

Studie

Titel

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

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

Liste der 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



Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. (WVW)

Präsident-Herwig-Straße 27, 27472 Cuxhaven



Ausgangslage

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

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

- Einspeisemanagement bzw. Abregelung von Erneuerbaren Energien- (EE-) & Kraft-Wärme-Kopplung- (KWK-) Anlagen,
- Redispatch bzw. Reduzierung und Erhöhung der Leistungseinspeisung von konventionellen Kraftwerken und
- Einsatz von Netzreservekraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve.

Die Häufigkeit, bzw. die Intensität von Netzengpässen 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 Netzengpässen dringend notwendig. Es ist zu erwarten, dass sich die Netzengpasssituation 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 Übertragungspässen aus planungs- und genehmigungsrechtlicher Sicht eher ungeeignet. Innerhalb der zuständigen Ministerien hat man dies erkannt und unterstützt die Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen beim Netzausbau, wie unter anderem Freileitungsmonitoring zur witterungsabhängigen Belastbarkeit der Freileitungen oder Phasenschiebertransformatoren zur Flexibilisierung des Leistungsflusses.²

Es stellt sich damit auch nicht die Frage, ob diese Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen nun notwendig oder richtig sind, sondern ob diese Maßnahmen nicht zu erweitern wären. So wird insbesondere der Aspekt des verstärkten Einsatzes von innovativen Online-Assistenzsystemen wird nur untergeordnet und als langfristige Maßnahme genannt.³

Die vorliegende Studie untersucht daher insbesondere den kombinierten Einsatz von Online-Assistenzsystemen mit Freileitungsmonitoring oder Phasenschiebertransformatoren in einem Stromübertragungsnetz mit einem Anteil von mindestens 50% Erneuerbare Energien (EE).

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

² Netzoptimierungsmonitoring Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen beim Netzausbau nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur; August 2018.

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

Inhaltsverzeichnis

Seite

Technischer Teil	1
A. Sachverhalt.....	1
B. Das synthetische Netzmodell	2
C. Übersicht der Techniken zur Minimierung von Leitungsempässen.....	5
1. Freileitungsmonitoring (FLM)	5
2. Leistungsflusssteuernde Maßnahmen	7
3. Hochtemperatur- / Hochstrombeseilung	10
4. Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).....	11
5. Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen).....	11
6. Pumpspeicherwerke (PSW).....	11
7. Assistenzsystem zur Stützung der stationären & dynamischen Netzicherheit.....	11
D. Basis-Szenario.....	16
1. Elektrischer Verbrauch in den Netzknoten	17
2. Leistungseinspeisung aus EE-Anlagen	17
3. Leistungseinspeisung aus konventionellen Kraftwerken	18
4. Leistungsfluss von Nord- nach Süddeutschland ohne Leitungsabschaltung.....	18
E. Basis-Szenario mit sechs verschiedenen Leitungsabschaltungen (n-1)- Analyse.....	20
1. Lokationen der Leitungsabschaltung und Messungen	20
2. Abschaltung der Leitung 1 zwischen dem Knoten C und J	20
3. Abschaltung der Leitung 3 zwischen dem Knoten D und J	21
4. Abschaltung der Leitung 6 zwischen dem Knoten M und P	22
5. Abschaltung der Leitung 7 zwischen dem Knoten I und Q	23
6. Abschaltung der Leitung 10 zwischen dem Knoten J und N	23
7. Abschaltung der Leitung 13 zwischen dem Knoten K und O.....	24
8. Diskussion der Ergebnisse	25
F. Basis-Szenario mit Redispatch und Einspeisemanagement (EisMan)	26
1. Redispatch und EisMan im Basis-Szenario ohne (n-1)-Sicherheit	27
2. Redispatch und EisMan im Basis-Szenario mit (n-1)-Sicherheit.....	28

3. Diskussion der Ergebnisse	29
G. Basis-Szenario mit Netzausbau/-verstärkung.....	29
1. HGÜ	29
2. Hochstrom- / Hochtemperaturleitungen (HTL)	30
3. Diskussion der Ergebnisse	31
H. Basis-Szenario mit netzoptimierenden Maßnahmen	31
1. Online DSA System mit FLM.....	32
2. Online DSA System mit PST	35
3. Online DSA System mit FLM und PST.....	39
4. Diskussion der Ergebnisse	40
I. Zusammenfassung und Schlussfolgerung	40
J. Anhänge.....	44
Anhang 1 SIGUARD DSA Customer List	44
Anhang 2 Verbraucher	45
Anhang 3 EE-Anlagen	46
Anhang 4 Konventionelle Kraftwerke	47
Rechtlicher Teil	48
Vorbemerkungen	48
Teil 1: Rechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung der vorgeschlagenen	
 technischen Optimierungen.....	48
A. Anforderungen für Netzoptimierungsmaßnahmen.....	48
I. Sicherheitsanforderungen	48
1. (n-1)-Kriterium.....	48
2. Anforderungsniveau für eingesetzte Techniken.....	49
a) Allgemein anerkannte Regeln der Technik	50
b) Prüfung der allgemein anerkannten Regeln der Technik	51
II. Effizienzgebot.....	52
B. Rechtliche Umsetzungsfragen der technischen Vorschläge	53
I. Freileitungsmonitoring (FLM).....	54
1. Sicherheitsanforderungen.....	54
a) (n-1) -Kriterium	54

b) Anforderungsniveau i.S.d. § 49 Abs. 1 EnwG	54
2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit	55
3. Zeithorizont/ Kosten.....	57
4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen	57
5. Sonstige Umsetzungsprobleme	57
6. Ergebnis zu I.....	58
II. Assistenzsysteme (Online-DSA)	59
1. Sicherheitsanforderungen.....	59
2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit	59
3. Zeithorizont/Kosten.....	60
4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen	60
5. Sonstige Umsetzungsprobleme	60
6. Ergebnis zu II.	60
III. Phasenschiebertransformator (PST)	61
1. Sicherheitsanforderungen.....	61
2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit	62
3. Zeithorizont/ Kosten.....	62
4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen	63
5. Ergebnis zu III.....	63
IV. Pumpspeicherwerke (PSW)	63
1. Sicherheitsanforderungen.....	63
2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit	64
3. Zeithorizont/Kosten.....	64
4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen	64
5. Ergebnis zu IV.....	65
V. Hochtemperaturleiterseile (HTL/HTLS)	65
1. Sicherheitsanforderungen.....	65
2. Genehmigungsrelevanz/-fähigkeit	65
3. Zeithorizont/ Kosten.....	66
4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen	66
5. Ergebnis zu V.....	66
C. Ergebnis und Umsetzung der Vorschläge in Teil 1	67
Teil 2: Rechtliche Ansätze zur Anreizoptimierung.....	67
A. Das geltende Prinzip der Anreizregulierung	68

I.	Berechnung und Umlage der Netzentgelte	68
II.	Redispatchvorgaben.....	69
1.	Maßnahmen bei Engpässen.....	69
2.	Entschädigungsanspruch und seine Auswirkungen auf Netzentgelte	69
3.	Abschaltvorrang für konventionelle Kraftwerke.....	70
III.	Eigenkapitalrendite und Betriebskostenpauschale.....	71
IV.	Belastungsausgleich.....	72
V.	Versicherungskosten.....	72
VI.	Prüfung der Investitionsgenehmigungen	73
1.	Prüfung nur dem Grunde nach	73
2.	Transparenz	74
3.	Überprüfbarkeit der Investitionsgenehmigungen.....	74
4.	Bewertung	75
VII.	Ergebnis zu A.....	75
B.	Neue Ansätze.....	75
I.	Investitionsgenehmigungsverfahren	75
1.	Prüfung der Höhe nach.....	75
2.	Effizienzvergleiche.....	76
3.	Überprüfung des Investitionsgenehmigungsverfahrens	76
II.	Anreize für Verringerung der Redispatchkosten	76
1.	Kürzungen der Erlösobergrenze.....	76
2.	Bonussystem für umgesetzte Optimierungsmaßnahmen	77
a)	Effizienzbonus entsprechend § 12 a ARegV	78
b)	Berücksichtigung beim Qualitätsmerkmal nach § 19 ARegV.....	79
c)	Bonus unabhängig von der Regulierungsperiode	81
3.	Transparente Redispatchmaßnahmen.....	81
4.	Überprüfung der Kausalität verringerter Redispatchkosten.....	82
5.	Ordnungsrecht zur Durchsetzung von Netzoptimierungen	82
6.	Bewertung	83
III.	Ergebnis zu B.....	83
C.	Ergebnis zu Teil 2	84

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abb. 1: Einspeise-Clustermodell nach e-Highway2050	2
Abb. 2: Synthetisches Netzmodell dargestellt im Verbund mit benachbarten Ländern	3
Abb. 3: Sprungantwort der Frequenz auf einen 3000MVA Ausfall	4
Abb. 4: Karte der Bundesrepublik Deutschland	4
Abb. 5: Schematischer Aufbau eines Phasenschiebertransformators (PST)	7
Abb. 6: Schematischer Aufbau eines UPFC (Unified Power Flow Controller)	8
Abb. 7: Schematischer Aufbau eines TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	9
Abb. 8: Fuzzy Logic Results: Aufbau der einzelnen Fuzzy-Stufen für den gesamten Szenarienraum	14
Abb. 9: Visualisierung des SIGUARD® DSA Systems	16
Abb. 10: Karte der Bundesrepublik Deutschland mit Nord/Süd-Aufteilung und OWP-Anbindungen	19
Abb. 11: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 1 zwischen Knoten C und J	21
Abb. 12: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 3 zwischen Knoten D und J	21
Abb. 13: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 6 zwischen Knoten M und P	22
Abb. 14: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 7 zwischen Knoten I und Q	23
Abb. 15: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 10 zwischen Knoten J und N	24
Abb. 16: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O	25
Abb. 17: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O mit ersten Redispatch- und EisMan-Maßnahmen	27
Abb. 18: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O mit weiteren Redispatch- und EisMan-Maßnahmen	28
Abb. 19: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O ohne und mit einer HGÜ-Verbindung von Knoten B nach Knoten Q	30

Abb. 20: Einfluss der Anhebung des thermischen Grenzwerts auf die Netzsicherheit; Visualisierung mittels Online DSA System	33
Abb. 21: Warnung durch Netzstabilitätsgrenzen und nicht durch thermische Grenzen	34
Abb. 22: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O ohne und mit einer Aktivierung der PSTs auf den Leitungen zwischen Knoten K nach O und Knoten K nach T	35
Abb. 23: Online DSA System liefert einen Verbesserungsvorschlag (blaue Linie), den der Netzbetriebsführer übernehmen kann oder nicht.	37
Abb. 24: Online DSA System liefert einen Verbesserungsvorschlag (blaue Linie), den der Netzbetriebsführer übernehmen kann oder nicht	38
Abb. 25: Warnung aufgrund thermischer Grenzannäherung höher bewertet als die der Netzstabilität	39
Abb. 26: Ergebnisse aus den Szenarien von Online DSA System in Kombination mit FLM oder PSTs	40

Abkürzungsverzeichnis

BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
DSA	Dynamic Stability Assessment / • Dynamic Security Assessment
EE	Erneuerbare Energien
EE-Anlage	Erneuerbare Energien-Anlage
EisMan	Einspeisemanagement
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FLM	Freileitungsmonitoring
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTL	Hochtemperaturleiter
HTLS	High-Temperature Low-Sag
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KWK-Anlage	Kraft-Wärme-Kopplung-Anlage
PST	Phasenschiebertransformator
PSW	Pumpspeicherwerk
SIPS	System Integrity Protection Schemes
SPS	Special Protection Schemes
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UPFC	Unified Power Flow Controller
WAP	Wide-Area Protection

Technischer Teil

A. Sachverhalt

Immer größere Mengen an elektrischer Energie aus EE-Anlagen werden ins Stromübertragungsnetz integriert.⁴

Vor diesem Hintergrund ist nicht die Frage, ob das Stromübertragungsnetz ausgebaut werden muss, sondern nur wie und mit welcher Geschwindigkeit dies zu geschehen hat.

Dies spiegelt sich auch in den quartalsmäßigen Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zum Stand bzw. Fortschritt der Ausbautvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) wieder. Dieser stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes fest. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPIG ergeben, liegt aktuell bei etwa 5.900 km. ⁵

Jedoch sind der Netzausbau und die -verstärkung komplexe, langfristige und kostenintensive Unterfangen mit sehr vielen Akteuren. Mit einer Realisierung der Mehrheit der Ausbautvorhaben ist wahrscheinlich erst nach 2023 zu rechnen. Dies zeigt auch die aktuelle Entwicklung des Stromnetz-Ausbaus. In den letzten drei Quartalen sind:^{6 7}

- die Anzahl der realisierten Trassenkilometer (ca. 150km) nicht nennenswert angestiegen und
- diverse Terminverschiebungen angezeigt worden.

Dieses BBPIG-Monitoring zeigt, dass mittels Neubaus von Hochspannungsdrehstrom- oder Hochspannungsgleichstrom-Übertragungstrassen sowie der Zu- oder Umbeseilung kurzfristig keine Verbesserung der Netzengpasssituation und damit keine Reduzierung beim Einspeisemanagement oder Redispatch zu erwarten sind.

Hier liegt der Vorteil von netzoptimierenden Maßnahmen, die auch kurzfristig Verbesserung der Netzengpasssituation bewirken können, da sie bspw. eine höhere Auslastung und Effizienzsteigerung des Stromübertragungsnetzes ermöglichen.

⁴ Dena-Leitstudie, Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) dena; Juni2018.

⁵ BBPIG-Monitoring; Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem ersten Quartal 2018; Bundesnetzagentur

⁶ BBPIG-Monitoring; Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur

⁷ BBPIG-Monitoring; Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem dritten Quartal 2018; Bundesnetzagentur

B. Das synthetische Netzmodell

Das Netzmodell basiert auf den Netzmodellen, die schon in den Forschungsprojekten „e-Highway2050“ und „DynaGridCenter“ verwendet wurden.^{8 9}

Die Europäische Einspeise-Clusteranalyse des Forschungsprojekts „e-Highway2050“ (Abb. 1), mit jeweils drei Netzknoten pro Cluster, bildet die Basis für das verwendete synthetische Netzmodell (Abb. 2).

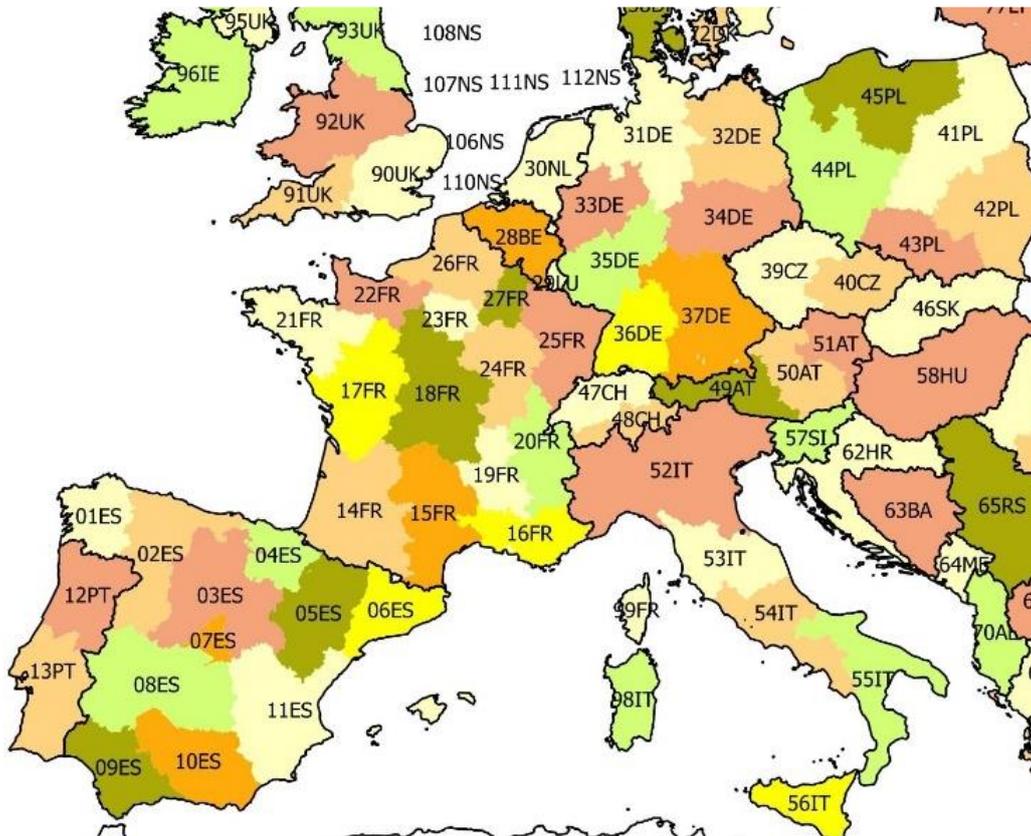


Abb. 1: Einspeise-Clustermodell nach e-Highway2050

Das synthetische Netzmodell berücksichtigt dabei vorrangig die Leistungsflüsse im bundesdeutschen 400kV-Stromübertragungsnetz, aber auch die 400kV-Anbindungen an die benachbarten europäischen Länder oder Regionen.

Darüber hinaus sind die elektrischen Verbräuche und Erzeugungen sowohl aus konventionellen Kraftwerken als auch aus EE-Anlagen der Länder nachgebildet.

⁸ EU-funded under grant agreement no 308908: e-Highway2050: Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure; 11.2015.

⁹ BMWI-Förderprojekt DynaGridCenter-Ausbau herkömmlicher Übertragungsnetzleitwarten zu zukunftssicheren, dynamischen Leitwarten; 22.02.2019.

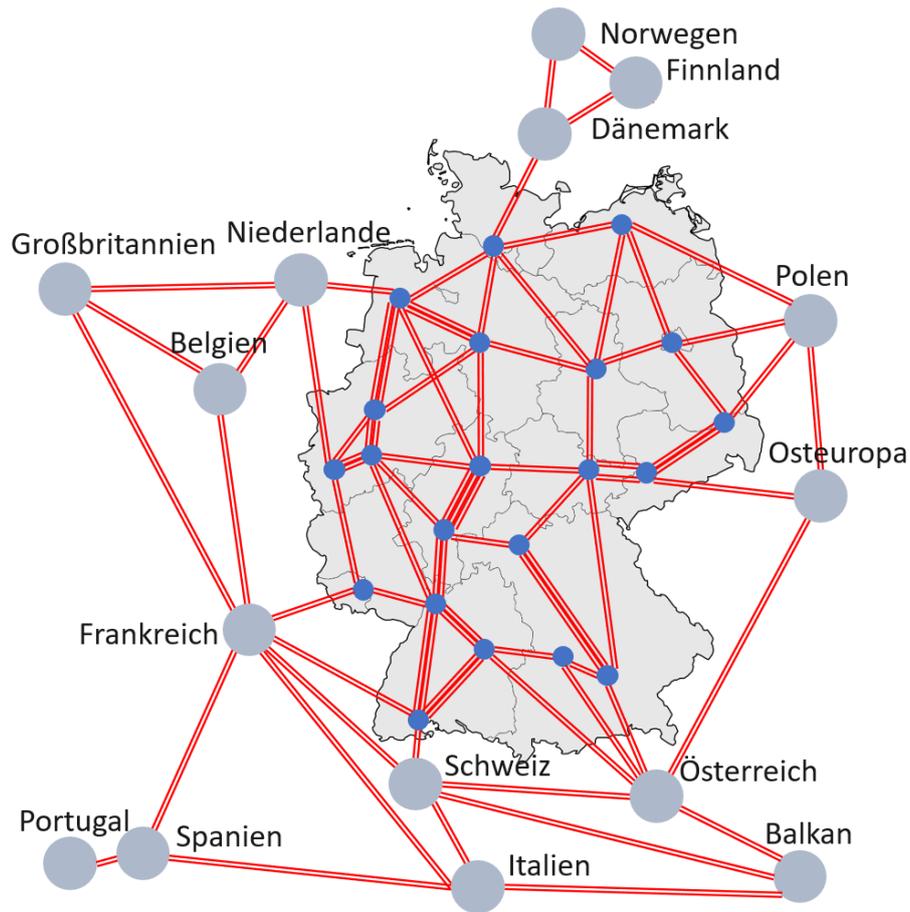


Abb. 2: Synthetisches Netzmodell dargestellt im Verbund mit benachbarten Ländern

Für die dynamischen Untersuchungen wurden die Primärregelung der Einspeisungen so parametrisiert, dass die Sprungantwort der Frequenz auf einen 3000MW Ausfall derjenigen des komplexen entso-e Systems entspricht (Abb. 3).

Damit in dieser Studie die Ergebnisse besser darstellbar sind, wird ausschließlich für die graphische Darstellung eine Karte der Bundesrepublik Deutschland (Abb. 4) verwendet.¹⁰ In den Simulationen bleiben die zuvor genannten europäischen Netzanbindungen existent und aktiv.

Es sei an dieser Stelle explizit angemerkt, dass das verwendete Netz nicht das tatsächliche reale 400kV-Netz der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist. Es ist ein synthetisch generiertes Netzmodell, das grundsätzlich das Verhaltensmuster eines vermaschten Stromübertragungsnetzes widerspiegelt unter Berücksichtigung von beigestellten Informationen, die speziell die deutschen 400kV-Übertragungsnetze betreffen.

¹⁰ BMWI-Förderprojekt DynaGridCenter-Ausbau herkömmlicher Übertragungsnetzleitwarten zu zukunftssicheren, dynamischen Leitwarten; 22.02.2019.

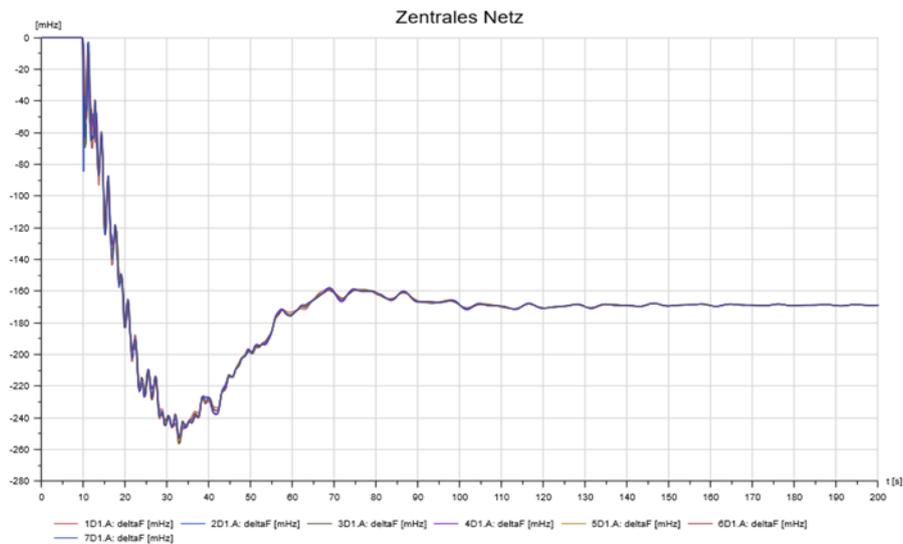


Abb. 3: Sprungantwort der Frequenz auf einen 3000MVA Ausfall

Somit sind auch im Weiteren die für Deutschland spezifischen Besonderheiten der elektrischen Verbraucher und der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen implementiert worden, wie bspw. in den Knoten A, B und C sind speziell sehr große Einspeisungen aus Offshore-Windparks berücksichtigt worden.

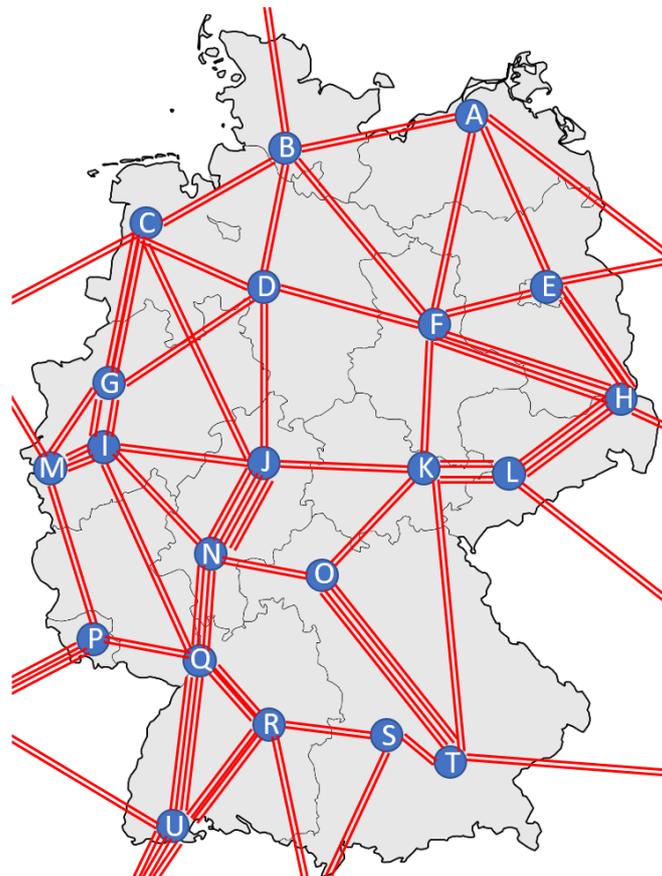


Abb. 4: Karte der Bundesrepublik Deutschland

C. Übersicht der Techniken zur Minimierung von Leitungsengpässen

Im Folgenden werden die in dieser Studie zu untersuchenden Techniken grundsätzlich beschrieben.

1. Freileitungsmonitoring (FLM)

Grundsätzlich formuliert die entsprechende VDE-Anwendungsregel den Stand der Technik zum Zeitpunkt der Veröffentlichung mit dem Ziel der Beschreibung von organisatorischen und technischen Maßnahmen, die als Voraussetzung für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb umzusetzen sind. Dabei ergibt sich die von den Witterungsbedingungen abhängige Strombelastbarkeit eines Leiters vorrangig aus der Energiebilanz von Strombelastung (Stromwärmeverluste), Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung sowie Globalstrahlung. ¹¹

Die Bestimmung der Energiebilanz erfolgt bspw. anhand der Verfahren gemäß CIGRE oder IEEE. ^{12 13}

Letztendlich wird aber der Grad der Ausnutzung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit durch das Wissen um die lokal variierenden Umgebungsbedingungen entlang der Freileitung bestimmt. Hierbei wird grundsätzlich in eine direkte und indirekte Methode des Monitorings differenziert. Bei der direkten Methode werden prinzipiell die Trassen-eigenen Größen erfasst wohingegen bei der indirekten Methode eher Informationen aus der Region genutzt werden. ¹⁴

Die Variante der Nutzung lediglich überregionaler Wetterdaten bei den Berechnungen zur witterungsabhängigen Strombelastbarkeit hat den Vorteil der geringen Implementierungskosten, aber bleibt in Bezug auf die Effizienzsteigerung hinter der direkten Methode zurück.

Die direkte Methode, die entsprechende lokale Daten der Leitung, Wetter etc. für jeden einzelnen Trassenabschnitt ermittelt und die daraus resultierende witterungsabhängige Strombelastbarkeit errechnet, bietet eine höhere Genauigkeit. Diese Methode erlaubt somit einerseits die Lokalisierung der sogenannten „Hotspots“, also jener Trassenabschnitte mit der augenblicklich ungünstigsten Kühlung oder dem kritischen Bodenab-

¹¹ VDE-AR-N4210-5:2011-04 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb.

¹² Publikation 207; WG22.12; Thermal behaviour of overhead conductors; 2002.

¹³ IEEE Standard 738; Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors; 2012.

¹⁴ Dena-Netzstudie II; Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025; November 2010.

stand, zumal auf längeren Trassen der Hotspot sich auf unterschiedlichen Teilstücken (bei ändernder Wettersituation) einstellen kann und andererseits einen effizienteren Betrieb bzw. höhere Auslastung der Leitung aufgrund der höheren Genauigkeit ermöglicht.

Anzumerken ist bzgl. der Qualität der Messungen, dass einerseits die Auswirkungen der Umwelteinflüsse auf die Leiterseiltemperatur erst signifikant werden, wenn die Leitung mit mindestens 70% ihrer thermischen Kapazität ausgelastet ist. Bzgl. der Genauigkeit der Messtechnik gilt, dass bei zunehmender Auslastung der Leitung diese immer besser wird, also genau dann, wenn „Genauigkeit“ notwendig wird. ^{15 16}

Vor diesem Hintergrund sind mittels eines flächendeckenden FLM, was in Echtzeit die relevanten Daten der (zumindest als kritisch angesehenen) Leitungen der Netzbetriebsführung zur Verfügung stellt auch Auslastungen der Freileitungen größer 150% möglich.

