

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Gutachten

Netzauslastung und Aufnahmekapazität für Erneuerbaren Strom

Hans-Peter Beck, Bernd Engel, Lutz Hofmann,
Jan Ahmels, Hauke Loges, Arne Pawellek,
Gottfried Römer, Karlo Tkalcec, Daniel Unger,
Can Yilmaz, Jens zum Hingst

Band 49



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 49

© EFZN 2017

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:





Gutachten

Netzauslastung und Aufnahmekapazität für Erneuerbaren Strom



ERSTELLT FÜR



**Niedersächsisches Ministerium für
Umwelt, Energie und Klimaschutz**
Hannover

Abschlussbericht

Goslar, den 31. August 2017



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2017

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2017

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2017

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-9699-1

eISBN 978-3-7369-8699-2



AUFTRAGGEBER

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Archivstraße 2
30169 Hannover

AUFTRAGNEHMER

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)

Am Stollen 19A
38640 Goslar

Tel.: 05321 3816-8000
Fax: 05321 3816-8009
E-Mail: geschaeftsstelle@efzn.de
Web: www.efzn.de



Leibniz Universität Hannover Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)

Appelstraße 9A
30167 Hannover

Tel.: 0511 762-2801
Fax: 0511 762-2369
E-Mail: eev@ifes.uni-hannover.de
Web: www.iee.uni-hannover.de



Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia)

Schleinitzstraße 23
38106 Braunschweig

Tel.: 0531 391-7737
Fax: 0531 391-8106
E-Mail: elenia@tu-braunschweig.de
Web: www.elenia.tu-bs.de



Clausthaler Umwelttechnik- Institut GmbH (CUTEC)

Leibnizstr. 21 + 23
38678 Clausthal-Zellerfeld

Tel.: 05323 933-0
Fax: 05323 933-100
E-Mail: zum.hingst@cutec.de
Web: www.cutec.de



WISSENSCHAFTLICHE LEITUNG

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck (EFZN, Projektleitung)

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel (elenia)

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann (IfES)

BEARBEITER

Jan Ahmels, M. A. (EFZN)

Hauke Loges, M.Sc. (elenia)

Dipl.-Ing. Arne Pawellek (IfES)

Dr. Gottfried Römer (EFZN)

Karlo Tkalcec, M. Sc. (CUTEC)

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Daniel Unger (elenia)

Dipl.-Ing. Can Yilmaz (EFZN)

Dr.-Ing. Jens zum Hingst (CUTEC)

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis.....	iv
Zusammenfassung	vi
1 Einleitung	1
<i>CUTEC und EFZN</i>	
1.1 Forschungsfrage.....	2
1.2 Vorgehensweise.....	3
2 Grundlagen und Methodik.....	4
IfES, CUTEC und EFZN	
2.1 Auswahl der Szenarien.....	4
2.2 Herleitung der Datengrundlage für die Szenarien	7
2.2.1 Last- und Erzeugungsdaten	7
2.2.2 Zusätzlicher Zubau von Windenergieanlagen.....	12
2.3 Netzberechnung.....	13
2.3.1 Anpassung der Netzdaten.....	13
2.3.2 Vorgehen bei der Netzberechnung	19
2.3.3 Zusammenfassung der im Datensatz enthaltenen Unsicherheiten.....	23
3 Maßnahmen für das Engpassmanagement	24
elenia	
3.1 Zuschaltbare Lasten	26
3.2 Abschaltbare Lasten.....	27
3.3 Demand-Side-Management.....	28
3.4 Einspeisemanagement	29
3.5 Spitzenkappung	30
3.6 Automatisierte Systemführung	30
3.7 Energiespeicher	31
3.7.1 Elektrochemische Energiespeicher	32
3.7.2 Stoffliche Energiespeicher	32
3.7.3 Mechanische Energiespeicher	33
3.7.4 Zwischenergebnis Energiespeicher	33
3.8 Redispatch und Flexibilisierung von Kraftwerken	34
3.9 Flexibilisierung von KWK-Anlagen	35

3.10	Potenzial von Engpassmanagement-Maßnahmen in Niedersachsen	37
4	Netzberechnung	39
	IfES und EFZN	
4.1	Datengrundlage der Szenarien	39
4.1.1	Last- und Erzeugungsdaten	39
4.1.2	Netzausbaumaßnahmen.....	41
4.2	Netzberechnung.....	45
4.2.1	Szenario S1.....	45
4.2.2	Szenario S2.....	51
4.2.3	Szenario S3.....	54
4.2.4	Szenario S4.....	56
4.2.5	Szenario S5.....	57
4.2.6	Szenario S6.....	58
4.2.7	Szenario S7.....	59
4.2.8	Szenario S8.....	59
4.2.9	Szenario S9.....	61
4.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	61
5	Schlussbetrachtungen.....	67
	CUTEC und EFZN	
5.1	Fazit.....	67
5.2	Ausblick.....	68
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	70
	Literaturverzeichnis.....	72

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzausbaubereich nach Netzausbaubereichsverordnung	1
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Netzknoten im Übertragungsnetz Niedersachsens; Ausbaustand im Jahr 2015	8
Abbildung 3: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz im für das Jahr 2025 erwarteten Ausbaustand	19
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der Netzberechnung	21
Abbildung 5: Sortierte Leistung für das Jahr 2016 am Umspannwerk Homfeld.....	25
Abbildung 6: Analyse der Residuallast im Jahr 2030 in Deutschland.....	25
Abbildung 7: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz des Planjahres 2019 (Szenarien S1, S2 und S3).....	42
Abbildung 8: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz des Planjahres 2021 (Szenarien S4, S5, S6 und S7)	43
Abbildung 9: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz des Planjahres 2025 (Szenarien S8 und S9)	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Niedersächsische und länderübergreifende Netzausbaumaßnahmen nach Energieleitungsausbaugesetz und Bundesbedarfsplangesetz mit erwarteten Inbetriebnahmehorizonten (in Absprache mit dem Auftraggeber)	5
Tabelle 2:	Betrachtete Szenarien	6
Tabelle 3:	Installierte Erzeugungsleistung in GW in Niedersachsen in den Jahren 2013 (Referenzjahr) und 2025	9
Tabelle 4:	Offshore-Netzanbindungssysteme geplant und in Betrieb (IB) laut	11
Tabelle 5:	Relevante Netzausbaumaßnahmen für das Fokusgebiet.....	15
Tabelle 6:	Annahmen bezüglich der Übertragungsleistungen der HGÜ-Verbindungen (NNF: Netznutzungsfall)	18
Tabelle 7:	Bewertung der zuschaltbaren Lasten.....	27
Tabelle 8:	Bewertung von abschaltbaren Lasten	27
Tabelle 9:	Bewertung des Demand-Side-Managements	29
Tabelle 10:	Bewertung des Einspeisemanagements	29
Tabelle 11:	Bewertung der Spitzenkappung	30
Tabelle 12:	Bewertung der automatisierten Systemführung	31
Tabelle 13:	Bewertung von Energiespeichern	34
Tabelle 14:	Anzahl der Redispatch-Maßnahmen in den Jahren von 2010 bis 2015 in Deutschland	35
Tabelle 15:	Bewertung von Redispatch und Flexibilisierung von Kraftwerken	35
Tabelle 16:	Beispiele für Fernwärmespeicher in Niedersachsen	36
Tabelle 17:	Power-to-Heat-Anlagen in Norddeutschland (Stand März 2016).....	36
Tabelle 18:	Bewertung der Flexibilisierung von KWK-Anlagen	37
Tabelle 19:	Umsetzungshorizont und Potenziale von Engpassmanagement-Maßnahmen in Niedersachsen	38
Tabelle 20:	Ermittelte installierte Leistung (GW) der verschiedenen Energieformen in Niedersachsen für die unterschiedlichen Szenarien	40
Tabelle 21:	Einspeisefaktoren f_E (dimensionslos) für die verschiedenen Energieformen und Szenarien	40
Tabelle 22:	Status der Netzausbaumaßnahmen für alle Szenarien	41
Tabelle 23:	(n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S1	46
Tabelle 24:	Änderungen der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervarianten im Szenario S1	49
Tabelle 25:	(n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S2.....	51



Tabelle 26:	Änderung der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervarianten im Szenario S2	53
Tabelle 27:	(n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S3	55
Tabelle 28:	Änderung der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervariante im Szenario S3	56
Tabelle 29:	(n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S4	56
Tabelle 30:	(n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S5	57
Tabelle 31:	(n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S6	58
Tabelle 32:	(n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S7	59
Tabelle 33:	(n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S8	60
Tabelle 34:	(n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S9	61

Zusammenfassung

Das Ziel der niedersächsischen Landesregierung ist es, im Zuge der Energiewende die Energieversorgung bis 2050 auf nahezu 100 % Erneuerbare Energien (EE) umzustellen [MU 2016a]. Da dieses mit der Umstellung aller Sektoren wie Verkehr, Wärmeversorgung oder Industrie auf den Energieträger Strom verbunden sein wird, spielen die Übertragungsnetze für elektrische Energie im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle.

Gegenstand des vorliegenden wissenschaftlichen Gutachtens ist die Analyse der Auslastung des Übertragungsnetzes in Niedersachsen vor dem Hintergrund der Energiewende. Aufgrund der von der BNetzA als unzureichend eingeschätzten Übertragungskapazität des Höchstspannungsnetzes [ÜNB 2016c; BNetzA 2017a] wurde im Februar 2017 eine Beschränkung des Zubaus von Onshore-Windenergie in Norddeutschland beschlossen [BGBL 2017]. Das beschränkte Gebiet wird als Netzausbaug Gebiet bezeichnet. Schon zuvor wurden die Ausbauziele für die Offshore-Windenergie auf 15 GW bis zum Jahr 2030 reduziert. In Anbetracht dessen wird in diesem Gutachten die ohne Engpassmanagement (EPM)-Maßnahmen¹ zusätzlich zum prognostizierten EE-Zubau integrierbare Leistung von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) in Niedersachsen ermittelt. Die wesentliche Randbedingung ist dabei, dass ein zulässiger n-1 sicherer Netzbetrieb unter maximaler Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten möglich ist.

Der Analyse in diesem Gutachten liegen Netzberechnungen (Lastfluss- und (n-1)-Ausfallrechnungen) auf Basis eines Netzmodells zugrunde, das von der Bundesnetzagentur nach §12f Energiewirtschaftsgesetz zur Verfügung gestellt worden ist. Dieses beinhaltet für insgesamt vier Netznutzungsfälle (NNF) netzknotenscharfe Residuallasten aus u. a. Einspeise- und Lastdaten und ermöglicht damit Berechnungen ausgewählter stationärer Zustände des deutschen Übertragungsnetzes. Das Deutschland umgebende europäische Verbundsystem sowie unterlagerte Netzebenen werden durch ein Randnetz angenähert nachgebildet.

Die Netzberechnungen erfolgen im Rahmen dieses Gutachtens für verschiedene Planzeitpunkte in der Zukunft (Szenarien), denen unterschiedliche Erzeugungs- und Lastsituationen sowie Fortschritte beim Netzausbau zugrunde liegen. Für jeden Planzeitpunkt werden dabei zwei repräsentative Belastungsfälle anhand von zwei NNF betrachtet: Starke Erzeugung aus EE bei schwacher Last sowie starke Erzeugung aus EE bei gleichzeitig starker Last. Die analysierten Planzeitpunkte sind jeweils die Enden der Planjahre 2019, 2021 und 2025 mit dem bis dahin jeweils erwarteten Netzausbaustand. Für die Planjahre 2019 und 2021 werden weiterhin Szenarien unter der Annahme einer veränderten Erzeugungssituation untersucht (fiktive Abregelung konventioneller thermischer Kraftwerke und Ausbau von Offshore-Windenergie über den laut NEP 2025 prognostizierten Zubau hinaus).

¹ Alle Maßnahmen, die ein Netzbetreiber einsetzen kann, um Überlastungen durch Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben, werden als Engpassmanagement bezeichnet [BNetzA 2016c]. Die Umsetzung des Engpassmanagements basiert auf der Nutzung verschiedener sogenannter Flexibilitätsoptionen. Derzeit werden bspw. die Flexibilitätsoptionen Redispatch, Einspeisemanagement und Spitzenkappung genutzt.



Ergänzend zu diesen Szenarien werden neben den herkömmlichen EPM-Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement, Spitzenkappung) weitere Maßnahmen zur Entlastung des Übertragungsnetzes beim Auftritt von (n-0)- und (n-1)-Verletzungen betrachtet. Dazu wird das in Niedersachsen zu erwartende Potenzial der verfügbaren EPM-Maßnahmen abgeschätzt. Diese Betrachtung erfolgt zusätzlich zu den Netzberechnungen. Eine Integration der EPM-Maßnahmen in die Szenarien für das verwendete Netzmodell findet nicht statt. Es zeigt sich, dass nach dem derzeitigen Stand der Technik zusätzlich zu den bestehenden EPM-Maßnahmen bisher ungenutzte Technologien kurz- bis mittelfristig hohe Potenziale aufweisen (> 1 GW). Insbesondere sind hier die Flexibilisierung bestehender konventioneller thermischer Kraftwerke sowie das Einspeisemanagement in Kombination mit der automatisierten Systemführung zu nennen.

Unter Berücksichtigung der laut NEP 2025 prognostizierten Entwicklung der Energieerzeugung auf Basis von EE und der erwarteten Umsetzung des Netzausbaus in Niedersachsen lässt sich feststellen, dass zumindest in den untersuchten NNF ein zusätzlicher, über diese Entwicklungsprognose hinausgehender Zubau von Onshore-WEA in den Planjahren 2019 und 2021 den ohnehin bereits vorhandenen Bedarf an EPM-Maßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement weiter erhöhen würde. Die Netzberechnungen zeigen insbesondere im Planjahr 2019 zahlreiche Überlastungen des Übertragungsnetzes für den Starklastfall. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, kann hier zu den bewährten oder den kurzfristig verfügbaren EPM-Maßnahmen gegriffen werden. Da aufgrund der zur Verfügung gestellten Datengrundlage nur zwei relevante NNF betrachtet werden konnten, ist das Ausmaß dieser EPM-Maßnahmen nicht belastbar abschätzbar.

Im Planjahr 2021 ist in den untersuchten repräsentativen NNF ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb ohne den Einsatz von EPM-Maßnahmen ebenfalls nicht möglich. Allerdings wurden im Vergleich zum Planjahr 2019 weniger Überlastungen festgestellt, sodass davon auszugehen ist, dass EPM-Maßnahmen in einem geringeren Umfang erforderlich wären. Ein zusätzlicher, über die Entwicklungsprognose hinausgehender Zubau von Onshore-WEA ist allerdings ebenfalls nicht ohne den zusätzlichen Einsatz von EPM-Maßnahmen möglich.

Die Ergebnisse zweier weiterer Szenarien zeigen außerdem, dass ein landesweit gleichmäßig verteilter zusätzlicher Zubau von Onshore-WEA geringere Überlastungen im Übertragungsnetz hervorruft als eine örtlich konzentrierte Einspeisung von Offshore-WEA an wenigen Netzverknüpfungspunkten im Küstenraum. Entsprechend kommt den bis 2025 erwarteten HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen eine wichtige Rolle im zukünftigen Übertragungsnetz zu, da diese einen Großteil des in Niedersachsen anlandenden Offshore-Windstroms direkt in die Lastzentren im Süden ableiten und damit das Übertragungsnetz in Niedersachsen entlastet wird.

Für das Planjahr 2025 kann festgestellt werden, dass – ein entsprechender Netzausbau vorausgesetzt – in den untersuchten NNF ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb ohne EPM-Maßnahmen für die untersuchten Szenarien vorliegt, der einen über den prognostizierten EE-Zubau hinaus gehenden Zubau von ca. 10 GW Onshore-Windenergieleistung unter den hier angenommenen Randbedingungen und ohne den Einsatz von EPM-Maßnahmen ermöglicht .



1 Einleitung

Niedersachsen hat sich zum Ziel gesetzt, die Energieversorgung bis 2050 nahezu zu 100 % auf Erneuerbare Energien (EE) umzustellen [MU 2016a]. Die technischen Möglichkeiten und der Pfad hin zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung wurden im Gutachten „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050“ [MU 2016b] belegt. Entscheidend für das Erreichen des Ziels ist, dass neben der Steigerung der Energieeffizienz und -einsparung der Ausbau der EE stetig und ambitioniert vorangetrieben und der Stromsektor nahezu vollständig dekarbonisiert wird.

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 wird der Ausbau der Onshore-Windenergie in einem räumlich festgelegten Netzgebiet, dem Netzausbauggebiet (NAG), bereits durch die Netzausbauggebietsverordnung (NAGV) beschränkt [BNetzA 2017c]. Der Bundesgesetzgeber begründet dies mit der Entwicklung der Netzeingriffe zur Vermeidung von Netzengpässen.

Der im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vorgesehene und notwendige, durch die Netzentwicklungspläne (NEP) und den zugrundeliegenden Berechnungen belegte Netzausbau hält derzeit mit dem Ausbau der EE nicht Schritt. Insbesondere bei den in Bundesverantwortung zu genehmigenden Gleichstromkorridoren wird es zu zeitlichen Verschiebungen gegenüber der ursprünglichen Planung kommen. Um die Ziele Kernenergieausstieg und Dekarbonisierung der Stromerzeugung umsetzen zu können, ist jedoch ein kontinuierlicher EE-Ausbau zwingend erforderlich.

Die NAGV trat im Rahmen des EEG 2017 zum 1. März 2017 in Kraft. In der Verordnung wird das betroffene Gebiet landkreisscharf beschrieben (vgl. Abbildung 1). Als Kriterium für die Ausweisung als NAG dient in der Begründung des Gesetzgebers die Erwartung, dass dieses Gebiet bereits in der Vergangenheit von Maßnahmen des Einspeisemanagements betroffen war und dies auch zukünftig sein wird. Weiter wurden nachrangig auch das Auftreten von Netzengpässen sowie der negative Redispatch betrachtet. Beide Kriterien dienen als Indikatoren für die Lastsituation im Übertragungsnetz.

