben.

Dr. Ursula Prall

Vorsitzende des Vorstands der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Inhalt

A. Zielsetzung	7
B. Ausgangslage	8
C. Das verwendete synthetische Netzmodell	10
D. Die Untersuchung der unterschiedlichen Szenarien	12
E. Rechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung der vorgeschlagenen Netzoptimierungsmaßnahmen	14
1. Anforderungen für Netzoptimierungsmaßnahmen	14
2. Einordnung der technischen Vorschläge	15
F. Netzoptimierende Maßnahmen im Einzelnen	16
1. Freileitungsmonitoring (FLM)	16
2. Online-Assistenzsysteme	17
3. Phasenschiebertransformatoren (PST)	17
G. Kombinationen von netzoptimierenden Maßnahmen	19
1. Online-DSA gekoppelt mit FLM	19
2. Online-DSA gekoppelt mit PSTs	20
3. Online-DSA gekoppelt mit PSTs und FLM	20
H. Rechtliche Ansätze zur Anreizoptimierung	22
I. Fazit	23



Zielsetzung

Ziel dieser Studie ist die Ermittlung, ob und in welchem Maße und mit welchen technischen und rechtlichen Maßnahmen die mögliche Reduzierung von Netzeingängen in einem Stromübertragungsnetz mit einem Anteil von mindestens 50 Prozent Erneuerbarer Energien (EE) durch kurzfristige Implementierung von neuen bzw. bereits schon bekannten innovativen Techniken erfolgen kann. Dabei wird insbesondere die Sicherstellung des heutigen Niveaus der Versorgungssicherheit berücksichtigt. Im Rahmen der Studie werden die erfolgversprechendsten Technologien anhand eines synthetischen Modellnetzes einzeln analysiert und jeweils hinsichtlich ihrer rechtlichen und zeitlichen Umsetzungsmöglichkeit bewertet. **Insgesamt vor dem Hintergrund der begrüßenswerten Aufnahme von Optimierungsmöglichkeiten für die Bestandsnetze in den künftigen Netzentwicklungsplan 2030 und seiner aktuellen Vorentwürfe möchte die Studie einen weiteren Beitrag dazu leisten, die optimalen Nutzungsmöglichkeiten innovativer Netztechniken aufzuzeigen. Damit soll die aktuelle Diskussion zur besseren Auslastung der Bestandsnetze weitere Impulse erhalten. Durch die schnelle Implementierung neuer Technologien können somit höhere Mengen an Strom aus EE ins Stromübertragungsnetz integriert werden, was für das Erreichen des 65 Prozent Ziels der Bundesregierung bis 2030 unerlässlich ist.**



B.

Ausgangslage

In den vergangenen Jahren haben die Netzbetreiber zur Vermeidung von Netzenspässen bzw. Grenzwertüberschreitungen bei der Belastung der Netzbetriebsmittel immer häufiger in den Netzbetrieb eingegriffen.

Wenn markt- oder netzbezogene Maßnahmen, wie bspw. Netzschaltungen, zur Vorbeugung oder Behebung von Überlastungen der Netzbetriebsmittel nicht ausreichen, greifen weitergehende Mittel:

- ▶ Einspeisemanagement bzw. Abregelung von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen,
- ▶ Redispatch bzw. lokale Reduzierung und Erhöhung der Leistungseinspeisungen konventioneller Kraftwerke und
- ▶ Einsatz von Netzreservekraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve.

Die Häufigkeit, bzw. die Intensität von Netzenspässen lässt sich sehr gut an den Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch ablesen. Für das Jahr 2013 lagen diese unter 200 Millionen Euro. Im Vergleich dazu wurden die Gesamtkosten für das Jahr 2017 von der Bundesnetzagentur auf etwa 1,5 Milliarden geschätzt.¹

Vor diesem Hintergrund ist ein zeitnahes und konsequentes Handeln aller Akteure zur Reduktion von Netzenspässen dringend notwendig. Es ist zu erwarten, dass sich die Netzenspässituation aufgrund der zeitnahen Abschaltung der Atomkraftwerke, bis spätestens 2022 vor allem in Süddeutschland weiter verschärfen wird. Die Folge wird ein deutlicher Anstieg des Energietransports von Offshore- und Onshore-Windenergie aus dem Norden in den Süden sein.

Der konventionelle Netzausbau ist für die kurz- und mittelfristige Beseitigung von Übertragungsengpässen aus planungs- und genehmigungsrechtlicher Sicht eher ungeeignet. Innerhalb der zuständigen Ministerien hat man dies erkannt und unterstützt die Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau, wie unter anderem Freileitungsmonitoring zur witterungsabhängigen Belastbarkeit der Freileitungen, oder Phasenschiebertransformatoren zur Flexibilisierung des Leistungsflusses.²



Diese Maßnahmen müssen nach unserer Einschätzung jedoch deutlich erweitert werden, denn insbesondere der Aspekt des verstärkten und gerade auch kombinierten Einsatzes von innovativen Online-Assistenzsystemen wird bisher nur untergeordnet und als langfristige Maßnahme genannt.³