Für die Realisierung des FLM-Einsatzes wird lediglich eine Zeitspanne von weniger als zwei Jahren einschließlich der notwendigen Freischaltungen auf einer konkreten Leitung veranschlagt. ¹⁷

Zum anderen haben alle vier ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW) bereits Erfahrungen mit dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und betreiben bereits auch eine Vielzahl an Maßnahmen bzw. planen darüber hinaus weitere Maßnahmen. ¹⁸

Bei der Betrachtung der Auslastung der Freileitungen wird ausschließlich das Leiterseil betrachtet und nicht die anderen Betriebsmittel des Stromkreises wie bspw. Armaturen, Wandler, Schaltgeräte und Sammelschienen. Ebenfalls wird kein Bezug auf zu ändernde Schutzeinstellungen, wie Schutzgrenzstrom bei Ausfall der Spannungswandler oder auch die nötige Parametrierung von Lastkegeln genommen.

¹⁵ Bertsch J et. al.; Leiterseilerwärmung im Hochspannungsübertragungsnetz; articles specialises; Bulletin SEV/AES; Ausgabe 17/2007.

¹⁶ Cigre; Working Group B2.36; TB498 Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems; June 2002.

¹⁷ Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses; Höhere Auslastung des Stromnetzes; dena und BET; Stand September 2017.

¹⁸ Netzoptimierungsmonitoring Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem zweiten Quartal 2018; Bundesnetzagentur; August 2018.

2. Leistungsflusssteuernde Maßnahmen

Leistungsflusssteuerung in Wechselstromnetzen kann auf unterschiedliche Arten erfolgen, welche sich insbesondere durch die Feinstufigkeit und die Regelgeschwindigkeit unterscheiden.

2.1 Phasenschiebertransformatoren (PST)

Phasenschiebertransformatoren unterscheiden sich in ihrem Aufbau in Querregeltransformatoren, welche eine um 90° gedrehte Spannung in einen Längszweig einkoppeln, und Schrägregeltransformatoren, welche hingegen eine um 60° gedrehte Spannung einprägen.

In dieser Studie wird ausschließlich der Phasenschiebertransformator als Querregler verwendet, der ein spezieller Leistungstransformator zur Steuerung des Wirkleistungsflusses ist. Er besteht prinzipiell aus einem Serientransformator und einem Erregertransformator, wobei der Serientransformator seriell in das Netz eingebunden ist und damit sind die Spannungsebenen auf beiden Seiten des Serientransformators identisch.

Der Erregertransformator dient zur Generierung der phasenverschobenen Zusatzspannung, die letztendlich wieder in den Serientransformator eingekoppelt wird. Diese in den Längszweig eingebrachte phasenverschobene Zusatzspannung verändert den Strom- und damit den Leistungsfluss im Stromübertragungsnetz. Das grundlegende Prinzip zeigt die nachfolgende Abbildung (Abb. 5).

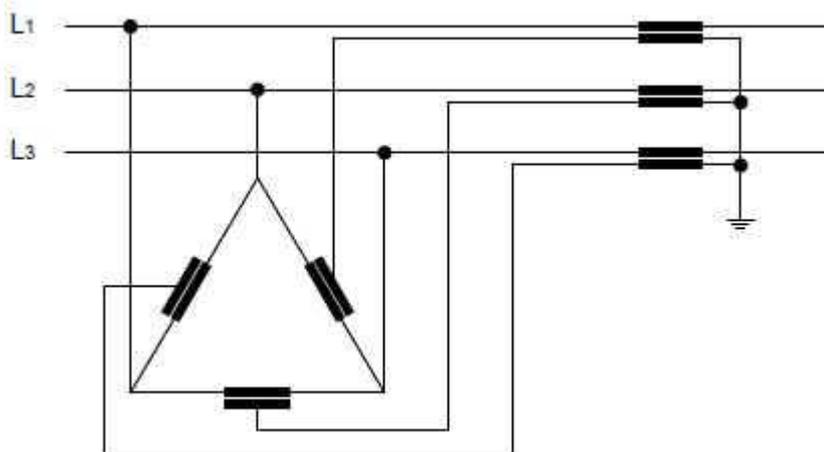


Abb. 5: Schematischer Aufbau eines Phasenschiebertransformators (PST) 19

Die steuerbare Stufung der Amplitude der Zusatzspannung bewirkt die Änderung des Spannungswinkels zwischen der Eingangs- und Ausgangsspannung am Serientransformator. Diese Stufung geschieht mittels Transformator-Stufensteller, welcher in wenigen Minuten durchstufbar ist. Damit ist innerhalb weniger Minuten die neue gewünschte Leistungsflussverteilung erreicht.

Wird der Spannungswinkel verringert, wird eine geringere Wirkleistung über den PST fließen. Wird er erhöht, stellt sich ein höherer Wirkleistungsfluss ein.

Somit ist eine Steuerung des Wirkleistungsflusses (Querregelung) bzw. die Umleitung des Leistungsflusses zur Verhinderung von bspw. Überlastung von Netzbetriebsmitteln möglich.

Solche PSTs werden schon seit vielen Jahren in Europa und der ganzen Welt als verlässliche Netzbetriebsmittel genutzt.

Dabei ist anzumerken, dass eine solche punktuelle Querregelung den Wirkleistungsfluss in einem vermaschten Stromübertragungsnetz aller angebundener Leitungen mehr oder weniger unkontrolliert beeinflusst.

2.2 UPFC (Unified Power Flow Controller)

Eine Quer- oder Schrägregelung ist auch mittels Leistungselektronik möglich (Abb. 6).

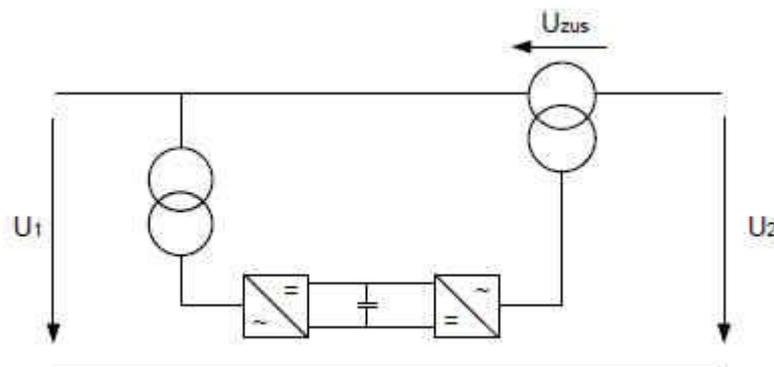


Abb. 6: Schematischer Aufbau eines UPFC (Unified Power Flow Controller) 20

In diesem Fall wird prinzipiell die Zusatzspannung durch entsprechende Umrichter generiert. Der Vorteil dieses sogenannten UPFC ist eine viel feinere Auflösung der Zu-

satzspannung bei sehr hoher Stellgeschwindigkeit (in ms) gegenüber der mechanischen Stufung im PST. Darüber hinaus ist eine Dämpfung von störenden Oberschwingungen durch besondere Regelstrategien der Umrichter möglich.

Vielfach sind im vermaschten deutschen Übertragungsnetz die thermischen Grenzen einzelner Betriebsmittel der limitierende Faktor bei der Netzsicherheit. Daher ist eine kurative Ausregelung im Minutenbereich systemtechnisch ausreichend. Hierfür ist die Stellgeschwindigkeit der PSTs ausreichend. Werden jedoch Stabilitätsgrenzen, wie Winkelstabilität der begrenzende Faktor, muss kurativ im Millisekundenbereich reagiert werden. Dies ist dann nur noch mit UPFCs machbar.

2.3 TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Ein TCSC (Abb. 7) bringt nicht eine Zusatzspannung in einen Längszweig wie ein PST oder UPFC ein, sondern verändert die Leitungsimpedanz. Auch diese Änderung der Leitungsimpedanz erfolgt nahezu kontinuierlich mit vergleichbarer Stellgeschwindigkeit eines UPFCs. Bei allen leistungselektronischen Varianten ist von großem Vorteil, dass Regelstrategien zur Stabilisierung des Netzes wie z.B. Pendeldämpfung unkompliziert implementiert werden können.

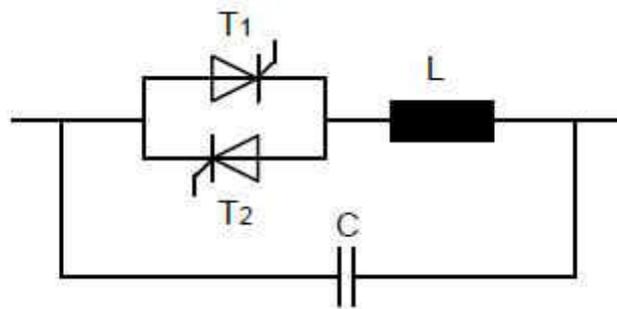


Abb. 7: Schematischer Aufbau eines TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Besonders zeichnen sich TCSCs dadurch aus, dass sie neben der Leistungsflusssteuerung auch das Vermögen der übertragbaren Leistung über lange Leitungen durch Kompensation der Leitungsreaktanz erhöhen, so dass die thermische Grenze angefahren werden kann.

3. Hochtemperatur- / Hochstrombeseilung

Hochtemperaturleiterseile (HTL) werden schon seit Jahren in Europa und der ganzen Welt eingesetzt. Seitdem haben Sie ihre Leistungsfähigkeit und Verlässlichkeit bewiesen.

Der Neubau einer Freileitung mit Hochtemperaturleitern im Vergleich zur Errichtung einer Freileitungstrasse mit konventionellen Leitertypen birgt keine besonderen Anforderungen an die Genehmigung, wohingegen eine HTL-Umbeseilung, also der Austausch eines konventionellen Leitertyps durch HTL auf einer bestehenden Trasse teils unterschiedliche Prüf- und Genehmigungsverfahren zur Folge haben kann.²¹

Wie beim FLM gilt, dass alle vier ÜNB bereits Erfahrungen mit HTL haben und auch weitere Maßnahmen in der Zukunft planen, aber keine pauschale Angabe zur technischen Umsetzung gemacht wird, wohl aufgrund der zu erwartenden Prüf- und Genehmigungsverfahren.²²

Gesondert zu erwähnen ist das sogenannte Hochtemperatur-Leiterseil mit geringem Durchhang (HTLS), was eine Erhöhung des Stromtransportes einer Freileitungstrasse bei Umbeseilung ohne Anpassung der Masthöhe ermöglicht. Jedoch sind wohl auch hier weitergehende Prüf- und Genehmigungsverfahren zu erwarten.

Als Alternative ist der Hochstromleiter zu erwähnen, der bei Neubauten gegenüber dem HTL bzw. HTLS präferiert wird. Wohingegen die Umbeseilung bzw. Zubeseilung mit Hochstromleitern zumeist an den statischen Grenzen der bestehenden Masten scheitert. Elektrisch und genehmigungsrechtlich gesehen sind Hochstromleiter aber als vorteilhafter gegenüber HTL zu betrachten.²³

Vor diesem Hintergrund sollte projektspezifisch die Statik der bestehenden Masten und die Möglichkeiten der Verstärkung gesondert geprüft werden.

²¹ Technischer Hinweis; Einsatz von Hochtemperaturleitern; VDE; April 2013.

²² Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses; Höhere Auslastung des Stromnetzes; dena und BET; Stand September 2017.

²³ Netzoptimierungsmonitoring; Optimierungs- und Verstärkungs-Maßnahmen beim Netzausbau nach dem dritten Quartal 2018; Bundesnetzagentur.

4. Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

HGÜs bieten eine Vielzahl an Möglichkeiten der Unterstützung und Sicherung des Netzbetriebs. In dieser Studie liegt jedoch der Fokus ausschließlich auf der Funktion als zusätzliche Übertragungsstrecke zur Anhebung der zu transportierenden Wirkleistung vom Norden in den Süden Deutschlands.

5. Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen)

EE-Anlagen bieten eine Vielzahl an Möglichkeiten der Unterstützung und Sicherung des Netzbetriebs. In dieser Studie liegt jedoch der Fokus ausschließlich auf dem Vermögen des kontrollierten An- und Abfahrbetriebs bzw. der Anhebung bzw. Absenkung der Wirkleistungseinspeisung im Zusammenhang mit dem Einspeisemanagement.

6. Pumpspeicherwerke (PSW)

Pumpspeicherwerke bieten eine Vielzahl an Möglichkeiten der Unterstützung und Sicherung des Netzbetriebs. Ähnlich wie bei den EE-Anlagen, liegt auch hier der Fokus ausschließlich auf dem Vermögen des kontrollierten An- und Abfahrbetriebs bzw. der Anhebung bzw. Absenkung der Wirkleistungseinspeisung zum vorrangigen Einsatz als Regelkraftwerke zur besseren Integration von EE-Anlagen und zur Vermeidung von Netzengpässen.

7. Assistenzsystem zur Stützung der stationären & dynamischen Netzsicherheit

Im nachfolgenden werden die grundsätzlichen Unterschiede möglicher Assistenzsysteme aufgezeigt.

7.1 Special Protection Schemes (SPS-Systeme)

Sogenannte SPS-Systeme oder auch „System Integrity Protection Schemes (SIPS-Systeme)“ werden eingesetzt zur Wahrung der Systemsicherheit durch sehr schnelle kurative Eingriffe im Falle kritischer Netzstörungen. Neben wirtschaftlichen Gründen sind auch technische Grenzen oder Verzögerungen im Netzausbau typische Faktoren für ihren Einsatz.

Grundsätzlich sind SPS-Systeme vollautomatisch und ereignisbasiert agierende Systeme. Sie reagieren direkt beim Auftreten vordefinierter, als kritisch eingestufte Eventualitäten bzw. Anregebilder. Die Basis bilden dabei gemessene Werte wie Frequenz, Strom, Spannung, Phasenwinkel oder Winkelsprünge.

Die Eventualitäten bzw. Anregebilder sind die Ergebnisse unterschiedlichster Szenarien, die im Vorfeld durch Netzstudien ermittelt wurden. Die resultierende Maßnahme wird dann im SPS implementiert und ist typischerweise nicht online adaptierbar.

7.2 Wide-Area Protection Systeme (WAP-Systeme)

Sogenannte WAP-Systeme (bspw. Siemens SIGUARD® WAP) basieren auf schnellen systemweiten stationären und dynamischen Analysen, welche zentral und/oder dezentral durchgeführt werden und für systemkritische Störungen die möglichen und durchführbaren Systemeingriffe kurativ ausführen. Die Initiierung der Systemeingriffe erfolgt im Sekundenbereich.

Diese WAP-Systeme sind im Gegensatz zu den SPS-Systemen weder von ihren Aktionspunkten noch von ihren Einstellungen fix, sie passen sich immer an den aktuellen Systemzustand an.

Typische mögliche Eingriffe sind beispielsweise schnelle, lokal optimierte Lastabwürfe, Regleradaptionen, sog. Onload Tap Changer Blocking oder auch neue Setpoints für PSTs, HGÜs und FACTS-Elemente.

7.3 Online DSA Systeme

Die sogenannten DSA-Systeme werden differenziert in:

- Dynamic Stability Assessment Systeme

Diese Systeme untersuchen zumeist einzelne Stabilitätsphänomene wie Spannungsstabilität, Winkelstabilität oder Frequenzstabilität und vorrangig durch eine Abfolge von unterschiedlichen Leistungsflussberechnungen. Häufig werden die Stabilitätsphänomene mittels vereinfachter Modelle untersucht, wie z.B. Reduktion des Netzes auf einfache Erzeugung-Leitung-Last-

Ersatznetze (bspw. QUICKSTAB[®]).²⁴ Dies ist zwar für „elektrische Korridore“ noch bedingt geeignet, nicht aber für vermaschte Übertragungsnetze.

Andere Dynamic Stability Assessment Systeme vernachlässigen unterschiedliche Reglertypen und -kennlinien wie Spannungsregler, Frequenzregler, Stufensteller-Regler, Regler der Leistungselektronik etc. um Rechenzeit zu sparen. Dies ist aber vor allem in Stabilitätsgrenznähe als kritisch zu betrachten.

Diese DSA Systeme führen eine reine Prüfung der dynamischen Stabilität durch, ohne Maßnahmen zu deren Verbesserung vorzuschlagen.

- Dynamic Security Assessment Systeme

Diese Systeme untersuchen sämtliche, die Netzsicherheit beeinträchtigenden Phänomene von stationären Betriebsmittel-Überlastungen bis hin zu den komplexen dynamischen Stabilitätsvorgängen mit allen detaillierten Reglern, auch unter Berücksichtigung der Schutzsysteme. Diese Phänomene werden einzeln je Betriebsmittel mit Indizes gewichtet, können dann durch Fuzzy Stufen (Abb. 8) miteinander verbunden und verglichen werden und so zu Systemindizes aggregiert werden. Wird ein Systemindex für einen Szenarienraum kritisch, kann im Online DSA-System rückverfolgt werden, welches Szenario, Problem oder Betriebsmittel kritisch ist.

Diese tief detaillierten Analysen bieten dann auch die Basis um präventive und kurative Maßnahmen (Improvements) schon modellbasiert ableiten zu können. Diese Beistellung von verifizierten Improvements bieten dem Netzbetriebsführer, im Gegensatz zur ausschließlichen Analyse der Kritikalität von Störungsszenarien, eine zusätzliche Absicherung/Vereinfachung bei der Entscheidungsfindung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs.

Ein solches „Dynamic Security Assessment und Improvement System“ (bspw. SIGUARD[®] DSA System) kann zum Beispiel, basierend auf „Security Constrained Optimal Powerflow (SCOPF)“, neue Stufensteller-Einstellungen für PSTs oder andere Vorgaben bspw. für HGÜ-Stationen vorschlagen.

²⁴ S. Savulescu Literatur: S. Savulescu: Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout. Springer 20014, ISBN 978-3-319-06679-0).

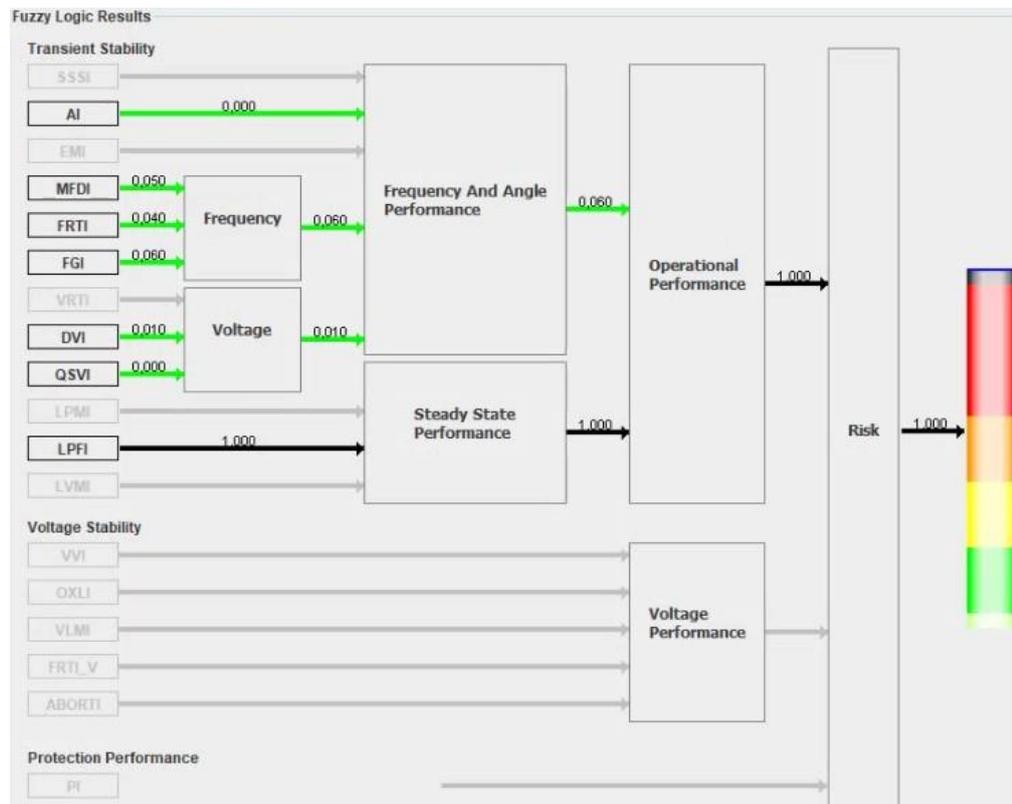


Abb. 8: Fuzzy Logic Results: Aufbau der einzelnen Fuzzy-Stufen für den gesamten Szenarienraum

Ein Online DSA System erhält typischerweise in zyklischen Abständen einen State-Estimator Snapshot aus der Netzleitwarte. Dieser State-Estimator Snapshot gibt den aktuellen Schaltungszustand, die aktuelle und / oder prognostizierte Leistungsflusssituation ohne Betriebsmittelausfall wieder.

Das Online DSA System vereint nun innerhalb weniger Sekunden, auch für große Netze, die stationären Netzdaten mit den dynamischen Daten als auch den Reglerdaten und simuliert schließlich alle gewünschten oder denkbaren Ausfallszenarien mit Zeitschrittweiten von wenigen Millisekunden.

So werden einerseits kombinierte Analysen von bspw. thermischen Grenzwertverletzungen und netzdynamischen Ausfallszenarien möglich. Andererseits besteht aber auch die Notwendigkeit die Berechnung aller relevanten Ausfallszenarien und damit möglicherweise hunderte bis tausende von Szenarien zwischen zwei aufeinanderfolgenden State-Estimator Snapshots auszuführen. Moderne Online DSA Systeme (bspw. SIGUARD[®] DSA System) nutzen dazu Netzberechnungsprogramme (bspw. PSS[®] Netomac oder PSS[®] E), die eine Berechnung auf unterschiedlichen Rechenkernen erlaubt.

Bei dynamischen Netzsicherheitsrechnungen sind vor allem komplexe Szenarien zu untersuchen. Damit sind beispielsweise nicht die geplante Abschaltung von Leitungen für Instandhaltungsmaßnahmen gemeint, sondern vorrangig die unvorhergesehenen Abschaltungen aufgrund von mehrpoligen Kurzschlüssen wegen des erheblichen Einflusses auf die Netzdynamik.

In dieser Studie wurde das „Dynamic Security Assessment und Improvement System“ SIGUARD[®] DSA von Siemens verwendet. Entsprechende Referenzen zum Produkt siehe (Anhang 1 SIGUARD DSA Customer List).

Die Visualisierung des SIGUARD[®] DSA Systems (Abb. 9) basiert auf der einfachen und eindeutigen Erkennung der aktuellen Situation. Die Y-Achse zeigt das Risiko/Wahrscheinlichkeit der Instabilität des beobachteten elektrischen Netzes an. Die X-Achse ist die Zeitachse, wobei der Farbbalken die aktuelle Situation anzeigt und in der Mitte des Bildes verharrt. Die historischen Netzzustände „wandern“ schrittweise zum linken Bildrand bei der Anzeige eines neuen Zeitschritts basierend auf den aktuellsten State-Estimator Snapshot. Die Darstellung des Risikos anhand des Farbbalkens erfolgt mittels üblicher Signalfarben, wobei:

- Grüner Bereich:
 - (n-1)-Sicherheit für jegliche berücksichtigte Phänomene gegeben.
 - keine Grenzwertverletzungen und
 - Auslastung aller Betriebsmittel <70%
- Gelber/Oranger Bereich:
 - "Warnstufe"; (n-1)-Sicherheit nicht mehr generell gegeben
 - Mindestens ein Betriebsmittel hat einen Belastungsgrad von >70%
- Roter Bereich:
 - Grenzwertverletzung
 - Mindestens ein Betriebsmittel hat einen Belastungsgrad von >100%
- Schwarzer Bereich:
 - Folgeauslösungen/-fehler höchstwahrscheinlich
 - Extremfall => Netzzusammenbruch

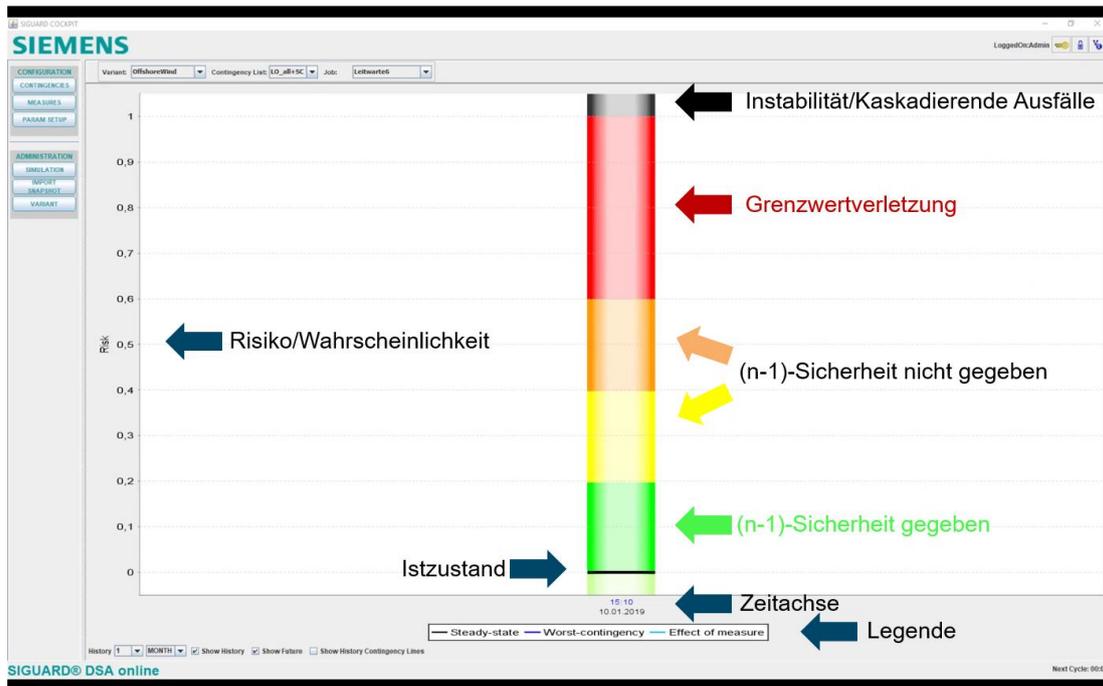


Abb. 9: Visualisierung des SIGUARD[®] DSA Systems

Die direkte Einflussnahme von teil- oder vollautomatisierten Online-Assistenzsystemen auf die Reduzierung von Netzengpässen wurde in dieser Studie nicht untersucht.

D. Basis-Szenario

Im Basis-Szenario wurde sowohl die Netztopologie als auch die Anzahl und Übertragungsleistung der Leitungen des ursprünglichen Netzmodells nicht verändert.²⁵

Verändert wurden hingegen die Höhe der Einspeisungen, die Erzeugungseinheiten sowie der Verbrauch in den unterschiedlichen Knoten. Das nachfolgend beschriebene Einspeise-Szenario bzw. Basis-Szenario bildet die Ausgangssituation für die weiteren Szenarien, bei denen Leitungsabschaltungen in Kombination mit den unterschiedlichen Techniken der Netzoptimierung simuliert werden.

Ziel ist es einen deutlichen Leistungsfluss von Nord- nach Süddeutschland zu erzeugen, der auf einer intensiven, aber realistischen Einspeisung aus EE-Anlagen basiert.

²⁵ BMWI-Förderprojekt DynaGridCenter-Ausbau herkömmlicher Übertragungsnetzleitwarten zu zukunftssicheren, dynamischen Leitwarten; 22.02.2019.

1. Elektrischer Verbrauch in den Netzknoten

Die elektrischen Verbraucher im Basisszenario sind in Summe mit etwa 100GW (Anhang 2 Verbraucher) angenommen worden, um zukünftige Konsumzuwächse bei den Verbrauchern und mögliche intensivere Energietransite adäquat abzubilden.

2. Leistungseinspeisung aus EE-Anlagen

Als Basis-Szenario für die unterschiedlichen Simulationen wird der Zeitpunkt der höchsten Stromerzeugung aus Windenergie aus dem Jahre 2017 herangezogen. Diese betrug am 28. Oktober 2017 gegen 19:00 Uhr etwa 39,76GW bei einer Gesamterzeugung von etwa 67,9GW. Somit lag die höchste Stromerzeugung aus Windenergie bei etwa 59% der gesamten Stromerzeugung.