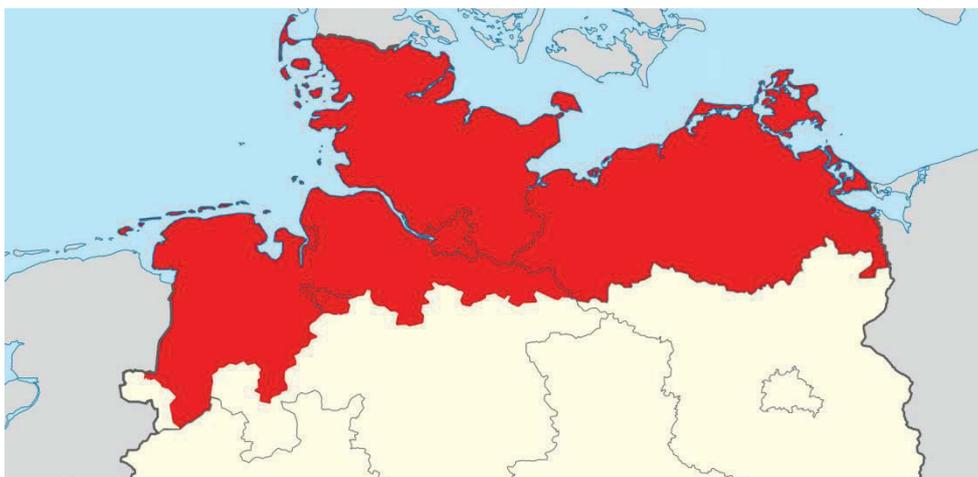


Abbildung 1: Netzausbauggebiet nach Netzausbauggebietsverordnung [BNetzA 2017c]



Aufgrund der nicht öffentlich zugänglichen Netz- und Lastflussdaten ist die reale Auslastung des Übertragungsnetzes in Niedersachsen und im Bundesgebiet für die gutachterliche Arbeit derzeit nicht ausreichend verfügbar. Lediglich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) sind derzeit in der Lage, die weitere Belastbarkeit des Übertragungsnetzes hinsichtlich der Aufnahme- und Weiterleitungskapazität für Strom modellbasiert zu berechnen. Um nicht dauerhaft und ausschließlich auf die Betrachtungen des Bundes und der ÜNB angewiesen zu sein, ist es für Niedersachsen von hohem Interesse, hier eigene Analysen zu erstellen. Mit den veröffentlichten Planungsergebnissen der Höchstspannungsnetze laut Netzentwicklungsplan 2025 (NEP 2025) sowie den Offshore-Anschlüssen im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP 2025) und dem zugrundeliegenden Szenariorahmen, den ebenfalls veröffentlichten Fortschritten bei der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen sowie der Bereitstellung des Netzdatensatzes der BNetzA, der den Berechnungen für den NEP 2025 zugrunde liegt, ist es zumindest möglich, die maximale Aufnahmekapazität der Netze abzuschätzen und den Transportbedarf zu berechnen [ÜNB 2016c, 2016b, 2014; BNetzA 2016b].

1.1 Forschungsfrage

Ziel des vorliegenden Gutachtens ist es demnach, die Aufnahme- und Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes in Niedersachsen unter Berücksichtigung prognostizierter Entwicklungen des Energiesystems laut [ÜNB 2014] in Bezug auf den Kraftwerkspark, die Lastsituation und das Übertragungsnetz zu analysieren. Im Speziellen soll dabei untersucht werden, ob bei beschlossener Netzentwicklungsplanung in den Jahren bis 2025 noch die Möglichkeit besteht, zusätzlich zu dem prognostizierten EE-Ausbau weitere EE-Kapazitäten in Niedersachsen in Form von Onshore-WEA zuzubauen, ohne die (n-1)-Sicherheit des Netzes insgesamt und hier anhand von exemplarisch betrachteten repräsentativen NNF zu verletzen und damit EPM-Maßnahmen auszukommen. Zu diesem Zweck sind Netzberechnungen für auslegungsrelevante Last- und Einspeiseszenarien erforderlich, welche dann Grundlage für künftige Entscheidungen zum Netzausbau und zur Weiterentwicklung des EEG sein können. Die Abgrenzung zwischen den eingeführten Begrifflichkeiten prognostizierter und zusätzlicher Ausbau bzw. Zubau von EE findet in Abschnitt 2.2.2 statt.

Parallel dazu ist es erforderlich, Maßnahmen zur Entlastung der Netze und somit des Netzausbaus (EPM-Maßnahmen) zu identifizieren und zu bewerten. Diese Maßnahmen können als lokale Stromsenken fungieren und so die vom Übertragungsnetz zu transportierenden maximalen Leistungen reduzieren.



1.2 Vorgehensweise

Die durchgeführten Untersuchungen basieren auf Lastfluss- und (n-1)-Ausfallrechnungen, die auf Basis von Datensätzen, die die BNetzA nach §12f Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zur Verfügung gestellt hat, durchgeführt werden. Diese Datensätze beinhalten netzknotenscharfe Residuallasten aus Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Ersatzzweigen, wie reduzierte Netzteile (z. B. Randnetze, unterlagerte Netze), und ermöglicht damit Berechnungen stationärer Zustände in den Übertragungsnetzen.

Auf Basis dieser Datensätze werden verschiedene Szenarien aufgebaut, die unterschiedliche zukünftige Zeitpunkte entsprechend der zu erwartenden Erzeugungs- und Lastsituationen sowie des erwarteten Netzausbau-Fortschritts abbilden. Dazu wird in Kapitel 2 zunächst die Vorgehensweise bei der Auswahl der Szenarien erläutert. Anschließend wird auf die Methodik zur Herleitung der Datengrundlage für diese Szenarien eingegangen, bevor schließlich die Vorgehensweise bei den Netzberechnungen erläutert wird.

Zusätzlich zu den Szenarien werden im Kapitel 3 EPM-Maßnahmen wie beispielsweise die Ergänzung von KWK (Kraft-Wärme-Kopplungs)-Anlagen durch strombasierte Power-to-Heat-Anwendungen vor dem Hintergrund einer damit möglichen Entlastung der Übertragungsnetze vorgestellt und bewertet. Dabei wird das in Niedersachsen zu erwartende Potenzial aller verfügbaren EPM-Maßnahmen abgeschätzt. Diese Analyse erfolgt ergänzend zu den Netzberechnungen. Eine Integration der Ergebnisse in das verwendete Netzmodell findet nicht statt.

Die Netzberechnungen (Kapitel 4) erfolgen dann für die ausgewählten Szenarien. Für die betrachteten Zeitpunkte werden jeweils zwei Netznutzungsfälle (NNF) untersucht, denen unterschiedliche Lastsituationen zugrunde liegen. Diese NNF stellen repräsentative Belastungsfälle für das Übertragungsnetz dar: Eine hohe negative Residuallast durch starke Erzeugung aus EE bei schwacher Last (NNF 4072) sowie starke Erzeugung aus EE bei gleichzeitig starker Last (NNF 8322). Diese NNF werden zur Bewertung der maximalen Belastungen des Übertragungsnetzes herangezogen. Die analysierten Planzeitpunkte sind jeweils die Enden der Jahre 2019, 2021 und 2025 (Planjahre), die jeweils einen definierten Netzausbau markieren und einen im NEP 2025 prognostizierten EE-Zubau berücksichtigen. Zudem werden die Planjahre 2019 und 2021 unter der Annahme einer veränderten fiktiven Erzeugungssituation betrachtet: Keine fossile und nukleare Energieerzeugung (2019) sowie ein zusätzlich zum prognostizierten Ausbau angenommener Zubau von Offshore-Windenergie (2021). Für jeden der betrachteten Zeitpunkte und jeden NNF wird eine über den laut NEP 2025 prognostizierten Ausbau an EE-Erzeugungskapazitäten hinausgehende zusätzliche Leistung aus Onshore-WEA berechnet, die in das Übertragungsnetz eingespeist werden kann, ohne Netzengpässe zu verursachen bzw. EPM-Maßnahmen zu erfordern. Die Ergebnisse dieser Netzberechnungen für insgesamt neun Szenarien, die teilweise in Untervarianten unterteilt sind, werden anschließend plausibilisiert und bewertet.

Weitergehende Fragestellungen, die sich auf Basis dieser Untersuchungen ergeben, werden im abschließenden Kapitel 5 aufgegriffen und kurz diskutiert.



2 Grundlagen und Methodik

In diesem Kapitel werden die Auswahl der Szenarien und die Methoden zur Netzberechnung und –analyse sowie zur Herleitung der Datengrundlage für die Szenarien erläutert. Zusätzlich wird auf modellbedingte Restriktionen bei den Berechnungen und Analysen eingegangen.

2.1 Auswahl der Szenarien

Aus dem kontinuierlich wachsenden Bedarf an Übertragungskapazität folgt ein erforderlicher Netzausbau, der alle zwei Jahre in den NEP festgelegt wird. Hier werden die Maßnahmen nach dem EnLAG und dem BBPIG einheitlich in einem verbindlichen Netzausbaupfad zusammengefasst. Anhand des NEP werden die einzelnen Vorhaben aufeinander abgestimmt. Dies ist erforderlich, da die Leitungen zum Teil von unterschiedlichen Betreibern geplant werden. Außerdem bildet der NEP gleichzeitig eine verbindliche Grundlage und einen Zeitplan für Maßnahmen, die auf Seiten der Verteilnetzbetreiber erforderlich sind. Die laut NEP 2025 geplanten Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen² inklusive der anvisierten Inbetriebnahmezeitpunkte sind in Tabelle 1 dargestellt.

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen beim Netzausbau ist zu erwarten, dass einige Ausbaumaßnahmen erst zu einem späteren Zeitpunkt als anvisiert umgesetzt werden können. Um diese Erfahrungen zu berücksichtigen, wurden in Absprache mit dem Auftraggeber realistisch erscheinende Inbetriebnahmehorizonte („erwartet bis“) definiert, bis zu deren Ende auf Basis des derzeitigen Kenntnisstands die Inbetriebnahme spätestens erwartet wird. Für die Untersuchungen wird angenommen, dass die Umsetzung innerhalb des Inbetriebnahmehorizonts zum spätest möglichen Zeitpunkt, also innerhalb des unter „erwartet bis“ angegebenen Jahres, erfolgt.

Der Ausbau von EE-Anlagen ist gegenüber dem Referenzjahr des NEP 2025 (2013) kontinuierlich voran geschritten. Dagegen ist der konventionelle thermische Kraftwerkseinsatz rückläufig. Außerdem wird die Umsetzung mancher Netzausbaumaßnahmen, die für den Zeitraum bis 2019 anvisiert werden, möglicherweise zu einem späteren Zeitpunkt realisiert. Um die Folgen dieser eventuellen Entwicklung zu analysieren, wird als Betrachtungszeitpunkt das Jahr 2019 gewählt. Dieser Zeitpunkt stellt daher den Flaschenhals dar. Im Zeitraum danach ist bis zum Jahr 2021 mit der Umsetzung weiterer Netzausbaumaßnahmen zu rechnen. In diesem Jahr gibt es zudem durch die spätestens zu diesem Zeitpunkt vorgesehene Abschaltung eines Kernkraftwerks in Niedersachsen Veränderungen auf der konventionellen thermischen Erzeugungsseite. Daher wird das Jahr 2021 als weiterer Betrachtungszeitpunkt gewählt.

² Im Weiteren wird auf die begriffliche Unterscheidung der im NEP 2025 verwendeten Kategorien Netzausbau- und Netzverstärkung verzichtet. Beide Kategorien werden unter dem Begriff Netzausbaumaßnahmen zusammengefasst.



Tabelle 1: *Niedersächsische und länderübergreifende Netzausbaumaßnahmen nach Energieleitungsausbaugesetz und Bundesbedarfsplangesetz mit erwarteten Inbetriebnahmehorizonten (in Absprache mit dem Auftraggeber) [BNetzA 2017b; ÜNB 2016c]*

interne Nr.	Bezeichnung lt. NEP 2025	Start- und Endpunkt	Inbetriebnahme	
			anvisiert (lt. NEP 2025)	erwartet bis
1	TTG-009 u. AMP-001	Ganderkesee – Wehrendorf	2017	2021
2	TTG-007 u. AMP-009	Dörpen/West – Niederrhein	2019	2021
3	TTG-006	Wahle – Mecklar	2018	2021
4	P66	Fedderwarden – Conneforde	2018	2021
5	P69	Emden/Ost – Conneforde	2019	2021
6	P26	Brunsbüttel – Dollern	2021	2021
7	AMP-010	Wehrendorf – Gütersloh	2020	2022
8	P24	Stade – Landesbergen	2022	2023
9	P21	Conneforde – Merzen	2022	2024
10	P22	Conneforde – Unterweser	2024	2024
11	P23	Elsfleth/West – Dollern	2024	2024
12	DC1 u. DC2	Emden/Ost – Osterath – Philippsburg	2025	2025
13	P113	Krümmel – Wahle	2025	2025
14	P20	Emden/Ost – Halbmond	2021	>2030

Der letzte Betrachtungszeitpunkt für die Szenarien ist das Jahr 2025, da dies ebenfalls der Endpunkt der Betrachtungen des NEP 2025 ist. In Tabelle 2 sind die beschriebenen Zeitpunkte zusammenfassend aufgeführt. Für jeden genannten Zeitpunkt werden zwei verschiedene NNF untersucht. Außerdem werden drei Szenarien mit besonderen Rahmenbedingungen (Kraftwerksabregelung und zusätzlicher Offshore-Zubau) betrachtet, welche im Folgenden erläutert werden. Teilweise werden für einzelne Szenarien zusätzlich zu den Standardvarianten auch Untervarianten berechnet, welche in der Tabelle 2 genannt sind. Im Rahmen dieser Untervarianten wird die Verlegung des Anschlusses BorWin3 vom Standort Emden an den Standort Diele (BorWin), die Beschränkung des Energiehandels (NTC, Net-transfer-capacity) mit Dänemark sowie die Kombination dieser Varianten (BorWin+NTC) untersucht. Außerdem wird die Auswirkung einer Verlegung des Anschlusses BorWin3 an den südlicher gelegenen Standort Hanekenfähr in Kombination mit der Beschränkung des Energiehandels mit Dänemark (BorWinSüd+NTC) untersucht. Die Berücksichtigung des Ausfalls der in den Szenarien des Jahres 2025 vorhandenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen(HGÜ)-Verbindungen stellt ebenfalls eine Untervariante dar.



Tabelle 2: *Betrachtete Szenarien (NNF: Netznutzungsfall, NTC: Net-transfer-capacity, KW: Kraftwerk, HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)*

Kurzbezeichnung	Planjahr	NNF	Untervariante(n)
S1	2019	8322	BorWin, NTC, BorWin+NTC & BorWinSüd+NTC
S2	2019 (KW-Abschaltung)	8322	BorWin, NTC, BorWin+NTC & BorWinSüd+NTC
S3	2019	4072	NTC
S4	2021	8322	-
S5	2021	4072	-
S6	2021 (Offshore-Zubau)	8322	-
S7	2021 (Offshore-Zubau)	4072	-
S8	2025	8322	Ausfall HGÜ-Verbindungen
S9	2025	4072	Ausfall HGÜ-Verbindungen

Netznutzungsfälle

Bei der Berechnung der Lastflüsse mit dem NEP-Modell der BNetzA wird für jede Stunde des Jahres die Erzeugungssituation auf Basis einer Marktsimulation ermittelt. Da dieses Ergebnis jedoch Rückschlüsse auf die Betriebsstrategien der Kraftwerksbetreiber zuließe, werden von der BNetzA nur einzelne Momentaufnahmen dieser Marktsimulation herausgegeben. Diese NNF beschreiben verschiedene Netzsituationen, die repräsentativ für den Netzbetrieb sind und nach BNetzA auslegungsrelevante Maximalbeanspruchungen aus Netzsicht darstellen sollen. Insgesamt gab die BNetzA auf Antrag vier verschiedene NNF heraus, die jeweils durch die Stunde benannt werden, für die diese Erzeugungssituation berechnet wurde.

In den entwickelten Szenarien (S1 bis S9) werden ausschließlich zwei dieser NNF detailliert betrachtet, da die anderen beiden NNF keine signifikante Einspeisung aus WEA aufweisen und daher für die durchgeführten Untersuchungen nicht relevant sind. Der NNF 4072 bildet die 4072. Stunde des in der Marktsimulation für den NEP 2025 berechneten Jahres 2025 ab (vgl. Abschnitt 2.2.1). Dies ist die Stunde von 15 bis 16 Uhr am 19. Juni. Charakterisiert wird die vorherrschende Netzsituation durch eine hohe EE-Erzeugung aus Photovoltaik (PV) und Windenergie sowie gleichzeitig einer schwachen Last.

Der zweite NNF 8322 bildet entsprechend die Situation am 13. Dezember in der Zeit von 17 bis 18 Uhr ab. Dieser Zeitpunkt ist durch eine hohe EE-Erzeugung und zeitgleich eine hohe Last gekennzeichnet. Die EE-Erzeugung wird maßgeblich durch On- und Offshore-Windenergie dominiert, Einspeisungen aus PV sind zu diesem Zeitpunkt (17 bis 18 Uhr) nicht mehr relevant.



Kraftwerksabregelung

Wie bereits beschrieben, stellt das Planjahr 2019 aus netztechnischer Sicht einen Flaschenhals dar. Mit dem Szenario S2 soll daher die Situation zu einem kritischen Zeitpunkt genauer betrachtet werden. Als eine Lösungsoption wird in dieser Analyse der beschleunigte Rückbau der konventionellen, auf fossilen oder nuklearen Energieträgern basierenden thermischen Erzeugungskapazitäten in Niedersachsen näher untersucht. Dazu wird die Einspeisung aller konventionellen thermischen Kraftwerke (fossil und nuklear) in Niedersachsen in dem betrachteten Belastungsfall (NNF 8322) auf Null gesetzt. Die zumindest in der entsprechenden Engpasssituation frei werdenden Transportkapazitäten können die weitere Aufnahme von EE-Leistung im Netz ermöglichen.

Offshore-Zubau

Für das Planjahr 2021 werden neben den Szenarien S3 und S4 auch ergänzend spezielle Offshore-Szenarien entwickelt (S6 und S7). Hierbei ist ein zusätzliches, im O-NEP 2025 nicht vorgesehenes Netzanbindungssystem für einen Offshore-Windpark an das Übertragungsnetz vorgesehen. Dazu wird an dem Netzknoten Fedderwarden eine zusätzliche installierte Leistung von 900 MW angeschlossen, die die Belastung für das Übertragungsnetz zu diesem Zeitpunkt nochmals erhöht.