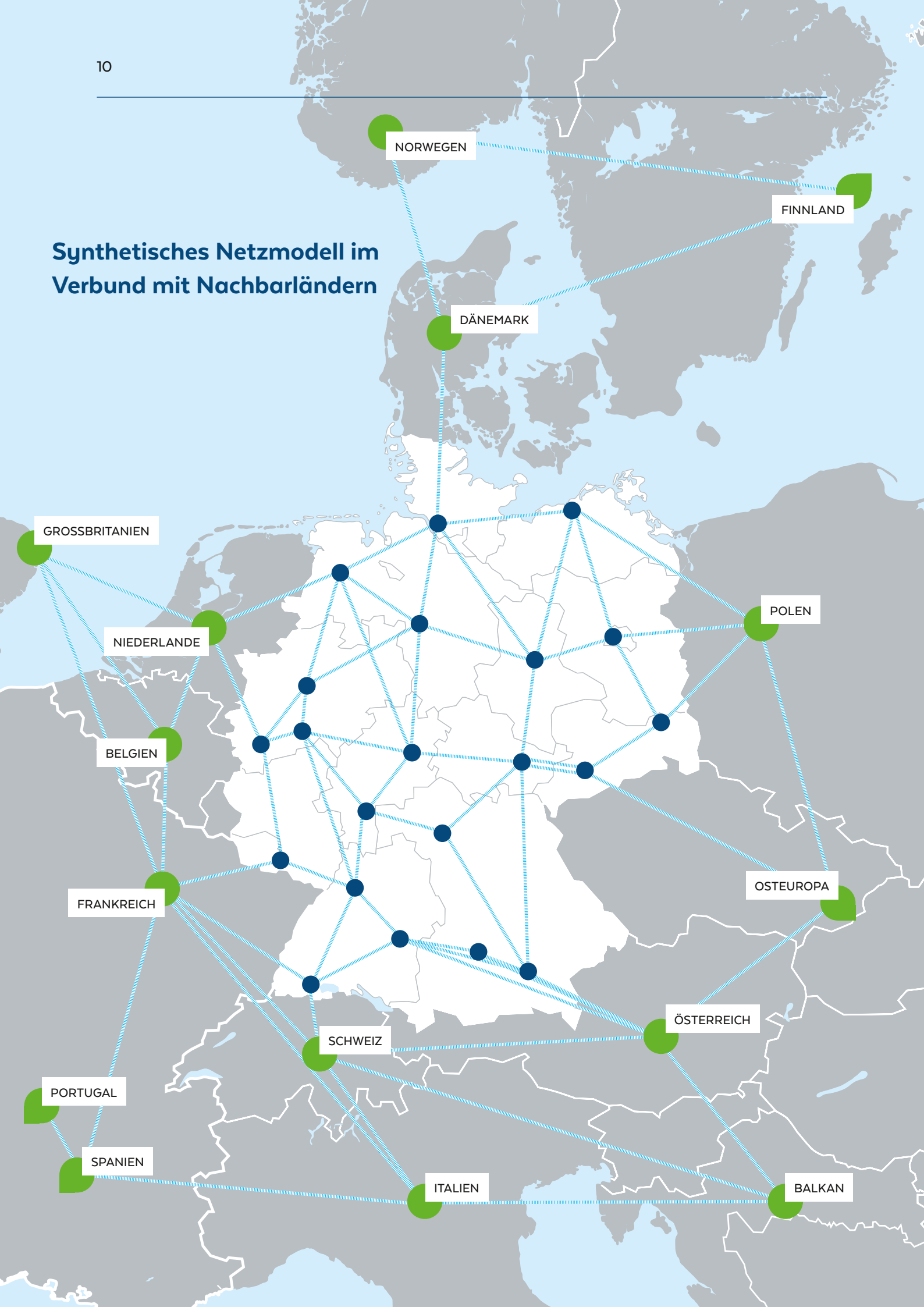
Die vorliegende Studie untersucht daher insbesondere auch den kombinierten Einsatz von Online-DSA mit Freileitungsmonitoring und Phasenschiebertransformatoren.

1 Monitoringbericht 2018; Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt; Stand: 21.November 2018.

2 Netzoptimierungsmonitoring Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur; August 2018 und Aktionsplan Stromnetze, BMWi August 2018

3 Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses, Höhere Auslastung des Stromnetzes; dena; September 2018.

Synthetisches Netzmodell im Verbund mit Nachbarländern





Das verwendete synthetische Netzmodell

Das synthetische Netzmodell basiert auf einem europäischen Netzmodell des EU-Forschungsprojekts e-Highway2050, welches für das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt DynaGrid auf den nationalen Fokus angepasst wurde. In diesem Projekt waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber beratend beteiligt und unterstützten ausdrücklich die Verwendung dieses synthetischen Netzmodells.^{4,5} Das synthetische Netzmodell berücksichtigt dabei vorrangig die Leistungsflüsse im bundesdeutschen 380kV-Stromübertragungsnetz, aber auch die 380kV-Anbindungen an die benachbarten europäischen Länder oder Regionen.

Es sei an dieser Stelle explizit angemerkt, dass das verwendete Netz nicht das tatsächliche reale 380kV-Netz der Übertragungsnetzbetreiber ist. Es ist ein synthetisch generiertes Netzmodell, das grundsätzlich das Verhaltensmuster eines vermaschten Stromübertragungsnetzes widerspiegelt.

Die elektrischen Verbräuche und Erzeugungen sowohl aus konventionellen Kraftwerken als auch aus EE-Erzeugern sind unter Berücksichtigung von regionalen Besonderheiten wie bspw. den sehr leistungsstarken Einspeisungen aus Offshore-Windparks nachgebildet.

⁴ Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure; November 2015, <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

⁵ BMWI-Förderprojekt; DynaGrid „Ausbau herkömmlicher Übertragungsnetzleitwarten zu zukunftssicheren, dynamischen Leitwarten“; 2018.