Die Einspeisung von Photovoltaikanlagen betrug aufgrund der Jahres- und Uhrzeit zu diesem Zeitpunkt 0MW.

Die kumulierte Leistung der installierten Windenergieanlagen erreichte Ende 2017 ca. 51GW onshore und 5,3GW offshore.²⁶

Mittels dieser Daten ergibt sich somit ein maximaler Auslastungsgrad für das Jahr 2017 von etwa 71% der kumulierten Leistung aus Onshore- und Offshore-Windenergie.

Im Basisszenario wird daher eine Leistungseinspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie von 60% des angenommenen elektrischen Verbrauchs bzw. etwa 60GW (Anhang 3 EE-Anlagen) simuliert.

Dabei werden in den Knoten A, B und C eine Gesamtleistung von etwa 10,8GW aus Offshore-Windparks (Abb. 10) eingespeist. Diese Einspeiseleistung von etwa 10,8GW entspricht -bei einem Auslastungsgrad von 100%- den gegenwärtigen Planungen bis 2025.²⁷

Bei dem aus dem Jahr 2017 ermittelten maximalen Auslastungsgrad von 71% ergäbe sich hingegen eine kumulierte Leistung aus Offshore-Windenergie von etwa 15,2GW.

Grundsätzlich betrachtet, wäre unter der Annahme des maximalen Auslastungsgrad aus dem Jahr 2017 mit 71% -rein rechnerisch- als Basis für eine Einspeisung von 60GW aus

²⁶ Prof. Dr. Bruno Burger; FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE; Power generation in Germany – assessment of 2017; 08.05.2018

²⁷ Deutsche Windguard; Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland, Erstes Halbjahr 2018

Onshore- und Offshore-Windenergie eine kumulierte Leistung aller installierten Windenergieanlagen von etwa 84,5GW notwendig.

Somit ergibt sich -in Bezug auf die Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie- relativ betrachtet ein ähnliches Szenario zum 28. Oktober 2017 gegen 19:00 Uhr. Absolut gesehen wäre hingegen ein Zuwachs der installierten Leistung aus Onshore- und Offshore-Windenergie von etwa 28,2GW notwendig.

Darüber hinaus sind im Basisszenario die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit etwa 9,8GW und Biomasse mit etwa 7GW (Anhang 3 EE-Anlagen) berücksichtigt worden.

3. Leistungseinspeisung aus konventionellen Kraftwerken

Konventionelle Kraftwerke sind mit einem Anteil von 28,5GW (Anhang 4 Konventionelle Kraftwerke) berücksichtigt. Die Einspeisung aus Atomkraftwerken ist nicht mehr abgebildet worden.

4. Leistungsfluss von Nord- nach Süddeutschland ohne Leitungsabschaltung

Letztendlich stellt sich ein Nord/Süd-Leistungsfluss in Summe von ca. 14,2GVA über alle Leitungen von den Knoten I, J, K, L und M zu den Knoten N, O, P, Q und T (Abb. 10) über einen fiktiv gedachten „Äquator“ ein.

Im synthetischen Netzmodell wird von einer Grenzleistung der Systeme von 1790MVA 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 haben eine geringere Auslastung als 50%, in Bezug auf die 1790MVA.²⁸ Diverse andere Leitungen liegen im Bereich von 50% bis 60% und eine Doppelleitung (zwischen Knoten K und O) ist mit etwa 126% belastet.

²⁸ Prof. Dr. Heinrich Brakelmann; Studie: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Auftraggeber Bundesverband WindEnergie e.V. Oktober 2004

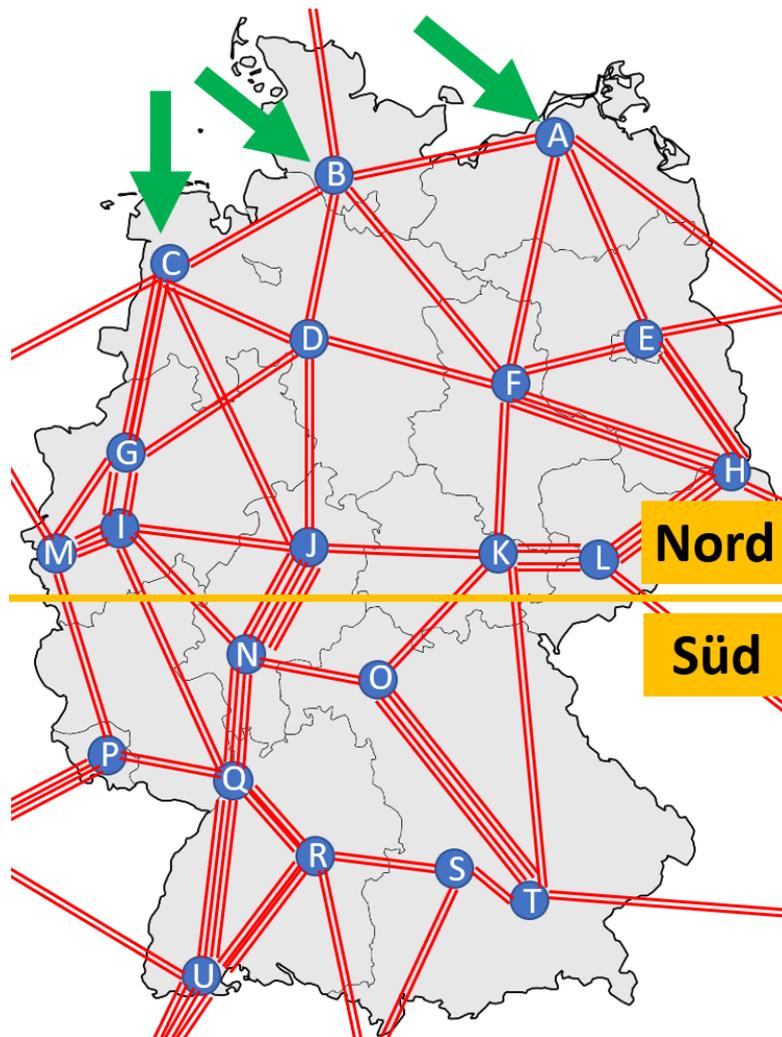


Abb. 10: Karte der Bundesrepublik Deutschland mit Nord/Süd-Aufteilung und OWP-Anbindungen

Aufgrund der kritischen Situation der letztgenannten Doppelleitung besteht somit schon ohne die nachfolgend beschriebenen Leitungsabschaltungen zwingender Handlungsbedarf zur Absenkung des Belastungsgrads der Doppelleitung zwischen Knoten K und O.

E. Basis-Szenario mit sechs verschiedenen Leitungsabschaltungen (n-1)-Analyse

In den unterschiedlichen Simulationen werden nun im Basis-Szenario sechs unterschiedliche Leitungen nacheinander abgeschaltet. Untersucht werden dabei die Änderungen im Leistungsfluss vorrangig auf den Trassen, welche den Äquator (Abb. 10) kreuzen.

1. Lokationen der Leitungsabschaltung und Messungen

Die einzelnen Netzknoten (Abb. 10) sind mit zwei Systemen (Doppelleitung) oder auch mehreren Leitungen miteinander verbunden. Es werden auf sechs unterschiedlichen Leitungsverbindungen jeweils eine Leitung abgeschaltet.

Damit eine Vergleichbarkeit der Einflussnahme der unterschiedlichen Leitungsabschaltungen gewährt werden kann, werden für alle Simulationen die Scheinleistungsflüsse auf folgenden Leitungen dargestellt:

Leitungen zwischen:		Abschaltung der Leitung	Messungen auf Leitung
Startknoten	Zielknoten		
C	J	1	M1 & 2
D	J	3	M3 & 4
M	P	6	M5 & 6
I	Q	7	M7 & 8
I	N	-	M9
J	N	10	M10 & 11
K	O	13	M12 & M13
K	T	-	M14

2. Abschaltung der Leitung 1 zwischen dem Knoten C und J

Die Doppelleitung (M1/M2) zwischen dem Knoten C und J (Abb. 10) ist vor der Abschaltung mit ca. 21% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 11) belastet. Nach der Abschaltung (M1 wird 0) verteilt sich der Leistungsfluss auf die anderen Leitungen und führt zu keinen größeren Veränderungen.

Abgesehen von der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O stellt sich keine weitere kritische Leitungsüberlastung ein.

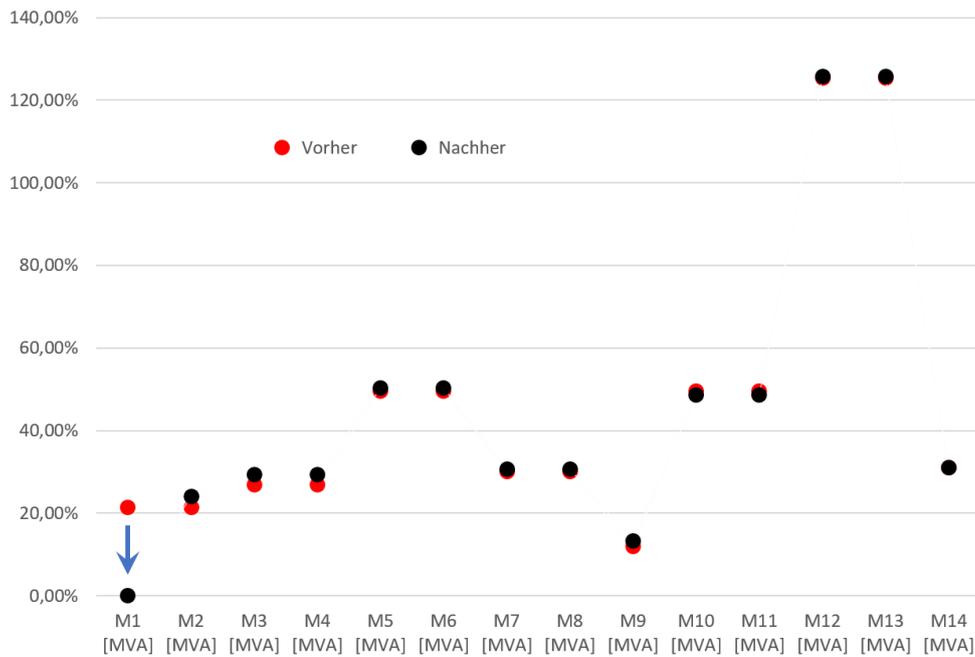


Abb. 11: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 1 zwischen Knoten C und J

3. Abschaltung der Leitung 3 zwischen dem Knoten D und J

Die Doppelleitung (M3/M4) zwischen dem Knoten D und J (Abb. 10) ist vor der Abschaltung mit ca. 29% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 12) belastet.

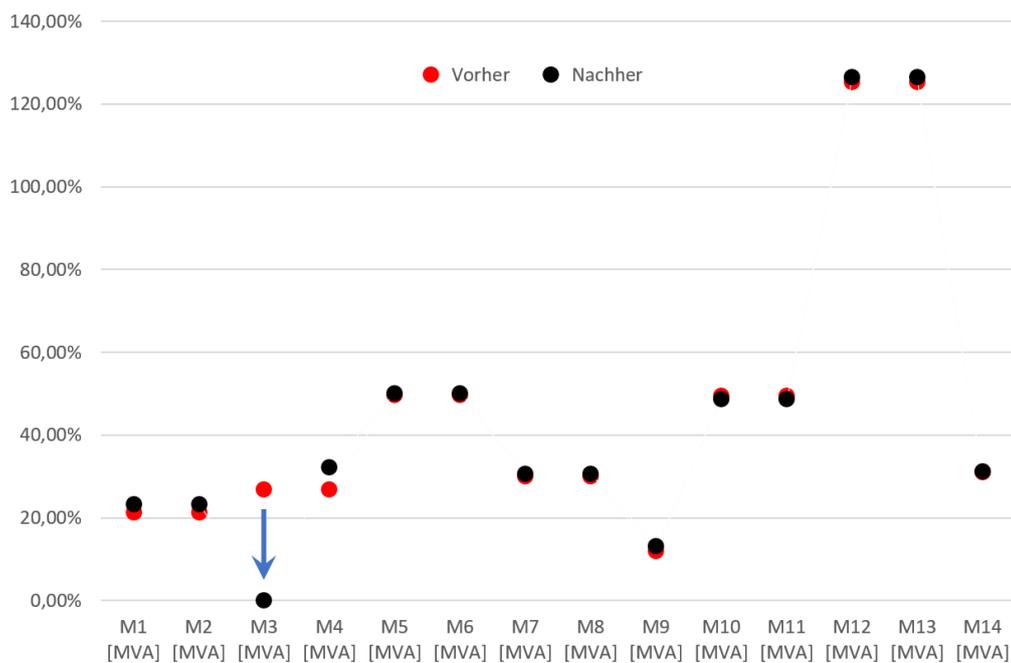


Abb. 12: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 3 zwischen Knoten D und J

Nach der Abschaltung (M3 wird 0) verteilt sich der Leistungsfluss auf die anderen Leitungen und führt auch hier zu keinen größeren Veränderungen.

Abgesehen von der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O stellt sich keine weitere kritische Leitungsüberlastung ein.

4. Abschaltung der Leitung 6 zwischen dem Knoten M und P

Die Doppelleitung (M5/M6) zwischen dem Knoten M und P (Abb. 10) ist vor der Abschaltung mit ca. 50% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 13) belastet. Nach der Abschaltung (M6 wird 0) verteilt sich der Leistungsfluss auf die anderen Leitungen. Neben der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O, stellt sich zusätzlich auf der verbleibenden Leitung zwischen Knoten M und P mit ca. 65% eine grenzwertige aber nicht kritische Situation ein.

Abgesehen von der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O stellt sich keine weitere kritische Leitungsüberlastung ein.

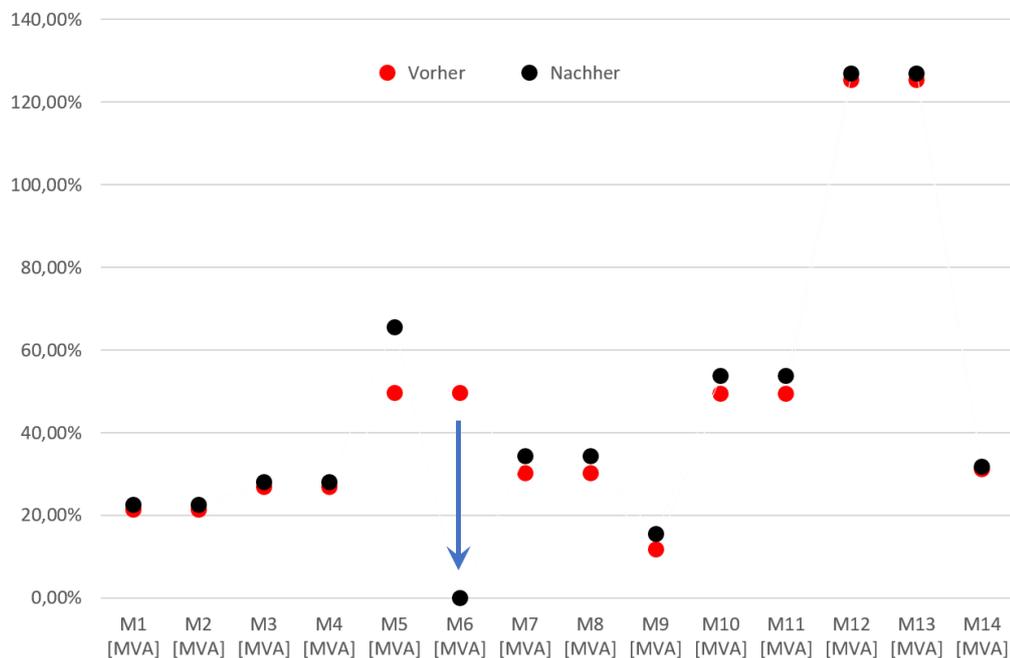


Abb. 13: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 6 zwischen Knoten M und P

5. Abschaltung der Leitung 7 zwischen dem Knoten I und Q

Die Doppelleitung (M7/M8) zwischen dem Knoten I und O (Abb. 10) sind vor der Abschaltung jeweils mit ca. 30% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 14) belastet. Nach der Abschaltung (M7 wird 0) verteilt sich der Leistungsfluss auf die anderen Leitungen und führt zu keinen größeren Veränderungen und der Belastungsgrad aller Leitungen verbleibt unterhalb von 60%.

Abgesehen von der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O stellt sich somit keine weitere kritische Leitungsüberlastung ein.

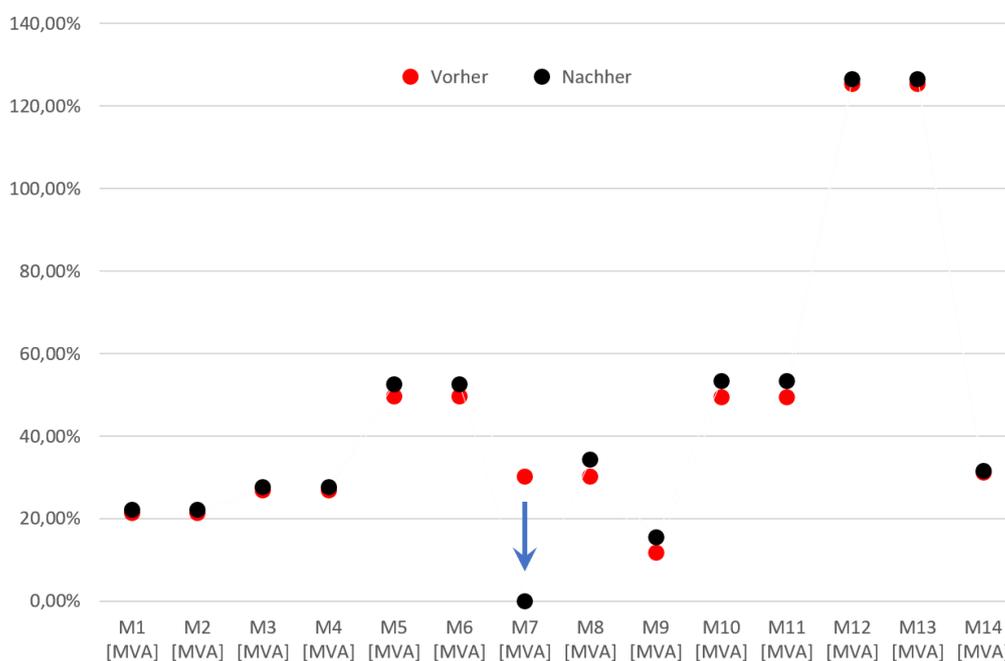


Abb. 14: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 7 zwischen Knoten I und Q

6. Abschaltung der Leitung 10 zwischen dem Knoten J und N

Die sechs Leitungen zwischen dem Knoten J und N (Abb. 10) sind vor der Abschaltung jeweils mit ca. 50% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 15) belastet. Gemessen werden nur zwei der sechs parallel verlaufenden Leitungen (M10/M11). Nach der Abschaltung (M10 wird 0) verteilt sich der Leistungsfluss auf die anderen Leitungen und führt zu keinen größeren Veränderungen und der Belastungsgrad aller Leitungen wird nicht größer 60%.

Abgesehen von der deutlichen Überlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O stellt sich somit keine weitere kritische Leitungsüberlastung ein.

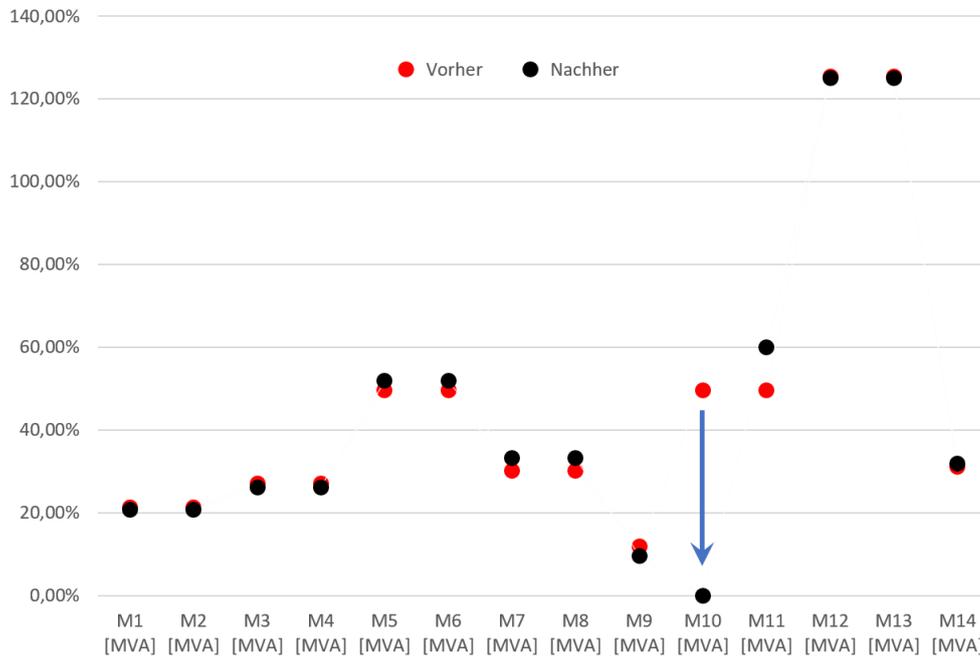


Abb. 15: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 10 zwischen Knoten J und N

7. Abschaltung der Leitung 13 zwischen dem Knoten K und O

Die Doppelleitung (M12/M13) zwischen dem Knoten K und O (Abb. 10) ist vor der Abschaltung bereits mit ca. 126% der übertragbaren Scheinleistung (Abb. 16) belastet und somit als kritisch zu betrachten. Schon in dieser Situation besteht zwingend Handlungsbedarf.

Dennoch wird die Abschaltung (M13 wird 0) simuliert und eine gewisse Verteilung des Leistungsflusses auf die anderen Leitungen stellt sich ein. Aber der Hauptteil der zu übertragenden Scheinleistung würde über die verbleibende Parallelleitung (Abb. 16) fließen und damit den Belastungsgrad auf theoretisch ca. 231% anheben.

Eine derartige Belastung würde unmittelbar zu weiteren Folgefehlern oder weiteren Abschaltungen von Netzkomponenten durch die Schutzgerätetechnik führen.

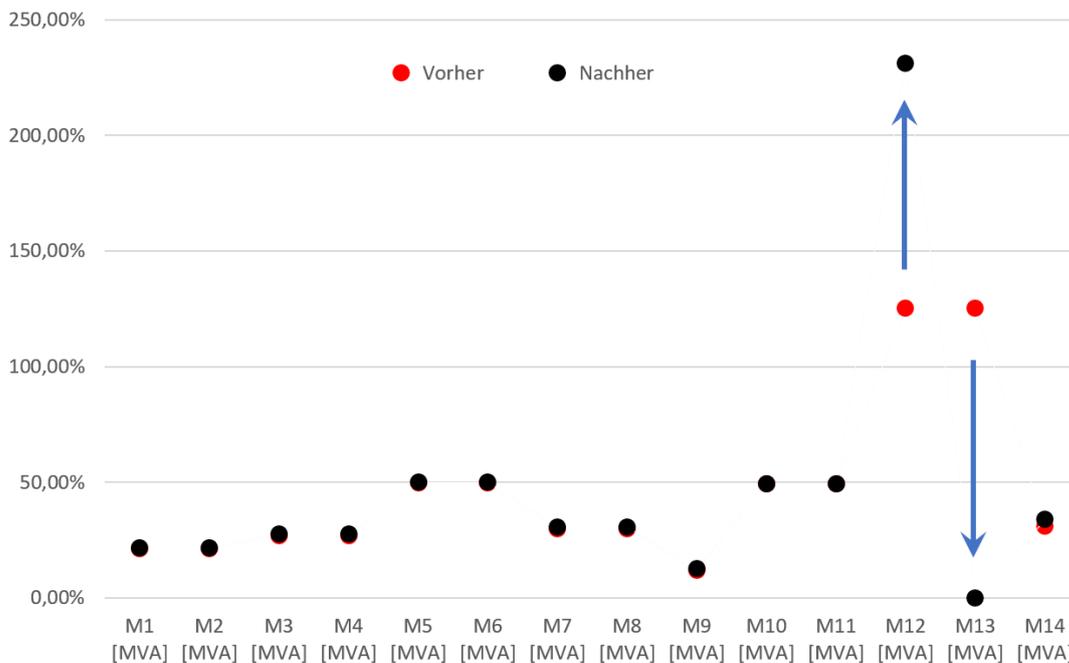


Abb. 16: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O

8. Diskussion der Ergebnisse

In Kapitel D.4 wurde bereits angemerkt, dass die Mehrheit der Leitungen mit einer geringeren Auslastung als 50% betrieben werden, was einerseits auch mehrheitlich für die in diesem Kapitel beobachteten Leitungen gilt.

Ein Freileitungsbetrieb im Bereich der natürlichen Leistung (ca. 30% der thermischen Grenzleistung) bietet neben der Verlustminimierung auch den Vorteil einer ausreichenden Reserve bei möglichen Leitungsabschaltungen, was die Simulationen bestätigen.²⁹

Andererseits ist aber auch eine deutliche Unausgewogenheit in Bezug auf den Belastungsgrad der Leitungen zu erkennen, die im Falle von Leitung 12 und 13 einen zwingenden Handlungsbedarf erfordert.

Grundsätzliche Alternativmaßnahmen für Leitung 12 und 13 wären bspw.

- Redispatch/Einspeisemanagement (Netzbetriebsführungsaufgabe);
 - Reduktion der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen
- Ausbau/Verstärkung (Netzplanungsaufgabe);
 - Zubau von Parallelleitungen zur Absenkung des Belastungsgrad oder

²⁹ H. Brakelmann; Studie: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?; Auftraggeber Bundesverband WindEnergie e.V. Oktober 2004.

- Verstärkung der Leitung bspw. durch HTL/HTLS
- Optimierung (Netzbetriebsführungsaufgabe);
 - Netzauslastung erhöhen
Auslastung bzw. Belastungsgrad der Betriebsmittel erhöhen
 - Effizienz verbessern;
Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse im gesamten Netz

F. Basis-Szenario mit Redispatch und Einspeisemanagement (EisMan)

Die Netzbetriebsführung ist für die Organisation eines sicheren Netzbetriebs verantwortlich. Sie überwacht kontinuierlich das Stromübertragungsnetzes und die angebundenen Erzeugungsanlagen sowie die Verbraucher und greift steuernd ein zur Vermeidung von bspw. Grenzwertüberschreitungen.

Anhand der überlasteten Doppelleitung (M12/M13) zwischen dem Knoten K und O (Kapitel D.4 und E.7) werden die Auswirkungen der Maßnahme „Redispatch & EisMan“ zur Reduzierung des Belastungsgrads sowohl ohne als auch mit Leitungsabschaltung der Parallelleitung (M13) aufgezeigt.

Im Basis-Szenario wird eine Leistung von etwa 4,6GVA über die Doppelleitung (M12/M13) von Knoten K nach O übertragen, wobei die Leistungsbilanz in beiden Knoten wie folgt ist:

Knoten K

Erzeugung aus Windenergie	~3,3GW
Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse	~1,9GW
Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken	~1GW
Gesamtverbrauch	~4GW

Knoten O

Erzeugung aus Windenergie	~2,4GW
Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse	~0,8GW
Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken	~1,8GW
Gesamtverbrauch	~5GW

In Knoten O ist Leitungserzeugung und -verbrauch bilanziell ausgeglichen. Im Knoten K ist hingegen eine Übererzeugung von ~2,2GW vorhanden.

1. Redispatch und EisMan im Basis-Szenario ohne (n-1)-Sicherheit

Ziel ist es, den Belastungsgrad von derzeit 126% auf ein für den Dauerbetrieb der Leitung unkritisches Niveau ($< 70\%$) abzusenken. Dazu wird die Leistungseinspeisung in unterschiedlichen Knoten wie folgt angepasst:

Knoten	Maßnahme	Leistungseinspeisung
K	Reduktion von Windenergie-Einspeisung	~2350MW
K	Reduktion von PSW- & KW -Einspeisung	~1900MW
R	Erhöhung PSW- & KW-Einspeisung	~2000MW
T	Erhöhung KW-Einspeisung	~2000MW
U	Erhöhung PSW-Einspeisung	~200MW

Das Ergebnis ist eine Reduzierung des Belastungsgrads auf der Doppelleitung (M12/M13) von Knoten K nach O auf etwa 69%.