2.2 Herleitung der Datengrundlage für die Szenarien

Im folgenden Abschnitt wird erläutert, welche Last- und Erzeugungsdaten den einzelnen Szenarien und dazugehörigen Untervarianten (vgl. Tabelle 2) zugrunde liegen und wie diese ermittelt und in die Netzberechnungen eingebunden werden. Anschließend wird dargestellt, wie der angesprochene zusätzliche Zubau von Onshore-WEA in dem Modell umgesetzt wird.

2.2.1 Last- und Erzeugungsdaten

Wie schon erläutert wurde, liegt dem genutzten Modell für jeden NNF eine Last- und Erzeugungssituation zugrunde, die für das Jahr 2025 erwartet wird und anhand einer Marktsimulation ermittelt wurde (vgl. [ÜNB 2016c, 2014]). In dieser Marktsimulation und somit ebenfalls im genutzten Datensatz werden keine marktbezogenen Eingriffe in den Netzbetrieb (Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen und Lastabschaltungen) berücksichtigt. Die Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-WEA und PV-Anlagen (Spitzenkappung) wird berücksichtigt. Es wird eine maximale Kappungsenergiemenge von 3 % der durch die jeweilige Anlage jährlich erzeugten Energiemenge zugrunde gelegt [ÜNB 2016c]. Um veränderte Last- und Erzeugungsdaten für die Berechnung anderer Zeitpunkte zu implementieren, ist demnach eine Anpassung der Residuallasten der einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes erforderlich. Für die Szenarien S1 bis einschließlich S7 wird also für jede Berechnung für alle im niedersächsischen Übertragungsnetz befindlichen Netzknoten, welche in Abbildung 2 dargestellt sind, eine Residuallast errechnet, die anschließend als Berechnungsgrundlage im Modell genutzt wird. Zur Berechnung der Szenarien S8 und S9 für das Planjahr 2025 kann das vorhandene Modell entsprechend unverändert genutzt werden. Die Residuallasten im an Niedersachsen angrenzenden Übertragungsnetz bleiben dabei unverändert.



Abbildung 2: Schematische Darstellung der Netzknoten im Übertragungsnetz Niedersachsens; Ausbaustand im Jahr 2015 nach [ÜNB 2016c]

In einem ersten Schritt ist es erforderlich, die zu erwartende installierte Erzeugungskapazität konventioneller Kraftwerke und EE-Anlagen in Niedersachsen für die betrachteten Planzeitpunkte zu ermitteln. Dies geschieht auf Basis von erwarteten Erzeugungsleistungen im jeweiligen Planzeitpunkt sowie aktuellen Daten aus [AEE 2017]. Dabei wird das Szenario B2 2025 des NEP 2025 [ÜNB 2016c] zugrunde gelegt (Tabelle 3). Im Szenario A des NEP 2025 wird der Großteil der Energie weiterhin durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt und der Ausbau der EE erfolgt eher langsam, während im Szenario C ein ambitionierter Ausbau der EE zugrunde gelegt wird. Die Szenarien B1 und B2 stellen Mittelwege dar und unterscheiden sich dadurch, dass lediglich im Szenario B2 eine Begrenzung des CO₂-Ausstoßes vorgenommen wird [ÜNB 2016c]. Die installierte Leistung von PV und Onshore-Windenergie für Planzeitpunkte zwischen 2013 und 2025 wird interpoliert. Als Grundlage dieser Interpolation werden aktuellere Daten aus dem Jahr 2015 aus [AEE 2017] sowie die



prognostizierte installierte Leistung aus [ÜNB 2016c] genommen. Außerdem wird die installierte Leistung an Offshore-Windenergie für die Planjahre anhand des in [ÜNB 2014] prognostizierten Ausbaus angenommen. Dazu wird die für die Nordsee erwartete installierte Leistung von Offshore-Windenergie (im Jahr 2025 8,9 GW laut [ÜNB 2016b]) anteilig Niedersachsen zugerechnet. Laut NEP 2025 liegt dieser Wert bei 9,1 GW (7,1 GW davon in Niedersachsen), im Rahmen dieses Gutachtens wird jedoch die Prognose des O-NEP 2025 zugrunde gelegt.

Schließlich kann die prognostizierte Leistung der konventionellen Kraftwerke (Kernenergie, Steinkohle und Gas) der dem NEP beigefügten Kraftwerksliste [ÜNB 2015] entnommen werden; Die Zeitpunkte der bis zum Jahr 2025 bevorstehenden Abschaltungen von Kraftwerken entstammen [WWF 2017]. Da die übrigen Energieformen (Öl, sonstige Konventionelle, Biomasse und sonstige EE) bis 2025 nur geringe Veränderungen erfahren, werden diese in den Berechnungen als konstant angenommen.

Tabelle 3: Installierte Erzeugungsleistung in GW in Niedersachsen in den Jahren 2013 (Referenzjahr) und 2025 laut Szenario B2 des Netzentwicklungsplans 2025 [ÜNB 2015, 2016c]

Energieform	2013	2025	Kommentar
Kernenergie	2,7	0,0	zwei Kernkraftwerke werden bis spätestens 2021 bzw. 2022 außer Betrieb genommen
Braunkohle	0,4	0,0	-
Steinkohle	2,2	1,5	drei Kraftwerksblöcke werden bis 2025 außer Betrieb genommen
Gas	3,8	2,8	fünf Kraftwerksblöcke werden bis 2025 außer Betrieb genommen
Öl	0,1	0,0	-
sonstige Konventionelle	0,3	0,9	-
Onshore-Windenergie	8,6	12,0	der Ausgangswert (2013) ist aktualisiert anhand der installierten Leistung im Jahr 2015 [AEE 2017]
Offshore-Windenergie	0,3	6,8	der Zielwert ist aktualisiert laut [ÜNB 2016b]
Photovoltaik	3,6	5,6	der Ausgangswert (2013) ist aktualisiert anhand der installierten Leistung im Jahr 2015 [AEE 2017]
Biomasse	1,2	1,4	-
sonstige EE	0,2	0,2	-



Aufbauend auf den zu erwartenden installierten Leistungen wird in einem zweiten Schritt die eingespeiste Leistung ermittelt. Dazu wird ein dimensionsloser Einspeisefaktor f_E definiert, der das Verhältnis von eingespeister (P_{ein}) zu installierter Leistung (P_{inst}) für jede Energieform beschreibt:

$$f_E = \frac{P_{\text{ein}}}{P_{\text{inst}}} \quad (1)$$

Wie zuvor erläutert, werden in dem verwendeten Modell nur zwei bestimmte NNF betrachtet (NNF 4072 und NNF 8322), die auch als stationäre Betriebszustände angesehen werden können. Somit sind für jede Energieform jeweils zwei f_E erforderlich. Für den NNF 8322 können laut [ÜNB 2017] für das Planjahr 2019 prognostizierte Einspeisedaten herangezogen werden, um die Einspeisefaktoren für die Energieformen Kernenergie, Steinkohle, Gas sowie Onshore-Windenergie zu ermitteln. Der Einspeisefaktor für PV-Anlagen ist zu dem Zeitpunkt dieses NNF, eine Abendstunde, gleich Null und der Faktor für Offshore-Windenergie kann den im Modell enthaltenen Daten für das Planjahr 2025 entnommen werden. Für den NNF 4072 hingegen werden Stunden mit vergleichbarer Erzeugungs- und Lastsituation aus historischen Daten des Jahres 2016 entsprechend [ISE 2017] ausgewählt und auf Basis dieser Einspeisedaten die Einspeisefaktoren für die konventionellen Energieformen berechnet. Eine solche Nutzung historischer Daten ist eine in der Wissenschaft übliche Praxis. Der Einspeisefaktor für Onshore-Windenergie wird gleich zu dem Faktor des NNF 8322 gewählt und der Faktor für PV wird anhand von Einspeiseprofilen repräsentativer Anlagen ermittelt. Für Offshore-Windenergie kann der Einspeisefaktor anhand der Daten im Modell der BNetzA für das Jahr 2025 berechnet werden. Die wie beschrieben ermittelten Einspeisefaktoren beider NNF werden als konstant über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2025 angenommen. Da die gewählte Methode auf der Betrachtung stationärer Betriebszustände basiert, ist unbekannt in welchem Umfang eine Spitzenkappung zu den untersuchten Zeitpunkten stattfindet. Aus diesem Grund wird die Spitzenkappung bei der Wahl der Einspeisefaktoren für Windenergie und PV nicht berücksichtigt. Im letzten Schritt wird schließlich für jede Energieform und jeden Betrachtungszeitpunkt eine Differenz zwischen der eingespeisten Leistung im Jahr 2025, welche im Modell implizit enthalten ist, und dem zu betrachtenden Zeitpunkt gebildet. Diese Differenzleistung wird durch eine Anpassung der Residuallasten der einzelnen Netzknoten im Übertragungsnetz umgesetzt. Bei den konventionellen Erzeugungsformen werden dabei die Netzknoten beeinflusst, die dem jeweiligen Kraftwerk am nächsten sind (es werden alle Kraftwerke mit einer Leistung größer als 20 MW einbezogen). Bei den EE (Onshore-Windenergie und PV) werden hingegen alle Übertragungsnetzknoten in Niedersachsen gleichermaßen berücksichtigt. Für die Offshore-Windenergie werden die Leistungen der Offshore-Netzanbindungssysteme laut [ÜNB 2016b] entsprechend der berechneten eingespeisten Leistung angepasst (vgl. Tabelle 4).

Es wird weiterhin angenommen, dass der Stromverbrauch und die maximale Last bis 2025 unverändert bleiben [ÜNB 2016c]. Die auf diese Weise ermittelte Datengrundlage für die verschiedenen Szenarien wird in Abschnitt 4.1 dargestellt.



Tabelle 4: Offshore-Netzanbindungssysteme geplant und in Betrieb (IB) laut [ÜNB 2016b; TenneT TSO 2016, 2017b; WPD 2017] (AC: Wechselstrom, DC: Gleichstrom, HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)

Projekt	Bezeichnung	Netzverknüpfungspunkt	Inbetriebnahme (anvisiert)
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/ Borßum	IB
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	2017
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	Hagermarsch	IB
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen/West	IB
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen/West	2018
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen/West	IB
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	IB
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	IB
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	2019
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	Emden/Ost	2023
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	Halbmond	2024
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	Cloppenburg	2025



2.2.2 Zusätzlicher Zubau von Windenergieanlagen

Wie eingangs erläutert, wird für jedes Szenario und seine Untervarianten eine über den laut [ÜNB 2016c] prognostizierten und berücksichtigten Ausbau an Erzeugungskapazitäten hinausgehende zusätzliche Leistung aus WEA berechnet, die bei zu erwartenden Umständen (Netzausbaumaßnahmen, Last- und Erzeugungssituation) in das Übertragungsnetz eingespeist werden kann, ohne die (n-1)-Sicherheit des Netzes insbesondere durch Netzengpässe bzw. Überlastungen und/oder Spannungsbandverletzungen zu gefährden bzw. ohne EPM-Maßnahmen erforderlich zu machen. Mit prognostiziertem EE-Ausbau wird der Ausbaupfad für EE laut dem NEP 2025 bezeichnet. Der darüber hinaus gehende Zubau von Onshore-WEA wird als zusätzlicher Zubau bzw. $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ benannt.

Diese Leistung $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ wird dabei zu 50 % auf die Netzknoten im Übertragungsnetz im NAG in Niedersachsen und zu 50 % auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes außerhalb des NAGs im Süden Niedersachsens verteilt (vgl. Abbildung 2). Der zusätzliche Zubau wird also, wie eingangs erwähnt, ausschließlich durch Onshore-Windenergie umgesetzt. Dies ist darin begründet, dass die geplanten Offshore-Netzanbindungssysteme voraussichtlich ohnehin ausgelastet sein werden und ein zusätzlicher Zubau der Offshore-Windenergie ebenfalls den zusätzlichen Zubau von Netzanbindungssystemen erfordern würde. In den Netzberechnungen wird dann $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ sukzessive erhöht bis sich (n-1)-Überlastungen im Netz ergeben (diese Vorgehensweise wird in Abschnitt 2.3 detailliert erläutert). Der Wert für $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$, für den sich ein noch gerade überlastungs- bzw. abregelungsfreier Zustand ergibt, wird als $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ bezeichnet. Über den jeweiligen Einspeisefaktor, welcher abhängig vom NNF ist, kann schließlich auf Basis von $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ die zusätzlich installierbare Leistung an Onshore-Windenergie $\Delta P_{WEA, \text{inst}, \text{max}}$ ermittelt werden:

$$\Delta P_{WEA, \text{inst}, \text{max}} = \frac{\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}}{f_{E, WEA}} \quad (2)$$

Durch die beschriebene zusätzliche Einspeisung in das Übertragungsnetz ist die Leistungsbilanz des Systems allerdings nicht mehr erfüllt. Eine zusätzliche Lastsenke ist erforderlich, um die Ein- und Ausspeisung im Gleichgewicht zu halten. Für die Umsetzung dieser Lastsenke wird die jeweilige Leistung $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ im Modell auf 30 Netzknoten im Übertragungsnetz aufgeteilt und entsprechend von der Residuallast der Knoten abgezogen. Die ausgewählten Knoten liegen in großer Entfernung zu Niedersachsen im Süden Deutschlands (Heilbronn, Irsching, Wiesloch u.a.), um die Wechselwirkung zum Übertragungsnetz in Niedersachsen zu minimieren. Weiterhin wurde eine Verteilung auf 30 Netzknoten vorgenommen, um die Änderung der Residuallast der einzelnen Knoten gering zu halten.



2.3 Netzberechnung

Die im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Netzberechnungen basieren auf den von der BNetzA nach § 12f Abs. 2 EnWG erhaltenen Datensätzen. Diese enthalten neben den knotenscharfen Last- und Erzeugungsdaten auch Betriebsmitteldaten sowie Informationen zur Netztopologie. Der Aufbau der in Abschnitt 2.1 definierten Szenarien basiert auf der Anpassung dieser Daten. Dabei ist neben der in Abschnitt 2.2.1 geschilderten Anpassung der Last- und Erzeugungsdaten auch eine Anpassung der Netzdaten (Betriebsmitteldaten und der Netztopologie) erforderlich. Die Vorgehensweise bei der Anpassung der Netzdaten wird in Abschnitt 2.3.1 geschildert. Anschließend wird in Abschnitt 2.3.2 das Vorgehen bei der Berechnung der Szenarien sowie bei der Auswertung und Plausibilisierung der Ergebnisse dargestellt. In Abschnitt 2.3.3 findet eine Diskussion der im Datensatz enthaltenen Unsicherheiten sowie deren Auswirkungen auf die Ergebnisse statt.

Bei den Netzberechnungen ist zwischen der Berechnung der Standardvarianten, welche entsprechend der in den Abschnitten 2.3.1 und 2.3.2 dargestellten allgemeinen Vorgehensweise durchgeführt werden, und der Berechnung der Untervarianten zu unterscheiden. Im Rahmen der Untervarianten werden individuelle Anpassungen an den Datensätzen der Standardvarianten vorgenommen. Diese Anpassungen werden aus den Ergebnissen der Standardvarianten begründet und bei der Beschreibung der jeweiligen Ergebnisse in Kapitel 4 erläutert.

2.3.1 Anpassung der Netzdaten

Ziel der Anpassung der Netzdaten ist es, den Ausbauzustand des Netzes für den jeweiligen Planzeitpunkt der Szenarien anzupassen. Ausgangspunkt für diese Anpassung stellen die Datensätze für das Jahr 2025 dar. Diesen Datensätzen liegen die Netzdaten aus dem Szenario B2 des NEPs 2025 zugrunde [ÜNB 2016c]. Eine detaillierte Übersicht der im NEP 2025 beschriebenen Netzausbaumaßnahmen kann [ÜNB 2016a] entnommen werden. Für die Nachbildung eines Planzeitpunkts werden einzelne Netzausbaumaßnahmen gezielt rückgängig gemacht. Der für die Berechnung eines Szenarios verwendete Netzdatensatz wird somit durch die Bestimmung der zum Betrachtungszeitpunkt noch nicht umgesetzten Netzausbaumaßnahmen definiert, wobei die im NEP 2025 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen insgesamt als Referenz dienen.

Aufgrund der Zielsetzung dieses Gutachtens wird die Auswertung der Ergebnisse auf ein Fokusgebiet beschränkt, welches die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen sowie das nördliche Nordrhein-Westfalen und das nördliche Hessen umfasst. Da die Auswertung der Ergebnisse ausschließlich für das Fokusgebiet erfolgt, müssen Netzausbaumaßnahmen nur dann berücksichtigt werden, wenn diese einen maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse im Fokusgebiet haben. Ein maßgeblicher Einfluss ist von allen Netzausbaumaßnahmen innerhalb des Fokusgebiets zu erwarten. Zusätzlich werden die an das Fokusgebiet angrenzenden Netzausbaumaßnahmen sowie die großen Gleichstromtrassen berücksichtigt. Der Einfluss der übrigen Netzausbaumaßnahmen im übrigen Bundesgebiet wird hingegen nicht berücksichtigt. Dabei ist anzumerken, dass eine Berücksichtigung weiterer Netzausbaumaßnahmen grundsätzlich möglich wäre. Hierauf wird



jedoch verzichtet, da die Belastungssituation außerhalb des Fokusgebiets aufgrund der getroffenen Annahmen zu den Last- und Erzeugungsdaten ohnehin einer vergleichsweise großen Unsicherheit unterliegt. Die hieraus resultierende Beeinflussung der Ergebnisse ist wesentlich größer einzuschätzen als der Einfluss der nicht berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen. Durch die Berücksichtigung weiterer Netzausbaumaßnahmen kann somit keine Verbesserung der Ergebnisse erzielt werden.

Eine Übersicht der für das Fokusgebiet relevanten Netzausbaumaßnahmen ist in Tabelle 5 dargestellt. Die dort aufgeführten Netzausbaumaßnahmen sind eindeutig durch ihre interne, hier im Gutachten verwendete Maßnahmennummer bezeichnet. Zusätzlich hierzu sind auch die im NEP 2025 verwendeten Bezeichnungen angegeben. Details zu den jeweiligen Ausbaumaßnahmen können somit direkt aus dem NEP 2025 [ÜNB 2016b] bzw. aus dessen Anhang [ÜNB 2016a] entnommen werden. Außerdem kann eine geographische Zuordnung auf Basis der angegebenen Start- und Endpunkte erfolgen.