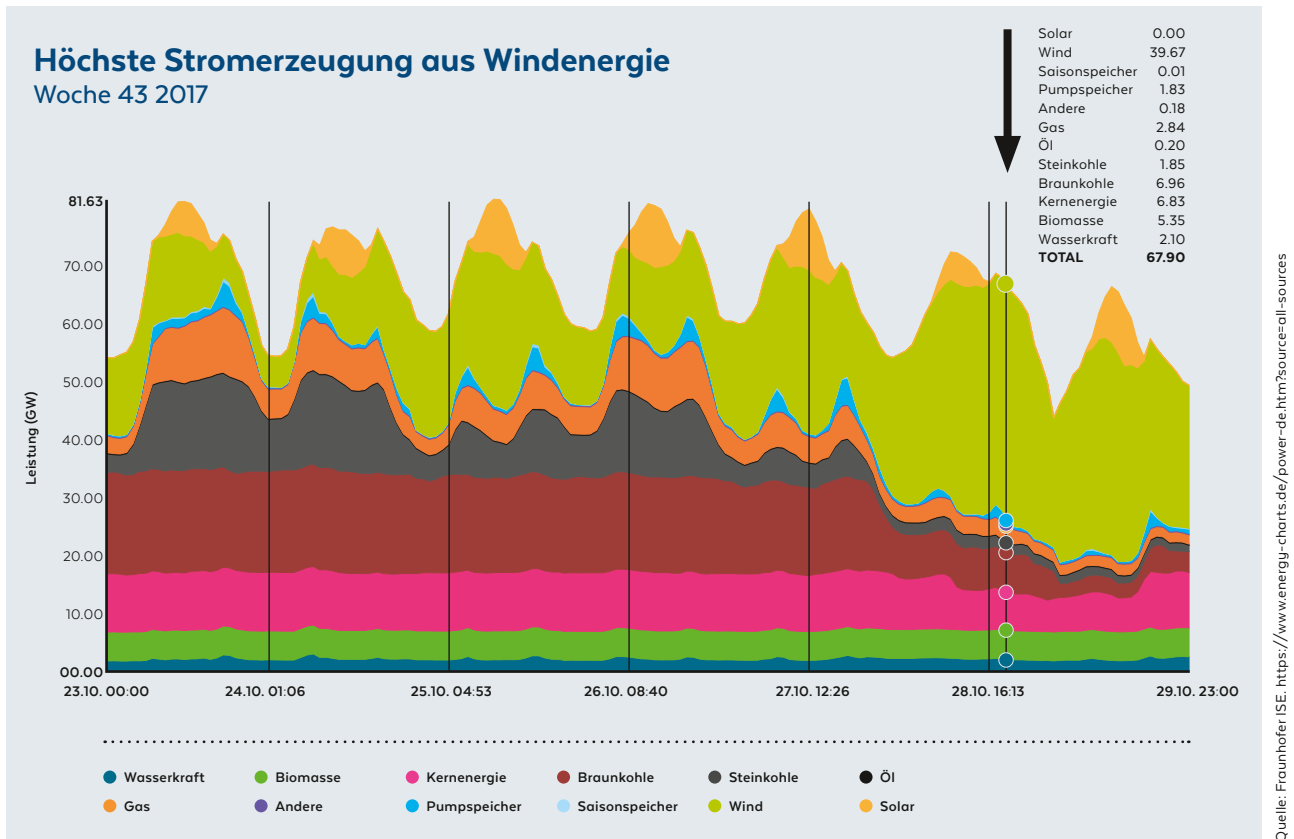
Die Untersuchung der unterschiedlichen Szenarien

Sowohl die Netztopologie als auch die Anzahl und Übertragungsleistung der Leitungen des ursprünglichen Netzmodells wurden in der Untersuchung nicht verändert.⁶

Verändert wurden hingegen die Höhe der Einspeisungen, die Erzeugungseinheiten sowie der Verbrauch in den unterschiedlichen Knoten. Die Grundlage der Simulation ist die Generierung eines intensiven Leistungsflusses von Nord- nach Süddeutschland, der auf einer dominanten aber realistischen Einspeisung aus EE-Erzeugern und einem gleichzeitigen hohen Verbrauch an elektrischer Leistung – insbesondere in Süddeutschland – basiert.

Basis für die unterschiedlichen Simulationen ist der exemplarische Zeitpunkt der höchsten Stromerzeugung aus Windenergie aus dem Jahre 2017. Ergebnis ist, dass die Leistungseinspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie mit etwa 60 GW simuliert wurde. Unter der Annahme des maximalen Auslastungsgrads aller Windenergieanlagen aus dem Jahr 2017 von 71 Prozent wäre – rein rechnerisch – als Basis für eine Einspeisung von 60 GW aus Onshore- und Offshore-Windenergie eine kumulierte Leistung von etwa 84,5 GW notwendig. Für die Offshore-Windenergie sind die gegenwärtigen Ausbauziele bis 2025 berücksichtigt.⁷ Darüber hinaus ist auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse abgebildet worden.

Konventionelle Kraftwerke sind mit einem Anteil von 28,5 GW berücksichtigt worden, Atomkraftwerke wurden als abgeschaltet angenommen. Dem gegenüber steht eine Vielzahl an elektrischen Verbrauchern mit einem Konsum von summa



summarum 100 GW. Letztlich stellt sich somit ein Nord/Süd-Leistungsfluss von in Summe ca. 14,2 GVA über alle Leitungen ein.

Im synthetischen Netzmodell wird für diesen Basis-Simulationsfall von einer Grenzleistung der Freileitungssysteme von 1,79 GVA bei Norm-Umgebungsbedingungen ausgegangen, was einer Beseilung mit Aluminium/Stahl Seilen als Viererbündel 4*265/35-Al/St bei 380kV entspricht.