Durch eine Abschaltung der Parallelleitung hebt sich der Belastungsgrad aber wieder auf ein kritisches Niveau von 123% (Abb. 17).

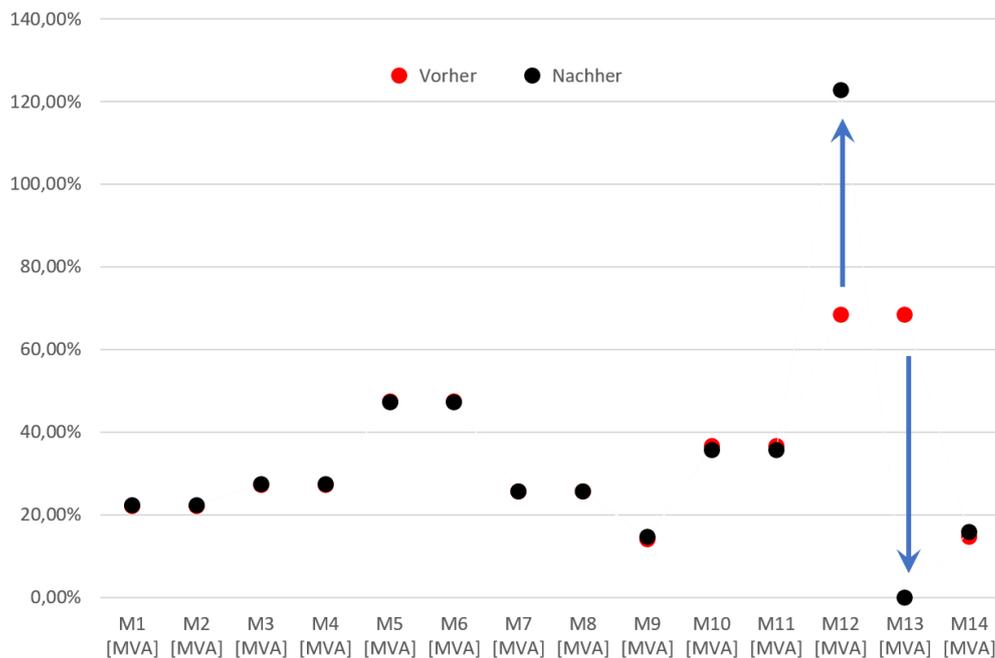


Abb. 17: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O mit ersten Redispatch- und EisMan-Maßnahmen

2. Redispatch und EisMan im Basis-Szenario mit (n-1)-Sicherheit

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit besagt, dass auch dann die Netzsicherheit gewährleistet bleiben muss, wenn eine Netzkomponente ausfällt oder abgeschaltet wird. Eine solche Situation darf nicht dazu führen, dass unter anderem die Störung sich ausweitet und die verbleibenden Betriebsmittel nicht überlastet werden.

Die Ergebnisse aus Kapitel F.1 zeigen jedoch, dass eine Abschaltung der Parallelleitung (M13) wieder zu einer kritischen Situation führt. Und so sind zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit weitere Redispatch- und EisMan-Maßnahmen notwendig.

Das Ergebnis ist eine Reduzierung des Belastungsgrads auf der Doppelleitung (M12/M13) von Knoten K nach O auf etwa 49% vor Leitungsabschaltung. Nach der Leitungsabschaltung (M13) steigt der Belastungsgrad auf etwa 90% (Abb. 18).

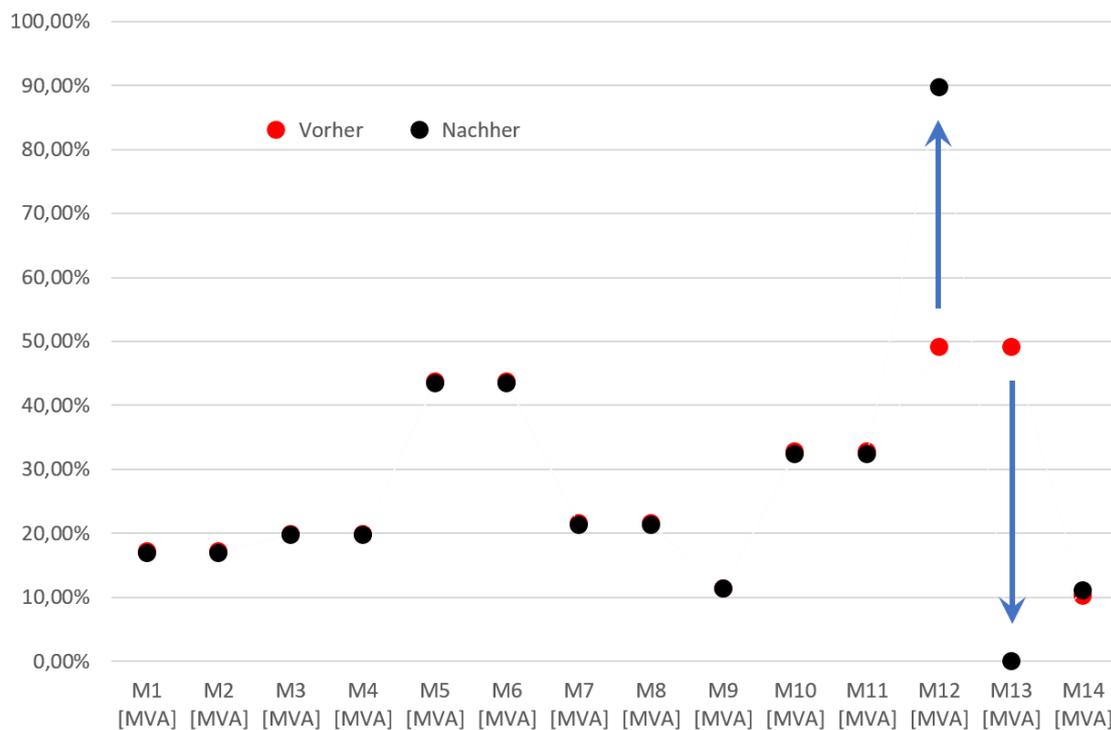


Abb. 18: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O mit weiteren Redispatch- und EisMan-Maßnahmen

3. Diskussion der Ergebnisse

Es zeigt sich einerseits, dass eine Absenkung des Belastungsgrads auf $< 70\%$ nicht ausnahmslos zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit führt. Andererseits wird aber auch deutlich, dass eine konsequente Einhaltung der (n-1)-Sicherheit mit umfänglichen Redispatch- und EisMan-Maßnahmen verbunden ist.

Des Weiteren zeigt sich anhand der durchgeführten Redispatch-Maßnahmen bzw. des Einsatzes von Netzreservekraftwerken im Süden, dass:

- 400kV-Leitungseingänge nicht ausschließlich durch regionale Maßnahmen zu lösen sind, sondern überregionalen Einfluss haben,
- die Einbindung von PSW als CO₂-freie Erzeugungsanlage im netzstützenden Betrieb als äußerst verlässliche zu bewerten sind aufgrund ihrer Wetterunabhängigkeit im Gegensatz zu EE-Anlagen.
- Sorge zu tragen ist, dass auch zukünftig ausreichend Leistungsreserven bzw. Erzeugungsanlagen im Süden vorhanden sind.

G. Basis-Szenario mit Netzausbau/-verstärkung

Das Basis-Szenario wird in Zusammenhang mit dem Netzausbau um eine HGÜ-Verbindung von Knoten B nach Knoten Q (Abb. 10) erweitert.

Alternativ dazu wird als netzverstärkende Maßnahme das Basis-Szenario in dem Sinne verändert, dass die Doppelleitung zwischen den Knoten K und O (Abb. 10) auf Hochstromleitungen umbeseilt wird.

Betrachtet werden für diese beiden Szenarien ausschließlich die in Kapitel E.7 beschriebene Abschaltung (M13), welche dazu führt, dass die mit 126% bereits vorbelastete Doppelleitung (M12/M13) nach der Abschaltung mit (theoretischen) 231% belastet (Abb. 16) ist.

1. HGÜ

Die implementierte HGÜ-Verbindung von Knoten B nach Knoten Q (Abb. 10) hat eine Übertragungsleistung von 2000MW.

Die in Abb. 19 dargestellten Messungen „Ohne HGÜ x“ und „•“ entsprechen den Messungen aus Abb. 16 und werden lediglich mit dargestellt, um eine einfachere Vergleichbarkeit zu den Veränderungen aufgrund der HGÜ-Verbindung aufzuzeigen.

Letztendlich bewirkt die HGÜ-Verbindung sowohl vor als auch nach der Abschaltung (M13) eine gewisse Reduzierung des Belastungsgrads auf allen Leitungen. Speziell für die Leitung 12 wird nach der Abschaltung (M13) die Belastung von ~231% auf ~210% abgesenkt.

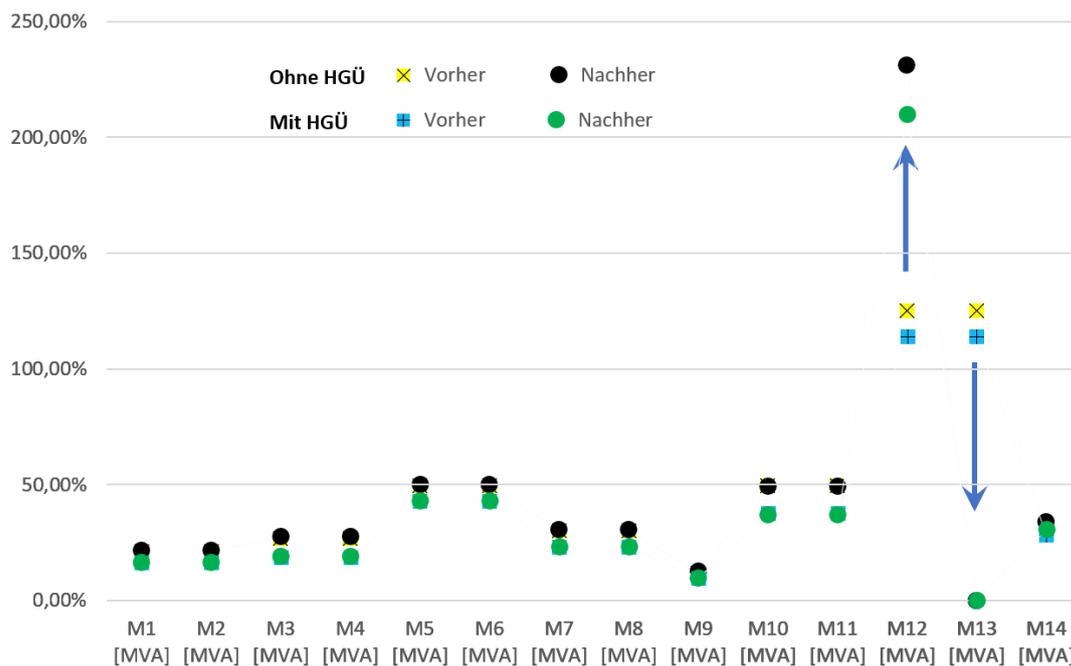


Abb. 19: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O ohne und mit einer HGÜ-Verbindung von Knoten B nach Knoten Q

2. Hochstrom- / Hochtemperaturleitungen (HTL)

In der Simulation wird die Hochstrombeseilung berücksichtigt. Somit ergibt sich aufgrund der Vergrößerung des Leiterquerschnittes auf der gesamten Doppelleitung zwischen den Knoten K und O (Abb. 10), unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Dauerstrombelastung, die folgende Absenkungen des Belastungsgrads der Leiterseile: 30

Dauerstrombelastung	Belastungsgrads der Doppelleitung
von 3,6kA	Absenkung von ~126% auf ~90%
von 4kA	Absenkung von ~126% auf ~81%

Letztendlich bewirkt die Umbeseilung auf Hochstromleitungen, ähnlich wie bei der HGÜ-Verbindung, vor als auch nach der Abschaltung (M13) eine gewisse Reduzierung des Belastungsgrads (M12/M13). Aber für die Leitung 12 wird nach der Abschaltung (M13) die Belastung ($\gg 100\%$) bei weitem nicht so weit abgesenkt, dass ein kritischer Zustand vermieden wird.

3. Diskussion der Ergebnisse

Sowohl die HGÜ-Verbindung als auch die Hochstrombeseilung (alternativ HTL/HTLS) bewirken eine Absenkung des Belastungsgrads generell im gesamten Netz bzw. individuell auf den umbeseilten Leitungen.

Als alleiniges Mittel zur Verbesserung eines kritischen Zustands, wie simuliert, erscheinen sie für sich genommen aber als nicht ausreichend.

H. Basis-Szenario mit netzoptimierenden Maßnahmen

Als netzoptimierende Maßnahmen werden drei Kombinationen untersucht:

- Online DSA System (SIGUARD[®] DSA) mit FLM
- Online DSA System (SIGUARD[®] DSA) mit PST
- Online DSA System (SIGUARD[®] DSA) mit FLM und PST

Identisch zu Kapitel G werden in diesem Kapitel ausschließlich die in Kapitel E.7 beschriebene Abschaltung (M13) untersucht.

1. Online DSA System mit FLM

Die Richtwerte für die Dauerstrombelastbarkeit von Freileitungen basieren auf eine Hochsommerwetterlage, welche folgende Kombination von Witterungsgrößen berücksichtigt:³¹

Umgebungstemperatur	35 °C
Windgeschwindigkeit (senkrecht zum Leiter)	0,6 m/s
Global- bzw. Sonneneinstrahlung	900 W/m ²

Das betrachtete Szenario zum 28. Oktober 2017 gegen 19:00 Uhr (Kapitel D.2) als die eingespeiste Strommenge aus Windenergie etwa 59% der gesamten Stromerzeugung betrug, basierte auf folgende Wetterbedingungen:³²

Temperatur-Mittel	~4 bis 14°C
Maximale Windböen	~10 bis 30 m/s
Sonneneinstrahlung	~0W/m ²

Somit scheint eine witterungsabhängige Belastbarkeit des Leiterseils von 150% gegenüber den Norm-Wetterbedingungen definiert als 100% bzw. die thermische Grenzleistungen von Leiterseilen von 2685MVA gegenüber 1790MVA ohne weiteres möglich.³³

Basisvoraussetzung für die temporäre Auslastung 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 (Netzdynamik) berücksichtigt werden, was den Einsatz eines Online DSA Systems bedingt. Andernfalls wäre das Risiko der Netzin stabilität nicht gesichert zu bestimmen.

Verdeutlicht wird der Einfluss der Anhebung des thermischen Grenzwerts auf die Netzsicherheit durch die Visualisierung mittels Online DSA System (Abb. 20), bspw. anhand der kontinuierlichen Online „Worst Case“ Betrachtung.

Bei einer Auslastung von 80% der Doppelleitung (M12/M13) ohne FLM liegt das Risiko bei einer ausschließlich stationären und Grenzwert-Betrachtung (schwarze Linie) im

³¹ DIN EN 50182; Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten

³² <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/extremwerte-karte.asp?id=20171028>

³³ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH u. TransnetBW GmbH; Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes; Juli 2018.

„orangenen Bereich“ und führt bei einer Anhebung der Auslastung über mehrere Zeitschritte hinweg bis auf 126% letztendlich in den „roten Bereich“.

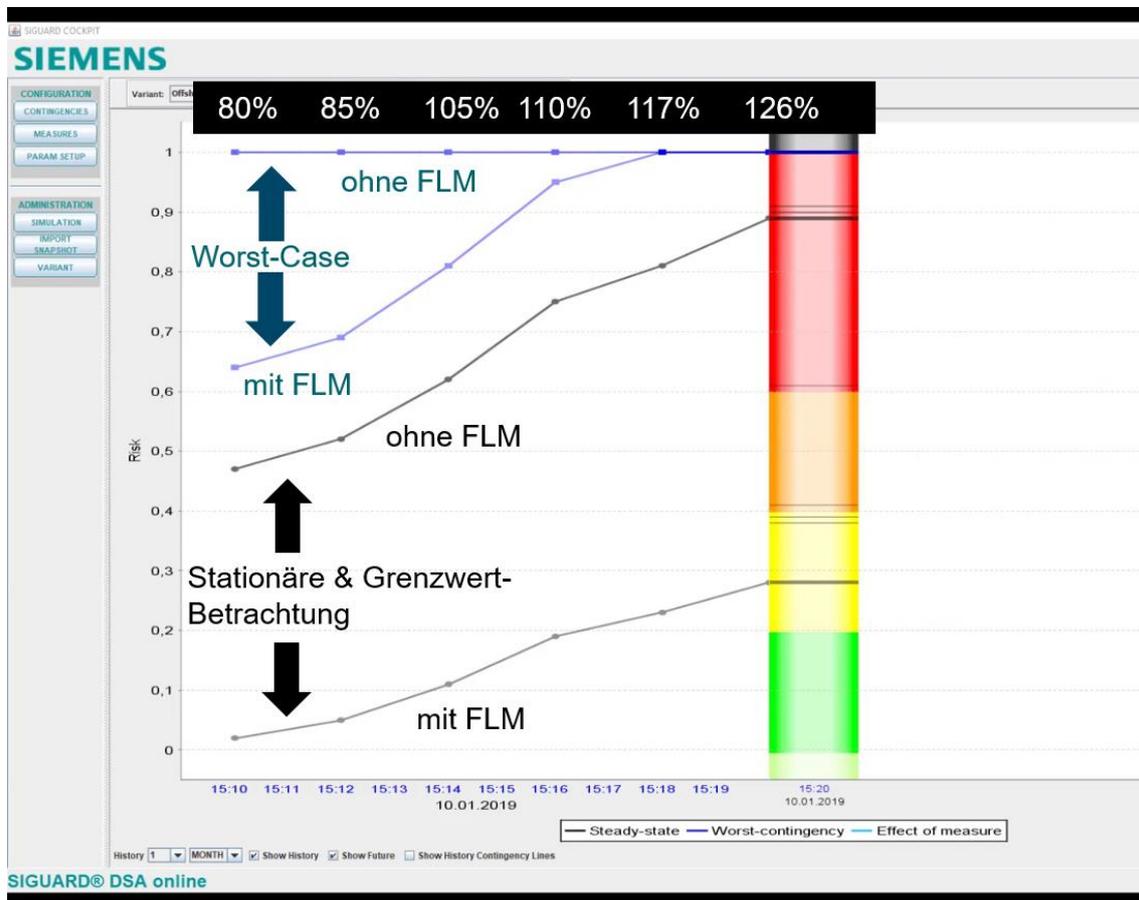


Abb. 20: Einfluss der Anhebung des thermischen Grenzwerts auf die Netzsicherheit; Visualisierung mittels Online DSA System

Die zugehörige Worst-Case-Betrachtung (blaue Linie) zeigt schon von Beginn ein Risiko der Instabilität von 100% an und Maßnahmen durch den Netzbetriebsführer wären notwendig.

Hingegen ist der Verlauf der ausschließlich stationären und Grenzwert-Betrachtung (schwarze Linie) mit FLM zu Beginn im „grünen Bereich“ und beim Maximalwert (126%) im „gelben Bereich“. Grund dafür sind die „Real-Bedingungen“ des Wetters, ermittelt mit der direkten Methode des Monitorings anstelle der üblichen Methode gemäß DIN EN 50182.

Im Vergleich zu den Ergebnissen aus Kapitel F.1 scheinen die gesamten Redispatch- und EisMan-Maßnahmen unter nicht Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit nicht notwendig zu sein.

Jedoch zeigt die zugehörige Worst-Case-Betrachtung (blaue Linie), dass auch schon zu Beginn (80% Auslastung) Phänomene im Netz auftreten können, die eine Platzierung des Risikos der Instabilität im „roten Bereich“ bedingen, wie bspw. der Ausfall der Parallelleitung (M12 oder M13).

Für diesen Fall liegt somit eine deutliche Diskrepanz zwischen den Analysen zur Netzstabilität basierend auf der ausschließlich stationären- und Grenzwert-Betrachtung im Gegensatz zur gesamt umfänglichen Worst-Case-Betrachtung.

Eine genauere Betrachtung zeigt, dass schon bei einer Belastung von 110% auch bei der Netzoptimierungsvariante FLM (Abb. 21) aufgrund der Netzdynamik und nicht der thermischen Grenzen eine Warnung erfolgt, dass eine Auslastung der Doppelleitung (M12/M13) größer 110% im Netz sehr wahrscheinlich zu Instabilitäten führen wird.

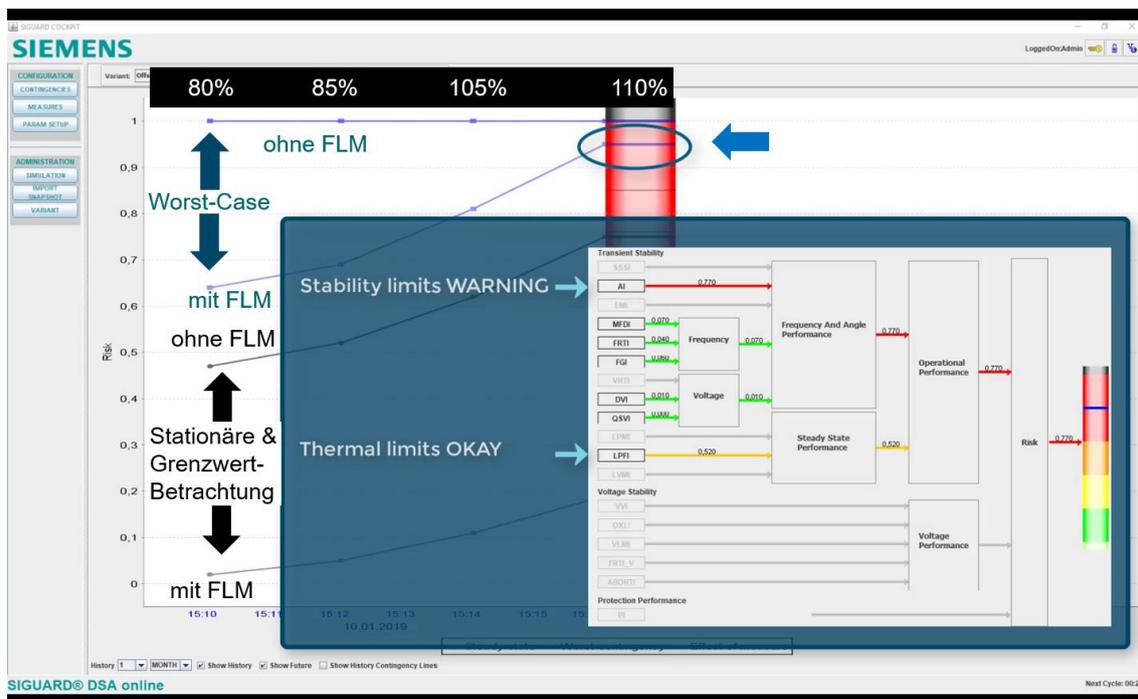


Abb. 21: Warnung durch Netzstabilitätsgrenzen und nicht durch thermische Grenzen

Folglich ist die theoretisch mögliche sehr hohe Auslastung aufgrund der vorteilhaften kühlen und windigen Wettersituation nicht voll umfänglich nutzbar, da die netzdynamischen Analysen den Netzzustand schon sehr viel früher als kritisch bewerten.

2. Online DSA System mit PST

In der Simulation wurde das Basis-Szenario mit einem PSTs sowohl zwischen den Knoten K und O als auch den Knoten K und T erweitert.

Die in Abb. 22 abgebildeten Messungen „**Zustand 1: Ausgangszustand**“ entsprechen den Messungen aus Abb. 16 und stellen den Ausgangszustand vor Aktivierung der PSTs dar.

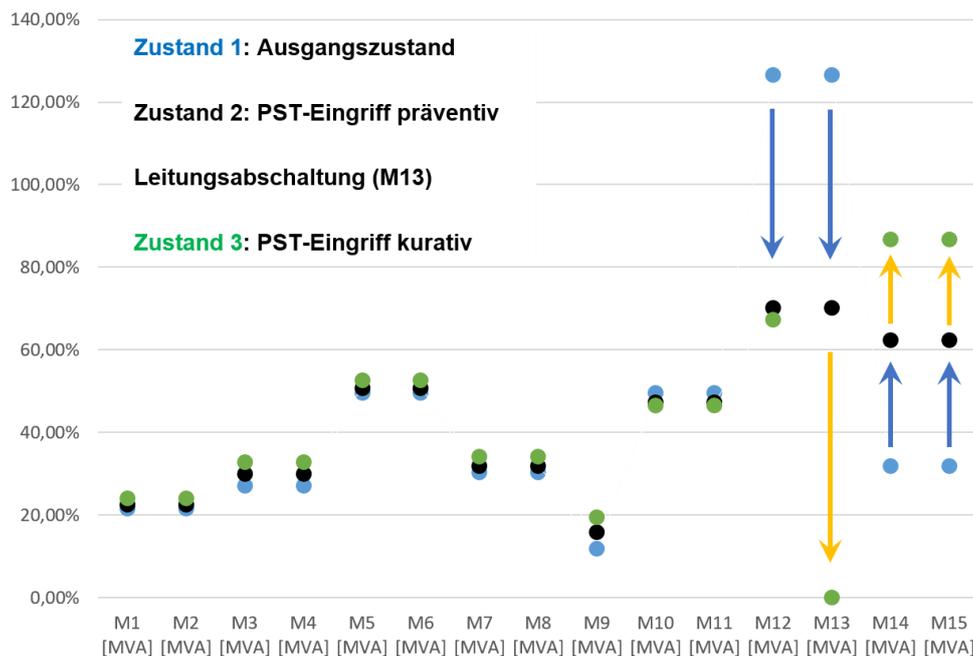


Abb. 22: Scheinleistungsflüsse auf den unterschiedlichen Leitungen vor und nach der Abschaltung der Leitung 13 zwischen Knoten K und O ohne und mit einer Aktivierung der PSTs auf den Leitungen zwischen Knoten K nach O und Knoten K nach T

Nach Aktivierung der PSTs wird zeitverzögert der „**Zustand 2: PST-Eingriff präventiv**“ erreicht.

Die Ansteuerung durch den Netzbetriebsführer bewirkt dabei eine gestufte Absenkung des Scheinleistungsflusses über die Doppelleitung (M12/M13) bis zu einem vordefinierten Belastungsgrad (in diesem Fall) von etwa 70%.

Gleichzeitig ist eine Veränderung der Belastungsgrade auf fast allen anderen Leitungen zu erkennen. Mit Ausnahme von (M14/M15) sind die Veränderungen zwar nur gering-

fällig, aber unkontrolliert als Reaktion auf den Eingriff im vermaschten Leistungsfluss mittels PSTs.

Die deutliche Veränderung des Belastungsgrads auf der Doppelleitung zwischen Knoten K und T (M14/M15) ergibt sich durch die dort integrierten PSTs, deren kombinierte Ansteuerung mit den PSTs zwischen Knoten K und O (M12/M13), durch den Netzbetriebsführer ausgelöst, eine gestufte Anhebung des Scheinleistungsflusses (M14/M15) bewirkt.

Das Ergebnis ist eine Anhebung des Belastungsgrads auf der Doppelleitung von Knoten K nach T (M14/M15) auf etwa 62%, gesteuert durch die Bedingung den Belastungsgrad auf der Doppelleitung zwischen Knoten K und O auf nicht größer 70% zu begrenzen.

Diese Effizienzsteigerung durch Vergleichmäßigung der Belastungsgrade über alle gemessenen Leitungen (M1 – M15) wird erst möglich durch die koordinierte Ansteuerung der unterschiedlichen PSTs durch den Netzbetriebsführer.

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

Zur Prüfung der (n-1)-Sicherheit wird nun eine der Leitungen zwischen Knoten K und O abgeschaltet (M13).

Die Netzbetriebsführung aktiviert nun erneut die PSTs und zeitverzögert wird der „**Zustand 3**: PST-Eingriff kurativ“ erreicht (Abb. 22). Dabei wird der Belastungsgrad auf Leitung 12 annähernd konstant gehalten mit der Konsequenz, dass der Belastungsgrad auf der Doppelleitung zwischen Knoten K und T (M14/M15) auf etwa 87% ansteigt.

Letztendlich bewirkt die kombinierte Ansteuerung der PSTs, dass sowohl vor als auch nach der Abschaltung (M13) der Belastungsgrad der Leitung 12 auf einem nicht kritischen Niveau verbleibt. Somit wären keine weiteren Maßnahmen notwendig.