Tabelle 5: Relevante Netzausbaumaßnahmen für das Fokusgebiet

interne Nr.	Bezeichnung lt. NEP 2025	Start- und Endpunkt	Inbetriebnahme		Typ
			anvisiert (lt. NEP 2025)	erwartet bis	
1	TTG-009 u. AMP-001	Ganderkesee – Wehrendorf	2017	2021	I
2	TTG-007 u. AMP-009	Dörpen/West – Niederrhein	2019	2021	I
3	TTG-006	Wahle – Mecklar	2018	2021	I
4	P66	Fedderwarden – Conneforde	2018	2021	II
5	P69	Emden/Ost – Conneforde	2019	2021	II
6	P26	Brunsbüttel – Dollern	2021	2021	III
7	AMP-010	Wehrendorf – Gütersloh	2020	2022	II
8	P24	Stade – Landesbergen	2022	2023	II
9	P21	Conneforde – Merzen	2022	2024	I
10	P22	Conneforde – Unterweser	2024	2024	II+III
11	P23	Elsfleth/West – Dollern	2024	2024	III
12	DC1 u. DC2	Emden/Ost – Osterath – Philippsburg	2025	2025	IV
13	P113	Krümmel – Wahle	2025	2025	III
14	P20	Emden/Ost – Halbmond	2021	>2030 (evtl.)	I
15	TTG-P68	Wilster – Norwegen	2020	2020	IV
16	AMP-022	Kruckel – Dauersberg	2021	2021	II
17	P118	Borken – Mecklar	2021	2021	III
18	P151	Twistetal – Borken	2021	2021	III
19	P25	Niebüll – Dänemark	2021	2021	I
20	P43	Mecklar – Bergrheinfeld/West	2022	2022	I
21	P133	Borken – Gießen/Nord	2022	2022	III
22	DC3	Brunsbüttel – Großgartach	2022	2025	IV
23	DC4	Wilster – Bergrheinfeld/West	2022	2025	IV

Die Inbetriebnahmehorizonte der Netzausbaumaßnahmen, welche eine wichtige Größe bei der Anpassung der Netzdaten darstellen, sind ebenfalls angegeben. Bei den anvisierten Inbetriebnahmezeitpunkten handelt es sich um die im NEP 2025 angegebenen Werte. Im Rahmen dieses Gutachtens werden allerdings, wie in Abschnitt 2.1 erläutert, angepasste Inbetriebnahmezeitpunkte zugrunde gelegt. Dabei wird angenommen, dass die Umsetzung zum spätestens möglichen Zeitpunkt innerhalb definierter Inbetriebnahmehorizonte, also innerhalb des unter „erwartet bis“ angegebenen Jahres, erfolgt. Die größte Abweichung zwischen dem anvisierten und dem erwarteten Inbetriebnahmezeitpunkt ergibt sich für die



Netzausbaumaßnahme 14 (Emden/Ost – Halbmond). Die bisher durchgeführten raumordnerischen Voruntersuchungen sprechen laut Auftraggeber gegen eine zeitnahe Umsetzung dieser Maßnahme, da sich eine raum- und umweltverträgliche Trassenführung ohne Teilverkabelungsoption in derzeitigen Rechtsrahmen voraussichtlich nicht erreichen lässt. Vor dem Jahr 2030 wird nicht mit einer Inbetriebnahme gerechnet. Die Netzausbaumaßnahme 14 steht somit in keinem der untersuchten Szenarien zur Verfügung.

Neben der Annahme eines Inbetriebnahmezeitpunkts ist für die Anpassung der Netzdaten auch die Art der Netzausbaumaßnahme entscheidend. Hierfür wird zwischen den folgenden vier Typen unterschieden:

- I. Bau von Drehstromverbindungen
- II. Änderung der Spannungsebene (220 kV auf 380 kV)
- III. Umbeseilung
- IV. Bau von Gleichstromverbindungen (HGÜ)

Die Typen der Netzausbaumaßnahmen sind in Tabelle 5 mit einer der vorangegangenen Aufzählung entsprechenden Nummerierung angegeben.

Bei der Anpassung der Netzdaten werden, wie eingangs beschrieben, einzelne Netzausbaumaßnahmen gezielt rückgängig gemacht. Ob eine Netzausbaumaßnahme rückgängig gemacht werden muss, hängt dabei von dem erwarteten Inbetriebnahmezeitpunkt und dem Betrachtungszeitpunkt des jeweiligen Szenarios ab. Die im Rahmen der Szenarienbildung rückgängig gemachten Maßnahmen werden für die jeweiligen Szenarien in Kapitel 4 als nicht umgesetzte Netzausbaumaßnahmen angegeben.

Das Vorgehen bei der Anpassung der Netzdaten unterscheidet sich dabei je nach Typ der Maßnahme. Maßnahmen des Typs I werden durch Abschaltung der im Netzdatensatz enthaltenen Leitung umgesetzt. Eine Besonderheit ergibt sich bei der Netzausbaumaßnahme 14. Durch Abschaltung der Verbindung Emden/Ost – Halbmond wird der Standort Halbmond isoliert. Die hier abgenommene bzw. eingespeiste Leistung muss in diesem Fall über das unterlagerte Verteilnetz (rechnerisch als Randnetz) übertragen werden. Durch das Randnetz werden die Netze der Nachbarländer sowie die unterlagerten Netzebenen in Form von Ersatzzweigen nachgebildet. Diese Nachbildung stellt jedoch nur eine Näherung dar, welche überwiegend in der Nähe des vorliegenden Arbeitspunkts Gültigkeit besitzt. Um die Belastungssituation im Randnetz nicht zu stark zu beeinflussen, wird der Standort Halbmond im Rahmen dieses Gutachtens über eine 110-kV-Verbindung an den Standort Emden/Ost angeschlossen. Dadurch wird eine Verstärkung des Verteilnetzes in diesem Gebiet angenommen. Auf das Übertragungsnetz hat die Substitution der 380-kV-Verbindung durch eine 110-kV-Verbindung lediglich geringe Auswirkungen. Größere Auswirkungen sind in der 110-kV-Ebene aufgrund der geänderten Impedanzverhältnisse zu erwarten. Da die Belastungssituation in dieser Netzebene nur durch ein Randnetz nachgebildet wird, kann hier keine Bewertung hinsichtlich der Einhaltung technischer Grenzen erfolgen.



Bei Maßnahmen des Typs II werden zunächst die betroffenen 380-kV-Verbindungen abgeschaltet. Anschließend werden diese durch 220-kV-Verbindungen ersetzt. Der Aufbau der 220-kV-Verbindungen orientiert sich dabei an der Maßnahmenbeschreibung aus dem NEP 2025. Für eine möglichst exakte Nachbildung der ursprünglichen 220-kV-Verbindungen werden die ebenfalls verfügbaren Netzdaten für die Startnetzkonfiguration aus dem NEP 2025 verwendet. Diese Netzdaten enthalten zwar bereits die Netzausbaumaßnahmen 7 und 16, welche gemäß EnLAG umgesetzt werden; Die im BBPIG bestätigten Netzausbaumaßnahmen 4, 5, 8 und 10 sind hierin jedoch nicht enthalten. Der Aufbau der 220-kV-Verbindungen kann für diese Maßnahmen somit entsprechend der zur Verfügung stehenden Netzdaten erfolgen.

Der Rückbau von Maßnahmen des Typs III erfolgt durch eine Verringerung der Stromtragfähigkeit. Da alle Maßnahmen des Typs III nach BBPIG umgesetzt werden, können die ursprünglichen Stromtragfähigkeiten direkt aus den Netzdaten für die Startnetzkonfiguration entnommen werden.

Bei Maßnahmen vom Typ IV ergibt sich das Problem, dass diese nicht in Form eines abschaltbaren Betriebsmittelmodells im Netzdatensatz enthalten sind, sondern nur entsprechende Einspeisungen und Abnahmen an den Netzanschlusspunkten dieser Verbindungen, die mit den an den Knoten ebenfalls vorhandenen sonstigen Lasten und Einspeisungen in den NEP-Datensätzen zusammengefasst wurden und deshalb nicht bekannt sind. Ihr Einfluss auf die Belastungssituation im Netz ist somit durch eine Anpassung der Knotenleistungen an den Anschlusspunkten berücksichtigt. Beispielsweise lässt sich eine Leistungsübertragung vom Anschlusspunkt A zum Gegenanschlusspunkt B durch eine Leistungsentnahme am Punkt A und eine Leistungseinspeisung am Punkt B nachbilden. Da sich diese Anpassungen jedoch mit den sonstigen Einspeise- und Abnahmeleistungen überlagern, sind die Übertragungsleistungen der HGÜ-Verbindungen nicht mehr explizit erkennbar. Um die Netzausbaumaßnahmen des Typs IV rückgängig zu machen, müssen die Übertragungsleistungen zunächst abgeschätzt werden. Die hierfür gewählte Vorgehensweise beruht auf der Betrachtung der an den Anschluss- und Gegenanschlusspunkten ersichtlichen eingespeisten bzw. abgenommenen Leistungen. Der hierin enthaltene Anteil der Übertragungsleistungen der HGÜ-Verbindungen wird für den Anschlusspunkt abgeschätzt. Bei Festlegung eines Wirkungsgrads ergibt sich der Anteil der Übertragungsleistung für den dazugehörigen Gegenanschlusspunkt automatisch. Für die Netzausbaumaßnahme 12, welche als Multi-Terminal-Verbindung ausgeführt ist, existiert darüber hinaus ein Zwischenanschlusspunkt, für den ebenfalls eine Annahme zum Anteil der HGÜ-Übertragungsleistung getroffen werden muss. Durch dieses Vorgehen ergeben sich für die betrachteten NNF 4072 und 8322 die in Tabelle 6 dargestellten abgeschätzten Übertragungsleistungen. Die aus dem Drehstromnetz in die HGÜ-Verbindung hineinfließende Leistung wird positiv gezählt.



Tabelle 6: Annahmen bezüglich der Übertragungsleistungen der HGÜ-Verbindungen (NNF: Netznutzungsfall)

Maßnahme Nr.	Anschlusspunkt	Annahme Übertragungsleistung / MW	
		NNF 4072	NNF 8322
12	Emden/Ost	1783	1907
	Osterath	-1250	165
	Philippsburg	-422	-1878
22	Brunsbüttel	317	1830
	Großgartach	-301	-1739
23	Wilster	187	1755
	Bergrheinfeld/West	-178	-1667

Die Netzausbaumaßnahmen des Typs IV lassen sich im Modell mithilfe der in Tabelle 6 angegebenen Leistungswerte im Modell rückgängig machen. Hierzu werden die dargestellten Leistungen von den in den Netzdatensätzen angegebenen Knotenleistungen der jeweiligen Anschlusspunkte abgezogen.

Die in diesem Abschnitt vorgestellte Vorgehensweise wird für alle Szenarien bei der Anpassung der Netzdaten verwendet. Für die Szenarien S6 und S7 wird darüber hinaus, wie zuvor erwähnt, ein zusätzlicher Netzanschlusspunkt zur Integration der in Abschnitt 2.1 definierten Einspeiseleistung aus Offshore-WEA geschaffen. Dieser befindet sich am Standort Fedderwarden. Auf die zur Berücksichtigung der Untervarianten notwendigen Anpassungen der Netzdaten wird bei der Beschreibung der entsprechenden Szenarien in Kapitel 4 individuell eingegangen.

Zur abschließenden Übersicht ist in Abbildung 3 die geographische Ausdehnung des Fokusgebiets dargestellt. Die in Tabelle 5 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen sind unabhängig von ihren erwarteten Inbetriebnahmehorizonten enthalten.



Abbildung 3: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz im für das Jahr 2025 erwarteten Ausbauzustand [ÜNB 2016c]

2.3.2 Vorgehen bei der Netzberechnung

Die Planung und Führung von elektrischen Netzen erfolgt unter Berücksichtigung des sogenannten (n-1)-Kriteriums. Durch das (n-1)-Kriterium wird gewährleistet, dass die zulässigen Betriebsgrenzen des Systems auch im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels nicht verletzt werden. Aufgrund seiner hohen praktischen Relevanz muss das (n-1)-Kriterium bei der in diesem Abschnitt beschriebenen Berechnungsmethodik und Auswertung der Szenarien berücksichtigt werden. Eine (n-1)-Berechnung besteht aus mehreren Berechnungen, denen jeweils der Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels der insgesamt n Betriebsmittel zugrunde liegt. Für jeden betrachteten Betriebsmittelausfall bzw. (n-1)-Fall ergeben sich für die verbleibenden Betriebsmittel unterschiedliche Auslastungen. Die maximal aufgetretene Auslastung eines Betriebsmittels wird im Weiteren als dessen (n-1)-Auslastung bezeichnet.



Zu jeder (n-1)-Auslastung kann der ursächliche (n-1)-Fall angegeben werden. Falls eine (n-1)-Auslastung oberhalb der zulässigen Belastungsgrenze liegt, wird diese als (n-1)-Überlastung bezeichnet.

Alle berechneten Ergebnisse werden im Rahmen einer Plausibilisierung überprüft. Dabei wird unter anderem die Einhaltung des Spannungsbandes überprüft. Weitere Fragestellungen, die bei einem zunehmenden Rückgang konventioneller Energieerzeugungsanlagen an Bedeutung gewinnen, wie zum Beispiel die Bereitstellung von Kurzschlussleistung oder die technische Umsetzung der Spannungshaltung, werden nicht betrachtet.

2.3.2.1 (n-1)-Berechnungen

Bei der Durchführung der (n-1)-Berechnungen müssen zwei Besonderheiten der den Szenarien zugrundeliegenden Netzdatensätze berücksichtigt werden. Zum einen ergibt sich durch die in Abschnitt 2.3.1 beschriebene Unsicherheit bezüglich der Übertragungsleistungen der in Tabelle 6 aufgeführten HGÜ-Verbindungen auch eine Unsicherheit über die Auswirkungen eines HGÜ-Ausfalls auf das Drehstromnetz. Da jedoch für alle in Tabelle 6 aufgeführten HGÜ-Verbindungen gemäß Tabelle 5 das Planjahr 2025 als Inbetriebnahmezeitpunkt angenommen wird, müssen HGÜ-Ausfälle nur in den Szenarien S8 und S9 (vgl. Tabelle 2) berücksichtigt werden. Die HGÜ-Ausfälle werden bei diesen Szenarien als Untervarianten berücksichtigt. Die zweite Besonderheit ergibt sich aus der Tatsache, dass die 380-220-kV-Umspannebene in Form von Ersatzzweigen als Teil des Randnetzes nachgebildet ist. Hierdurch werden zwar die Auswirkungen der Umspannebene auf das Übertragungsnetz berücksichtigt, die Ersatzzweige beschreiben die Umspannebene jedoch lediglich in mathematisch aggregierter Form. Explizite Betriebsmittelmodelle der Transformatoren sind nicht vorhanden. Überlastungen oder Ausfälle von Transformatoren können daher im Rahmen dieses Gutachtens nicht betrachtet werden. Für die (n-1)-Berechnungen ergeben sich somit die Ausfälle der 220- und 380-kV-Verbindungen als relevante (n-1)-Fälle. Hinzu kommen die in den Szenarien S8 und S9 als Untervarianten berücksichtigten HGÜ-Ausfälle.

Die Szenarien stellen die Eingangsdaten der Berechnungen dar. Als Variationsmöglichkeit kann in jedem Szenario eine zusätzliche Einspeisung aus WEA in Niedersachsen $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ vorgegeben werden (vgl. Abschnitt 2.2.2). Durch die Erhöhung von $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ wird die Netzauslastung im Fokusgebiet erhöht. Bei der Berechnung wird diese Variationsmöglichkeit genutzt, um die Netzauslastung solange zu erhöhen, bis sich im Fokusgebiet (n-1)-Überlastungen ergeben. Derjenige Wert von $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$, für den sich ohne den Einsatz von EPM-Maßnahmen gerade noch ein überlastungsfreier Zustand ergibt, wird als $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ bezeichnet. Da bei der Bestimmung von $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ sowohl der Ausbauzustand des Netzes, als auch die Prognose der Übertragungsaufgabe in Form der Last- und Erzeugungsdaten berücksichtigt werden, kann $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ als Maß für den auf die Übertragungsaufgabe bezogenen Ausbauzustand des Netzes aufgefasst werden. Bei einem höheren Wert ist der Netzausbau in Bezug auf die vorhandene Übertragungsaufgabe demnach weiter vorangeschritten als bei einem niedrigen Wert. Wenn sich bereits ohne zusätzliche Einspeisung aus WEA ($\Delta P_{WEA, \text{ein}} = 0 \text{ W}$) (n-1)-Überlastungen ergeben, bedeutet dies, dass der Netzausbauzustand nicht ausreicht, um die vorliegende Übertragungsaufgabe ohne



EPM-Maßnahmen zu erfüllen. Mit Blick auf die Zielsetzung dieses Gutachtens ist insbesondere die qualitative zeitliche Entwicklung des Werts $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ von Interesse. Bezüglich der absoluten Größe der berechneten Werte für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ ist anzumerken, dass diese stark von den in Abschnitt 2.2.2 getroffenen Annahmen zur Verteilung der zusätzlichen Einspeisung abhängen und nur für diese Annahmen exakt gültig sind, was bei der Interpretation dieser Größen beachtet werden muss.

Die im vorherigen Absatz beschriebene Methodik zur Berechnung der Szenarien wird in Abbildung 4 veranschaulicht. Die Berechnung der Untervarianten ist nicht dargestellt, da diese gesondert erfolgt. Auf die hierzu notwendigen Anpassungen wird bei der Beschreibung der jeweiligen Ergebnisse in Kapitel 4 im Einzelnen eingegangen. Die Berechnung der Standardvarianten beginnt mit der Auswahl eines Szenarios, für das zunächst ohne zusätzliche Einspeisung aus WEA eine (n-1)-Berechnung durchgeführt wird. Nach der Berechnung wird geprüft, ob sich (n-1)-Überlastungen ergeben. Falls dies der Fall ist, wird $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ um 100 MW erhöht. Mit diesem Wert wird das Szenario entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 2.2.1 angepasst. Anschließend wird mit dem angepassten Szenario erneut eine (n-1)-Berechnung durchgeführt. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis (n-1)-Überlastungen auftreten. Das Auftreten von (n-1)-Überlastungen führt zur Ausgabe des letzten überlastungsfreien Berechnungsergebnisses und zum Beenden der Berechnung.