In der Leistungsflussberechnung stellt sich die Situation ein, dass die Leitungen im Netz unterschiedlich ausgelastet sind. Die Mehrheit der Leitungen hat eine geringere Auslastung als 50 Prozent, in Bezug auf die 1,79 GVA.⁸ Diverse andere Leitungen liegen im Bereich von 50 bis 60 Prozent und eine Doppelleitung ist mit etwa 126 Prozent belastet.

In der Studie (Langfassung) werden nun diverse Szenarien mit verschiedenen Leitungsabschaltungen als auch Redispatch und Einspeisemanagement simuliert.

Nachfolgend wird für die Kurzfassung ausschließlich die Untersuchung der kritischen Situation der Doppelleitung mit einer Auslastung von etwa 126 Prozent vorgestellt, bei der schon ohne weitere Leitungsabschaltungen zwingender Handlungsbedarf zur Absenkung des Belastungsgrads besteht.



6 BMWI-Förderprojekt; DynaGrid „Ausbau herkömmlicher Übertragungsnetzleitwarten zu zukunftssicheren, dynamischen Leitwarten“; 2018.

7 Deutsche Windguard; Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland, Erstes Halbjahr 2018

8 Prof. Dr. Heinrich Brakelmann; Studie: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Auftraggeber Bundesverband WindEnergie e.V.; Oktober 2004.



Rechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung der vorgeschlagenen Netzoptimierungsmaßnahmen

Zur rechtlichen Einordnung der vorgeschlagenen technischen Maßnahmen sind die nachfolgenden Anforderungen zu beachten:

1. Anforderungen für Netzoptimierungsmaßnahmen

Die vorgeschlagenen technischen Maßnahmen dürfen die Sicherheit des Übertragungsnetzes nicht beeinträchtigen. Maßstab ist insoweit insbesondere das (n-1)-Kriterium, welches zwar nicht ausdrücklich geregelt, aber Grundlage des europäischen Netzkodexes ist (vgl. Art. 3, 22 ff., 35 EU-Verordnung 2017/1485; VDN, Transmissionscode 2017, S. 21, 56, 58, 61). Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit besagt, dass auch dann die Netzsicherheit gewährleistet bleiben muss, wenn eine Komponente ausfällt oder abgeschaltet wird. Damit ist das (n-1)-Kriterium auch Ausdruck des im Netzbetrieb geltenden Risikovorsorgemaßstabs.

Darüber hinaus erfordern die Sicherheitsregeln für den Netzbetrieb, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik beachtet werden (§ 49 Abs. 1 EnWG). Dazu ist erforderlich, dass die Regeln

- ▶ wissenschaftlich theoretisch als richtig angesehen werden,
- ▶ in der Praxis technischen Experten bekannt sind und
- ▶ sich aufgrund praktischer Erfahrung bewährt haben.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen wurden daher insbesondere im Hinblick auf praktische Erfahrungen geprüft. Dazu konnten insbesondere die VDE-Anwendungsregeln, die Leitlinie der EU-KOM sowie die entso-e Empfehlungen herangezogen werden.

Neben den Sicherheitsanforderungen ist auch das Effizienzgebot im EnWG verankert und daher als Anforderung zu beachten. Dieses soll insbesondere auch durch die Anreizregulierungsverordnung umgesetzt werden. Da hierbei Defizite erkennbar sind, haben wir diesem Aspekt einen eigenen Teil gewidmet.

Weiteres Augenmerk wurde bei der rechtlichen Begutachtung daraufgelegt, inwieweit sich die rechtlichen Redispatch-Vorgaben und Haftungsregelungen mit den vorgeschlagenen Maßnahmen vereinbaren lassen. Während die Abschaltung der EE-Erzeuger detailliert geregelt ist, ist die Abschaltung konventioneller Kraftwerke weniger nachvollziehbar. Angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung der Abschaltmaßnahmen sollte daher die Transparenz insbesondere im fossilen Kraftwerksbereich erhöht werden.

2. Einordnung der technischen Vorschläge

Insbesondere zu den Maßnahmen Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Hochtemperaturleiterseile (HTL/HTLS), Freileitungsmonitoring (FLM), Phasenschiebertransformatoren (PST) und Online-Assistenzsysteme wurden in dieser Studie unterschiedliche Szenarien in einem für dynamische Untersuchungen im deutschen Übertragungsnetz verwendeten synthetischen Netzmodell analysiert. Zudem wurden die rechtlichen Umsetzungsmöglichkeiten der einzelnen Techniken analysiert.

Kernstück der kurz- bis mittelfristigen Netzoptimierungsmaßnahmen ist der möglichst weitreichende Einsatz von Online-Assistenzsystemen. Damit diese ihr Wirkungspotential möglichst weitreichend ausschöpfen können, muss die Bereitstellung von Netzdaten angepasst werden. Daher ist bspw. das Leiterseil-Monitoring zumindest auf wichtigen Trassen der Übertragungsnetze auch Voraussetzung für eine verbesserte Wirkungsentfaltung der Online-Assistenzsysteme.



Neben dem Leiterseil-Monitoring und den o. g. Online-Assistenzsystemen können insbesondere Phasenschiebertransformatoren wichtige Beiträge für die Netzoptimierung leisten. Pumpspeicherkraftwerke und Hochstrom-/Hochtemperaturleiterseile sind als netzunterstützende Maßnahmen flankierend betrachtet worden.



Netzoptimierende Maßnahmen im Einzelnen

Die technischen Maßnahmen wurden im Hinblick auf ihre Bedeutung für das Stromübertragungsnetz und die rechtlichen Hürden für ihre Umsetzung analysiert.