Für genau dieses Szenario mit der prädiktiven Entlastung der Doppelleitung vor der Leitungsabschaltung konnte die Netzbetriebsführung die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit bzw. der Netzstabilität gewährleisten.

Wenn aber stattdessen andere Phänomene im Netz aufgetreten wären, wäre identisches Vorgehen dann ebenfalls korrekt gewesen?

Um diese Frage zu beantworten bzw. dem Netzbetriebsführer hier eine verlässliche Hilfestellung zu bieten, nachfolgende ähnliche Simulation visualisiert im Online DSA System (Abb. 23 bis Abb. 25).

Auch in dieser Simulation wurde identisch zum vorhergehenden Szenario das Basis-Szenario mit PSTs sowohl zwischen den Knoten K und O als auch den Knoten K und T erweitert.

Jedoch wird die Doppelleitung zwischen Knoten K und O nun gestuft von 80% bis hin zu 126% ausgelastet.

Das Online DSA System (Abb. 23) zeigt ein Risiko bei ausschließlich stationärer- und Grenzwert Betrachtung (schwarze Linie) im „orangenen Bereich“ an. Die Worst-Case-Betrachtung (blaue Linie) hingegen, ist bereits im „roten Bereich“ bzw. würde dieses kritischste Phänomen auftreten, läge das Risiko für eine Instabilität bei 100%.

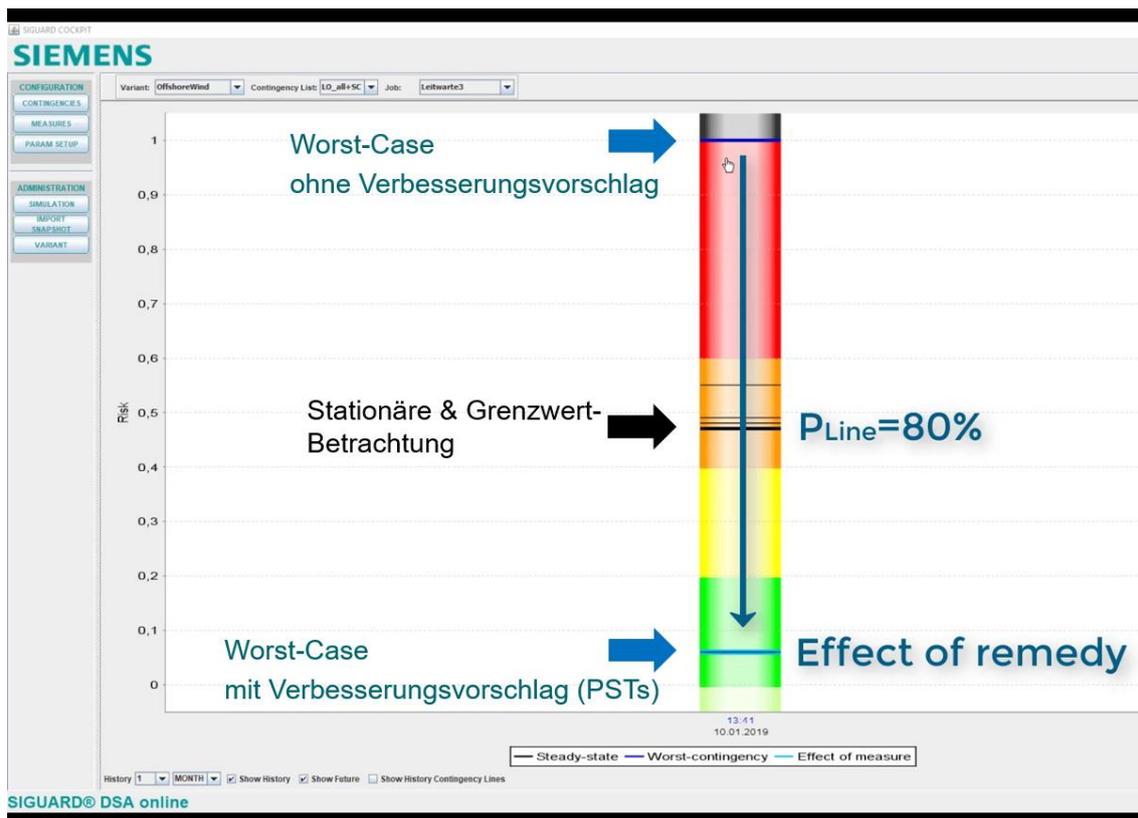


Abb. 23: Online DSA System liefert einen Verbesserungsvorschlag (blaue Linie), den der Netzbetriebsführer übernehmen kann oder nicht.

Von daher liefert das Online DSA System schon jetzt einen Verbesserungsvorschlag (blaue Linie), den der Netzbetriebsführer übernehmen kann oder nicht.

Dieser Verbesserungsvorschlag ist (wie in Abb. 22) der Einsatz der PSTs zur Entlastung der Doppelleitung zwischen Knoten K und O.

Das Ergebnis ist, dass das Risiko in den „grünen Bereich“ geführt wird.

Im Weiteren wird nun angenommen, dass die Netzbetriebsführung den Verbesserungsvorschlag akzeptiert und die PST-Stufung durchführt,

Das Ergebnis (Abb. 24) ist eine deutliche Absenkung des Risikos (schwarze und blaue Linie).

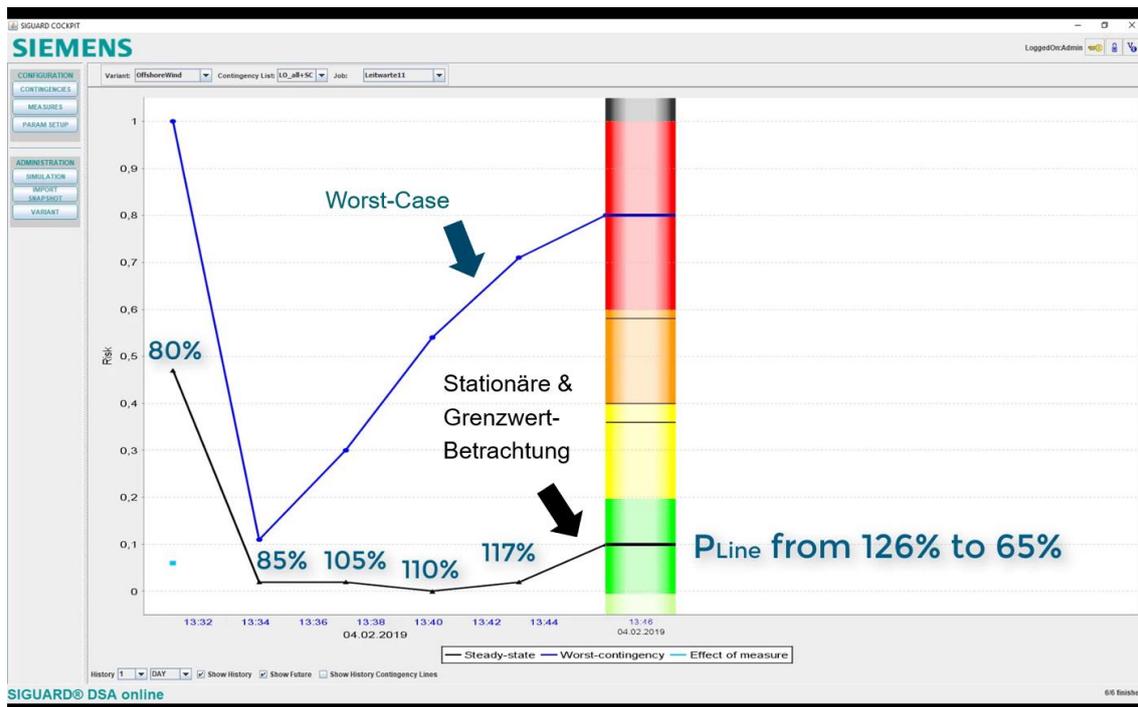


Abb. 24: Online DSA System liefert einen Verbesserungsvorschlag (blaue Linie), den der Netzbetriebsführer übernehmen kann oder nicht

Nun wird der Belastungsgrad (ähnlich wie in H.1) die Belastung der Doppelleitung zwischen dem Knoten K und O gestuft bis auf 126% erhöht, wobei angemerkt sei, dass im Gegensatz zu Abb. 22 die verbleibende Leitung (M12) nur auf 65% und nicht auf 70% ausgelastet wird.

Das Ergebnis (Abb. 25) ist eine doppelte Warnung, wobei die thermische Grenznäherung höher bewertet ist als die der Netzstabilität, denn der Grund für die „thermische Warnung“ ist die nun erhöhte Auslastung der Doppelleitung (M14/M15).

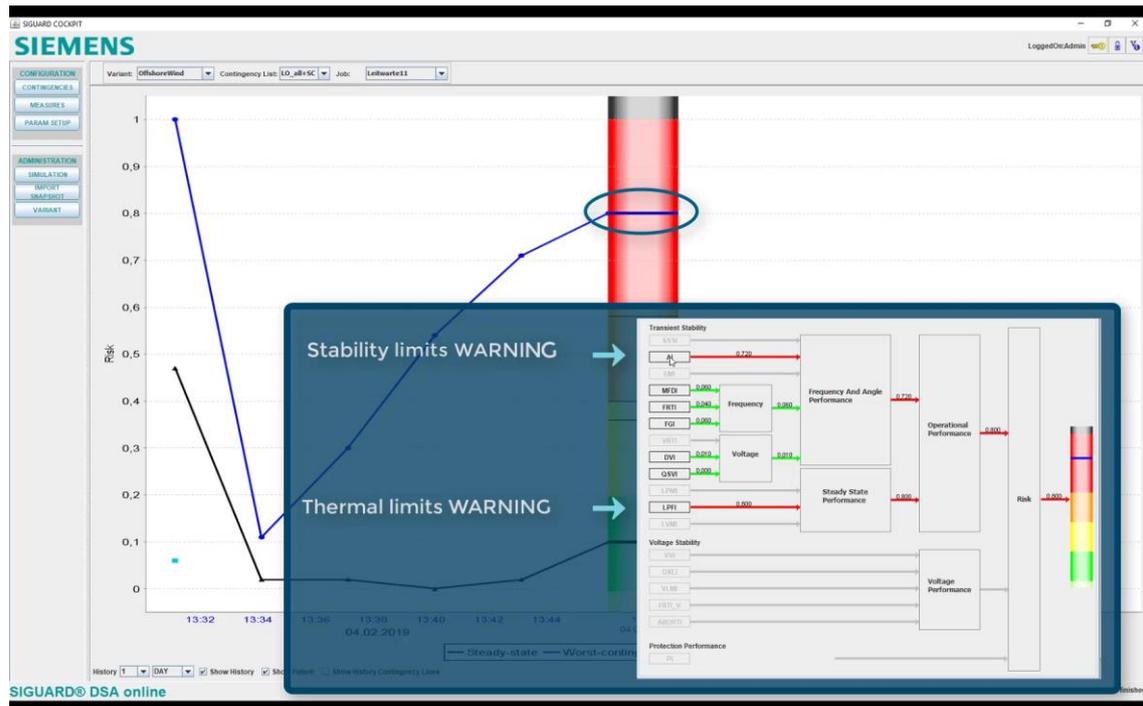


Abb. 25: Warnung aufgrund thermischer Grenzannäherung höher bewertet als die der Netzstabilität

Wäre auch in diesem Szenario die verbleibende Leitung (M12) mit 70% ausgelastet worden oder auch höher, wäre die stationäre- und Grenzwert-Betrachtung (schwarze Linie) aus dem grünen in den gelben/orangen Bereich aufgestiegen, aber im Gegenzug hätte sich die Worst-Case-Betrachtung (blaue Linie) abgesenkt.

Diese Flexibilisierung durch die koordinierte zentrale Ansteuerung der PST erlaubt somit eine Abwendung bzw. Kontrolle des hier simulierten kritischen Szenarios.

3. Online DSA System mit FLM und PST

Die Simulationen zu Online DSA System 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 System und PST mit FLM bzw. die Integration der mittels FLM generierten Daten lassen sich die Möglichkeiten der Netzengpassminimierung noch weiter verbessern.

4. Diskussion der Ergebnisse

Sowohl FLM als auch PSTs sind sehr effiziente Techniken zur Reduzierung von Netzengpässen. Durch die Integration dieser beiden Techniken in ein Online Assistenzsystem zur zentralen Beobachtung und Steuerung kann diese Effizienz noch verbessert werden. Nicht weniger wichtig ist additiv die ganzheitliche Beobachtung/Berücksichtigung des Netzverhaltens, um auch zukünftig einen gesicherten Netzbetrieb zu ermöglichen, was in dieser Studie durch das Siguard Online DSA System (Abb. 26) gezeigt wird.

	Basis-Szenario	Online-Assistenzsystem mit FLM	Online-Assistenzsystem mit PST
Stationäre & Grenzwert-Betrachtung			
Extrem-Betrachtung			

Abb. 26: Ergebnisse aus den Szenarien von Online DSA System in Kombination mit FLM oder PSTs

Es hat sich in den Simulationen gezeigt, dass eine ausschließlich stationäre- und Grenzwert-Betrachtung die tatsächliche Netzsituation noch „positiv“ beschreibt, während anders geartete Phänomene bereits die Netzstabilität gefährden (Beispiel Online DSA System mit FLM).

In anderen Fällen kann das Online DSA System den Netzbetriebsführer mit Verbesserungsvorschlägen (Beispiel Online DSA System mit PSTs) unterstützen, was schließlich kritische Situationen im Vorfeld erkennt und präventiv eine Abwendung der Instabilität ermöglicht.

I. Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Der konventionelle Netzausbau inklusive HGÜ-Systeme ist langwierig und kostenintensiv. Stellt aber eine über Jahrzehnte bewährte und effektive Methode zur Minimierung von Netzengpässen aufgrund der Schaffung von zusätzlichen Übertragungskapazitäten und der Anhebung des Vermaschungsgrades im Übertragungsnetz dar.

Auch die Netzverstärkung mittels Umbeseilung auf HTL/HTLS um eine höhere Auslastung der einzelnen Leitungstrassen zu ermöglichen hat sich bewährt. Die Kosten- und der Zeitaufwand sind zwar als geringer gegenüber dem Netzausbau anzusetzen, 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.

Die netzoptimierende Methode des flächendeckenden Einsatzes von FLM bewirkt 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 bzw. bei normal typischen Wetterbedingungen. Es macht damit die strikte Einhaltung der ausschließlich normbasierten Stromgrenzwerte nicht mehr zwingend notwendig.

Ein Online DSA System erlaubt eine globale, übertragungsnetzweite Betrachtung und Optimierung des Netzbetriebs.

Zu diesen Thesen sind in der Studie unterschiedliche Szenarien gerechnet worden, wobei als Basis im Netzmodell eine Starkwindphase mit gleichzeitig sehr hohem Verbrauch insbesondere im „südlichen“ Netzbereich kombiniert wurden. Prinzipiell auch zu beschreiben als Szenario der Extreme.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Netzengpässe durch HGÜs oder einer Höherauslastung der Leitungstrassen durch Nutzung von FLM oder HTLS deutlich, aber nicht vollständig behoben werden können.

Kombination der technischen Maßnahmen mit Online-DAS notwendig

In Bezug auf die netzoptimierenden Maßnahmen verdeutlichen die Simulationen, dass eine deutliche Effizienzverbesserung durch die Kombination von FLM und Online DSA System 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 System 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 System 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 System 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.

Letztendlich ist es aber offen bzw. dem Netzbetriebsführer überlassen, welche Informationen dem Online DSA System zur Verfügung gestellt werden, welche Randbedingungen es zu berücksichtigen hat und inwieweit die Automatisierung der Umsetzung der Ergebnisse in Verbesserungsvorschlägen oder tatsächliche Schalthandlungen an den unterschiedlichen Betriebsmitteln ermöglicht/autorisiert werden.

Anzumerken ist, dass eine Erweiterung der Kombination von Online DSA System und PST mit FLM die Möglichkeiten der Netzengpassminimierung grundsätzlich noch weiter verbessern würde.

Online-Assistenzsystem sollten daher nicht länger als eigenständige und von den anderen Maßnahmen der Netzoptimierung losgelöste Langfristmaßnahme betrachtet werden. Die Implementierung des Online-Assistenzsystem ist zeitgleich mit PST und FLM umzusetzen.

Erneuerbaren Ausbau muss nicht an konventionellen Netzausbau geknüpft 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 Stromübertragungsnetz 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. 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 System möglich.

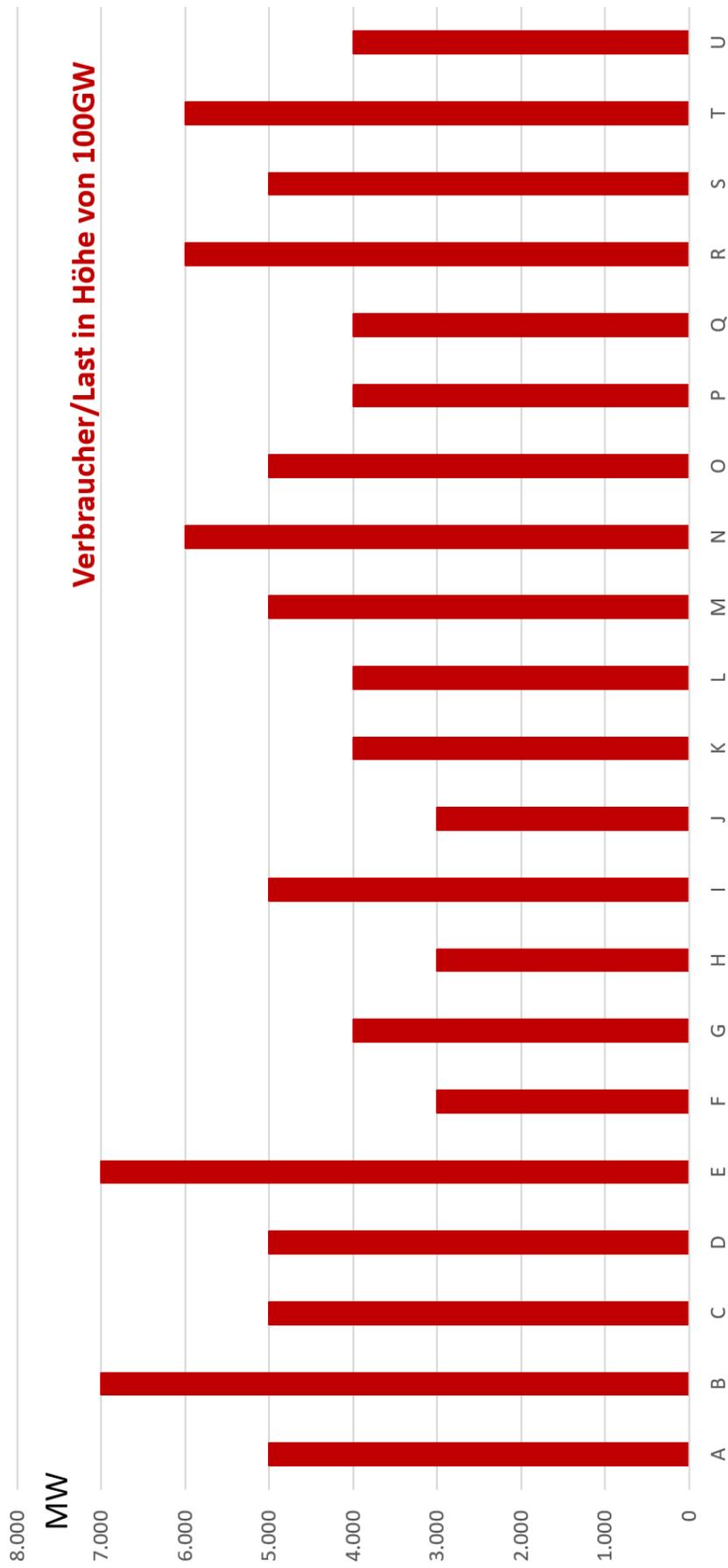
Bei einer zeitnahen Implementierung der genannten netzoptimierenden Maßnahmen (FLM, PST und Online DSA System) muss der Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht gebremst werden. Insbesondere ist die sogenannte „Synchronisierung“ des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an den Fortschritt des konventionellen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

J. Anhänge

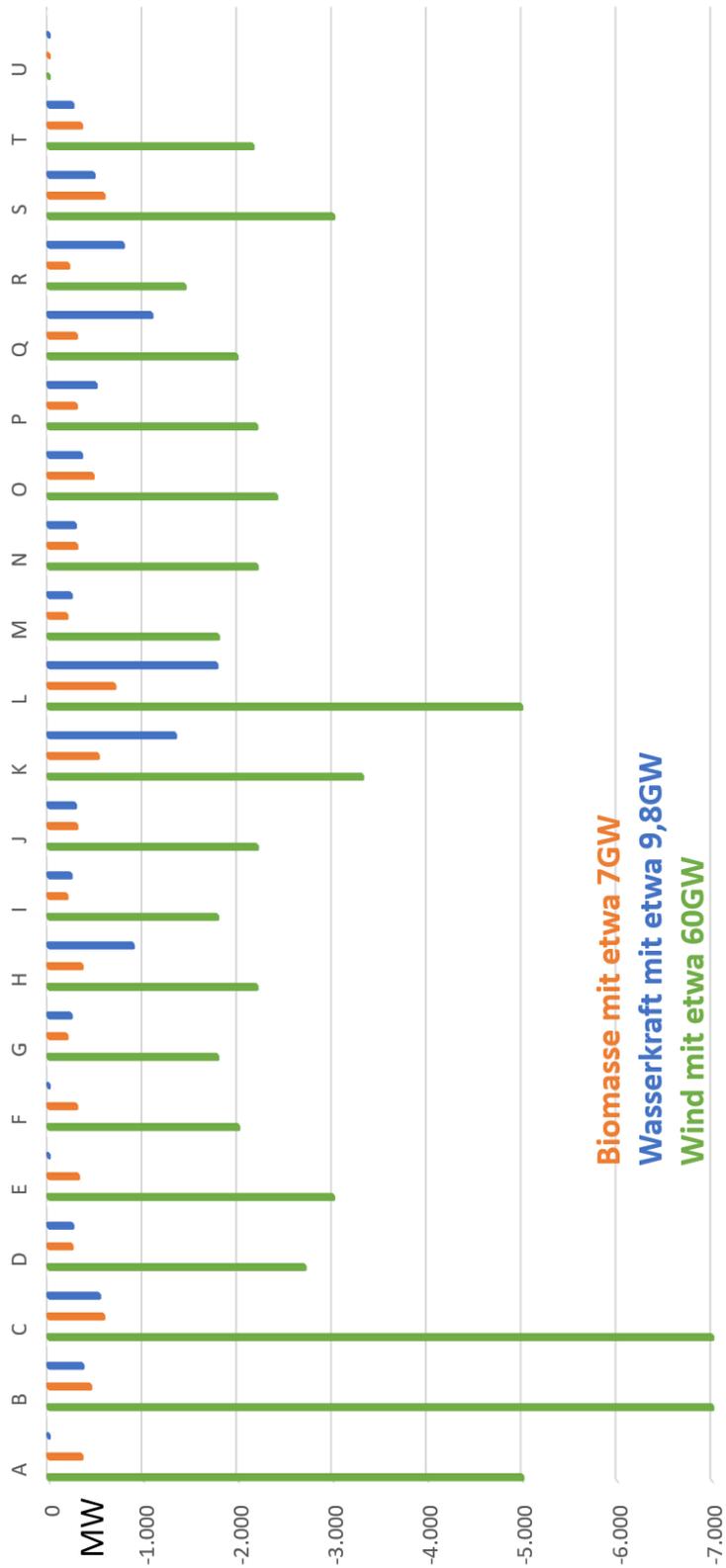
Anhang 1 SIGUARD DSA Customer List

Country	Customer	Content	Go live
Turkey	TEIAS	Siemens-SCADA + DSA (Main & Backup) + Model Consulting	2015
Germany	TUIL	DynaGridCenter, InnoSys2030, Research Lab	2017
Georgia	GSE	Siemens-SCADA + DSA (Main & Backup) + Model Consulting	2019
Spain	REE	DSA for existing Siemens SCADA (Main & Backup)	2019
Germany	FAU	Research Lab	2019
USA	PNNL, ARPA	ReNew100Research Lab	2019
Maroc	ONEE	Siemens-SCADA + DSA (Main & Backup)	2020
Korea	KEPCO	GE-Scada + DSA + PDP	2020
Germany	UDE	NextGrid, Research Lab	2020

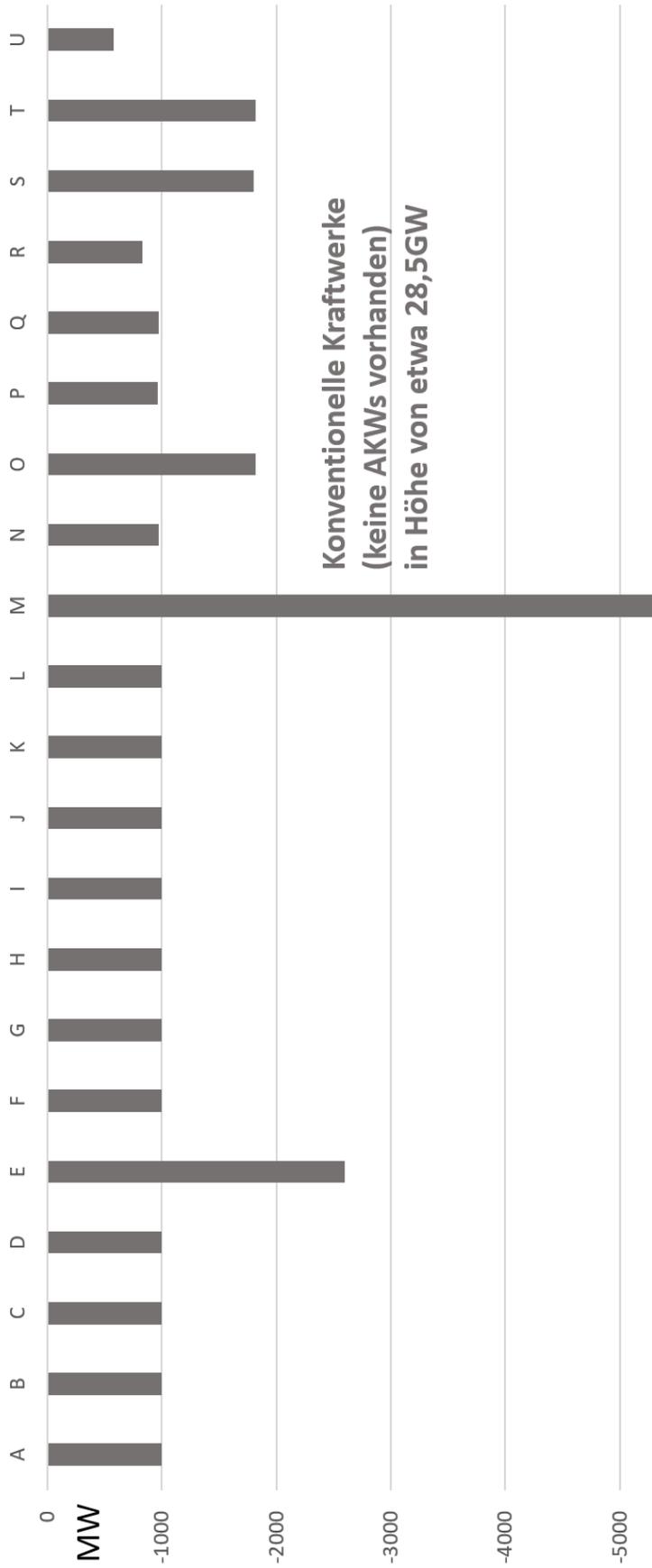
Anhang 2 Verbraucher



Anhang 3 EE-Anlagen



Anhang 4 Konventionelle Kraftwerke



Rechtlicher Teil

Vorbemerkungen

Der erste Teil der rechtlichen Ausführungen zeigt, inwieweit bereits mit der jetzigen Gesetzeslage die vorgeschlagenen Techniken in der Netzplanung eingesetzt werden können und an welchen Stellen rechtliche Optimierungen nötig sind, um engpassbedingte Abschaltungen zu minimieren.

Teil 2 untersucht bestehende rechtliche Hemmnisse und Ansätze zur Verbesserung des Anreizsystems, um die vorgestellten Maßnahmen zu befördern.