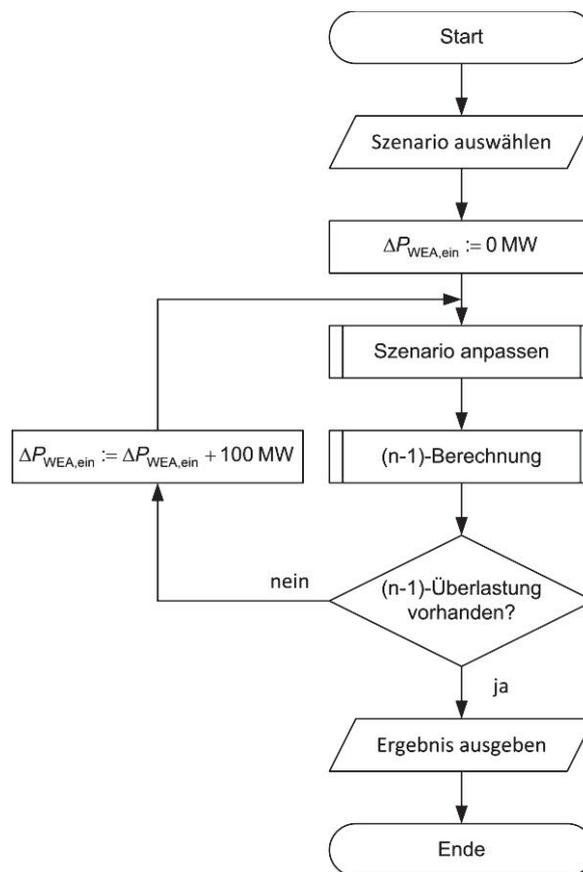


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei der Netzberechnung



2.3.2.2 Plausibilisierung

Nach der Berechnung wird eine Plausibilisierung durchgeführt. Im Fokus der Plausibilisierung steht die Auswirkung der Veränderung der Last-, Erzeugungs- und Netzdaten auf das Verhalten der Ersatzzweige, die in ihrer Gesamtheit das Randnetz nachbilden. Diese Nachbildung stellt jedoch, wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, eine Näherung um den ursprünglichen Arbeitspunkt dar. Durch die geschilderten Veränderungen wird der ursprüngliche Arbeitspunkt jedoch verlassen, sodass die Nachbildung des Randnetzes möglicherweise ihre Gültigkeit verliert. Hieraus können unplausible Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den Ersatzzweigen resultieren, welche es zu erkennen gilt. Die Plausibilisierung umfasst vier Überprüfungen und zielt neben der Erkennung unplausibler Randnetzflüsse auch auf die Einhaltung der Plausibilitätsanforderungen im Übertragungsnetz ab.

Im Rahmen der ersten Überprüfung werden die Leistungsfaktoren betrachtet. Diese sollten sowohl im Randnetz, als auch im Übertragungsnetz bei mittleren und großen Leistungen mindestens 0,9 betragen. Im Bereich kleiner Leistungen dürfen hingegen auch geringere Leistungsfaktoren auftreten. Durch die zweite Überprüfung wird die Einhaltung des Spannungsbandes im gesamten Netz überwacht. Bei der dritten Überprüfung wird die Wirkleistungsbilanz im Fokusgebiet betrachtet. Dazu wird das Fokusgebiet als Bilanzhülle aufgefasst. Eine zusätzliche Wirkleistungseinspeisung $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ sollte in vergleichbarer Höhe über das Übertragungsnetz aus dieser Bilanzhülle austreten. Abweichungen zwischen den beiden Werten lassen sich zum einen durch die Änderung der Verluste im Übertragungs- und Randnetz erklären. Zum anderen kann ein Teil der zusätzlich eingespeisten Wirkleistung das Fokusgebiet über das Randnetz verlassen, sodass dieser nicht erfasst wird. Große Abweichungen deuten somit auf unzulässig große Änderungen der Wirkleistungsflüsse oder der Verluste im Randnetz hin. Bei der vierten Überprüfung werden die Wirkleistungsflüsse im Randnetz stichprobenartig hinsichtlich ihres Verhaltens bei zusätzlicher Wirkleistungseinspeisung untersucht. Die auftretenden Veränderungen sollten vor dem Hintergrund der real existierenden Randnetze in ihrer Höhe und Verteilung plausibel sein. Beispielsweise ist durch die Erhöhung $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ auch eine Erhöhung der Ringflüsse durch die im Randnetz nachgebildeten Nachbarländer zu erwarten.

2.3.2.3 Ergebnisdarstellung

Bei der Darstellung der Ergebnisse wird zwischen zwei Darstellungsvarianten unterschieden. Die erste Darstellungsvariante wird verwendet, wenn bereits ohne zusätzliche Einspeisung und ohne EPM-Maßnahmen ($\Delta P_{WEA, \text{ein}} = 0 \text{ W}$) (n-1)-Überlastungen im Fokusgebiet auftreten. Diese werden dann zusammen mit den drei höchsten (n-1)-Auslastungen unter Angabe des jeweiligen (n-1)-Falls dargestellt. Andernfalls wird die zweite Darstellungsvariante gewählt. Hierbei werden die fünf höchsten (n-1)-Auslastungen zusammen mit dem für $\Delta P_{WEA, \text{ein, max}}$ ermittelten Wert angegeben. Bei parallelen Systemen werden aufgrund der gleichen bzw. nahezu gleichen Belastungssituation immer nur die Ergebnisse für ein System angegeben. Die dargestellten Ergebnisse werden abschließend kurz erläutert.



2.3.3 Zusammenfassung der im Datensatz enthaltenen Unsicherheiten

In diesem Abschnitt werden die in Abschnitt 2.3.1 und in Abschnitt 2.3.2 beschriebenen im Datensatz enthaltenen Unsicherheiten sowie ihre Auswirkungen auf die Ergebnisse zusammenfassend beschrieben.

Die erste Unsicherheit ergibt sich durch die in den Datensätzen verwendete Methode zur Nachbildung der HGÜ-Verbindungen (vgl. Abschnitt 2.3.1). Diese Methode liefert zwar eine exakte Nachbildung des stationären Verhaltens der HGÜ-Verbindung, ist allerdings nur für einen im Datensatz vorgegebenen unbekanntem Betriebspunkt gültig. Für die Untersuchung verschiedener Betriebspunkte ist somit zunächst eine mit Unsicherheiten behaftete Abschätzung über die vorliegenden Betriebspunkte der HGÜ-Verbindungen erforderlich (vgl. Tabelle 5). In diesem Gutachten wirkt sich diese Unsicherheit bei der Bildung der Szenarien bzw. bei der Untersuchung von HGÜ-Ausfällen (Untergruppe der (n-1)-Fälle) ebenfalls aus. Die hierdurch verursachten Fehler werden jedoch vor dem Hintergrund der großen Unsicherheiten, die bei der Anpassung der Last- und Erzeugungsdaten auftreten, als vergleichsweise gering angesehen.

Die zweite Unsicherheit ergibt sich durch die Verwendung von Ersatzzweigen zur Modellierung der 380-220-kV-Umspannebene (vgl. Abschnitt 2.3.2). Hierdurch wird zwar das Verhalten der Umspannebene in aggregierter Form nachgebildet, der Zugriff auf einzelne Betriebsmittel ist jedoch nicht möglich. Daher können Überlastungen oder Ausfälle von Transformatoren im Rahmen dieses Gutachtens nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus stellt die Beschränkung der Untersuchungen auf zwei NNF eine Einschränkung dar, welche auf die begrenzte Anzahl der von der BNetzA erhaltenen Datensätze (insgesamt vier NNF, davon zwei mit einer signifikanten Einspeisung aus WEA) zurückzuführen ist. Eine Abschätzung über die Höhe des Jahresenergiebedarfs für Redispatch- oder Einspeisemanagementmaßnahmen beziehungsweise andere EPM-Maßnahmen ist auf dieser Basis nicht möglich. Bei Einbeziehung einer deutlich größeren, für das gesamte Jahr repräsentativen Anzahl an NNF, wäre eine Abschätzung hierüber hingegen möglich.



3 Maßnahmen für das Engpassmanagement

Eine mögliche Alternative zum Netzausbau stellen EPM-Maßnahmen dar. In diesem Gutachten werden dazu zwei Arten von EPM-Maßnahmen betrachtet. Zum einen jene Maßnahmen, welche nach § 13 EnWG von den ÜNB durchgeführt werden. Zum anderen technisch mögliche Maßnahmen, für die zukünftig neue regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen und umgesetzt werden müssten. Heute sind bereits viele EPM-Maßnahmen technisch umsetzbar, jedoch variiert ihre derzeitige Marktrelevanz stark [Jansen et al. 2015]. Tatsächlich werden von den Netzbetreibern momentan vor allem abschaltbare Lasten, Spitzenkappung sowie Einspeisemanagement- und Redispatch-Maßnahmen eingesetzt, welche im Verlauf dieses Kapitels erläutert werden. Zudem bestehen grundsätzlich die rechtlichen Voraussetzungen, um auch zuschaltbare Lasten im Rahmen des Netzmanagements einsetzen zu können. Durch Pilot- und Forschungsprojekte sowie angepasste regulatorische Rahmenbedingungen könnten auch andere EPM-Maßnahmen weiterentwickelt und in Zukunft vermehrt eingesetzt werden.

Neben der zuvor erwähnten Aufteilung können die Maßnahmen zudem noch in räumliche und zeitliche EPM-Maßnahmen aufgeteilt werden. Der Netzausbau ermöglicht eine flexible Verteilung der Energie über unterschiedliche Netzregionen und stellt somit eine räumliche Maßnahme dar. Gleichermaßen sind zeitliche EPM-Maßnahmen erforderlich, um die Residuallast (Differenz zwischen Verbraucher- und Erzeugerleistung) auszugleichen. Sie wird momentan durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. In Abbildung 5 ist beispielhaft die sortierte Leistung über die Zeit für das Umspannwerk Homfeld in Niedersachsen aufgetragen. Relevanz für die Netzplanung besitzen das Maximum (Entnahme aus dem Netz) und das Minimum (Einspeisung in das 110-kV-Netz) der dargestellten Linie. An dieser Jahresdauerlinie wird deutlich, dass es bereits heute an manchen Orten zu einer Überdeckung durch Erzeugung aus EE kommt (negative Residuallast). Durch den Einsatz von EPM-Maßnahmen kann eine lokale Anpassung der Lastflüsse und somit der Jahresdauerlinie erreicht werden. Durch Einspeisemanagement-Maßnahmen kann die gezeigte Dauerlinie beispielsweise nach oben verschoben werden; Somit wird die Überdeckung lokal reduziert.

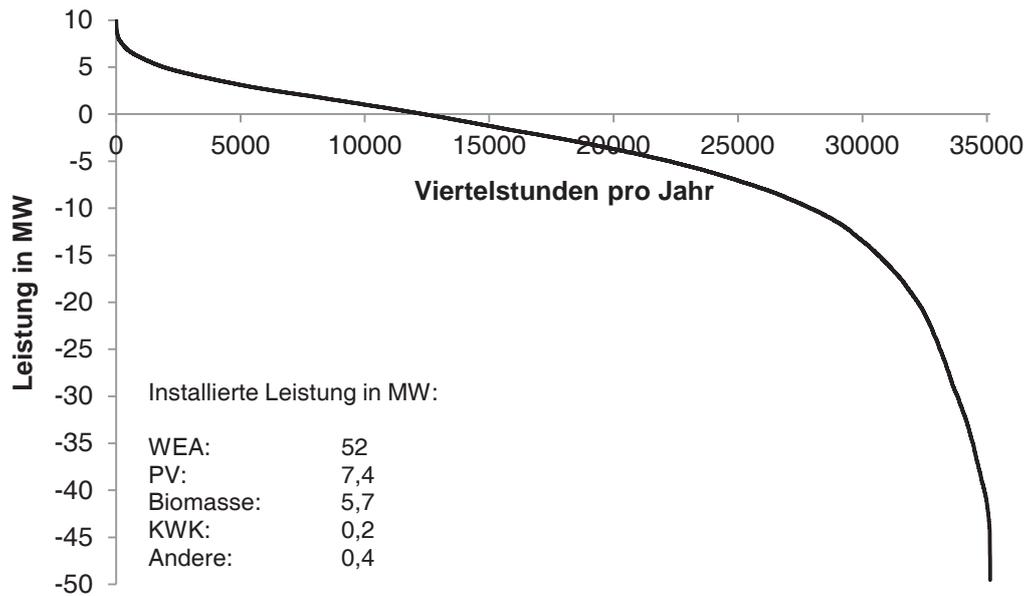


Abbildung 5: Sortierte Leistung für das Jahr 2016 am Umspannwerk Homfeld [Avacon 2017]

In Abbildung 6 ist beispielhaft eine für Deutschland im Jahr 2030 prognostizierte Residuallast (Farbskala) in Abhängigkeit zu ihrer Dauer dargestellt [Beck 2016]. Ebenso ist darin der dazugehörige Speicherbedarf für EPM-Maßnahmen gezeigt (Ordinatenachse). Es ist ersichtlich, dass der erforderliche Anwendungsbereich eine große Spannweite hinsichtlich erforderlicher Leistung und Energiemenge aufweist (ungefähr -20 GW bis 70 GW sowie - 0,06 TWh bis 35 TWh). Aufgrund dessen ist ein Einsatz von unterschiedlichen Technologien zur Bereitstellung von EPM-Maßnahmen notwendig.

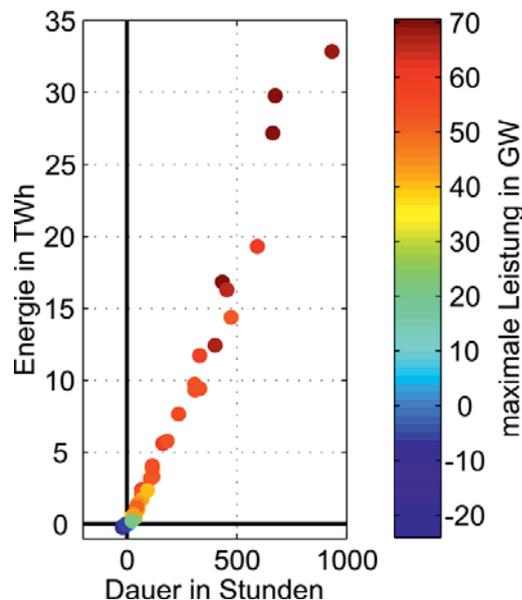


Abbildung 6: Analyse der Residuallast im Jahr 2030 in Deutschland [Beck 2016]



Die nachfolgend aufgelisteten EPM-Maßnahmen könnten dazu in Niedersachsen zum Einsatz kommen [consentec 2016; Krzikalla et al. 2013]. Sie werden in diesem Kapitel beschrieben und aus Sicht der Gutachter hinsichtlich ihrer Verwendung in Niedersachsen bewertet. Es kann dabei zwischen bereits verfügbaren Technologien^a und zukünftig denkbaren Technologien^b, die noch Forschungsbedarf aufweisen, unterschieden werden:

- Zuschaltbare Lasten^a
- Abschaltbare Lasten^a
- Demand-Side-Management^a
- Einspeisemanagement^a
- Spitzenkappung^a
- Redispatch und Flexibilisierung von Kraftwerken^a
- Automatisierte Systemführung^b
- Energiespeicher^b
- Flexibilisierung von KWK-Anlagen^b

Abschließend werden die Potenziale der Maßnahmen in Niedersachsen anhand des Kriteriums Leistung abgeschätzt. Sie werden dabei jedoch nicht hinsichtlich der Dauer ihrer Verfügbarkeit bewertet, da im Rahmen dieses Gutachtens lediglich einzelne Zeitpunkte bzw. NNF betrachtet werden (vgl. Abschnitt 2.1). Der Fokus liegt auf Maßnahmen, welche einen Einfluss auf das Übertragungsnetz haben können; diese müssen sich allerdings nicht notwendigerweise im Übertragungsnetz befinden. Die vorliegende Untersuchung erfolgt ergänzend zu den Netzberechnungen im nachfolgenden Kapitel 4. Eine Integration der Potenzialabschätzung in das verwendete Modell findet aufgrund der darin enthaltenen Unsicherheiten nicht statt (vgl. Abschnitt 2.3).

3.1 Zuschaltbare Lasten

Als zuschaltbare Last wird ein Energieverbraucher bezeichnet, der bei Bedarf durch den Netzbetreiber aktiviert werden kann und somit über eine steuerbare Stromnachfrage verfügt. Neben industriellen Verbrauchern kann es sich bei zuschaltbaren Lasten auch um Energiespeicher oder Power-to-Heat Anwendungen handeln (vgl. Abschnitte 3.7 und 3.9). In Tabelle 7 ist die Bewertung von zuschaltbaren Lasten in Niedersachsen dargestellt.



Tabelle 7: Bewertung der zuschaltbaren Lasten

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Technologie marktreif
Kosten	Ggf. Kosten für Erweiterung zu Power-to-Heat Anlage, Steuerungstechnik
Einflussfaktor auf Netzausbau	Netzausbau kann reduziert werden
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Generell verfügbar, EnWG-Novelle regelt dieses Instrument

3.2 Abschaltbare Lasten

Über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) hat der ÜNB die Möglichkeit, bei Industriebetrieben kurzfristig Lasten abzuschalten. Die Teilnahme erfolgt freiwillig und wird über einen Arbeits- und Leistungspreis vergütet. Die Industriebetriebe erhalten als Entschädigung eine Vergütung von höchstens 400 Euro pro MWh (§ 4 AbLaV). Die Voraussetzungen sind in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) definiert und werden im Folgenden aufgelistet:

- Die abschaltbare Last musste bis zur Novellierung der Verordnung im Sommer 2016 mindestens 50 MW betragen, nach der Novellierung sind es 5 MW. Der mögliche Anbieterkreis wurde somit deutlich erweitert. Es können auch mehrere Lasten sein, die zusammen die Mindestleistung ergeben [BNetzA 2016a].
- Die Lasten müssen am Hochspannungs- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sein. Seit der Novellierung der Verordnung im Sommer 2016 können die Lasten auch im Mittelspannungsnetz angeschlossen sein.

In Tabelle 8 ist die Bewertung von abschaltbaren Lasten dargestellt. Diese sind teilweise bereits realisiert bzw. könnten kostengünstig nachgerüstet werden (sofern produktionsbedingt machbar).

Tabelle 8: Bewertung von abschaltbaren Lasten

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Technologie marktreif, regulatorischer Rahmen vorhanden
Kosten	Die Industriebetriebe erhalten als Entschädigung eine Vergütung von höchstens 500 Euro pro vorgehaltener MW Leistung und 400 Euro pro abgerufener MWh
Einflussfaktor auf Netzausbau	Können die Flexibilität der Netzführung generell erhöhen
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Generell verfügbar



3.3 Demand-Side-Management

Demand-Side-Management (DSM) kann genutzt werden, um auf der Nachfrageseite Engpassmanagement zu betreiben und somit eine fluktuierende Erzeugung auszugleichen. Erschließbares Potenzial für DSM bieten sowohl Haushalte als auch Großverbraucher.