1. Freileitungsmonitoring (FLM)

FLM bezeichnet generell ein Messsystem, um die Belastbarkeit der Stromleitungen an die Wetterbedingungen anzupassen. Häufig erfolgt das FLM der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von regionalen Wetterdaten. Diese Möglichkeit ist für die Einsatzprognose vorteilhaft, erfordert im Hinblick auf die Netzsicherheit jedoch größere Sicherheitsspielräume als direkte Messungen am Leiterseil (bspw. Temperatur- oder Zugkraftmessung).

Beide Techniken entsprechen gem. CIGRE Paper (TB 498) den allgemein anerkannten Regeln der Technik. Die Kosten sind im Vergleich zu den Netzausbaumaßnahmen äußerst gering und im Übrigen umlagefähig (§ 23 Abs. 1 Nr. 8 ARegV).

Rechtliche Einordnung

Die Installation der direkten Messtechnik hat für sich genommen keine Planfeststellungsrelevanz. Allerdings ist zu beachten, dass mögliche höhere Auslastungen der Leitungen aufgrund der besseren Daten durch die jeweiligen Genehmigungen (Grenzwerte der 26. BImSchV) abgedeckt sind. Insbesondere werden die magnetischen Felder aufgrund der höheren zulässigen Ströme ansteigen. Ggf. müssen diese Genehmigungen bei Altanlagen geändert werden.

2. Online-Assistenzsysteme

Online-Assistenzsysteme helfen im täglichen Netzbetrieb, den Netzzustand zu überwachen und die Netzsituation online zu analysieren und ermöglichen es damit auch kurativ statt präventiv, einzugreifen. In Abhängigkeit vom Grad an Selbstständigkeit, mit dem evtl. erforderliche Gegenmaßnahmen eingeleitet werden, kann zwischen unterstützenden, teilautomatisierten und (voll)automatischen Assistenzsystemen unterschieden werden.

In dieser Studie wurde ausschließlich das unterstützende Online-Assistenzsystem genauer gesagt Online-Netzsicherheits-Assistenzsystem (engl. Online-Dynamic-Security-Assessment, Online-DSA) berücksichtigt.

Rechtliche Einordnung

Damit die eingesetzten Assistenzsysteme den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen, ist eine entsprechende praktische Bewährung im europäischen Ausland ausreichend (vgl. § 49 Abs. 3 EnWG). Es ist also nicht erforderlich, dass die Assistenzsysteme in der hier vorgeschlagenen Ausprägung schon im Deutschen Übertragungsnetz zum Einsatz gekommen sind.

In genehmigungsrechtlicher Hinsicht ist der Einbau von Assistenzsystemen unproblematisch. Allerdings ist auch hier zu berücksichtigen, dass daraus resultierende Leistungserhöhungen durch die Genehmigungen abgedeckt sein müssen (vgl. insoweit Ausführungen zum Leiterseilmonitoring). Auch die Kosten für die Assistenzsysteme sind im Vergleich zu neuen Leitungen äußerst gering. Zudem sind die Technologien schnell verfügbar.

Haftungsrechtlich können Verantwortlichkeiten daraus resultieren, dass ein technisches System eingesetzt wird, was grundsätzlich fehleranfällig ist. Sofern es sich hierbei jedoch um ein Assistenzsystem handelt, welches den allgemein anerkannten Regeln der Technik für den sicheren Netzbetrieb entspricht und das Assistenzsystem seiner Verwendung entsprechend eingesetzt worden ist, ergeben sich daraus keine über den üblichen Rahmen hinausgehende Haftungsrisiken, die beim Einsatz der Technik Dritter (Zulieferer) auftreten.

3. Phasenschiebertransformatoren (PST)

Der PST, auch Quer- oder Schräggregler genannt, ist ein spezieller Leistungstransformator zur Steuerung des Wirkleistungsflusses und ermöglicht die flexible Umleitung des Leistungsflusses zur Verhinderung von Überlastungen einzelner Leitungen. Solche PSTs werden schon seit vielen Jahren in Europa und der ganzen Welt als verlässliche Netzbetriebsmittel genutzt.

Dabei ist anzumerken, dass eine punktuelle Regelung in einem vermaschten Stromübertragungsnetz den Leistungsfluss aller Leitungen mehr oder weniger beeinflusst. Beim Einsatz mehrerer PSTs im System sind deren Einstellungen zu koordinieren.

In der Bauweise wird grundsätzlich zwischen dem drei- und einpoligen PST unterschieden. Der Nachteil des dreipoligen PST ist seine Abmessungen und Gewicht (mehrere 100 t). Dies begrenzt die Möglichkeiten für einen flexibler Einsatz solcher PSTs. Der einpolige PST ist hingegen allein genommen leichter, aber da in Summe mindestens drei einpolige PSTs benötigt werden, weisen zusammengekommen diese PST-Variante zwar ein höheres Gesamtgewicht auf, sind jedoch aufgrund ihrer Transportfähigkeit weitaus flexibler einsetzbar. Hinzu kommt, dass sie Redundanzen in Reparatur- oder Ausfallszenarien bieten können bei Beistellung eines vierten einpoligen PST. Schließlich können Sie auch leichter an andere Standorte versetzt werden, was aufgrund ihrer langen Einsatzfähigkeit (mehrere Jahrzehnte) langfristig die Effizienz erhöht.