Teil 1: Rechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung der vorgeschlagenen technischen Optimierungen

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

A. Anforderungen für Netzoptimierungsmaßnahmen

Netzoptimierungsmaßnahmen müssen bestehenden Sicherheitsanforderungen (I.) sowie dem Effizienzgebot (II.) entsprechen.

I. Sicherheitsanforderungen

Netzoptimierungstechniken sollen den Anforderungen an die Netzsicherheit gerecht werden. Sie müssen hierfür insbesondere das (n-1) -Kriterium einhalten und dem Anforderungsniveau für eingesetzte Techniken nach dem EnWG genügen.

1. (n-1)-Kriterium

Der Maßstab für den Bau und Betrieb des Netzes ist das (n-1)-Kriterium. Die Pflicht zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ist zwar nicht ausdrücklich im EnWG geregelt, wird aber im europäischen Netzkodex als grundlegende Voraussetzung für einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb vorausgesetzt (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 1, Nr. 14, 22 ff., Art. 35

Abs. 4, 5 VO 2017/1485). Auch der vor Inkrafttreten des europäischen Netzkodex geltende TransmissionCode2007 schrieb schon die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ausdrücklich für den Anschluss, den Ausbau, die Stabilität sowie Systembetriebsplanung und -führung vor.³⁴

Netzoptimierungsmaßnahmen müssen insoweit auch den Risikovorsorgemaßstab beachten. In Abgrenzung zur Gefahrenabwehr sind Netzbetreiber noch vor dem Vorliegen einer Gefahr zum Einschreiten verpflichtet, da sie bei Ausfall eines Betriebsmittels verpflichtet sind, noch bevor die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte überschritten werden und eine Gefahr besteht, sofort Maßnahmen zu treffen (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 14, Art. 35 Abs. 3 VO 2017/1485). Damit ist das (n-1)-Kriterium auch Ausdruck des im Netzbetrieb geltenden Risikovorsorgemaßstabs.

Der Einsatz der untersuchten Netzoptimierungsmaßnahmen führt auch weiterhin zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Netzbetrieb.

2. Anforderungsniveau für eingesetzte Techniken

Nach § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen – mithin also auch die Übertragungsnetze³⁵ – so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

Diese Regeln müssen, um als „allgemein anerkannt“ zu gelten, folgende Voraussetzungen erfüllen:

- wissenschaftlich-theoretisch als richtig angesehen werden,
- in der Praxis technischen Experten bekannt sein sowie
- sich aufgrund praktischer Erfahrung bewährt haben.³⁶

³⁴ VDN, Transmission Code 2007, S. 21, 56, 58, 61. Für die auf Grundlage des europäischen Netzkodex erarbeiteten VDN Anwendungsregeln gilt dasselbe.

³⁵ Siehe § 3 Nr. 15 EnWG: „Anlagen zur Fortleitung von Energie“.

³⁶ BVerfG, Urt. v. 18.07.2013, 7 A 4.12, Rn. 40; Seibel, Abgrenzung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ von „Stand der Technik“, NJW 2013, 3000, 3001; BVerfG NJW 1979, 359, 362; Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 49, Rn. 6; van Rienen/Wasser, in: Danner/Theobald, EnWG, § 49, Rn. 32.

Für die anerkannten Regeln der Technik gibt es kein Regelwerk, in dem sie alle zusammengefasst und abschließend dargestellt werden. Auch haben sie in den Bereichen, in denen sie vorkommen unterschiedliche Bedeutungen. Für die Übertragungsnetze gelten unter anderem:

- VDE-Anwendungsregeln, z.B. „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“, mit Geltung ab 01.04.2011, VDE-AR-N 4210-5,
- Leitlinie der EU-KOM, VO 2017/1485 vom 02. August 2017,
- entso-e Empfehlungen (z.B. „Special Protection Schemes“, Stand März 2012 und die sog. Defence Plans vom 26.10.2010).

a) Allgemein anerkannte Regeln der Technik

Die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ sind vom „Stand der Technik“ sowie dem „Stand der Wissenschaft und Technik“ zu unterscheiden.

Stand der Technik ist ein unbestimmter Rechtsbegriff, der auf europäischer Ebene auch als „best available techniques“ verwendet wird (beste verfügbare Technik)³⁷.

Stand der Wissenschaft und Technik sind technische Regeln, welche wissenschaftlich richtig und unanfechtbar sind.³⁸

Die allgemein anerkannten Regeln der Technik sind dagegen Regeln, welche den entsprechenden ausgebildeten Fachleuten bekannt und ebenfalls wissenschaftlich richtig und unanfechtbar sind.³⁹ Sie erfüllen die Voraussetzungen für den „Stand der Technik“ als auch für den „Stand der Wissenschaft und Technik“.⁴⁰

³⁷ Seibel, Abgrenzung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ von „Stand der Technik“, NJW 2013, 3001.

³⁸ Vgl. dazu die Definitionen aus anderen Rechtsgebieten, die den Begriff ebenfalls verwenden: BGH NJW 2009, 2852, Rn. 16; Wagner, in: MüKo, BGB, § 1 ProdHaftG, Rn. 54; Begr. RegE, BT-Drs. 11/2447, S. 15.

³⁹ BVerwG, Urteil v. 1807.2103, 7 A 4/12, Rn. 41; Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2015, § 49, Rn. 6.

⁴⁰ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2015, § 49, Rn. 6.

Die technische Regel muss dabei der überwiegenden Ansicht der technischen Fachleute entsprechen.⁴¹ Darüber hinaus müssen sie zusätzlich in der Praxis über einen längeren Zeitraum bewährt und erprobt sein, wobei es keinen festgelegten Zeitraum gibt, der für die Erfüllung dieser Langzeitbewährung notwendig ist.⁴²

b) Prüfung der allgemein anerkannten Regeln der Technik

Die Prüfung ist nicht darauf beschränkt, ob diese Maßnahmen bereits Eingang in das deutsche Übertragungsnetz gefunden haben, sondern kann auch auf das Ausland, insbesondere auf das europäische Ausland zurückgreifen.⁴³

Der Rechtsgedanke der Gleichwertigkeit folgt bereits aus der unionsrechtlichen Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV). Danach dürfen Techniken, die in einem Mitgliedsstaat rechtmäßig hergestellt und in Verkehr gebracht wurden, prinzipiell in der gesamten Union eingesetzt werden. Eine Einschränkung ist nur ganz ausnahmsweise zulässig, wenn die Beschränkung zwingend erforderlich ist, um schützenswerte Rechtsgüter vor Gefahren zu bewahren.⁴⁴

Dies folgt auch aus der Vermutungsregel in § 49 Abs. 3 S. 1 EnWG. Danach entsprechen die Anlagen dem Anforderungsniveau aus § 49 Abs. 1 EnWG, die nach den in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union oder in einem anderen Vertragsstaat des Abkommens über den europäischen Wirtschaftsraum geltenden Regelungen rechtmäßig hergestellt und in den Verkehr gebracht wurden und die gleiche Sicherheit gewährleisten.

Soweit eine Netzoptimierungsmaßnahme im europäischen Ausland bereits eingesetzt wird, können die hiezulande tätigen ÜNB die Maßnahmen gleichsam einsetzen, ohne zu befürchten, dass sie die technischen Sicherheitsanforderungen i. S. d. § 49 Abs. 1 EnWG i. V. m. den daraus resultierenden technischen Anwendungsregeln nicht ordnungsgemäß einhalten.

⁴¹ BVerwG, Urteil v. 1807.2103, Az. 7 A 4/12, Rn. 41.

⁴² Seibel: Abgrenzung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ von „Stand der Technik“, NJW 2013, 3000, 3001; BVerfG NJW 1979, 359, 362; Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 49, Rn. 6; van Rienen/Wasser, in: Danner/Theobald, EnWG, § 49, Rn. 32.

⁴³ Van Rienen/Wasser, in: Danner/Theobald, Energierecht, 2018, Technische Sicherheit, Rn. 57 ff.

⁴⁴ EuZW 2012, 797.

Inwieweit die einzelnen Techniken dem oben beschriebenen deutschen bzw. europäischen Anforderungsniveau entsprechen, wird im jeweiligen technischen Teil der konkreten Netzoptimierungsmöglichkeiten erläutert.

II. Effizienzgebot

Für die Netzbetreiber gilt das Effizienzgebot. Es ist allerdings im Einzelnen schwer nachvollziehbar, ob und inwieweit die Netzbetreiber ihre Netze tatsächlich effizient betreiben.

Das Ziel der Effizienz ist in § 1 Abs. 1 EnWG verankert. Aus der Begründung für den Vorschlag zur Einführung dieses Gesetzeszweckes ergibt sich, dass dabei auf Kosteneffizienz abgezielt werden soll.⁴⁵ Dieser Gedanke findet sich in § 11 EnWG wieder, der Anforderungen an den Betrieb und Ausbau von Energieversorgungsnetzen regelt. Nach § 11 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.

Das einerseits geforderte hohe Maß an Netzsicherheit soll andererseits auch wirtschaftlich vertretbar bleiben. Dieser Grundsatz ist in der Anreizregulierung ebenfalls verankert. Nur effiziente Kosten werden gemäß § 4 Abs. 1 StromNEV bei der Erlösbergrenze berücksichtigt und damit umlagefähig. Welche Kosten von der Bundesnetzagentur als effizient angesehen werden, ist allerdings nicht transparent.

Der Kostenbezug der gesetzlich geregelten Effizienzgrundsätze zeigt, dass Netzbetreiber Einsparmöglichkeiten ergreifen müssen. Daraus kann auch eine Pflicht zur Optimierung der Netze abgeleitet werden. Eine Möglichkeit, diese Pflicht gegenüber den ÜNBn durchzusetzen, hat die Bundesnetzagentur. Sie kann im Rahmen ihrer allgemeinen Energieaufsicht nach § 65 EnWG die in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG geregelten Betriebs-, Wartungs- und Netzentwicklungspflichten durchsetzen. Nach § 65 Abs. 1 EnWG kann die Bundesnetzagentur verlangen, dass ein diesen Verpflichtungen widersprechendes

⁴⁵ BT-Drucks. 15/5268, S. 116.

Verhalten abgestellt wird. Weitergehend kann sie die Netzbetreiber zur Einhaltung der Anforderungen an einen effizienten Netzbetrieb verpflichten. Unterlässt ein Netzbetreiber eine zwingende Investition, ist nach Fristsetzung ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition möglich (§ 65 Abs. 2 a S. 2 EnWG). In der Praxis sind bislang allerdings keine Fälle bekannt, in denen die Bundesnetzagentur derartige Aufsichtsmaßnahmen ergriffen hat.

Dagegen regelt § 13 Abs. 1 S. 1 EEG einen konkreten Schadensersatzanspruch, soweit ein Netzbetreiber seiner Pflicht gegenüber EE-Anlagenbetreibern zur Erweiterung der Netzkapazität im Sinne von § 12 EEG nicht nachkommt. Dieser Anspruch richtet sich allerdings weniger an die Erhöhung der Effizienz des Netzbetriebes, sondern vielmehr an die Optimierung, Verstärkung und den Ausbau der Netze.

Von daher haben sich im Ergebnis die bisherigen gesetzlich geregelten Aufsichtsmaßnahmen der BNetzA gemäß § 65 EnWG zur Umsetzung des Effizienzgebots praktisch nicht bewährt.

B. Rechtliche Umsetzungsfragen der technischen Vorschläge

Im Folgenden werden die konkreten Maßnahmen zur Umsetzung der Techniken entsprechend ihrer rechtlichen Umsetzungsfragen geklärt. Die rechtlichen Ausführungen berücksichtigen bereits das am 17.05.2019 in Kraft getretene Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus (NABEG 2.0).⁴⁶ Das NABEG 2.0 reformiert zahlreiche Vorschriften, die den Netzausbau betreffen. Es vereinfacht und beschleunigt die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Leitungen sowie für den Einsatz von Optimierungsmaßnahmen⁴⁷, indem die jeweiligen Verfahrensschritte abgekürzt werden oder ein vereinfachtes Anzeigeverfahren zur Anwendung kommt. Damit verkürzt es zwar faktisch die Verfahrensschritte für die ÜNB. Allerdings ist damit noch keine kurz- bis mittelfristige Lösung zur Überbrückung von Netzengpässen geschaffen. Denn zum einen enthält es einige unbestimmte Rechtsbegriffe (z.B. „Änderungen des Betriebskonzepts“), die auch im Gesetzesentwurf nicht abschließend erläutert werden und demnach zu Unsicherheiten in der Praxis führen können. Zudem setzt es für die ÜNB neben den

⁴⁶ Vgl. BT-Drs. 19/7375, beschlossen am 05.04.2019, veröffentlicht am 16.05.2019 im BGBl 2019, Teil I, Nr. 19, S. 706 ff.

⁴⁷ Vgl. insbesondere die Ausführungen zum SLM, Online-Assistenzsysteme und HTL/HTLS.

verfahrensrechtlichen Vereinfachungen keine Anreize zum Einsatz von Netzoptimierungsmaßnahmen.

In diesem Zusammenhang befürwortete der Bundesrat in seinem Beschluss vom 12.04.2019 die Gesetzesreform, wies aber ebenfalls darauf hin, dass bis zur Fertigstellung des Netzausbaus weitere Anstrengungen sowohl beim Netzausbau als auch bei Netzoptimierung, -monitoring nötig seien, ohne diesbezüglich konkrete Änderungsvorschläge zu unterbreiten.⁴⁸

Der Hinweis des Bundesrats zeigt, dass hier neben der Netzausbaubeschleunigung weitere Änderungsbedarf im Sinne der im technischen Teil vorgeschlagenen Lösungen besteht.

I. Freileitungsmonitoring (FLM)

1. Sicherheitsanforderungen

a) (n-1) -Kriterium

Durch den Einsatz von FLM wird das (n-1) -Kriterium nicht in Frage gestellt, weil sich das FLM an der witterungsbedingten technischen Belastbarkeit der Leiterseile orientiert und somit nicht zu einem Ausfall eines Systems führen kann.

b) Anforderungsniveau i.S.d. § 49 Abs. 1 EnWG

Sowohl das direkte als auch das indirekte FLM entsprechen gemäß dem CIGRE Paper (Tb 498) den allgemein anerkannten Regeln der Technik. Insbesondere das auf Wetterdaten basierte FLM hat sich durch den jahrelangen Einsatz im deutschen Netzbetrieb in der Praxis bewährt, so dass die Voraussetzungen für das technische Anforderungsniveau i.S.d. § 49 Abs. 1 EnWG erfüllt sind.⁴⁹ Ein weiteres Indiz dafür, dass FLM den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht, ist die ausdrückliche Aufzählung als Investitionsmaßnahme in § 23 Abs. 1 Nr. 8 ARegV, da die Anreizregulierung anderenfalls im Widerspruch zum EnWG stünde.

⁴⁸ Beschluss des Bundesrates v. 12.04.2019, BT-Drs. 150/19, S. 1.

⁴⁹ Vgl. technischer Teil.

Darüber hinaus hat TenneT bereits 2018 beide Formen des FLM auf der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzt, sodass es im deutschen Netzbetrieb als praktisch erprobt und bewährt anzusehen ist.⁵⁰

2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit

Die technische Installation des direkten FLM hat für sich genommen keine Planfeststellungsrelevanz. Die Sensorik wird ausschließlich an den Leitungsmasten und in der Leitzentrale eingebaut, die als bauliche Anlagen i.S.d. Bauordnungsrechts gelten und deren Errichtung und Änderung nach den Landesbauordnungen grundsätzlich ein genehmigungsfreies Vorhaben darstellt.⁵¹

Gemäß § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG könnte sich in Folge der Änderung eine Planfeststellungsrelevanz ergeben, wenn dadurch bedingte Leistungserhöhungen zu einer wesentlichen Veränderung der elektrischen Feldstärke und magnetischen Flussdichte an den Stromleitungen führt. Für den Fall, dass die im ursprünglichen Planfeststellungsbeschluss genehmigte maximale Leistungsübertragung überschritten wird, kann das Planfeststellungsverfahren auf die bundesimmissionsschutzrechtlichen Gesichtspunkte und die UV-Prüfung begrenzt werden. Die Gesamtverfahrenslänge reduziert sich hierdurch erheblich. Im Vergleich zum Bau einer neuen Leitungstrasse erfordert die Umrüstung von vorhandenen Masten mit FLM auch keine vorherige Durchführung einer Bedarfsplanung bzw. eines Raumordnungsverfahrens, was zu einer weiteren Beschleunigung führt. Regelmäßig wird die innerhalb des Planfeststellungsverfahrens zu prüfende Planrechtfertigung gegeben sein. Für den Fall, dass der Bedarf nicht bereits vom Gesetzgeber verbindlich festgelegt wurde, ist die Planrechtfertigung gegeben, wenn gemessen an den Zielen des § 1 EnWG ein Bedürfnis für das konkrete Vorhaben besteht. FLM führt zu einem leistungsfähigeren und effizienteren Netz. Insoweit stimmen die aus dem Einsatz von FLM resultierenden Ergebnisse mit den Zielen des § 1 EnWG überein.

Die Ersetzung eines Planfeststellungsänderungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren ist dagegen nur möglich, wenn es sich gemäß § 43 f Abs. 1 EnWG um eine unwesentliche Änderung oder Erweiterung der Hochspannungsleitung handelt. Danach ist eine Änderung oder Erweiterung unwesentlich, wenn keine Umweltverträglichkeitsprüfung

⁵⁰ BNetzA, Netzoptimierungsmonitoring, 2. Quartal 2018, S. 30.

⁵¹ Vgl. § 61 Abs. 1 Nr. 4 b) BauO NRW, Hermes/Kupfer, in: EnWG, § 43, Rn. 12 d).

durchzuführen ist (§ 43 f S. 2 Nr. 1 EnWG), andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen (§ 43 f S. 2 Nr. 2 EnWG) und Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden (§ 43 f S. 2 Nr. 3 EnWG).

Die Frage, ob ein Anzeigeverfahren ausreichend ist (Unwesentlichkeit) oder ein Planfeststellungs(änderungs)verfahren zu führen ist, beurteilte sich nach bisher geltendem Recht gemäß § 43 f S. 2 Nr. 1 EnWG i.V.m. §§ 1 Abs. 1, 9 Abs. 1 Nr. 1 Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) danach, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, weil es zu wesentlichen Erhöhungen der elektrischen Feldstärke und magnetischen Flussdichte kommt.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) ist durch den neu eingefügten § 43 f. Abs. 2 EnWG für Änderungen des Betriebskonzepts von vornherein keine UV-Prüfung erforderlich, soweit die geltenden Grenzwerte für elektromagnetische Felder eingehalten werden.⁵²

Als Änderungen des Betriebskonzeptes nennt der Gesetzgeber beispielhaft den Einsatz von witterungsabhängigen FLM sowie den Einsatz intelligenter Mess- und Schaltstellen und sonstiger Betriebsmittel.⁵³ Die Änderung ist entgegen der Stellungnahme des Bundesrats nach Auffassung der Bundesregierung auch mit europäischem Recht vereinbar.⁵⁴

Sofern also die gesetzlichen Grenzwerte durch den Einsatz von FLM nicht überschritten werden, bedarf es keiner erneuten Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens, sodass die grundsätzlich regulär erforderlichen Verfahrensschritte gemäß §§ 43 ff. EnWG i. V. m. §§ 73 ff. VwVfG (Anhörungsverfahren, Beteiligung der Öffentlichkeit, Erörterungstermin etc.) nicht durchzuführen sind. Für die ÜNB bedeutet diese Verfahrenserleichterung eine enorme Zeitersparnis für die Implementierung von FLM.

⁵² Vgl. BT-Drs. 19/7375, beschlossen am 05.04.2019, veröffentlicht am 16.05.2019 im BGBl 2019, Teil I, Nr. 19, S. 706 ff.

⁵³ Vgl. BT-Drs. 19/7375, Einzelbegründung zu § 3 NABEG, S. 67 f.

⁵⁴ Vgl. BT-Drs. 19/7375, Einzelbegründung zu § 43 f EnWG, S. 60 f.

Die Grenzwerte der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (Verordnung über elektromagnetische Felder –BimSchV) für die elektrische Feldstärke und die magnetische Flussdichte sind in Deutschland so hoch, dass selbst die im technischen Teil beschriebenen Leistungserhöhungen normalerweise nicht zu einer Überschreitung der Grenzwerte führen sollten. Gemäß § 3 26. BimSchV i.V.m. Anhang 1a müssen grundsätzlich 100 Mikro-Tesla eingehalten werden, für Altanlagen (vor 2013 errichtet) sind sogar Grenzwertüberschreitungen bis zu 200 Mikro-Tesla möglich. Darüber hinaus ist die Beantragung von Ausnahmegenehmigungen möglich, sollten die Grenzwerte im Einzelfall nicht eingehalten werden können. Für die elektrische Feldstärke gilt ein Grenzwert von 5 kV pro Meter.

Des Weiteren müssen die ÜNB hinsichtlich der Kosten gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 8 ARegV bei der BNetzA eine Investitionsgenehmigung beantragen.

3. Zeithorizont/ Kosten

Aus den Planungsabsichten der vier ÜNB ergibt sich, dass der flächendeckende Einsatz von direkten sowie indirekten FLM innerhalb von 2-3 Jahren realisierbar ist.⁵⁵

FLM ist im Vergleich zum millionenteuren Netzausbau äußerst kostengünstig und entspricht somit auch dem Effizienzgebot i.S.d. § 1 Abs. 1 EnWG. Im Übrigen können die Netzbetreiber die Kosten gemäß der Stromnetzentgeltverordnung auf die Netzentgelte umlegen.

4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen

FLM ist bereits mit der aktuellen Gesetzeslage sofort umsetzbar.

5. Sonstige Umsetzungsprobleme

FLM nimmt keine Handlungen im Netzbetrieb vor, sondern liefert nur die Datengrundlage für die jeweiligen Netzschaltungen. Aus haftungsrechtlicher Sicht ergibt sich damit Folgendes:

⁵⁵ BNetzA, Netzoptimierungsmonitoring, 2. Quartal 2018, S. 26 ff.

Soweit ein Mitarbeiter eines ÜNB die Messdaten falsch auswertet und infolgedessen fehlerhafte Netzhandlungen vornimmt, ergibt sich kein strengerer Haftungsmaßstab im Vergleich zur Nichtanwendung von FLM. Insoweit bleibt es für die Netzbetreiber bei den vertraglich vereinbarten bzw. gesetzlich geregelten Schadensersatzregeln (z.B. § 823 Abs. 1 BGB). Daher sind auch keine neuen haftungsrechtlichen Regelungen notwendig.

Die Haftungsmaßstäbe der Netzbetreiber für Störungen in der Netznutzung sind entsprechend der Verordnungsermächtigung in § 11 Abs. 2 EnWG in § 25a StromNZV i. V. m. § 18 NAV geregelt. Hiernach gilt bei Vermögensschäden die Vermutung, dass Vorsatz oder grober Fahrlässigkeit vorliegt. Für Sachschäden gilt die Vermutung im Hinblick auf Vorsatz und einfache Fahrlässigkeit. Diese Vermutungen können durch den Netzbetreiber widerlegt werden. Bei Vermögensschäden gilt gemäß § 18 Abs. 1 S. 2 NAV ein Haftungsausschluss für einfache Fahrlässigkeit.

Durch den Einsatz von FLM ändert sich an den einschlägigen Haftungsregelungen und insbesondere den Sorgfaltsmaßstäben für Mitarbeiter der Netzbetreiber nichts. Die Netzbetreiber haften grundsätzlich für Pflichtverletzungen ihrer Mitarbeiter. Werden die FLM also etwa falsch eingesetzt oder im Zuge des Einsatzes fahrlässig falsche Schlussfolgerungen gezogen, ist der Netzbetreiber genauso verantwortlich, als wenn er andere technische Mittel nicht korrekt widrig einsetzt.

Darüber hinaus können haftungsrelevante Schäden durch Fehler bzw. Mängel der eingesetzten FLM-Technik auftreten. Diese sind dem Netzbetreiber jedenfalls dann zuzurechnen, wenn er sie erkennen konnte oder erkennen musste. Für nicht erkennbare Fehler bzw. Mängel werden üblicherweise Haftungsregelungen mit dem jeweiligen Zulieferer getroffen. Insoweit ergibt sich grundsätzlich auch keine andere Haftungssituation als bereits jetzt beim Einsatz technischer Mittel.

6. Ergebnis zu I.

Beide technischen Formen des FLM (direkt und indirekt) entsprechen dem technischen Anforderungsniveau sowie den anerkannten Regeln der Technik und können äußerst kostengünstig eingesetzt werden. Aufgrund des zu erwartenden Inkrafttretens der Gesetzesänderung in § 43 f EnWG ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens

zukünftig nicht mehr erforderlich, soweit die einschlägigen Grenzwerte nicht überschritten werden. Die ÜNB müssen den Einsatz lediglich zwei Wochen vorher gegenüber der zuständigen Immissionsschutzbehörde anzeigen. Damit ist der Einsatz von FLM kurzfristig und ohne verfahrensrechtliche Hemmnisse im Netzbetrieb möglich.

II. Assistenzsysteme (Online-DSA)

Die rechtlichen Hinweise für den Einsatz von Assistenzsystemen beschränken sich entsprechend der Untersuchungen im technischen Teil auf die sog. unterstützenden Assistenzsysteme(Online-DSA).

1. Sicherheitsanforderungen

Durch den Einsatz von Online-DAS wird das (n-1) -Kriterium nicht in Frage gestellt.

Bestimmte Assistenzsysteme sind bereits heute gängige Praxis und entsprechen demnach den allgemein anerkannten Regeln der Technik.⁵⁶

2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit

Soweit durch den Einsatz von Online-DSA mehr Strommengen im Netz durchgeleitet werden als bisher und es dadurch zu einer Veränderung der Magnetfelder an den Stromleitungen kommt, besteht grundsätzlich wie beim Einsatz von FLM eine Planfeststellungsrelevanz. Allerdings gilt auch an dieser Stelle der neu eingefügte § 43 f Abs. 2 EnWG, sodass bei Einhaltung der Grenzwerte für elektromagnetische Felder kein neues Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden muss und der Einsatz der neuen Technik ausschließlich anzeigepflichtig gemäß § 7 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 26. BImSchV ist.⁵⁷

Die Einholung einer Investitionsgenehmigung nach § 23 ARegV ist nicht notwendig. Der Anwendungsbereich ist nicht eröffnet, da entgegen des Wortlauts des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV keine Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition mit dem Einsatz vorgenommen wird.⁵⁸

⁵⁶ Vgl. technischer Teil, Anhang 1.

⁵⁷ Vgl. oben.

⁵⁸ Müller-Kirchenbauer/Paust/Weyer, in: ARegV, 2012, § 23, Rn. 60.

3. Zeithorizont/Kosten

Online-DSA kann durch Installation der entsprechenden Software in der Leitzentrale sofort im Netzbetrieb eingesetzt werden. Die Investitionskosten hierfür sind im Verhältnis zum Leitungsneubau äußerst gering.

4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen

Grundsätzlich sind keine rechtlichen Neuregelungen für den Einsatz von Online-DSA notwendig. Dennoch empfiehlt es sich aus Klarstellungsgründen die Veröffentlichung eines entsprechenden Leitfadens durch die Bundesnetzagentur. In einem „Leitfaden Netzoptimierungsmaßnahmen“ könnte die Bundesnetzagentur konkrete Anforderungen beim Einsatz von unterstützenden (und teilautomatisierten Assistenzsystemen) geben und damit auch gleichzeitig die Akzeptanz auf Seiten der ÜNB verstärken.

5. Sonstige Umsetzungsprobleme

Der Einsatz von Online-DSA könnte von den ÜNB abgelehnt werden, weil sie damit ein bislang ungeklärtes Haftungsrisiko befürchten. Dabei kann ein Haftungsfall eintreten, wenn die Technik durch Mitarbeiter der ÜNB falsch eingesetzt wird oder die Software schadhaft ist und dadurch fehlgeleitete Handlungen vorgenommen werden. Für den Fall des falschen technischen Einsatzes durch Mitarbeiter ergibt sich kein strengerer Haftungsmaßstab im Vergleich zur Netzsteuerung ohne Online-DSA. Insoweit bleibt es bei den üblichen Verantwortlichkeiten für die handelnden Personen der Netzbetreiber.

Für den Fall, dass die Software schadhaft ist und dadurch falsche Entscheidungen im Netzbetrieb getroffen werden, die zu Schäden führen, richtet sich die Haftung danach, ob der Netzbetreiber sich exkulpieren kann. Insoweit richtet sich die Haftung nach allgemeinen zivilrechtlichen Regeln. Sollte der Netzbetreiber aufgrund seines eigenen fachkundigen Wissens erkennen können oder erkennen müssen, dass die Software schadhaft ist und daher nicht bedenkenlos im Netzbetrieb verwendet werden kann, liegt ein Mitverschulden vor.