Das Potenzial von Haushalten zu nutzen ist aufwendig, weil die elektrischen Verbraucher dort typischerweise eine Leistung deutlich unterhalb von 30 kW haben und somit eine komplexe Kommunikationsinfrastruktur benötigt würde, um eine ausreichend hohe Gesamtleistung zu erreichen. Durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern kann die verfügbare Leistung in Haushalten erhöht werden. Neu zu erschließendes DSM-Potenzial auf Seiten der Haushalte bietet die private Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Gesteuerte Ladegeräte können bei einem Ladevorgang unter Berücksichtigung der Rahmenparameter der Leistungselektronik die aus dem Netz bezogene Leistung erhöhen oder verringern. Somit kann entsprechend positive oder negative Regelleistung bereitgestellt werden. Als ein nächster Schritt ist künftig das bidirektionale Laden denkbar. Dabei wird nicht nur der Ladevorgang gesteuert, sondern Energie aus einem Speicher der Elektroautos in das öffentliche Stromnetz gespeist.

DSM-Optionen in den Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bieten in Einzelfällen große Lasten. In den meisten Betrieben ist zudem bereits eine Mess- und Steuerungstechnik vorhanden. Aktuell liegt das Potenzial der deutschen Industrie bei einer Leistung von 5-15 GW [Seidl et al. 2016]. Dieses wird jedoch nur in geringen Umfang genutzt [Langer und Wesche 2016]. Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen stellen Maßnahmen bei der Wasseraufbereitung, bei Nachtspeicherheizungen, bei Kühl- und Gefrierprozessen, im Lebensmitteleinzelhandel und in Kühlhäusern Möglichkeiten für DSM dar.

In Tabelle 9 wird eine Bewertung von DSM vorgenommen. Mit DSM-Maßnahmen lassen sich eher langfristig Verbraucher einer Leistung von wenigen MW flexibel nutzen. Denkbar ist insbesondere das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen.



Tabelle 9: Bewertung des Demand-Side-Managements

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Einbezug einzelner Haushalte in die Netzsteuerung ist aufwendig, weil es viele, vergleichsweise kleine dezentrale Lasten sind
Kosten	Investitionskosten im Vergleich zu anderen EPM-Maßnahmen (Netzausbau, flexible Kraftwerke, Speicher) gering (nur Steuerungstechnik), viele Ladevorgänge beim DSM von Elektrofahrzeugen belasten die Batterie stark (Berücksichtigung bei der Vergütung notwendig)
Einflussfaktor auf Netzausbau	Kaum Einfluss erwartet
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Gesamtes Potenzial in Niedersachsen gering

3.4 Einspeisemanagement

Einspeisemanagement bedeutet, dass steuerbare EE-Anlagen, wie WEA und PV-Anlagen, auf Anweisung des ÜNB oder des Verteilnetzbetreibers ihre Leistung reduzieren. Die Abregelung wird notwendig, wenn lokale Überlastungen in Teilen des Stromnetzes auftreten und die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Durch Einspeisemanagement-Maßnahmen können erneuerbare Energie zeitweise nicht vollständig genutzt werden. Andere Optionen sollten folglich vorgezogen werden, sofern dies technisch möglich ist.

Anforderungen an die Abregelung der Anlagen können aus der Verteilnetzebene oder aus der Übertragungsnetzebene kommen. Einspeisemanagement wird bereits aktiv betrieben und bietet ein Potenzial mit einer Leistung von mehreren hundert MW. Schätzungsweise bietet die Weiterentwicklung zu einem automatisierten Einspeisemanagement mittelfristig Potenzial für weitere mehrere hundert MW.

Tabelle 10: Bewertung des Einspeisemanagements

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Wird bereits als Maßnahme eingesetzt
Kosten	Es fällt die Entschädigung für die Anlagenbetreiber an; geringe Investitionskosten, weil die Anlagen die benötigte Mess- und Steuertechnik bereits besitzen
Einflussfaktor auf Netzausbau	Kurzfristige Netzengpässe werden verhindert, ein Netzausbau wird nicht verhindert
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Netzbetreiber setzen Einspeisemanagement bereits ein



3.5 Spitzenkappung

Bei der Spitzenkappung wird in der Netzplanung das Stromnetz nicht auf die Summe der Nennleistungen ausgelegt, sondern auf einen geringeren Wert [FNN 2017]. Selten auftretende Spitzenleistungen werden abgeregelt. Mit dem Strommarktgesetz wurde das EnWG geändert, sodass Netzbetreiber eine Kappung der Einspeisespitzen berücksichtigen können (§ 11 Abs. 2 EnWG). Die Regelung sieht vor, dass die Spitzenkappung pro Windenergie- bzw. PV-Erzeugungsanlage maximal 3 % der erzeugbaren Jahresenergiemenge umfassen kann.

Neue Netzplanungen mit diesem „3 %-Ansatz“ können kurzfristig umgesetzt werden. In den Szenarien des NEP 2025 wird von den ÜNB eine Spitzenkappung von maximal 3 % zugrunde gelegt.

Tabelle 11: Bewertung der Spitzenkappung

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Technologie einsatzbereit
Kosten	Primär volkswirtschaftliche Kosten durch verlorene Energiemengen
Einflussfaktor auf Netzausbau	Kann Netzausbau für Erzeugungsspitzen vermeiden
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Generell verfügbar, da Instrument der Netzplanung

3.6 Automatisierte Systemführung

Bei Netzplanungsprozessen wird das (n-1)-Kriterium zu Grunde gelegt. Dieses Kriterium besagt, dass bei Ausfall oder Abschaltung eines Betriebsmittels wie einer Stromleitung, eines Transformators oder eines Kraftwerks, das Stromversorgungsnetz weiterhin stabil betrieben werden muss. Daraus folgt, dass die vorhandenen Betriebsmittel im Normalfall nicht bis zu ihrer vollen Kapazität genutzt werden. Im Fehlerfall übernehmen sie den Energietransport des abgeschalteten oder ausgefallenen Elements.

Bei der automatisierten Systemführung wird vorgeschlagen, dass die Betriebsmittel auch im Normalfall mit bis zu 100 % ihrer Kapazität ausgelastet werden können [consentec 2016]. Dabei sind zwei Ausprägungen möglich: Zum einen eine Erweiterung („Next Level“) des Erzeugermanagements. Im Fehlerfall werden automatisch schnell regelbare Erzeugungsanlagen oder Verbraucher so geregelt, dass vor dem entstandenen Engpass die Erzeugungsleistung reduziert wird und hinter dem Engpass die Erzeugungsleistung erhöht wird bzw. Verbraucher entsprechend ihre aus dem Stromnetz bezogene Leistung erhöhen oder verringern.

Im Prinzip entspricht diese Methode dem Redispatch oder dem Einspeisemanagement - mit dem Unterschied, dass die Regelung erst im Fehlerfall erfolgt. Dabei werden auch temporäre



Überlastungen der Betriebsmittel toleriert, welche nicht unmittelbar zu einem Ausfall des Betriebsmittels führen. Es ist ein vielversprechendes und mittelfristig umsetzbares Instrument der automatisierten Betriebsführung.

Als eine weitere Ausprägung der automatisierten Systemführung können auch Netzelemente installiert werden, welche im Fehlerfall über eine schnelle Leistungsflusssteuerung einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen. Solche Maßnahmen werden allerdings erst mittel- bis langfristig zur Verfügung stehen, da teilweise neue Elemente im Stromnetz installiert werden müssen. Durch diese Maßnahme lässt sich langfristig ein Potenzial von einigen GW erschließen.

Tabelle 12: Bewertung der automatisierten Systemführung

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Noch nicht Stand der Technik, umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten notwendig, einsetzbar in der kurz- bis mittelfristigen Zukunft
Kosten	Neues Element der Netzführung, Kosten sind noch nicht abzuschätzen
Einflussfaktor auf Netzausbau	Die Übertragungskapazitäten der Leitungen steigen ohne zusätzlichen Netzausbau, zusätzliche erneuerbare Energien können aufgenommen werden
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Theoretisches Potenzial abhängig von schnell regelbaren Einheiten, bei einem Ausfall des Betriebsmittels müssen auf beiden Seiten des Fehlers schnell regelbare Einheiten vorhanden sein

3.7 Energiespeicher

Energiespeicher bieten die Möglichkeit, elektrische Energie sowohl aus- als auch einzuspeichern. Sie stellen somit physikalisch Erzeuger oder Verbraucher dar. Es existieren verschiedene Speichersysteme mit spezifischen Eigenschaften [Sternner und Stadler 2014; Kurzweil und Dietlmeier 2015]. Die Energie kann entweder elektrochemisch, stofflich (chemisch) oder mechanisch gespeichert werden. Speichersysteme, welche die Energie rein elektrisch speichern (Supercaps oder supraleitende magnetische Energiespeicher) werden in diesem Gutachten wegen ihres geringen Energiegehaltes nicht betrachtet.



Die verschiedenen Speichertechnologien lassen sich anhand folgender Kriterien beschreiben:

- Energiedichte
- Leistungsdichte
- Wirkungsgrad
- Leistungsgradient
- Selbstentladungsrate
- Kosten

3.7.1 Elektrochemische Energiespeicher

Elektrochemische Energiespeicher, bzw. Batterien, gibt es in unterschiedlichen Ausführungen, wie beispielsweise Flow-Batterien (Redox-Flow-Batterien), Hochtemperaturbatterien (NaS-Batterien), Lithium-Ionen-Batterien oder Bleisäurebatterien. Als Stand der Technik gelten momentan Lithium-Ionen-Batterien [Kurzweil und Dietlmeier 2015]. Batterien unterscheiden sich in ihrer Leistungsdichte, ihrer Energiedichte, ihrer Lebensdauer und ihren Kosten. Lithium-Ionen-Batterien haben zum Beispiel eine höhere Energiedichte und einen höheren Wirkungsgrad als konventionelle Bleisäurebatterien.

3.7.2 Stoffliche Energiespeicher

Stoffliche Energiespeicher, auch als Power-to-Gas-Technologie bezeichnet, ermöglichen es, Strom in Form von Gasen (Wasserstoff, Methan) zu speichern. Damit ist eine Langzeitspeicherung von Energie möglich. Die Speicherung kann in Kavernenspeichern oder im Erdgasnetz erfolgen. Diese Technologie bietet folglich eine große Speicherkapazität, wodurch ein Großteil der überschüssigen Energie aus EE gespeichert werden könnte. Diese Technologie ist ebenfalls als zuschaltbare Last einsetzbar.

Wasserstoff kann allerdings nur zu einem geringen Anteil von 2 % dem Erdgas beigemischt werden [Sternner und Stadler 2014]. Dieses Problem kann umgangen werden, indem der Wasserstoff in einem weiteren Schritt zu Methan umgewandelt wird und so in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Ein Nachteil dieser Umwandlungskette ist, dass der Gesamtwirkungsgrad mit 35 % unter dem Wirkungsgrad des reinen Wasserstoffsystems liegt [Sternner und Stadler 2014]. Die Verstromung des erzeugten Gases kann unter anderem mit GuD-Kraftwerken und Brennstoffzellen erfolgen [Sternner und Stadler 2014]. Ein Anwendungsbeispiel für die Power-to-Gas-Technologie ist die Pilotanlage Falkenhagen der Firma Uniper. Die Anlage erzeugt mit 2 MW elektrischer Leistung 360 Nm³ Wasserstoff pro Stunde [Schoof 2014].

Aufgrund der geringen Wirkungsgrade bei der Rückverstromung stellen mittels Strom erzeugte chemische Energieträger auch eine gute Option zur direkten stofflichen Nutzung dar. In diesem Fall verhalten sich diese Anlagen analog zu zuschaltbaren Lasten (vgl. Abschnitt 3.1).



3.7.3 Mechanische Energiespeicher

Zu den mechanischen Energiespeichern werden Schwungräder, Pumpspeicherkraftwerke (PSK) und Druckluftspeicherkraftwerke gezählt.

Schwungräder nutzen die kinetische Rotationsenergie zur Speicherung. Für die Erhöhung der Speicherkapazität werden möglichst große Massen und eine große Rotationsgeschwindigkeit benötigt. Schwungräder sind jedoch aufgrund der mit anderen Speichertechnologien vergleichsweise geringen Energiedichte und der hohen Selbstentladung nur für die Kurzzeitspeicherung (Sekunden- bis Minutenbereich) geeignet [Kurzweil und Dietlmeier 2015]. Ein Anwendungsbereich ist zum Beispiel die Kurzzeit-Überbrückung von Spannungsausfällen und Versorgungseinbrüchen [Heuck et al. 2010].

PSK werden hauptsächlich als Stunden- und Tagesspeicher verwendet [Sterner und Stadler 2014]. Das größte PSK in Deutschland in Goldisthal kann bis zu 8,5 GWh einspeichern. Die Vorteile von PSK sind der hohe Wirkungsgrad von über 80 %, die hohe Verfügbarkeit, die Lebensdauer von bis zu 60 Jahren und die geringen Betriebskosten [Kurzweil und Dietlmeier 2015]. Nachteile sind der Platzbedarf von Neubauten und die teilweise geringe gesellschaftliche Akzeptanz. Zusätzlich sind die Standorte für weitere PSK begrenzt [Sterner und Stadler 2014]. Deshalb sind die Potenziale der PSK in Deutschland für den zukünftig benötigten Speicherbedarf alleine nicht ausreichend. Derzeit werden in Deutschland 35 PSK mit einer gesamten Speicherkapazität von ca. 40 GWh betrieben [EFZN 2013]. Das Problem des großen Platzbedarfs könnte umgangen werden, indem man den Oberflächenverbrauch durch die Nutzung von untertägigen PSK minimiert. Dafür können beispielsweise vorhandene und mittlerweile ungenutzte Schächte im Untergrund genutzt werden. Die wesentlichen Bestandteile solcher untertägigen PSK sind die gleichen wie bei einer übertägigen Anlage [EFZN 2012]. Im Gegensatz zu gewöhnlichen PSK wurde allerdings bisher noch kein untertägiges PSK realisiert, die Machbarkeit jedoch zum Beispiel in [EFZN 2012] untersucht.

Bei Druckluftspeicherkraftwerken wird die elektrische Energie dazu verwendet, um Druckluft in Kavernen oder in Betonkugeln zu pressen. Die Betonkugeln können zum Beispiel im Meer oder in Binnengewässern versenkt werden [Schmidt-Böcking et al. 2013]. Die Standorte für Druckluftspeicherkraftwerken sind somit auf bestimmte Regionen begrenzt. Der Wirkungsgrad von Druckluftspeicherkraftwerken beträgt 42 % [Kurzweil und Dietlmeier 2015]. Mittels Wärmekopplung lässt sich dieser auf 70 % erhöhen. Ein Anwendungsbeispiel ist das Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf, das von der Firma Uniper betrieben wird. Das Kraftwerk hat eine Leistung von 290 MW und ein Speichervolumen für Druckluft von knapp 300.000 m³ [Heuck et al. 2010]. Die Beladung bei einem Druck von 50-70 bar dauert 8 Stunden bei einem Leistungsbedarf von 60 MW [Kurzweil und Dietlmeier 2015].

3.7.4 Zwischenergebnis Energiespeicher

Von den Gutachtern kann für die Energiespeicher mittelfristig ein Potenzial von einigen hundert MW abgeschätzt werden. Neben Power-to-Gas-Anlagen können in diesem Bereich auch Batteriespeicher in unterschiedlichen Dimensionierungen sowie bereits etablierte PSK genutzt werden.



Tabelle 13: Bewertung von Energiespeichern

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Batterien, PSK und Druckluftspeicherkraftwerke marktreif
Kosten	Benötigte Leistungen zur Vermeidung Netzausbau können nur durch stoffliche Energiespeicher bereitgestellt werden, der Wirkungsgrad ist bei einer Speicherung und Rückverstromung gering, daher sind die Verluste und somit die Kosten hoch
Einflussfaktor auf Netzausbau	Zubaupotenzial bei PSK und Druckluftspeichern kaum vorhanden
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Bisher gibt es nur Pilotanlagen für stoffliche Energiespeicher in Niedersachsen, PSK und Druckluftspeicherkraftwerke können nicht zusätzlich genutzt werden, Batterien als Haushaltsspeicher sind bereits verfügbar

3.8 Redispatch und Flexibilisierung von Kraftwerken

Redispatch bedeutet, dass bei einem Netzengpass Kraftwerke vor dem Netzengpass die Einspeisung reduzieren und die Stromeinspeisung hinter dem Netzengpass erhöht bzw. die Nachfrage hinter dem Engpass gesenkt wird (z.B. über die abschaltbaren Lasten). Redispatch muss vom Netzbetreiber genutzt werden, wenn die Leitungskapazitäten nicht ausreichend sind und somit ein Netzausbau erforderlich würde. Mit dieser Maßnahme wird dem Netzengpass entgegengewirkt. Durch den starken Anstieg der fluktuierenden EE-Anlagen nimmt die Anzahl der Netzengpässe und damit die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen erheblich zu, wie in Tabelle 14 für die Jahre 2010 bis 2015 dargestellt ist.

Aktuell werden Redispatch-Maßnahmen von konventionellen Kraftwerken durchgeführt. EE-Anlagen hingegen können über Einspeisemanagement-Maßnahmen geregelt werden, wenn Redispatch-Maßnahmen nicht ausreichen. Wenn die Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken sinkt, können zukünftig vermehrt EE-Anlagen genutzt werden, um den Redispatch konventioneller Kraftwerke zu ersetzen. Um diese EE-Anlagen zum Redispatch zu verwenden, muss jedoch eine Änderung des EnWG erfolgen [50Hertz Transmission 2017]. In Tabelle 15 findet sich eine Bewertung für Redispatch-Maßnahmen sowie für die Flexibilisierung von Kraftwerken.