Rechtliche Einordnung

Energierichtlich ist der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren durch die Übertragungsnetzbetreiber zulässig. Bei den vorliegend untersuchten PSTs handelt es sich um lokale Einrichtungen zur Leistungsflusssteuerung, wofür eine Genehmigung erforderlich ist, die der Übertragungsnetzbetreiber bei der zuständigen Landesbehörde beantragen kann. Dann läuft das Genehmigungsverfahren inklusive der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung nach dem jeweiligen Recht des Landes.

Trifft der Übertragungsnetzbetreiber seine Standortentscheidung jedoch im Zusammenhang mit der Trassenplanung des Übertragungsnetzes, dann können PSTs auch als Nebenanlagen im Zusammenhang mit den Planfeststellungsverfahren für die Stromtrasse genehmigt werden. Dies bietet sich aufgrund der bestehenden Wechselwirkungen zwar an, hat jedoch zur Folge, dass die Genehmigungsdauer auch von dem zuständigen Trassenabschnitt bestimmt wird. Der Großteil der derzeit geplanten leistungssteuernden Maßnahmen soll nach Angaben der Bundesnetzagentur 2023 betriebsbereit sein.¹⁰

⁹ Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems; Working Group B2.36; June 2012.

¹⁰ Netzoptimierungsmonitoring Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur; August 2018.



Kombinationen von netzoptimierenden Maßnahmen

Die im Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2030 insbesondere vorgestellten Maßnahmen zum Netzausbau/-verstärkung werden eine Reduzierung der Netzengpässe bewirken. Kurzfristig notwendige Absenkungen des Belastungsgrads können jedoch schneller durch netzoptimierende Maßnahmen mittels Höherauslastung von Freileitungen und durch eine Flexibilisierung des Leistungsflusses erfolgen. Durch eine Kopplung der Maßnahmen mit Online-DSA können weitere Potenziale gehoben werden.

Dabei werden hier die Kombination Online-DSA (hier wurde als Beispiel Siemens SI-GUARD® DSA verwendet) gekoppelt mit FLM und die Kombination Online-DSA gekoppelt mit PST untersucht. Rechtlich ergeben sich durch die Kombination von Maßnahmen keine Probleme, die über die Einzelimplementierung hinausgehen.

1. Online-DSA gekoppelt mit FLM

Die genormten Richtwerte für die Dauerstrombelastbarkeit von Freileitungen basieren auf einer Hochsommerwetterlage. Bei dem untersuchten Szenario aus dem Jahre 2017 herrschte jedoch wesentlich kühleres und windigeres Wetter vor.¹¹

Berechnungen ergaben eine witterungsabhängige Belastbarkeit des Leiterseils von weit über 150 Prozent gegenüber den Norm-Wetterbedingungen, welche den 100 Prozent-Wert festlegen.

Voraussetzung für die temporäre Höherauslastung von Freileitungsseilen in einem solchem Maße ist, dass einerseits die Leiterseiltemperatur online zur Verfügung steht und andererseits neben den thermischen Grenzwerten auch die weiteren, die Netzsicherheit beeinträchtigenden Phänomene, wie z.B. Stabilitätsgrenzen berücksichtigt werden. Dies bedingt den Einsatz eines Online-DSA, denn gegebenenfalls wäre das Risiko einer Netzin stabilität nicht gesichert zu bestimmen.



In den Simulationen zeigt das Online-DSA nämlich an, dass schon bei einer Belastung von 110 Prozent (anstelle der mittels FLM auf Basis der thermischen Grenzen ermittelten mindestens möglichen 150 Prozent) aufgrund der Netzdynamik und nicht der thermischen Grenzen es sehr wahrscheinlich zu Netzininstabilitäten kommen kann.

Folglich ist die theoretisch mögliche sehr hohe Auslastung aufgrund der vorteilhaften kühlen und windigen Wettersituation nicht voll umfänglich nutzbar, da die netzdynamischen Analysen des Online-DSA den Netzzustand schon sehr viel früher als kritisch bewerten. **Das zeigt, dass nur mit einer Kopplung des Freileitungsmonitorings mit einer Online-DSA die Leitung optimal ausgelastet und die Netzstabilität gewährleistet werden kann.**

2. Online-DSA gekoppelt mit PSTs

In der Simulation wurde die betroffene überlastete Doppelleitung mit PSTs erweitert und gestuft von 80 Prozent bis auf 126 Prozent ausgelastet.

Das Online-DSA zeigt schon bei einer Auslastung von 80 Prozent ein mittleres Risiko für die Netzsicherheit bei ausschließlich stationärer- und Grenzwert-Betrachtung an. Die gleichzeitig ermittelte Worst-Case-Betrachtung zeigt hingegen, würde dieses kritischste Phänomen auftreten, ein Risiko für eine Instabilität von 100 Prozent an.

Von daher liefert das Online-DSA schon jetzt einen Verbesserungsvorschlag „Einsatz von PSTs“, an den Netzbetriebsführer. Nach Übernahme des Verbesserungsvorschlags senkt sich das Risiko auf kleiner 15 Prozent ab.

Auch bei der gestuften Anhebung der exemplarisch gewählten Auslastung auf 126 Prozent steigt das Risiko zwar wieder an, aber das Stabilitätsrisiko ist, auch bei der Worst-Case-Betrachtung, nicht als kritisch zu bewerten. Daher wären somit keine weiteren Maßnahmen wie bspw. Redispatch notwendig.



Grund für diese deutliche Verbesserung ist die Vergleichmäßigung der Belastungsgrade über unterschiedliche Leitungen durch die mit PSTs verbesserte Leistungsflussvergleichmäßigung. Möglich wird dies aber erst durch die koordinierte Ansteuerung der unterschiedlichen PSTs durch den Netzbetriebsführer mit Unterstützung eines Online-DSA, das kritische Situationen im Vorfeld erkennt und präventiv mit Verbesserungsvorschlägen eine Abwendung der Instabilität ermöglicht.