6. Ergebnis zu II.

Online-DSA in dem hier vorgeschlagenen Umfang entspricht dem technischen Anforderungsniveau i.S.d. § 49 Abs. 1 EnWG. Neben der Anzeigepflicht der ÜNB gegenüber

der Immissionsschutzbehörde gibt es keine genehmigungsrechtlichen Erschwernisse, sodass die Technik kurzfristig und darüber hinaus ohne großen Investitionsaufwand einsetzbar ist.

III. Phasenschiebertransformator (PST)

PST sind spezielle Leistungstransformatoren, die zur Lastflusssteuerung eingesetzt werden können.⁵⁹ Der Einsatz stillgelegter Kraftwerke zur Spannungshaltung wird von den ÜNB bereits praktiziert (Phasenschiebergenerator), ist allerdings nicht Teil der Simulationen im synthetischen Netzmodell gewesen.⁶⁰ In der vorliegenden Studie wurde ausschließlich der Einsatz von PST zu lastflusssteuernden Zwecken geprüft. Dies erfordert zusätzlich neue Schrägregler, die unter Umständen erst gebaut werden müssen. Dabei gibt es zwei denkbare Einsatzszenarien. Zum einen können die ÜNB dreipolige PST (500 Tonnen) einsetzen. Diese 500 Tonnen PST sind kaum flexibel einsetzbar und erfüllen alleine nicht das N-1- Kriterium, sodass die ÜNB an einem Standort einen zweiten dreipoligen PST bereithalten müssen. Als Alternative könnten die ÜNB vier einpolige PST (circa. 190 Tonnen) einsetzen. Diese sind weitaus flexibler einsetzbar insbesondere hinsichtlich Reparatur, Ausfall und Standortveränderung. Darüber hinaus haben sie eine Einsatzfähigkeit von circa 60 Jahren, sodass die Kosten langfristig gesehen deutlich niedriger sind.

1. Sicherheitsanforderungen

Durch den Einsatz von PST wird das (n-1) -Kriterium nicht in Frage gestellt.

Der bereits seit Jahren praktizierte Einsatz von PST zeigt, dass sie den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 1 EnWG entsprechen.

⁵⁹ http://arge.ph-noe.ac.at/fileadmin/migrated/content/uploads/APG-Academy_Phasenschiebertransformatoren.pdf;
https://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20160413_Pressemitteilung_PSE_50Hertz.pdf

⁶⁰ Wichtigstes Beispiel für den praktischen Einsatz eines PST ist das stillgelegte Kernkraftwerk Biblis in Südhessen, vgl. <https://web.archive.org/web/20121217021853/http://www.amprion.net/generator-wird-zum-motor> (durchgeführt von Amprion und RWE Power); weiteres Beispiel ist der Einsatz von vier Phasenschiebergeneratoren auf der deutsch-polnischen Verbindungsleitung, vgl. https://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20160413_Pressemitteilung_PSE_50Hertz.pdf (durchgeführt von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE).

2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit

Für den Bau neuer PST ist eine Baugenehmigung nach dem jeweiligen Landesrecht bei der zuständigen Baubehörde zu beantragen. Hierbei sind die immissionsschutzrechtlichen Vorgaben der 26. BImSchV zu beachten. Eine gesonderte immissionsschutzrechtliche Genehmigung oder eine Umweltverträglichkeitsprüfung sind mangels Auflistung in den jeweils abschließenden Anwendungskatalogen nicht erforderlich.

PST sind mit den energiewirtschaftlichen Vorgaben des Unbundlings (§ 6 – 10e EnWG) vereinbar. Sinn und Zweck des Unbundlings ist es, die Wettbewerbsfähigkeit des Stromnetzes als sogenanntes natürliches Monopol zu wahren. Daher ist der Betrieb der Stromnetze von anderen Tätigkeiten der Energieversorgung zu trennen. Insoweit dürfen ÜNB nicht gleichzeitig auch Energieerzeugung betreiben (vgl. § 8 Abs. 2 EnWG).⁶¹

PSTs sind keine Erzeugungsanlagen.⁶² Es werden keine neuen Strommengen „erzeugt“, sondern lediglich bereits vorhandene Stromflüsse auf einer konkreten Leitung geändert, um den Lastfluss zu verändern. Mit dieser rein netzbezogenen Maßnahme wird die Übertragungskapazität und zugleich die Zuverlässigkeit des Netzes erhöht und letztlich die Versorgungssicherheit gewährleistet. Deshalb fallen PST ebenso wie Phasenschiebergeneratoren, die netzbezogen der Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung dienen, unter die sog. „geeigneten technischen Anlagen, die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind“ (vgl. § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG).

3. Zeithorizont/ Kosten

Der Bau neuer PST kann nach heutigem Stand der Technik bereits innerhalb von weniger als einem Jahr realisiert werden.⁶³ Die Kosten für die von den deutschen ÜNB bisher eingesetzten und geplanten dreipoligen PST betragen durchschnittlich 20 – 25 Mio. Euro.⁶⁴

⁶¹ Danner/Theobald, EnWG, vor § 1, Rn. 42 ff.

⁶² BT-Drs. 17/6072, S. 66, Einzelbegründung zu § 12 EnWG; Altrock/Vollprecht, ZNER 2011, 231, 232; andere Ansicht: NJOZ 2015, 1121.

⁶³ Beispiel US Breznau, swissgrid und Siemens AG.

⁶⁴ Vgl. Kostenschätzungen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019), S. 2; <https://www.mdr.de/nachrichten/wirtschaft/regional/strom-an-saechsischer-grenze-ausgebremst-100.html>

4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen

Wie gezeigt, ist der Einsatz von PST bereits nach jetziger Rechtslage möglich.

5. Ergebnis zu III.

PST können bereits jetzt effektiv zur Verringerung von Redispatchmaßnahmen und –kosten eingesetzt werden. Sie sind gemäß § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, sondern ihr Einsatz ist eine netzbezogene Maßnahme, die der Überwindung von Netzengpässen dient und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet. Im Vergleich zum Netzausbau können sie deutlich schneller ins Netz integriert werden und Redispatchkosten in erheblichem Umfang einsparen.

IV. Pumpspeicherwerke (PSW)

In Deutschland gibt es derzeit ca. 30 bestehende Stromspeicherkraftwerke.⁶⁵ Da der Bau von Stromspeicherkraftwerken mit enormen hohen Kosten verbunden ist⁶⁶ und es darüber hinaus an einem Vergütungsregime für den am Stromnetz orientierten bedarfsabhängigen Einsatz fehlt, ist der Bau neuer PSW aus wirtschaftlicher Sicht derzeit nicht sinnvoll. Aus diesem Grund wurden sogar bereits begonnene Neubauten nicht fertiggestellt.⁶⁷

1. Sicherheitsanforderungen

Durch den Einsatz von PSW wird das (n-1) -Kriterium nicht in Frage gestellt.

⁶⁵ Vattenfall, Wissen 05, Pumpspeicherwerke, März 2014, S. 4, abrufbar https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke_baustein_der_energiewende.pdf, S. 6.

⁶⁶ Beispiel Bayrisches Staatsministerium: PSW mit 300 mW Leistung 350 Mio. Euro; PSW Goldiesthal, 1160 mW 323 Mio. Euro, vgl. *Vennemann* in Zukunft der Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken, S. 1, abrufbar: <https://www.fh-muenster.de/fb4/downloads/personen/vennemann/Handout.pdf>; FfE-Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken, S. 8, abrufbar: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf; BVES, ANWENDUNGSBEISPIEL SPEICHERTECHNOLOGIEN Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal, S. 1, Abrufbar: <https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/04/Pumpspeicherwerk.pdf>.

⁶⁷ Vgl. PSW Atdorf, <https://www.heise.de/newsticker/meldung/EnBW-gibt-das-Milliardenprojekt-Pumpspeicherkraftwerk-Atdorf-auf-3858670.html>

Der bereits seit Jahren praktizierte Einsatz von PSW⁶⁸ zeigt, dass sie den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 1 EnWG entsprechen.

2. Genehmigungsrelevanz/ -fähigkeit

Der Neubau von PSW ist in der Regel als raumbedeutsames Verfahren i.S.d. § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG planfeststellungsrelevant.⁶⁹ Die vorliegende Studie richtet sich hinsichtlich des Einsatzes von PSW allerdings hauptsächlich an bereits vorhandene Kraftwerke, um die Redispatches kurzfristig minimieren zu können.

3. Zeithorizont/Kosten

Der Bau neuer PSW ist aus wirtschaftlicher Sicht derzeit nicht sinnvoll. Dies ergibt sich zum einen aus den enorm hohen Kosten für den Bau und die Inbetriebnahme neuer PSW. Darüber hinaus haben Betreiber kaum die Möglichkeit, wirtschaftliche Gewinne zu erzielen. Zwar sieht § 118 Abs. 6 EnWG eine Übergangsregelung zur Befreiung von Netzentgelten für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie vor. Um mit dem erzeugten Strom Gewinne zu erzielen, steht den Anlagenbetreibern allerdings nur die Möglichkeit zur Teilnahme an Ausschreibungen für Regelenergie i. S. d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. § 2 Nr. 9 StromNZV) zur Verfügung. Die Bereithaltung bzw. -stellung bietet aber nur geringe Erlösgewinne, die darüber hinaus aufgrund schwankender Leistungs- und Arbeitspreise auf den Regelleistungsmärkten als unsicher einzustufen sind. Aus diesem Grund sollte ein neues Vergütungsregime für den am Stromnetz orientierten bedarfsabhängigen Einsatz geschaffen werden.

4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen

Ein vergleichbares Vergütungsregime wurde 2011 durch das Inkrafttreten der Reservekraftwerksverordnung – mittlerweile umbenannt in Netzreserveverordnung (NetzResV) – geschaffen. Diese sieht vor, dass ÜNB mit den Anlagenbetreibern einen entsprechenden Vertrag abschließen, nachdem die Anlagenbetreiber für die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten eine Vergütung erhalten (vgl. §§ 5, 6 NetzResV).

⁶⁸ Vgl. Fußnoten 65 - 67.

⁶⁹ Voith, Siemens: Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken, abrufbar https://voith.com/corp-en/VH_Product_Brochure_Energiewende-erfolgreich-gestalten-Pumpspeicherkraftwerken_14_vvk_t3393e_en.pdf, S. 15.

Die Anwendung der Reservekraftwerksverordnung hätte zur Folge, dass die Anlagenbetreiber eine Vergütung erhielten, wodurch wirtschaftliche Anreize gesetzt werden und sich auch auf die Investitionsbereitschaft bereits begonnener PSW-Projekte als wirtschaftlich sinnvoll erweisen könnte.

Aus diesem Grund bedarf es einer Anpassung der NetzResV, um PSW zur Bewirtschaftung von Netzengpässen nutzbar zu machen und dabei gleichzeitig die wirtschaftliche Einsetzbarkeit von PSW entsprechend der Reservekraftwerke sicherzustellen. Insoweit müssten insbesondere die Regelungen in § 5 Abs. 2 Nr. 2 und 3 NetzResV überarbeitet werden. Hierdurch entstünde allerdings nur eine Förderung für bereits bestehende PSW bzw. ggf. auch für noch nicht vollständig erbaute PSW. Aufgrund der hohen Bau- und Investitionskosten scheint es ausgeschlossen, dass durch die Schaffung des vorgeschlagenen Vergütungsregimes ein Anreiz geschaffen wird zum Bau komplett neuer PSW.

5. Ergebnis zu IV.

Damit der hohe Bedarf an Speicheranlagen in Deutschland gedeckt werden kann, müssen wirtschaftliche Anreize für den Einsatz von PSW geschaffen werden. Dies kann durch eine entsprechende Anwendung der NetzResV erreicht werden.

V. Hochtemperaturleiterseile (HTL/HTLS)

1. Sicherheitsanforderungen

Durch den Einsatz von HTL/HTLS wird das (n-1) -Kriterium nicht in Frage gestellt.

HTL/HTLS entsprechen den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 1 EnWG.⁷⁰

2. Genehmigungsrelevanz/-fähigkeit

Hinsichtlich der Genehmigungsrelevanz gelten die obigen Ausführungen zum Einsatz von FLM und Assistenzsystemen entsprechend. Die Neubeseilung der Trassen stellt eine Ersetzung eines bereits bestehenden Seilsystems durch ein neues leistungsstärkeres Seilsystem (Umbeseilung) i.S.d. § 43 f Abs. 2 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 3 Nr. 1 b) NABEG

⁷⁰ Vgl. technischer Teil.

dar, sodass bei Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte kein Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist.

Die Netzbetreiber müssen gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bei der Bundesnetzagentur eine Investitionsmaßnahme beantragen. Hierbei sind die in der ARegV geregelten formalen Anforderungen zu wahren.

3. Zeithorizont/ Kosten

Die konkreten Bau- und Installationsarbeiten für die Umbeseilung mit HTL/HTLS variieren je nach Länge der Leitungen, sind aber bereits innerhalb von 2 – 3 Jahren realisierbar und kosten circa 5 – 10 Mio. Euro pro Streckenabschnitt.⁷¹ Die Kosten für die Investitionen können nach Erhalt der Investitionsgenehmigung gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 1 ARegV auf die Netzentgelte umgelegt werden.

4. Erfordernis rechtlicher Neuregelungen

Problematisch ist, dass sich bei der Bundesnetzagentur ein enormer Rückstau der Anträge über Investitionsgenehmigung aufgebaut hat. Dies ergibt sich aus einem internen Schreiben eines ÜNBs, das unserer Kanzlei vorliegt. Dementsprechend hat die Bundesnetzagentur noch nicht einmal über die Anträge aus den Jahren 2014 bis 2016 entschieden. Dabei handelt es sich mitunter um Investitionsmaßnahmen, die die Bundesnetzagentur selbst in die Kategorie „erhöhte Priorität“ einstuft.

Gelöst werden könnte dieses Problem durch standardisierte Verfahren, die speziell auf die Genehmigung von Hochtemperaturleiterseilen angelegt sind und das behördliche Antragsverfahren vereinfachen und beschleunigen.⁷²

5. Ergebnis zu V.

HTL/HTLS sind im Vergleich zu den anderen vorgestellten technischen Maßnahmen zwar kostenintensiver und aufwändiger in der Installation, sind aber günstiger und genehmigungsrechtlich einfacher zu realisieren als der komplette Neubau einer Trasse.

⁷¹ Vgl. Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz der E.Dis Netz GmbH, Netzausbauplan nach § 14 Abs. 1b Energiewirtschaftsgesetz, Stand 08.08.2018, lfd. Nr. 7.4, 10.1, 10.5.

⁷² Weitere Lösungsansätze im Teil Anreizoptimierung.

C. Ergebnis und Umsetzung der Vorschläge in Teil 1

Soweit die technische Begutachtung ergeben hat, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen den allgemein anerkannten Regelungen der Technik entsprechen und sind diese grundsätzlich umsetzbar. Da die Entwicklung in diesem Bereich aber noch nicht abgeschlossen ist, kann es sinnvoll sein, auf untergesetzlicher Ebene insoweit standardisierte technische Lösungen gewissermaßen als Regelbeispiel vorzugeben. In einem solchen untergesetzlichen Papier könnte man insbesondere avisierte Regelungen zum direkten FLM und zu Assistenzsystemen vorgeben. Aber auch die eher flankierenden Maßnahmen wie PST (einpolig oder dreipolig), PSW und HTL/HTLS könnten hiermit detailliert beschrieben werden.

Dies könnte etwa in einem Leitfaden der Bundesnetzagentur geschehen. Ein derartiger „Leitfaden Netzoptimierungsmaßnahmen“ könnte ausführlicher als gesetzliche Regelungen die Anforderungen beim Einsatz neuer Techniken klären. Dadurch würde insbesondere die Akzeptanz bei den ÜNB gestärkt werden. In diesem Zusammenhang müsste der Leitfaden auch deutlich machen, dass für die ÜNB beim Einsatz der Techniken kein erhöhtes Haftungsrisiko entsteht, soweit sie den technischen Anforderungen entsprechen.

Die Umsetzung kann jedoch auch unabhängig von einer solchen standardisierten Regelung sofort begonnen werden.

Teil 2: Rechtliche Ansätze zur Anreizoptimierung

Stromnetze sind klassische Monopole. Die Entgelte werden zum Schutz der Netznutzer reguliert. In Deutschland geschieht dies im Rahmen der „Anreizregulierung“, deren Regeln in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) umgesetzt werden. Unabhängig von den vorgeschlagenen technischen Möglichkeiten wird im Folgenden untersucht, welche rechtlichen Ansätze zur Optimierung der Anreizregulierung notwendig sind, um die Netzbetreiber zu einem effizienten Netzbetrieb und beschleunigten Netzausbau zu bewegen.

A. Das geltende Prinzip der Anreizregulierung

Seit 2009 werden die Erlöse der Energienetze in Deutschland mit Hilfe der Anreizregulierung reguliert. Die Anreizregulierung soll die Strombetreiber dazu anhalten, ihren Netzbetrieb effizient zu organisieren. Die zentrale Idee ist der Anreiz für kostensenkende Effizienzsteigerungen. Im Folgenden wird die Systematik der Anreizregulierung dargestellt.

I. Berechnung und Umlage der Netzentgelte

Die Berechnung der Netzentgelte ergibt sich im Wesentlichen aus §§ 21, 21 a EnWG und der auf Grundlage des § 21 Abs. 6 EnWG erlassenen ARegV. Die Höhe der Netzentgelte wird abgeleitet aus der sog. Erlösobergrenze des Netzbetreibers (§ 17 ARegV). Die Erlösobergrenze ist die Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus Netzentgelten (§ 4 Abs. 1 ARegV). Entspricht die Summe der Netzentgelte in einem Jahr nicht der Erlösobergrenze, so wird die Differenz zugunsten oder zulasten des Netzbetreibers auf einem Regulierungskonto verbucht (§ 5 ARegV).

In einem ersten Schritt wird gemäß § 6 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze bestimmt. Hierfür findet eine Kostenprüfung anhand der §§ 4 ff. StromNEV statt. Nach § 4 Abs. 1 StromNEV finden nur solche Kosten Berücksichtigung, die denen einer effizienten Betriebsführung entsprechen. Insoweit erfährt die Bestimmung der Erlösobergrenze eine „normative“ Korrektur. Nur solche Kosten, die in einem hypothetischen Wettbewerb entstehen würden, werden angesetzt.

Die individuelle Erlösobergrenze eines Netzbetreibers wird anschließend anhand mehrerer Parameter ermittelt, die sich aus der ARegV ergeben und deren Anwendung teilweise individuell für die einzelnen Netzebenen von der BNetzA festgelegt wird. Beispielsweise legte die BNetzA am 15. Mai 2018 fest, dass die Merkmale „Gebietseigenschaften“ und „strukturelle Besonderheiten der Versorgungsaufgabe“ zu dem Vergleichsparametern für den Effizienzvergleich von Verteilernetzbetreibern nach § 13 ARegV zählen.⁷³

⁷³ Veröffentlichung der BNetzA zur 3. Regulierungsperiode; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/3Regulierungsperiode/3regulierungsperiode

II. Redispatchvorgaben

Im Folgenden werden die derzeitigen Redispatchvorgaben, ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte und die dabei entstehenden Probleme dargestellt.

1. Maßnahmen bei Engpässen

Redispatchmaßnahmen gehören zu den marktbezogenen Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und sind von den netzbezogenen Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG und Zwangsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG) zu unterscheiden.

Redispatchmaßnahmen⁷⁴ sind physikalische Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, werden Kraftwerke vor der überlasteten Netzstrecke angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen hinter der Netzstrecke des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen.

Die Redispatchkosten entstehen dadurch, dass der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber für die Abregelung eine Entschädigung zahlen muss. Im Gegensatz dazu sind netzbezogenen Maßnahmen und Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 EnWG vom Anlagenbetreiber grundsätzlich entschädigungslos hinzunehmen sind. Dies ergibt sich aus dem Fehlen einer entsprechenden gesetzlichen Anspruchsgrundlage und aus § 13 Abs. 5 S. 1, 3 EnWG, wonach die Netzbetreiber für den Fall der Anwendung von Systemsicherheitsmaßnahmen von ihren Leistungspflichten ebenso wie von der Haftung von Vermögensschäden befreit sind. Der Haftungsausschluss gilt für konventionelle sowie für EE-Anlagen gleichermaßen.

2. Entschädigungsanspruch und seine Auswirkungen auf Netzentgelte

Fordert ein Netzbetreiber den Anlagenbetreiber dazu auf, seine Anlage zu drosseln oder gänzlich vom Netz zu nehmen, steht dem Anlagenbetreiber ein Entschädigungsanspruch

⁷⁴ Der Begriff „Redispatchmaßnahme“ wird überwiegend für die Anpassung der Fahrweise konventioneller Kraftwerke verwendet. Dagegen betrifft das sogenannte Einspeisemanagement eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme zur Abregelung von EE-Anlagen. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird der Begriff „Redispatchmaßnahme“ synonym für die Abregelung konventioneller Kraftwerke und Einspeisemanagement-Maßnahmen verwendet, vgl. RENEWS KOMPAKT, Netzausbau, Redispatch und Abregelungen Erneuerbarer Energien in Deutschland, Ausgabe 40, S. 1; BNetzA, Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0, Stand Juni 2018, S.6.

für seinen nicht in das Netz eingespeisten Strom gemäß § 13 a EnWG zu. Diese Vorschrift regelt den Umfang der Vergütung sowie die zu erstattenden Kostenpositionen. Die Netzbetreiber können die Kosten für die Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung ihrer Erlösobergrenze geltend machen und insoweit auf die Stromverbraucher umwälzen (vgl. insbesondere § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 ARegV).

3. Abschaltvorrang für konventionelle Kraftwerke

Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien genießen grundsätzlich Einspeisevorrang. Der Einspeisevorrang bezeichnet die durch das EEG vorgeschriebene bevorrechtigte Einspeisung erneuerbarer Energien. Das heißt, bevor Strom aus konventionellen Energien ins Netz eingespeist wird, kommt Ökostrom zum Zug.⁷⁵

Dementsprechend verpflichtet das EEG die Netzbetreiber

- zum vorrangigen Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen,
- zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien) und
- zur Vergütung dieses Stroms oder zur Zahlung einer Marktprämie für den eingespeisten und direktvermarkteten Strom.

Aus dem Einspeisevorrang folgte bis zuletzt im Umkehrschluss ein Abschaltvorrang für konventionelle Kraftwerke. Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus⁷⁶ wird der Abschaltvorrang durch die Neufassung des § 13 EnWG aufgeweicht. § 13 Abs. 1 EnWG n.F. besagt, dass die ÜNB die Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen ergreifen sollen, die auf Grundlage einer Prognoseentscheidung die geringsten Gesamtkosten verursachen werden. Mit der Einführung dieses kostenbezogenen AnS.es und der Streichung der Einspeisemanagementregelungen im EEG⁷⁷ will der Gesetzgeber ein einheitliches Regime für Netzengpässe schaffen.⁷⁸ Insbesondere, weil EE-Anlagen in der Regel kostengünstiger abgeschaltet werden können als konventionel-

⁷⁵ Vgl. § § 13 a Abs. 3 S. 2 bis 6 EnWG; § 14 Abs. 1 S. 2 EEG.

⁷⁶ BT-Drs. 19/7375.

⁷⁷ Vgl. §§ 14, 15 EEG a.F.

⁷⁸ Vgl. BT-Drs. 19/7375, Einzelbegründung zu § 13 EnWG, S. 51.

le Anlagen, befürchten einige Kritiken, dass dadurch der Einspeisevorrang unterlaufen wird.

III. Eigenkapitalrendite und Betriebskostenpauschale

Die Netzbetreiber sollten zudem nach der Festlegung der BNetzA vom 12.10.2016 auf Grundlage des § 7 Abs. 6 StromNEV in Verbindung mit §§ 29 Abs. 1, 24 EnWG für die 3. Regulierungsperiode von ehemals 9,05 % zusätzlich eine Eigenkapitalrendite in Höhe von 6,91 % für Neuanlagen und 5,12 % für Altanlagen (vormals 7,14 %) erhalten. Diese Entscheidung ist durch Urteil des OLG Düsseldorf⁷⁹ aufgehoben worden. Die BNetzA habe nach Auffassung des OLG die aktuellen Marktrisiken nicht hinreichend berücksichtigt. Über die von der BNetzA hiergegen eingelegte Rechtsbeschwerde hat der BGH noch nicht entschieden.

Mit der „Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts“ vom 09.07.2010 wurden durch Änderung des § 23 Abs. 1 S. 1, 3 ARegV auch die Betriebskosten umlagefähige Kosten der ÜNB. Zuvor genehmigte die BNetzA allein die erforderlichen Kapitalkosten einer Investition. Gemäß § 23 Abs. 1 S. 3 ARegV erhalten die ÜNB jährlich pauschal 0,8 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten ihrer genehmigten Investition. Die pauschale Erstattung der Betriebskosten wird keiner weiteren Prüfung durch die BNetzA unterzogen. Mit der Aufhebung der Prüfung „der Höhe nach“ wird dieser Effekt verstärkt. Die pauschale Erstattung der Betriebskosten wird keiner weiteren Prüfung durch die BNetzA unterzogen („Eine Prüfung der notwendigen Betriebskosten im Einzelfall erfolgt nicht, da dies einen unverhältnismäßigen Aufwand sowohl für die Regulierungsbehörden als auch für die betroffenen Unternehmen bedeuten würde.“).⁸⁰ Die prozentuale Bemessung der Betriebskosten an den Investitionskosten ist betriebswirtschaftlich nicht vertretbar. Mit steigender Investitionshöhe steigen nicht gleichzeitig in proportionaler Weise die Betriebskosten.

§ 23 Abs. 1 S. 3 Hs. 2 ARegV ermächtigt die BNetzA darüber hinaus zur Festlegung abweichender Betriebskostenpauschalen. Hiervon hatte sie für den Offshore-Bereich Gebrauch gemacht, für den seit 12.12.2011 eine erhöhte Betriebskostenpauschale von

⁷⁹ OLG Düsseldorf, Urt. v. 22.03.2018 – VI-3 Kart 143/16.

⁸⁰ BR-Drs. 312/10, Beschluss, S. 21.

3,4 Prozent galt.⁸¹ Die Erhöhung wurde u.a. in einem von der Stiftung Offshore-Windenergie in Auftrag gegebenen Gutachten kritisiert.⁸² Mit Beschluss vom 22.12.2017 hob die BNetzA⁸³ die Erhöhung mit Wirkung zum 01.01.2019 unter Bezugnahme des von der Stiftung Offshore-Windenergie in Auftrag gegebenen Gutachtens von Prof. Mohr (TU Dresden) wieder auf.⁸⁴

IV. Belastungsausgleich

Betriebsbereite Offshore-Anlagen erhalten einen verschuldensunabhängigen Anspruch auf Entschädigung gegenüber dem anbindungsverpflichteten ÜNB, wenn die zugewiesene Netzanbindung noch nicht fertiggestellt und dementsprechend nicht genutzt werden kann (§ 17 e Abs. 2 S. 1 EnWG). Zwischen den vier ÜNB werden die Entschädigungszahlungen durch den Belastungsausgleich nach § 17 f Abs. 1 S. 1 EnWG anteilig verteilt. Jeder ÜNB kann diese anschließend abhängig vom Verschuldensgrad durch die sog. Offshore-Haftungsumlage auf seine Netzentgelte umwälzen (§ 17 f Abs. 1 S. 2, Abs., 5 S. 1 EnWG). Damit soll eine gleichmäßige Belastung aller Letztverbraucher im Bundesgebiet gewährleistet werden.⁸⁵ Zwar hat der Gesetzgeber Höchstgrenzen der Wälzbarkeit festgelegt (§ 17 Abs. 5 S. 2-4 EnWG). Seit der Einführung der Umlage im Jahr 2013 konnten die ÜNB dennoch alle geleisteten Zahlungen auf ihre Netzentgelte umlegen. Übersteigen die Entschädigungszahlungen die maximal wälzbaren Kosten, wird die Differenz auf das Folgejahr übertragen. Durchschnittlich handelt es sich um wälzbare Kosten in Höhe von 200 Millionen Euro jährlich.⁸⁶

V. Versicherungskosten

Kosten für Haftpflichtversicherungen zur Deckung von Sach- und Vermögensschäden, die anbindungsverpflichtete ÜNB gemäß § 17 h S. 1 EnWG fakultativ abschließen können, sind ebenfalls umwälzbare Kosten des Netzbetriebs nach § 4 Abs. 1 StromNEV.⁸⁷

⁸¹ BNetzA, BK4-11-0026.