Tabelle 14: Anzahl der Redispatch-Maßnahmen in den Jahren von 2010 bis 2015 in Deutschland [BNetzA 2016d]

Jahr	Anzahl der Redispatch-Maßnahmen
2010	1588
2011	5030
2012	7160
2013	7965
2014	8453
2015	15811

Tabelle 15: Bewertung von Redispatch und Flexibilisierung von Kraftwerken

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Wird von Netzbetreibern bereits eingesetzt
Kosten	Keine Investitionskosten, Kosten fallen durch die Redispatch-Maßnahmen selbst an
Einflussfaktor auf Netzausbau	Ergänzend zu Redispatch kann durch eine generelle Flexibilisierung von Kraftwerken dauerhaft mehr fluktuierende Leistung integriert werden, konventionelle Erzeuger reduzieren im Bedarfsfall ihre Leistung
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Redispatch und Flexibilisierungen von Kraftwerken können dort durchgeführt werden, wo konventionelle Kraftwerke existieren und im Bedarfsfall ein Potenzial zur Leistungsreduktion bieten [EFZN 2017b]

3.9 Flexibilisierung von KWK-Anlagen

Großtechnische Wärmespeicher in Form von Warmwasserspeichern werden heute bereits eingesetzt, um die Energieerzeugung von KWK-Kraftwerken flexibler zu gestalten. Bei einem hohen Strompreis kann das Kraftwerk beispielsweise unter Volllast Strom und Wärme erzeugen und den Wärmespeicher beladen bzw. gleichzeitig Wärme ins Fernwärmenetz speisen.

Wenn der Strompreis niedrig oder sogar negativ ist, kann das KWK-Kraftwerk abgeregelt und gegebenenfalls benötigte Wärme durch den Wärmespeicher bereitgestellt werden.



Einige Beispiele von Fernwärmespeichern in Niedersachsen sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Beispiele für Fernwärmespeicher in Niedersachsen [Energate 2017; BS Energy 2017]

Kraftwerk	Volumen / m³	Energie / MWh
BS Energy, Braunschweig	5600	k.A.
Stadtwerke Hannover	12500	500 MWh

Um zusätzlich aus Strom Wärme erzeugen zu können und somit das Potenzial weiter zu erhöhen, kann eine Power-to-Heat Anlage installiert werden. Diese Technologie ermöglicht es, bei hoher EE-Einspeisung die überschüssige Energie in Wärme umzuwandeln [EFZN 2017a]. Eine Speicherung ist anschließend in einem Wärmespeicher oder dem Fernwärmenetz möglich. In Tabelle 17 ist ein Überblick der Power-to-Heat-Anlagen in Norddeutschland.

Tabelle 17: Power-to-Heat-Anlagen in Norddeutschland (Stand März 2016). Daten teilweise aus [AGFW 2016]

Unternehmen	Elektrische Leistung / MW	Inbetriebnahme / Jahr
Stadtwerke Flensburg	30	2012
Stadtwerke Greifswald	5	geplant
Stadtwerke Kiel	30	2015
Stadtwerke Lübeck	2,5	2016
Stadtwerke Schwerin	15	2013
Summe	82,50	

Prinzipiell kann jedes Heizkraftwerk mit einem Wärmespeicher ausgerüstet werden, wenn der Standort des Kraftwerkes genügend Platz für den Bau eines solchen Speichers bietet. In Niedersachsen liefern die KWK-Anlagen in Hannover (Gemeinschaftskraftwerk Hannover) und Wolfsburg (Heizkraftwerk Wolfsburg West) zu Zeiten negativer Strompreise noch elektrische Energie [EFZN 2017b].



Beide beliefern ebenso naheliegende Verbraucher mit Wärme und Prozessdampf. Ein Wärmespeicher oder ein E-Heizer würden ermöglichen, dass diese Kraftwerke flexibler reagieren. In Tabelle 18 ist die Bewertung der Flexibilisierung von KWK-Anlagen dargestellt. Grundsätzlich kann für diese Maßnahme bereits kurz- bis mittelfristig ein Potenzial einer Leistung von einigen hundert MW abgeschätzt werden.

Tabelle 18: Bewertung der Flexibilisierung von KWK-Anlagen

Kriterium	Bewertung der Gutachter
Technologiereife	Sowohl Fernwärmespeicher als auch Power-to-Heat-Anlagen werden in Niedersachsen betrieben
Kosten	Investitionen notwendig für Fernwärmespeicher und für Power-to-Heat Anlagen: In Hannover z.B. ist für den Fernwärmespeicher mit 500 MWh ein Investitionsvolumen von 5,5 Mio. Euro erforderlich
Einflussfaktor auf Netzausbau	Ähnlich wie bei zuschaltbaren Lasten kann Energie lokal dem Netz entnommen werden
Verfügbarkeit in Niedersachsen	Unter anderem in Hannover und Wolfsburg könnte die Installation eines Wärmespeichers die Einspeisung aus KWK-Anlagen reduzieren

3.10 Potenzial von Engpassmanagement-Maßnahmen in Niedersachsen

Wie bereits erläutert, werden die Abweichungen zwischen Energieerzeugung und -verbrauch aufgrund des ansteigenden EE-Anteils in Deutschland und der dadurch entstehenden fluktuierenden Energiebereitstellung größer. Dies erfordert zusätzlich zu dem geplanten Netzausbau den vermehrten Einsatz von EPM-Maßnahmen. Neben den bereits genutzten Maßnahmen weisen auch andere EPM-Maßnahmen Potenziale in Niedersachsen auf. Nach Ansicht der Gutachter haben diese nach dem derzeitigen Stand der Technik ein hohes Gesamtpotenzial. Die Ergebnisse der durchgeführten Potenzialanalyse sind in Tabelle 19 zusammengefasst. Es ist für jede Technologie ein zeitlicher Umsetzungshorizont sowie ein Potenzial (Leistung) angegeben.

Insbesondere ist hier die Flexibilisierung bestehender Kraftwerke hervorzuheben. Eine Umsetzung dieser Maßnahme ist kurzfristig möglich und das Potenzial beträgt 1-2 GW. Ebenso steht mit dem Ansatz der Spitzenkappung kurzfristig eine Option zur Verfügung. Da diese allerdings bereits teilweise in der Netzplanung berücksichtigt wird, sind die zusätzlichen Potenziale im Bereich einiger hundert MW abzuschätzen. Maßnahmen wie DSM oder Energiespeicher weisen geringe Potenziale auf (mehrere hundert MW) und stellen, wie der Netzausbau, eher mittel- bis langfristig eine Option dar. Eine automatisierte Systemführung kann aufgrund der (noch) fehlenden geeigneten Betriebsmittel nicht kurzfristig netzentlastend wirken. Mittelfristig ist darin jedoch eine vielversprechende EPM-Maßnahmen mit Potenzialen im Bereich einiger GW zu sehen.



Tabelle 19: Umsetzungshorizont und Potenziale von Engpassmanagement-Maßnahmen in Niedersachsen

Maßnahme	Umsetzung	Potenzial
Flexibilisierung bestehender Kraftwerke	kurzfristig	1 bis 2 GW
Zuschaltbare Lasten	kurzfristig	einige hundert MW
automatisierte Systemführung: automatisiertes Einspeisemanagement	mittelfristig	mehrere hundert MW
automatisierte Systemführung: neue Netzelemente	mittelfristig	einige GW
Spitzenkappung (3 %-Ansatz)	kurzfristig	einige hundert MW
Flexibilisierung von KWK-Anlagen	kurz- bis mittelfristig	einige hundert MW
Energiespeicher	mittelfristig	einige hundert MW
Demand-Side-Management/Abschaltbare Lasten	kurzfristig	wenige bis einige hundert MW

Viele der genannten EPM-Maßnahmen haben den Nachteil, dass der wirtschaftliche Nutzen noch nicht gegeben ist. Folglich müssen Technologien, wie beispielsweise Energiespeicher, stetig weiterentwickelt und die Anwendung von zum Beispiel DSM finanziell angereizt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb solcher Technologien zu ermöglichen. Weiterhin sollten mehrere EPM-Maßnahmen kombiniert angewendet werden, um netzdienliche Effekte erzielen zu können. Bis es zu einer kombinierten Nutzung mehrerer Maßnahmen kommen kann, sollten zuvor jedoch weitere Maßnahmen in Pilotprojekten getestet werden. So wird in Niedersachsen eine Modellregion im Rahmen des Projektes Enera vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert [EWE 2017]. Ziel in diesem Projekt ist es, die drei Kernbereiche Netz, Markt und Daten besser zu vernetzen.

Die genannten EPM-Maßnahmen sind als eine Ergänzung zum Netzausbau anzusehen und durch diese wird eine zusätzliche Entlastung der Netze ermöglicht. Auf diese Weise kann ein zusätzlicher Zubau von EE, insbesondere Onshore-WEA, erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.2.2). Dieser zusätzlich Zubau $\Delta P_{WEA,inst,max}$ wird im folgenden Kapitel auf Basis von Netzberechnung ermittelt. Eine intensive Nutzung von EPM-Maßnahmen kann den so errechneten Zubau weiter erhöhen. Da die ermittelten Potenziale nicht in das verwendete Modell übertragen werden, kann ihre Auswirkung auf die Netzbelastung im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht bewertet werden.



4 Netzberechnung

Im folgenden Kapitel wird zunächst die ermittelte Datengrundlage (Last- und Erzeugungsdaten sowie Netzausbaumaßnahmen) der betrachteten Szenarien dargelegt, welche die Grundlage der Netzberechnungen bilden. Anschließend werden die Ergebnisse der durchgeführten Netzberechnungen präsentiert und diskutiert, bevor diese abschließend zusammengefasst werden.

4.1 Datengrundlage der Szenarien

4.1.1 Last- und Erzeugungsdaten

Die Grundlage für die Szenarien bilden die Last- und Erzeugungsdaten. Da erstere im Betrachtungszeitraum entsprechend der Annahmen des NEP 2025 unverändert bleiben, wird in diesem Abschnitt lediglich auf die Erzeugungsdaten für die verschiedenen Szenarien eingegangen. Diese werden auf Basis der in Abschnitt 2.2.1 erläuterten Methodik ermittelt. Die Ergebnisse sind für alle betrachteten Szenarien in Tabelle 20 dargestellt.

In Niedersachsen sind bereits seit Oktober 2016 keine Braunkohlekraftwerke mehr im Leistungsbetrieb und diese werden daher an dieser Stelle nicht aufgeführt. Gemäß des geplanten Kernenergieausstiegs werden alle Kernkraftwerke in Deutschland nach Erzeugung einer zugeteilten Reststrommenge abgeschaltet. Das Kernkraftwerk Grohnde wird spätestens Ende 2021 vom Netz gehen, das Kernkraftwerk Emsland wird spätestens Ende des Jahres 2022 abgeschaltet. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens werden die genannten Zeitpunkte der Abschaltung zugrunde gelegt. Demgegenüber steigt die installierte Leistung an Windenergie (onshore und offshore) sowie von PV-Anlagen kontinuierlich an. Eine Ausnahme hiervon bilden lediglich die Annahmen für die Offshore-Windenergie für die Szenarien S6 und S7. In diesen beiden Szenarien werden die Erzeugungsdaten der Szenarien S4 und S5 um eine zusätzliche und nicht in den bisherigen Planungen enthaltene Offshore-Netzanbindung mit einer installierten Leistung von 900 MW ergänzt (vgl. Abschnitt 2.1). Nennenswert ist weiterhin, dass die installierten Leistungen der Steinkohle- und Gaskraftwerke (mit Ausnahme im Szenario S2) unverändert bleiben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die laut NEP 2025 in Niedersachsen geplanten Abschaltungen fossiler Kraftwerke vor dem Jahr 2019 durchgeführt werden. Das Szenario S2 hingegen zeichnet sich durch eine zusätzliche Abregelung der konventionellen thermischen Kraftwerke in Niedersachsen (Kernenergie, Steinkohle und Gas) in der zugrunde liegenden Stunde aus.



Tabelle 20: *Ermittelte installierte Leistung (GW) der verschiedenen Energieformen in Niedersachsen für die unterschiedlichen Szenarien*

Energieform	Planjahr 2019			Planjahr 2021				Planjahr 2025	
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Kernenergie	2,7	0	2,7	1,3	1,3	1,3	1,3	-	-
Steinkohle	1,5	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gas	2,8	0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Onshore-Windenergie	10,0	10,0	10,0	10,6	10,6	10,6	10,6	12,0	12,0
Offshore-Windenergie	4,6	4,6	4,6	5,4	5,4	6,3	6,3	6,8	6,8
Photovoltaik	4,4	4,4	4,4	4,8	4,8	4,8	4,8	5,6	5,6

Die dimensionslosen Einspeisefaktoren für die verschiedenen Energieformen und Szenarien werden, wie in Abschnitt 2.2.1 erklärt, ermittelt und sind in Tabelle 21 angegeben. Für jede Energieform, jeden NNF und jedes Planjahr ergibt sich demnach ein Einspeisefaktor. Man sieht, dass Kernkraftwerke in beiden betrachteten NNF wesentlich zur Energieerzeugung beitragen. Demgegenüber speisen Steinkohlekraftwerke mit geringer Last ein, während Gaskraftwerke nur im Starklast-NNF zum Einsatz kommen. PV-Anlagen speisen lediglich im NNF 4072 ein, da es sich bei dem NNF 8322 um eine Stunde an einem Winterabend handelt. Die Einspeisung ist für Onshore-Windenergie für beide NNF gleich und für Offshore-Windenergie nahezu gleich.

Tabelle 21: *Einspeisefaktoren f_E (dimensionslos) für die verschiedenen Energieformen und Szenarien*

Energieform	Planjahr 2019			Planjahr 2021				Planjahr 2025	
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
	NNF 8322	NNF 8322	NNF 4072	NNF 8322	NNF 4072	NNF 8322	NNF 4072	NNF 8322	NNF 4072
Kernenergie	0,93	0,93	0,75	0,93	0,75	0,93	0,75	-	-
Steinkohle	0,48	0,48	0,15	0,48	0,15	0,48	0,15	0,48	0,15
Gas	0,30	0,30	0	0,30	0	0,30	0	0,30	0
Onshore-Windenergie	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Offshore-Windenergie	0,96	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95
Photovoltaik	0	0	0,26	0	0,26	0	0,26	0	0,26



4.1.2 Netzausbaumaßnahmen

Die Anpassung der Netzdaten erfolgt gemäß der in Abschnitt 2.3.1 dargestellten Methodik. Zur Übersicht ist in Tabelle 22 der Status der Netzausbaumaßnahmen für alle Szenarien angegeben. Ein Kreuz symbolisiert, dass die Maßnahme im Szenario noch nicht umgesetzt ist. Bereits umgesetzte Netzausbaumaßnahmen sind durch einen Haken gekennzeichnet. Da die Umsetzung der in Tabelle 5 auf Seite 15 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen von dem Betrachtungszeitpunkt der Szenarien abhängt, unterscheiden sich die Szenarien mit gleichem Betrachtungszeitpunkt in Tabelle 22 nicht voneinander.

Tabelle 22: Status der Netzausbaumaßnahmen für alle Szenarien

Interne Nr.	Planjahr 2019			Planjahr 2021				Planjahr 2025	
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
1	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
8	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
9	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
10	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
11	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
12	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
13	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
14	x	x	x	x	x	x	x	x	x
15	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
16	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
17	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
18	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
19	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
20	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
21	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
22	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
23	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓



Abbildung 8 zeigt schematisch den für die Berechnung der Szenarien S4, S5, S6 und S7 verwendeten Netzausbauzustand des Planjahres 2021.



Abbildung 8: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz des Planjahres 2021 (Szenarien S4, S5, S6 und S7)



Abbildung 9 enthält schematisch den für das Planjahr 2025 angenommenen Netzausbauzustand. Dieser wird für die Berechnung der Szenarien S8 und S9 verwendet.



Abbildung 9: Schematische Darstellung des Fokusgebiets mit dem Netz des Planjahres 2025 (Szenarien S8 und S9)



4.2 Netzberechnung

Die Durchführung der Netzberechnung sowie die Plausibilisierung und die Darstellung der Ergebnisse erfolgt gemäß der Beschreibung in Abschnitt 2.3.2.

4.2.1 Szenario S1

Betrachtungszeitpunkt des Szenarios S1 ist das Planjahr 2019. Im untersuchten Szenario tritt eine hohe Einspeisung aus WEA zusammen mit einer hohen Last auf. In diesem Fall kommt es typischerweise zu einem starken Leistungstransfer in Nord-Süd-Richtung. Dieser Leistungstransfer resultiert aus den in Süddeutschland liegenden Lastzentren, welche zu einem großen Anteil durch Windenergie aus Norddeutschland versorgt werden. Aufgrund des für das Planjahr 2019 angenommenen Netzausbauzustands (vgl. Tabelle 22) ist zu erwarten, dass dieser Nord-Süd-Transfer zu hohen Auslastungen im Fokusgebiet führt.

4.2.1.1 Standardvariante

Bei der Berechnung der Standardvariante zeigt sich, dass sich bereits ohne zusätzliche Einspeisung von WEA in Niedersachsen (n-1)-Überlastungen im Fokusgebiet ergeben, die EPM-Maßnahmen erfordern. Die aufgetretenen (n-1)-Überlastungen sind zusammen mit den höchsten (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet in Tabelle 23 dargestellt.