Würde jeder PST autark angesteuert werden, wäre dieser Grad an Effizienzsteigerung bzw. Vergleichmäßigung nicht zu erzielen.

3. Online-DSA gekoppelt mit PSTs und FLM

Die Simulationen zu Online-DSA und PSTs haben in der Worst-Case-Betrachtung gezeigt, dass das Risiko als nicht kritisch zu bewerten ist und somit keine weiteren Maßnahmen wie bspw. Redispatch notwendig sind.

Durch den erweiterten Einsatz einer Kombination Online-DSA und PST mit FLM bzw. die Integration der mittels FLM generierten Daten lassen sich die Möglichkeiten der Netzengpassminimierung noch weiter verbessern.

Durch den Einsatz von Online-DSA gekoppelt mit PST und FLM lässt sich die Auslastung der Netze erheblich optimieren bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität. Mit dem schnellen und flächendeckenden Einsatz dieser Techniken durch die Netzbetreiber lassen sich somit erhebliche Redispatchkosten sparen und die EE können besser und vollumfänglich in das Stromübertragungsnetz integriert werden. Der weitere Ausbau der EE muss daher nicht aufgrund von Netzbelastungskriterien gebremst werden.



¹¹ Wetterdaten (Wetterkontor) Höchst- und Tiefstwerte in Deutschland am 28.10.2017: www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/extremwerte-karte.asp?id=20171028.



Rechtliche Ansätze zur Anreizoptimierung

Stromnetze sind klassische Monopole. Neue Trassen und die damit zusammenhängenden Folgeinvestitionen fallen damit in Deutschland traditionell in den Bereich des jeweils zuständigen Netzbetreibers.

Die Kosten werden über Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt. Damit dies nicht gänzlich unkontrolliert erfolgt, werden die Entgelte insbesondere im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) umgesetzt.

In diesem komplexen rechtlichen System sind allerdings die Anreize im Zweifel so gesetzt, dass der Bau neuer Trassen gegenüber der Optimierung bestehender Trassen bevorzugt wird. Dafür gibt es insbesondere folgende Gründe:

- ▶ Neue Trassen sind im Vergleich zur Ertüchtigung bestehender Trassen voll umlagefähig.
- ▶ Die Kosten werden von der BNetzA lediglich dem Grunde und nicht der Höhe nach geprüft (sog. Plankostenansatz).
- ▶ Transparenz – oder Kontrollmöglichkeiten der an sich betroffenen Letztverbraucher gibt es so gut wie keine.
- ▶ Die für die Kontrolle (dem Grunde nach) zuständige BNetzA verfügt nicht über die gleichen Ressourcen wie die Übertragungsnetzbetreiber.
- ▶ Je höher die sog. nicht beeinflussbaren¹² und somit voll umlagefähigen Kosten sind, umso höher steigen auch die Gewinne der Übertragungsnetzbetreiber durch die von der BNetzA genehmigten Eigenkapitalverzinsungen und Betriebskostenpauschalen.

Wollte man die vorgenannten (Fehl)Anreize insgesamt überprüfen und ggf. korrigieren, wäre dies mit einem erheblichen zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden, ohne dass kurz- bis mittelfristig der Netzausbau bzw. die Netzoptimierung entscheidend vorankäme. Daher sollten die Anreize kurzfristig so angepasst werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, an der Einsparung von Kosten (zugunsten der Letztverbraucher) durch weniger kostenintensive Netzoptimierungsmaßnahmen zu profitieren.

¹² Diese werden gem. §11 ARegV von den vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten abgegrenzt.



Fazit

Der konventionelle Netzausbau inklusive HGÜ-Verbindungen ist eine langwierige und kostenintensive, wenn auch über Jahrzehnte bewährte und effektive Methode zur Reduzierung von Netzengpässen. Auch die Netzverstärkung mittels Umbeseilung auf Hochtemperaturleiter (HTL/HTLS) um eine höhere Auslastung der einzelnen Leitungstrassen zu ermöglichen hat sich bewährt. Der Kosten- und Zeitaufwand ist hier geringer als beim Netzausbau, aber dennoch als kurzfristige Lösung eher ungeeignet.

Der Einsatz von PSTs als netzoptimierende Methode zeigt dagegen seine Effektivität und Effizienz zur Minimierung von Netzengpässen durch die Fähigkeit den Leistungsfluss steuern zu können. PSTs ermöglichen somit eine verbesserte Vergleichmäßigung der Leitungsauslastungen.



Der flächendeckende Einsatz von FLM bewirkt zudem eine Verbesserung der „Online“-Sicherheit bzw. des Betriebsmittel-Monitorings der augenblicklichen tatsächlichen Auslastung/Zustands der Leitung. FLM bietet damit ein großes Potential für eine durchschnittlich höhere Auslastung der Leitungen im Normalbetrieb. Es macht damit die strikte Einhaltung der ausschließlich normbasierten Stromgrenzwerte nicht mehr zwingend notwendig.

Der Einsatz eines Online-DSA erlaubt eine globale, übertragungsnetzweite Betrachtung und Optimierung des Netzbetriebs. Unter Stabilitätsgesichtspunkten ist der kombinierte Einsatz dieser drei Techniken zu empfehlen. Durch den flächendeckenden und schnellen Einsatz dieser Techniken können somit im erheblichen Umfang Redispatchkosten vermieden werden.