⁸² Vgl. Prof. Mohr (TU Dresden), „Optimierung der Anreizregulierungsverordnung als Instrument einer beschleunigten Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See“, 2016.

⁸³ BNetzA, BK4-17-002.

⁸⁴ Vgl. Prof. Mohr (TU Dresden), „Optimierung der Anreizregulierungsverordnung als Instrument einer beschleunigten Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See“, 2016.

⁸⁵ Broemel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 17 f, Rn 4.

⁸⁶ Evaluierungsbericht nach § 17 i EnWG, BmWi, S. 15, siehe dazu auch beispielhaft für das Jahr 2018 <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energieregulierungsgesetz/Umlage%20c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20c2%a7%2017f%20EnWG%202017/OHU%20Prognose%202018%20Ver%c3%b6ffentlichung.pdf>

⁸⁷ BT-Drucks. 17/10754, S. 21, 32

VI. Prüfung der Investitionsgenehmigungen

Soweit Investitionen für einen bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 Abs. 1 EnWG notwendig sind, können Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV beantragt werden. Die Norm regelt die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Beweggrund des Gesetzgebers war, dass die ÜNB im Rahmen der Anreizregulierung auf Grund der geplanten Energiewende und dem damit einhergehenden Netzausbau und -umbaubedarf eine Sonderrolle einnehmen. Sinn und Zweck von § 23 ARegV ist daher das Schaffen von Investitionsanreizen (Gesetzesbegründung BR Drs. 417/07 vom 15.06.2007).

1. Prüfung nur dem Grunde nach

Im März 2012 trat die „Verordnung zur Änderung der Anreizregulierung“ in Kraft. Die damit einhergehende Neufassung des § 23 Abs. 4 Hs. 1 ARegV änderte das behördliche Prüfungsverfahren von Investitionen der ÜNB. Früher genehmigte die BNetzA auf Grundlage des § 23 Abs. 4 Hs. 1 ARegV a.F. sogenannte Investitionsbudgets, die eine Kostenprüfung der Höhe nach vorsahen. In der Neuregelung der ARegV strich der Verordnungsgeber die Wörter „einschließlich der Höhe der angesetzten Kosten“ in Abs. 4, sodass die Investitionsmaßnahme nur noch dem Grunde nachgeprüft wird. Eine detaillierte Kostenprüfung findet seitdem im Genehmigungsverfahren nach § 23 ARegV n.F. nicht mehr statt.⁸⁸ Der Verordnungsgeber wollte mit dieser Änderung den zeitlichen Verzug der Erlöswirksamkeit beseitigen. Vor der Neuregelung konnten die Kosten der Investitionen erst mit einem zeitlichen Verzug von zwei Jahren in der Erlösobergrenze geltend gemacht werden. Dies hätte nach Ansicht des Verordnungsgebers zu Liquidationsslücken und folglich geringerer Investitionsbereitschaft bei den ÜNB führen können.⁸⁹ Infolgedessen änderte er die § 4 Abs. 3 Nr. 2 und § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV, nach denen die Investitionsmaßnahme nunmehr unmittelbar erlöswirksam wird. Der Verordnungsgeber beseitigte auch die wirtschaftlichen Risiken der ÜNB bei Überschreitung der Plankosten. Dies ergibt sich insbesondere aus § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV. Nach dieser Vorschrift wird ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich zwischen den angesetzten Plankosten

⁸⁸ BR-Drs. 860/11, S. 10.

⁸⁹ BR-Drs. 860/11, S. 1,7.

und den tatsächlich in diesem Jahr entstandenen Kosten vorgenommen. Die Differenz wird auf dem Regulierungskonto verbucht und verzinst sowie zeitlich gestreckt über die nächste Regulierungsperiode ausgeglichen. Effizienzerwägungen erfolgen nur noch gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV a.E. („notwendig sind“) und bei der Prüfung des Beispielstatbestands in § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 (Erforderlichkeit „für einen effizienten Netzbetrieb“). Mit der Neufassung der ARegV gibt es somit kein Kostenprognoserisiko für die ÜNB mehr.

Unabhängig davon umgeht die BNetzA mit ihrer Verwaltungspraxis selbst den in § 11 Abs. 1 EnWG geregelten Grundsatz „Optimieren vor Verstärken vor Ausbauen“. Insgesamt werden 40 % aller Netzoptimierungsmaßnahmen im Investitionsgenehmigungsverfahren abgelehnt.

Im Übrigen hat sich bei der Bescheidung von Investitionsgenehmigungen ein Rückstau gebildet, sodass über Anträge aus den Jahren 2014 – 2016 bis Ende 2018 keine Entscheidungen vorlag.

2. Transparenz

Die Entscheidungen der BNetzA über genehmigte Investitionen sind für Dritte nicht nachvollziehbar, da die Genehmigungen nicht veröffentlicht werden.

3. Überprüfbarkeit der Investitionsgenehmigungen

Investitionsgenehmigungen der BNetzA können durch Verbände oder sonstige Interessenvertreter nach geltender Rechtslage nicht überprüft werden. Gemäß § 66 Abs. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde von Amts wegen oder auf Antrag ein Missbrauchsverfahren im Sinne des § 65 EnWG einleiten. Zwar können Verbände und Interessenvertreter gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG einen Antrag auf Beiladung zu einem bereits eingeleiteten Missbrauchsverfahren stellen. Für eine Beteiligtenfähigkeit müssen sie indes nachweisen, dass sie selbst oder die Verbraucher durch die Genehmigung erheblich in ihren Interessen berührt sind. Dieser Nachweis wird in der Regel schwer möglich sein, da den Verbraucherverbänden überhaupt keine Informationen aus dem Genehmigungsverfahren zur Verfügung stehen. Sie haben keine Möglichkeit, etwa durch ein Recht auf Akteneinsicht die Entscheidungen der BNetzA nachvollziehen zu können.

4. Bewertung

Die Aufhebung des Zeitverzugs führt weitgehend zu einer klassischen kostenbasierten Regulierung, bei der die tatsächlichen Kosten ohne Zeitverzug in die regulierten Erlöse weitergereicht werden. Vor dem Hintergrund des hohen Investitionsbedarfs ist die kostenbasierte Regulierung zielführend, da sie Investitionshemmnisse abbaut. Für die ÜNB besteht aber mit diesen Regelungen weder ein Anreiz, die Kosten ihrer Investitionen gering zu halten noch die Investitionen effizient zu gestalten. Die Höhe ihres Gewinns orientiert sich an der Höhe ihrer Investitionen. Aufgrund des fehlenden Kostenprognoserisikos gibt es für sie keine Veranlassung, ihre Investitionskosten effizient zu kalkulieren.

VII. Ergebnis zu A.

Im Ergebnis werden sämtliche Kosten der ÜNB umgelagert (Wälzungsmechanismus).

Die derzeitige Verordnungslage setzt dabei nur Anreize für den Neubau statt für Netzoptimierungen. Je größer Netz und Investitionen sind, umso höher ist die zu erzielende Rendite für die ÜNB.

B. Neue Ansätze

Im Folgenden werden rechtliche Änderungen zur Optimierung der Anreizregulierung erörtert.

I. Investitionsgenehmigungsverfahren

1. Prüfung der Höhe nach

Das Wiedereinführen der Investitionsbudgets (Änderung des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV) hätte zwar zur Folge, dass die Investitionskosten nicht unangemessen in die Höhe getrieben werden. Wenn die BNetzA aber auch die Höhe der Investitionen zu prüfen hat, bedeutet das zusätzliche Behördenarbeit und dementsprechend einen erhöhten zeitlichen Aufwand. Dies könnte zu einer unerwünschten Verzögerung des Netzausbaus führen.

2. Effizienzvergleiche

Insoweit erscheint es sinnvoller, den Investitionsgenehmigungen einen höheren Maßstab an Effizienz anzulegen. Der Effizienzvergleich sollte bereits bei Erteilung der Genehmigungen stattfinden. Hierfür müsste in § 23 Abs. 1 oder Abs. 4 ARegV ein entsprechender Verweis auf § 12 ARegV und die Anlage 3 der ARegV ergänzt werden.

3. Überprüfung des Investitionsgenehmigungsverfahrens

Für die Überprüfung der Investitionsgenehmigungen bedarf es zwei grundlegender Änderungen, der Transparenz von Investitionsgenehmigungen und die Schaffung von Überprüfungsmöglichkeiten für Dritte (insb. Verbände).

Zur Herstellung von Transparenz im Bereich der Investitionsgenehmigungen sollte ein Überprüfungsverfahren geschaffen werden. Hierfür sind Vorschriften notwendig, die die BNetzA zur Veröffentlichung der Investitionsgenehmigungen verpflichten. Nur so kann am Genehmigungsverfahren unbeteiligten Dritten die Möglichkeit gegeben werden, die genehmigten Kosten nachzuvollziehen und infolgedessen ggf. anzufechten. Zur Wahrung des unternehmerischen Interesses der ÜNB an der Geheimhaltung ihrer betriebsinternen Daten müssen die Vorschriften den Hinweis enthalten, dass datenschutzrechtliche Vorgaben unberührt bleiben. Zudem sollte ein Überprüfungsverfahren für Dritte möglich sein. Dies setzt die Stärkung der Beteiligtenrechte Dritter voraus. In Betracht könnte eine Änderung des § 66 Abs. 2 EnWG kommen. Systematisch bietet es sich aber an, die Beteiligtenrechte unmittelbar in der ARegV zu regeln. In diesem Zusammenhang ist auch ein Recht auf Akteneinsicht geboten.

II. Anreize für Verringerung der Redispatchkosten

Damit die im technischen Teil erläuterten Maßnahmen möglichst umfassend eingesetzt werden, sind monetäre Anreize für die Netzbetreiber sinnvoll. Nachfolgend werden hier zwei Möglichkeiten skizziert:

1. Kürzungen der Erlöobergrenze

Der erste Ansatz zur Optimierung der Anreizregulierung besteht darin, die Erlöobergrenze der ÜNB zu kürzen.

Eine Möglichkeit besteht darin, strengere Anforderungen bei der Bemessung der Erlösobergrenze zugrunde zu legen, sodass die Netzbetreiber nicht mehr sämtliche Kosten umlegen können. Dies kann beispielsweise Investitionsmaßnahmen betreffen, die nicht den vorgeschlagenen technischen Maßnahmen entsprechen oder unverhältnismäßig hohe Redispatchkosten verursachen, die auf fehlende Umsetzung von technisch möglichen Optimierungsmaßnahmen zurückzuführen sind.

Die Erlösobergrenze kann außerdem durch eine entsprechende Konkretisierung des bereits gesetzlich geregelten Qualitätsmerkmals gemäß § 19 ARegV gekürzt werden. Danach sind Abzüge von der Erlösobergrenze möglich, wenn die ÜNB von Vorgaben hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit abweichen. Den ÜNB könnten beispielsweise nach Zeit und Höhe gestaffelte Einsparziele für die Redispatchkosten vorgegeben werden. Erreichen sie diese Ziele nicht, wird ihre Erlösobergrenze gekürzt. In der deutschen Anreizregulierungspraxis wird das Qualitätsmerkmal bislang nicht angewendet.

Diese Ansätze bedeuten im Ergebnis wirtschaftliche Strafmechanismen, wenn die vorgeschlagenen Maßnahmen nicht in dem gebotenen Umfang umgesetzt werden.

2. Bonussystem für umgesetzte Optimierungsmaßnahmen

Die durch die Regulierungsregelungen gesetzten Anreize führen dazu, dass die ÜNB ihre Netze in quantitativer Hinsicht ausbauen oder verstärken. Hätten qualitative Bemessungsregeln größeren Einfluss auf die wirtschaftlichen Gewinne, wären die Netzbetreiber auch zu einem effizienteren Netzbetrieb angehalten. Daher werden im Folgenden Lösungsansätze vorgestellt, um die Rendite der Netzbetreiber zunehmend an der Effizienz des Netzes zu bemessen.

Mittels der Investitionsgenehmigungen nach § 23 ARegV können die ÜNB wie oben beschrieben ihre Investitionskosten vollständig umwälzen. Es bleibt aber die Frage bestehen, wie für sie ein Anreiz entsteht, die vorgeschlagenen Optimierungsmaßnahmen auch tatsächlich umzusetzen. Die ÜNB werden nur dann ein Interesse an der Einführung neuer Techniken haben, wenn damit wirtschaftliche Vorteile verbunden sind. Im Hinblick auf die Betriebskostenpauschale sind insbesondere Investitionen mit geringen Anschaffungs- und Herstellungskosten für die ÜNB wenig profitabel.

Dem Prinzip der Anreizregulierung würde es widersprechen, wenn man schlichtweg einen Tatbestand in die ARegV einführt, der eine Bonuszahlung für getroffene Innovationsmaßnahmen und Reduzierung der Redispatches vorsieht. Dies würde den regulierungsrechtlichen Charakter der ARegV untergraben.

Aus diesem Grund muss sich der Benefit in das System der ARegV eingliedern. Ein möglicher Ansatz könnte die Erlösobergrenze sein. Die ÜNB sind daran interessiert, eine möglichst hohe Erlösobergrenze zu erreichen, da sie die Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse aus den Netzentgelten darstellt. Man könnte an folgenden Berechnungspunkten der Erlösobergrenze ansetzen:

- Effizienzbonus nach § 12 a ARegV

und/ oder

- Qualitätsmerkmal nach § 19 ARegV.

a) Effizienzbonus entsprechend § 12 a ARegV

Der ARegV ist eine Vergütung der Netzbetreiber auf Grundlage von Effizienzwerten nicht fremd. Beispielsweise sieht § 12 ARegV einen Effizienzvergleich für Verteilnetzbetreiber vor. Die Ermittlung der Effizienzwerte erfolgt nach betriebswirtschaftlichen Berechnungsmethoden, die in der Anlage 3 der ARegV definiert sind. Der errechnete Effizienzwert wird gemäß § 4 Abs. 1 ARegV zur Festlegung der Erlösobergrenze herangezogen. 2016 führte der Ordnungsgeber den sogenannten Effizienzbonus in § 12 a ARegV ein. Nach dieser Vorschrift können die Netzbetreiber einen Aufschlag auf ihre Erlösobergrenzen erhalten, wenn sie bei dem Effizienzvergleich besonders gut abschneiden. Dieser Bonus wird gemäß § 12 a Abs. 5 ARegV gleichmäßig über die gesamte Regulierungsperiode (5 Jahre) ausgeschüttet.

Allerdings ist der Anwendungsbereich des Effizienzbonus für ÜNB in § 12 a Abs. 6 ARegV ausgeschlossen ist. Der Ordnungsgeber begründete dies damit, dass für ÜNB

ausreichende andere Belohnungsmechanismen zur Verfügung stünden.⁹⁰ Dagegen sprechen folgende Argumente:

- Investitionsgenehmigungen setzen (wie oben gezeigt) teilweise die falschen Anreize und sind nicht ausreichend, um die ÜNB zu langfristig effektiven Investitionen zu bewegen, die sich insbesondere auch daran orientieren, die Redispatchkosten so gering wie möglich zu halten.
- Insbesondere die Investitionen der ÜNB sind volkswirtschaftlich und energiepolitisch von größerer Bedeutung und müssen daher in herausragender Weise gefördert werden (mit Blick auf Klimaschutzziele der Bundesregierung).
- Für die ÜNB wird ein Effizienzvergleich nach Maßgabe des § 22 ARegV durchgeführt. Ein reiner Effizienzvergleich ohne entsprechenden Effizienzbonus ist allerdings wenig investitionsfördernd. ÜNBÜNB

Daher erscheint eine entsprechende Anwendung des Effizienzbonus aus § 12 a ARegV auf ÜNB geboten.

Der Effizienzvergleich sollte auch am Parameter „Geschwindigkeit der Implementierung“ ansetzen. Je schneller ein ÜNB die Netzoptimierungsmaßnahme eingesetzt hat, desto effizienter wird er eingestuft und erhält dementsprechend den Effizienzbonus. Der Zeitpunkt des Einsatzes der Technik lässt sich zwar ohne großen Aufwand nachweisen und überprüfen. Allerdings ist die Erstellung des Effizienzvergleichs sehr aufwändig.

b) Berücksichtigung beim Qualitätsmerkmal nach § 19 ARegV

Eine weitere Möglichkeit, die ÜNB zu belohnen, indem ihre Erlösobergrenze erhöht wird, ist die Anwendung des Qualitätsmerkmals nach § 19 ARegV. Nach dieser Vorschrift sind Zuschläge auf die Erlösobergrenze möglich, wenn Vorgaben hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit übertroffen werden. Ein derartiges Belohnungssystem könnte nach dem Vorbild der Anreizregulierung in Großbritan-

⁹⁰ Verordnungsbegründung BR-Drucks. 296/16, S. 38.

nien umgesetzt werden. Dort existieren verschiedene monetäre Anreize, die nach allgemeiner Auffassung zu einem äußerst effizienten Energiemarkt und niedrigen Netzentgelten in Großbritannien führen.⁹¹ Bei Anwendung des Qualitätsmerkmals in der deutschen Anreizregulierung wäre ein zweistufiges Bonussystem möglich:

Beispielsweise könnten die ÜNB zunächst einen Bonus erhalten, wenn sie die vorgestellten Maßnahmen innerhalb eines von der BNetzA vorgegebenen Zeitraums umsetzen. Dieser vorgelagerte Bonus wäre dann allein vom schnellen Einsatz der Technik abhängig und bestimmte sich nicht danach, ob die Technik tatsächlich zu Einsparungen der Redispatchkosten führt. Dazu könnte eine Festlegung der BNetzA erfolgen, die den Umsetzungszeitraum und die Höhe des Bonus für die jeweilige Netzoptimierungsmaßnahme bestimmt. Die erste Stufe des Bonussystems würde die ÜNB zum zeitnahen Einsatz der technischen Maßnahmen motivieren unabhängig davon, da sie unabhängig davon, ob die Technik zu verringerten Redispatchmaßnahmen bzw. –kosten führen wird.

Mittelfristig könnten die ÜNB weitere Zuschläge erhalten, wenn sie durch den Einsatz Einsparungen beim Redispatch erzielt haben. Damit kann die BNetzA sicherstellen, dass die Techniken zu den gewünschten Ergebnissen geführt haben, insbesondere, weil durch die Ausschüttung von Bonuszahlungen Kosten entstehen, die ähnlich wie die Redispatchkosten vom Verbraucher zu tragen sind. Das heißt, dass die zweite Bonusstufe nur dann erreichbar sein sollte, wenn die ÜNB Redispatchmaßnahmen bzw. –kosten verringert haben.

Da es sich bei Redispatchmaßnahmen um Maßnahmen handelt, die durch Erzeugung eines Lastflusses einem Engpass entgegenwirken sollen, könnten sie unter den Begriff der Netzleistungsfähigkeit zu fassen sein. Netzleistungsfähigkeit beschreibt nach § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Die Netzleistungsfähigkeit liegt nach der Verordnungsbegründung bei 100 %, soweit die Nachfrage nach Übertragung von Energie vollständig befriedigt wird.⁹² Gemäß § 20 Abs. 5 S. 3 ARegV kann die Netzleistungsfähigkeit insbesondere nach der Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen und des Einspeisemanagements nach dem EEG bestimmt werden.

⁹¹ Internationale Regulierungssysteme, Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, Endbericht 18.08.2014, S. 109.

⁹² Vgl. BR-Drucks. 417/07, S. 63.

Aus dem § 19 Abs. 1 S. 3 ARegV könnte man schließen, dass eine Qualitätsregulierung nicht für ÜNB vorgesehen ist, da Transportnetzbetreiber insgesamt nicht in §§ 18 ff. ARegV erwähnt werden. Allerdings knüpft die Definition der Netzleistungsfähigkeit gerade an die „Übertragung“ von Energie an, wobei der Begriff gemäß § 3 Nr. 32 EnWG die Transportaufgabe von ÜNB erfasst. Daher bestehen zwar Unschärfen in den rechtlichen Vorgaben, es ist aber insgesamt von der Anwendbarkeit auszugehen.⁹³

Bislang macht die BNetzA von dem Qualitätsmerkmal nur für Verteilnetzbetreiber Gebrauch.⁹⁴ Im Ergebnis bleibt nach den obigen Ausführungen festzuhalten, dass eine Anwendung auch auf ÜNB bereits nach der geltenden Verordnungslage möglich ist.

c) Bonus unabhängig von der Regulierungsperiode

Mit den vorgestellten Lösungsansätzen bleibt das Problem, dass die Benefits den ÜNB nur für die Dauer einer Regulierungsperiode zufließen. Dadurch besteht verständlicherweise insbesondere am Ende der Regulierungsperiode kein Anreiz, Investitionen zu tätigen, wenn der Bonus nur noch für kurze Zeit ausgeschüttet wird. Auch wird somit kein Anreiz gesetzt, langfristig wirksame Investitionen zu tätigen.

Folglich sollte der Profit für die eigenen Investitionen der ÜNB über die Regulierungsperiode hinaus fortwirken. Ein derartiger Mechanismus ist der ARegV nicht fremd. In § 25 a Abs. 3 S. 2 ARegV ist geregelt, dass ein Antrag für Forschungs- und Entwicklungskosten für mehrere Regulierungsperioden gestellt werden kann. Insoweit bedarf es einer vergleichbaren Regelung für die Umsetzung von Innovationen.

3. Transparente Redispatchmaßnahmen

Indem die Prüfung der Erforderlichkeit eines Redispatches bei externen Gutachtern in Auftrag gegeben und diesen ein gesetzlicher Auskunftsanspruch an die Hand gegeben wird, der eine vollständige Einsicht in die Netzdaten hergibt, kann die Transparenz der Investitionsgenehmigungen erhöht werden. Gleichzeitig müssten die Gutachter zur Verschwiegenheit bzgl. der Netzdaten verpflichtet werden. Die Kosten hierfür tragen die

⁹³ Vgl. Herrmann/Westermann in Holznapel/Schütz, ARegV, 2012, § 19 Rn. 38.

⁹⁴ Vgl. Beschluss BNetzA vom 06. Juni 2016, Az. BK8-15/001.

Netzbetreiber. Eine Umlage dieser Kosten erfolgt nur für den Fall, dass die Redispatchmaßnahme erforderlich war. Hierfür bedarf es einer Gesetzesänderung und der Schaffung eines Gebührentatbestandes.⁹⁵

4. Überprüfung der Kausalität verringerter Redispatchkosten

Um sicherzustellen, dass die Umsetzung vorgeschlagener Maßnahmen nur dann honoriert wird, wenn sie zu den gewünschten Einsparungen geführt haben, muss kontrolliert werden, ob insbesondere die reduzierten Redispatchkosten den ÜNB zugerechnet werden können oder kausal auf andere Umstände – wie etwa günstige Witterungsbedingungen – zurückzuführen sind. Derartige Erhebungen sind mit entsprechendem technischem Fachwissen möglich. Zu den Aufgaben der BNetzA gehört dies nicht. Sie müsste hierzu erst einen entsprechenden Sachverhalt ermitteln. Hierfür fehlt der BNetzA aber das notwendige Fachpersonal. Dieses Problem hat Prof. Mohr in seinem o.g. Gutachten mit dem Begriff „Informationsasymmetrie“ bezeichnet. Sinnvoller und schneller erscheint es daher, wenn die BNetzA die Aufgabe auf Unternehmen, die auf solche Untersuchungen spezialisiert sind, überträgt. Damit die Unternehmen als Beliehene hierzu befugt sind, müsste eine Ermächtigungsgrundlage zur hoheitlichen Aufgabenübertragung für die BNetzA geschaffen werden. Die Beliehenen würden dann als Sachverständige auftreten. Des Weiteren ist die Kostentragungspflicht der ÜNB für den Aufwand der Sachverständigen regelungsbedürftig. Nach der Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 14.03.2006 wird die BNetzA ermächtigt, Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen zu erheben. Die Gebührenhöhe richtet sich nach einem Gebührenverzeichnis in der Anlage der Verordnung. Für die hier in Rede stehenden anfallenden Kosten müsste ein eigener Gebührentatbestand in dem Verzeichnis geschaffen werden.

5. Ordnungsrecht zur Durchsetzung von Netzoptimierungen

Zusätzlich zu den vorgestellten Netzoptimierungsmaßnahmen könnten auch spezielle ordnungsrechtliche Mechanismen eingeführt werden, mit denen nicht nur überprüft wird, ob die Netzbetreiber die Maßnahmen tatsächlich in ihrem Netzbetrieb umsetzen, sondern mit denen diese auch ggf. durchgesetzt werden.

⁹⁵ Siehe hierzu auch den Teil zur Anreizoptimierung.

In Betracht kommt, dass die Netzbetreiber mittels Ordnungsrechts zum Einsatz der neuen Techniken bewegt werden. Ein ordnungsrechtlicher Anknüpfungspunkt wirft in diesem Zusammenhang weitere Fragen auf. Zum einen ist fraglich, ob bereits bestehende Gesetze oder Verordnungen hierfür ausreichend sind. Zum anderen müsste geklärt werden, ob die BNetzA allgemein befugt ist, als Ordnungsbehörde aufzutreten. Des Weiteren entstünde erneuter administrativer und bürokratischer Aufwand.

Nach der hier vertretenen Ansicht muss kein unmittelbarer Zwang auf die ÜNB ausgeübt werden. Denn bei Anwendung der dargestellten rechtlichen Optimierungen tritt nach Umsetzung der Techniken automatisch ein regulierungsrechtlicher Mechanismus ein, der für die Netzbetreiber wirtschaftliche Benefits mit sich bringt. Bereits die Aussicht auf eine höhere Rendite sollte die ÜNB ausreichend zur Umsetzung neuer Techniken motivieren. Daher sind ordnungsrechtliche Kontrollen u.E. entbehrlich.

6. Bewertung

Wie gezeigt, gibt es verschiedene regulierungsrechtliche Ansätze, die die Netzbetreiber zum Einsatz der vorgestellten Techniken veranlassen können. Die vorgestellten verbesserten Möglichkeiten zur Bemessung der Erlösobergrenze sind bereits nach der geltenden Verordnungslage möglich und bedürften keiner Änderung oder Erweiterung der ARegV. Zur Änderung der Regulierungspraxis wäre lediglich der Erlass von Festlegungen durch die BNetzA notwendig. Davon unberührt bleibt die Tatsache, dass eine Verordnungsänderung aus Klarstellungsgründen und zur Vermeidung von Rechtsunsicherheit prinzipiell geboten ist. Der Verordnungsgeber plant bis zum Ende des 1.Quartals 2020 die Anpassung der AREgV an die Gesetzesänderungen durch das Energiesammelgesetz und NABEG 2.0, sodass die hier vorgeschlagenen Änderungen ohne größeren Aufwand in das bereits laufende Verordnungsverfahren eingeführt werden könnten.

III. Ergebnis zu B.

Der Anknüpfungspunkt zur Verbesserung der Anreizregulierung für eine bessere Optimierung der Bestandsnetze ist die Erlösobergrenze. Die ÜNB 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, Redispatchkosten bei der Umwälzung auf die Netzentgelte unberücksichtigt zu lassen, wenn die vorgeschlagenen Techniken nicht eingesetzt werden.

Die gezeigten Ansätze zur Anreizoptimierung beschleunigen den Einsatz von Netzoptimierungsmaßnahmen durch finanzielle Anreize für die ÜNB. Der Umsetzungszeitraum kann noch weiter verkürzt werden, wenn die vorgeschlagenen Zu-oder Abschläge auf die Gewinne der ÜNB von der Geschwindigkeit der Implementierung der entsprechenden Netzoptimierungsmaßnahme abhängig sind.

C. Ergebnis zu Teil 2

Die Untersuchung zeigt losgelöst von den in Teil 1 behandelten umsetzbaren technischen Vorschlägen, dass die Anreizregulierungsverordnung die Implementierung von Netzoptimierungsmaßnahmen zu wenig anreizt. Mit wenigen Ergänzungen der Anreizregulierung im Bereich der Erlösobergrenzen könnte hier ein Mechanismus installiert oder ergänzt werden, der die aus technischer Sicht kurzfristig umsetzbare und notwendige Realisierung beschleunigt.