Rechtliche Einordnung der Techniken

Die kurzfristig einsetzbaren Techniken Leiterseilmonitoring und Assistenzsysteme sind rechtlich am unproblematischsten. Im vorgeschlagenen Umfang entsprechen diese Optimierungsmaßnahmen den allgemein anerkannten Regeln der Technik i.S.d. § 49 Abs. 1 EnWG. Die Investitionskosten für den Einsatz sind im Verhältnis zum möglichen Einsparpotenzial äußerst gering. Der Installationsaufwand ist per se nicht planfeststellungsrelevant. Allerdings muss im Einzelfall

geprüft werden, ob die daraus resultierenden Leistungserhöhungen von den entsprechenden Planfeststellungen umfasst sind.

Anpassung der Regularien

Die derzeitige Anreizregulierung enthält an verschiedenen Stellen im Gesetz Mechanismen zur Anreizsetzung und Effizienzsteigerung. Diese Anreize beziehen sich allerdings fast ausschließlich auf den Ausbau der Netze und kaum auf deren Optimierung.



Der Anknüpfungspunkt zur Verbesserung der Anreizregulierung für eine bessere Optimierung der Bestandsnetze ist die Erlösobergrenze. Die Übertragungsnetzbetreiber könnten zur Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen motiviert werden, indem sie Zu- oder Abschläge auf ihre Gewinne erhalten bzw. hinnehmen müssen.

Ein weiterer Ansatz besteht darin, Redispatch-Kosten bei der Umwälzung auf die Netzentgelte unberücksichtigt zu lassen, wenn die vorgeschlagenen Techniken nicht eingesetzt werden.

Kombination der technischen Maßnahmen mit Online-DSA notwendig

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Netzengpässe durch HGÜs oder durch Höherauslastung der Leitungstrassen mittels FLM oder HTL/HTLS deutlich aber nicht vollständig behoben werden können.



In Bezug auf die netzoptimierenden Maßnahmen zeigen die Simulationen, dass eine deutliche Effizienzverbesserung durch die Kombination von FLM und Online-DSA zu erzielen ist. Die Simulationen zeigen zudem, dass bei günstigen Wetterbedingungen unter Anwendung des FLM die Freileitungen thermisch so hoch belastet werden könnten, dass die limitierenden Faktoren für die Systembelastbarkeit durch andere Grenzen wie Schutz- oder dynamische Grenzen vorgegeben werden. Daher ist die Kombination von FLM und Online-DSA zur nachhaltigen Sicherung der Systemstabilität unabdingbar.



Üblicherweise ist ein PST mit einem lokal ausgerichteten Regler ausgestattet. **Eine Effizienzverbesserung wird durch den aufeinander abgestimmten Betrieb mehrerer PSTs mittels einem Online-DSA ermöglicht, welches auf Basis der zuvor definierten Randbedingungen die optimale Stufenstellung der einzelnen PSTs bestimmt und dem Netzbetriebsführer online zur Entscheidungsfindung zur Verfügung stellt.**

Auch diese Effizienzverbesserung ist durch die Simulationsergebnisse nachgewiesen, denn die Kombination von Online-DSA mit PSTs als netzoptimierende Maßnahme zeigt, basierend auf der geschaffenen Flexibilisierung des Energietransports im vermaschten Übertragungsnetz, dass die Netzengpässe zu 100 Prozent beherrschbar bzw. abzuwenden waren.

Eine Erweiterung der Kombination von Online-DSA und PST mit FLM würde die Möglichkeiten der Netzengpassminimierung grundsätzlich noch weiter verbessern.

Erneuerbaren Energien Ausbau muss nicht an konventionellen Netzausbau gekoppelt werden

Die Ergebnisse der Studie sind zwar nicht 1:1 auf das deutsche Stromübertragungsnetz übertragbar, aber der flächendeckende Einsatz der genannten technischen Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz sollte zu ähnlichen Ergebnissen wie in der Simulation führen.

Bis 2025 sind in Deutschland eine kontinuierliche Umsetzung eines (annähernd) flächendeckenden FLM und die Errichtung von mehreren bereits bewilligter PSTs zur Netzengpassreduzierung geplant.¹³ **Die in den Simulationen aufgezeigten Möglichkeiten der Netzengpassminimierung bei gleichzeitiger Sicherung der Netzstabilität sind jedoch nur in Kombination von PST und/oder FLM mit einem Online-DSA möglich.**



Deshalb sollte das Online-Assistenzsystem nicht länger als eigenständige und von den anderen Maßnahmen der Netzoptimierung losgelöste Langfristmaßnahme betrachtet werden, sondern die Implementierung des Online-Assistenzsystems ist zeitgleich mit PST und FLM umzusetzen.

Bei einer zeitnahen Implementierung der genannten netzoptimierenden Maßnahmen (FLM, PST und Online-DSA) muss der Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht gebremst werden. Insbesondere ist die sogenannte „Synchronisierung“ des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an den Fortschritt des konventionellen Netzausbaus zumindest übergangsweise bis 2025 aus technischer Sicht nicht begründbar und damit nicht notwendig.

¹³ Netzoptimierungsmonitoring Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur; August 2018.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BIMSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Internationale Technisch-wissenschaftliche Organisation im Bereich elektrische Energieübertragung und -versorgung)
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FLM	Freileitungsmonitoring
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTL/HTLS	Hochtemperaturleiterseile
Online-DSA	Online-Dynamic-Security-Assessment
PST	Phasenschiebertransformatoren
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

Bildnachweise:

Titel: urbans/shutterstock.com

S. 10: DynaGridCenter/Abschlussbericht

Rückseite: EnBW