Tabelle 23: (n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S1

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung	(n-1)-Fall
	in %	
Emden – Conneforde	185,4	Emden – Conneforde
Lüneburg – Stadorf	133,8	Lüneburg – Stadorf
Sottrum – Wechold (220 kV)	130,1	Sottrum – Wechold (220 kV)
Krümmel – Lüneburg	128,1	Krümmel – Lüneburg
Stadorf – Wahle	127,0	Stadorf – Wahle
Niederlangen – Meppen	126,2	Dörpen – Hanekenfähr
Wechold – Landesb. (220 kV)	125,0	Wechold – Landesb. (220 kV)
Dörpen – Hanekenfähr	123,6	Niederlangen – Meppen
Ovenstädt – Eickum	121,9	Ovenstädt – Eickum
Stade – Sottrum (220 kV)	121,7	Stade - Sottrum (220 kV)
Landesbergen – Ovenstädt	121,6	Landesbergen – Ovenstädt
Dörpen – Niederlangen	118,8	Dörpen – Hanekenfähr
Eickum – Bechterdissen	117,3	Eickum – Bechterdissen
Würgassen – Bergshausen	114,7	Würgassen – Bergshausen
Wechold – Landesb. (380 kV)	114,9	Wechold – Landesb. (380 kV)
Bergshausen – Borken	117,1	Bergshausen – Borken
Sottrum – Wechold (380 kV)	110,4	Sottrum – Wechold (380 kV)
Hanekenfähr – Gronau	110,3	Hanekenfähr – Gronau
Grohnde - Vörde	109,7	Grohnde – Würgassen
Grohnde – Würgassen	108,9	Vörde – Würgassen
Vörde – Würgassen	107,5	Grohnde – Würgassen
Dollern – Sottrum (380 kV)	106,8	Dollern - Sottrum (380 kV)
Twistetal – Borken	87,5	Waldeck – Borken
Waldeck – Borken	87,2	Twistetal – Borken
Conneforde – Diele	86,6	Conneforde – Diele

Bei der Betrachtung der in Tabelle 23 dargestellten Ergebnisse wird deutlich, dass sich bereits ohne zusätzliche Einspeisung aus WEA ($\Delta P_{WEA, \text{ein}} = 0 \text{ W}$) und ohne EPM-Maßnahmen deutliche (n-1)-Überlastungen ergeben. Diese Überlastungen werden durch den erwartungsgemäß auftretenden hohen Leistungstransfer in Nord-Süd-Richtung verursacht. Betroffen sind hiervon insbesondere die Verbindungen Diele-Hanekenfähr, Stade/Dollern-Landesbergen (220 kV und 380 kV) sowie Krümmel-Wahle. Diese Verbindungen könnten durch die Erhöhung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung entlastet werden. Eine zukünftige Erhöhung wird durch die Umsetzung der Netzausbaumaßnahme 1 (Ganderkesee-Wehrendorf) und der Netzausbaumaßnahme 2 (Dörpen-Niederrhein), deren Inbetriebnahmen spätestens im Jahr 2021 erwartet werden (vgl.



Tabelle 5), erreicht. Die auftretenden (n-1)-Überlastungen lassen sich in diesem Szenario somit auf die fehlende Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung über die in Abbildung 7 ebenfalls eingetragene Grenze des NAG zurückführen. Bei einem zusätzlichen Zubau wäre eine deutliche Erhöhung des Bedarfs an EPM-Maßnahmen zu erwarten.

Die höchste (n-1)-Überlastung tritt auf der Verbindung Emden-Conneforde auf, deren Übertragungskapazität im Rahmen der Netzausbaumaßnahme 5 erhöht werden soll. Diese Maßnahme ist gemäß Tabelle 22 in diesem Szenario nicht enthalten. Eine Umsetzung wird bis zum Planjahr 2021 erwartet (vgl. Tabelle 5). Da der Standort Emden über eine Stichverbindung an den Standort Conneforde angebunden ist (vgl. Abbildung 7), kann die Ursache dieser Überlastung auf die zu hohe Einspeisung am Standort Emden zurückgeführt werden. Hierfür ist im untersuchten Szenario auch der im Rahmen des Projekts BorWin3 für das Planjahr 2019 vorgesehene Netzanschluss von Offshore-Windenergie am Standort Emden verantwortlich. Die hohe (n-1)-Überlastung verdeutlicht somit die Bedeutung der Netzausbaumaßnahme 5 für die Integration von Offshore-WEA am Standort Emden.

4.2.1.2 Untervarianten

Für das Szenario S1 werden neben der Standardvariante außerdem vier Untervarianten untersucht.

Im Rahmen der ersten Untervarianten (BorWin) wird eine weitere Alternative für die Umsetzung des Projekts BorWin3 untersucht. Hierfür wird der Anschluss von dem Standort Emden an den südlich gelegeneren Standort Diele verlagert, sodass eine deutliche Entlastung der Verbindung Emden-Conneforde erzielt werden kann.

Die zweite Untervariante (NTC) zielt auf eine Verringerung der Netzauslastung im gesamten Fokusgebiet ab. Als Eingriffsmöglichkeit wird die Beschränkung des Energiehandels mit Dänemark/West (im Weiteren Dänemark genannt) untersucht. Im europäischen Verbundsystem werden hierfür Übertragungskapazitäten vorgegeben. Hierdurch wird das Handelsvolumen zwischen den Nachbarländern gezielt für die Einhaltung der verfügbaren Übertragungskapazitäten eingeschränkt. Der im vorliegenden Szenario auftretende Leistungsimport in Höhe von ca. 1300 MW stammt aus den der Untersuchung zugrundeliegenden Datensätzen des Planjahres 2025. Dieser Leistungsimport führt jedoch zu einer zusätzlichen Belastung im Fokusgebiet. Daher wird für das Planjahr 2019 angenommen, dass die Übertragungskapazität in Richtung Deutschland auf 0 MW begrenzt wird. Dieser Wert wird auch im Rahmen der derzeitigen Vergabe von Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark zeitweise verwendet [TenneT TSO 2017a]. Die fehlende Importleistung muss nun durch Einspeisung in Deutschland substituiert werden. Hierfür werden die außerhalb des Fokusgebiets liegenden Einspeisungen analog zu der in Abschnitt 2.2.2 eingeführten Vorgehensweise angepasst. Die Annahme, dass die Beschränkung des Imports zu einer ausschließlichen Erhöhung der Kraftwerkseinspeisung außerhalb des Fokusgebiets führt, stellt im vorliegenden Fall eine Best-Case-Annahme dar. Außerdem ist anzumerken, dass die Einschränkung des Energiehandels Kosten verursacht, welche im Weiteren nicht betrachtet werden.



In der dritten Untervariante (BorWin+NTC) werden die Untervarianten zwei und drei miteinander kombiniert. Durch diese Kombination soll sowohl eine Entlastung der Verbindung Emden-Conneforde als auch eine Verringerung der Netzauslastung im gesamten Fokusgebiet erreicht werden.

Die vierte Untervariante (BorWinSüd+NTC) stellt eine Erweiterung der dritten Untervariante dar. Die Beschränkung des Leistungsimports aus Dänemark bleibt dabei bestehen. Anstelle der Anbindung des Projekts BorWin3 an dem Standort Diele, erfolgt die Anbindung in der vierten Untervariante am südlich gelegeneren Standort Hanekenfähr. Dadurch ist neben der Entlastung der Verbindung Emden-Conneforde eine zusätzliche Entlastung der Nord-Süd-Verbindungen im Fokusgebiet zu erwarten.

In Tabelle 24 sind die Ergebnisse der Untervarianten dargestellt. Um einen Vergleich mit den in Tabelle 23 aufgeführten Ergebnissen für die Standardvariante zu ermöglichen, sind diese ebenfalls aufgeführt. Für die Untervarianten sind die Abweichungen von diesen Ergebnissen jeweils in Prozentpunkten angegeben. Die (n-1)-Fälle unterscheiden sich nicht und können somit bei Bedarf Tabelle 23 entnommen werden.



Tabelle 24: Änderungen der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervarianten im Szenario S1

Betriebsmittel/ Verbindung	(n-1)-Auslastung				
	Standard- variante	Untervariante			
		BorWin	NTC	BorWin + NTC	Bor- WinSüd+ NTC
		in %		Abweichung in %-Punkten	
Emden – Conneforde	185,4	-116,5	1,0	-115,5	-115,3
Lüneburg – Stadorf	133,8	-3,0	-19,0	-22,0	-23,8
Sottrum – Wechold (220 kV)	130,1	-5,5	-17,8	-23,3	-26,7
Krümmel – Lüneburg	128,1	-2,9	-19,5	-22,4	-24,1
Stadorf – Wahle	127,0	-2,5	-16,1	-18,7	-20,2
Niederlangen – Meppen	126,2	4,8	-4,2	0,6	-17,8
Wechold – Landesb. (220 kV)	125,0	-5,3	-17,1	-22,4	-24,8
Dörpen – Hanekenfähr	123,6	4,6	-4,1	0,5	-13,4
Ovenstädt – Eickum	121,9	-2,9	-10,6	-13,5	-15,3
Stade – Sottrum (220 kV)	121,7	-0,8	-21,6	-21,5	-21,5
Landesbergen – Oven- städt	121,6	-3,0	-15,1	-17,9	-15,6
Dörpen – Niederlangen	118,8	4,5	-4,2	0,3	-17,1
Eickum – Bechterdissen	117,3	-2,9	-10,8	-13,8	-15,6
Würgassen – Bergs- hausen	114,7	-1,1	-7,6	-8,7	-9,1
Wechold – Landesb. (380 kV)	114,9	-2,8	-10,2	-12,3	-14,7
Bergshausen – Borken	117,1	-1,1	-8,2	-9,4	-9,8
Sottrum – Wechold (380 kV)	110,4	-2,9	-10,6	-3,6	-15,3
Hanekenfähr – Gronau	110,3	0,4	-2,3	-1,9	3,4
Grohnde - Vörde	109,7	-1,2	-7,2	-8,4	-8,8
Grohnde – Würgassen	108,9	-1,2	-7,1	-8,3	-8,7
Vörde – Würgassen	107,5	-1,1	-7	-8,1	-6,6
Dollern – Sottrum (380 kV)	106,8	-2,8	-12,9	-15,6	-17,4
Twistetal – Borken	87,5	0,1	-10,2	-10,0	-9,3
Waldeck – Borken	87,2	0,2	-9,5	-9,4	-8,7
Conneforde – Diele	86,6	-19,1	-7,8	-26,8	-22,8



Die Ergebnisse zeigen, dass die in der ersten Untervariante BorWin untersuchte Verlegung des im Rahmen des Projekts BorWin3 geplanten Netzanschlusspunktes von Emden nach Diele im Wesentlichen eine lokale Auswirkung aufweist. Erwartungsgemäß tritt eine deutliche Entlastung der Verbindung Emden-Conneforde ein. Außerdem wird die Verbindung Conneforde-Diele entlastet. Darüber hinaus tritt eine vergleichsweise geringfügige Verschiebung des Nord-Süd-Transfers in westliche Richtung auf. Die Verbindung Diele-Hanekenfähr wird dadurch zusätzlich belastet. Die Verbindungen Stade/Dollern/Landesbergen und Krümmel-Wahle werden hingegen geringfügig entlastet.

Die Ergebnisse der zweiten Untervariante NTC zeigen, dass die Auslastung im Fokusgebiet durch die Begrenzung des Leistungsimports aus Dänemark verringert wird. Diese Verringerung wirkt sich eher im östlichen Bereich des Fokusgebiets aus. Eine Vermeidung von (n-1)-Überlastungen auf Nord-Süd-Verbindungen kann jedoch auch in der zweiten Untervariante nicht erreicht werden.

Bei der dritten Untervariante wird die Verlegung des im Rahmen des Projekts BorWin3 geplanten Netzanschlusspunktes von Emden nach Diele analog zur ersten Untervariante berücksichtigt. Außerdem wird die Beschränkung des Energiehandels mit Dänemark analog zur zweiten Untervariante umgesetzt. In der dritten Untervariante werden daher sowohl die in der ersten Untervariante realisierte Entlastung der Verbindung Emden-Conneforde als auch die in der zweiten Untervariante erreichte Verringerung der Überlastungen im Fokusgebiet erzielt. Insgesamt bleibt das Netz jedoch überlastet. Darüber hinaus wird auf der Verbindung Diele-Hanekenfähr insgesamt keine Entlastung erreicht. Dies ergibt sich dadurch, dass sich die belastende Wirkung der Verlegung des Netzanschlusspunktes und die entlastende Wirkung der Begrenzung des Energiehandels kompensieren.

Im Rahmen der vierten Untervariante BorWinSüd+NTC wird daher die Auswirkung einer Verlegung des Netzanschlusspunktes des Projekts BorWin3 an den südlich gelegeneren Standort Hanekenfähr untersucht. Die Beschränkung des Leistungsimports aus Dänemark bleibt dabei bestehen. Im Vergleich zu der dritten Untervariante ergeben sich bei der vierten Untervariante BorWinSüd+NTC geringere Belastungen auf den Nord-Süd-Verbindungen Diele-Hanekenfähr, Stade/Dollern-Landesbergen und Krümmel-Wahle. Diese Verringerung ist durch die südlichere Offshore-Windenergieeinspeisung am Standort Hanekenfähr zu erklären. Auf den drei genannten Nord-Süd-Verbindungen bleiben dennoch (n-1)-Überlastungen von über 110 % bestehen. Zudem tritt südlich von Hanekenfähr auf der Verbindung Hanekenfähr-Gronau eine erhöhte (n-1)-Überlastung auf. Insgesamt kann im Szenario S1 somit ohne EPM-Maßnahmen kein überlastungsfreier Betriebszustand erreicht werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die im Rahmen der vierten Untervariante erzielte Verringerung der (n-1)-Überlastungen eine Weiterführung der HGÜ-Anbindung BorWin3 vom Standort Emden bis zum Standort Hanekenfähr erfordert und somit praktisch eine Netzausbaumaßnahme darstellt.



4.2.2 Szenario S2

Das Szenario S2 basiert auf demselben NNF und demselben Betrachtungszeitpunkt wie das Szenario S1. Im Unterschied zum Szenario S1 wird jedoch angenommen, dass konventionelle thermische Kraftwerke in Niedersachsen in der betreffenden Stunde heruntergefahren werden (vgl. Abschnitt 4.1.1). Diese wird durch die Erhöhung der Einspeisungen außerhalb des Fokusgebiets ersetzt. Ziel ist es, zu überprüfen, ob die damit verbundene Entlastung des Netzes ausreicht, um eine zulässige Belastungssituation zu erreichen. Auf dieser Basis würde dann gemäß der allgemeinen Vorgehensweise eine Erhöhung der zusätzliche Einspeisung aus WEA ($\Delta P_{WEA, \text{ein}} > 0 \text{ W}$) erfolgen.

4.2.2.1 Standardvariante

Bei der Berechnung zeigt sich, dass auch im Szenario S2 bereits ohne zusätzliche Einspeisung aus WEA (n-1)-Überlastungen im Fokusgebiet auftreten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: (n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S2

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Emden – Conneforde	185,0	Emden – Conneforde
Lüneburg – Stadorf	129,3	Lüneburg – Stadorf
Sottrum – Wechold (220 kV)	127,6	Sottrum – Wechold (220 kV)
Krümmel – Lüneburg	123,9	Krümmel – Lüneburg
Stadorf – Wahle	123,0	Stadorf – Wahle
Wechold – Landesb. (220 kV)	122,2	Wechold – Landesb. (220 kV)
Niederlangen – Meppen	121,2	Dörpen – Hanekenfähr
Dörpen – Hanekenfähr	118,5	Niederlangen – Meppen
Stade – Sottrum (220 kV)	116,5	Stade – Sottrum (220 kV)
Dörpen – Niederlangen	114,1	Dörpen – Hanekenfähr
Ovenstädt – Eickum	109,1	Ovenstädt – Eickum
Landesbergen – Ovenstädt	108,8	Landesbergen – Ovenstädt
Eickum – Bechterdissen	104,4	Eickum – Bechterdissen
Wechold – Landesb. (380 kV)	102,4	Wechold – Landesb. (380 kV)
Sottrum – Wechold (380 kV)	100,1	Sottrum – Wechold (380 kV)
Dollern – Sottrum (380 kV)	98,3	Dollern – Sottrum (380 kV)
Bergshausen – Borken	85,8	Bergshausen – Borken
Würgassen – Bergshausen	85,6	Würgassen – Bergshausen



Die in Tabelle 25 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die noch nicht ausreicht, um für den vorliegenden NNF einen zulässigen Systembetrieb ohne EPM-Maßnahmen zu realisieren. Als Grund hierfür kann genannt werden, dass bis auf das Kraftwerk Wilhelmshaven die heruntergefahrenen Kraftwerke aufgrund ihrer Lage in Südniedersachsen keinen signifikanten Einfluss auf die überlasteten Übertragungsleitungen im Fokusgebiet haben.

Durch die Abregelung der Kraftwerke wird eine Verringerung des Leistungstransfers in Nord-Süd-Richtung erreicht. Diese wirkt für das Netz im Fokusgebiet erwartungsgemäß entlastend (vgl. Tabelle 23 und Tabelle 25).

Die (n-1)-Überlastung der Verbindung Emden-Conneforde hat sich im Vergleich zum Szenario S1 nicht maßgeblich verändert, da sich die Einspeisung am Standort Emden nicht geändert hat und die dort eingespeiste Leistung vollständig über diese Verbindung übertragen werden muss (vgl. Abschnitt 4.2.1.1).



4.2.2.2 Untervarianten

Im Szenario S2 werden dieselben Untervarianten wie für das Szenario S1 untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 26: Änderung der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervarianten im Szenario S2

Betriebsmittel/ Verbindung	(n-1)-Auslastung				
	Standard- variante	Untervariante			
		BorWin	NTC	BorWin + NTC	Bor- WinSüd+ NTC
in %	Abweichung in %-Punkten				
Emden – Conneforde	185,0	-116,3	0,7	-115,2	-115,1
Lüneburg – Stadorf	129,3	-3,1	-19,3	-22,4	-24,1
Sottrum – Wechold (220 kV)	127,6	-4,7	-17,5	-22,3	-25,2
Krümmel – Lüneburg	123,9	-2,9	-19,6	-22,5	-24,3
Stadorf – Wahle	123,0	-2,6	-16,6	-19,2	-20,7
Wechold – Landesb. (220 kV)	122,2	-4,6	-16,8	-21,4	-24,2
Niederlangen – Mep- pen	121,2	4,7	-4,9	-0,3	-10,4
Dörpen – Hanekenfähr	118,5	4,6	-4,8	-0,3	-10,2
Stade – Sottrum (220 kV)	116,5	-0,6	-21,2	-21,8	-22,2
Dörpen – Niederlan- gen	114,1	4,5	-4,7	-0,3	-9,8
Ovenstädt – Eickum	109,1	-3	-11,7	-14,8	-16,6
Landesbergen – Ovenstädt	108,8	-3,5	-12,3	-15,4	-17,1
Eickum – Bechterdis- sen	104,4	-3,1	-12,0	-15,1	-17,0
Wechold – Landesb. (380 kV)	102,4	-2,9	-11,2	-14,1	-15,8
Sottrum – Wechold (380 kV)	100,1	-3,1	-11,8	-14,9	-16,8
Dollern – Sottrum (380 kV)	98,3	-2,3	-12,8	-15,1	-16,5
Bergshausen – Borken	85,8	-1,1	-8,9	-9,9	-10,2
Würgassen – Bergs- hausen	85,6	-0,9	-8,4	-9,4	-9,7



Die Ergebnisse der berechneten Untervarianten (vgl. Tabelle 26) zeigen, dass die aufgetretenen Änderungen mit denen Ergebnissen des Szenarios S1 (vgl. Tabelle 24) vergleichbar sind.

Die in der ersten Untervariante BorWin untersuchte Verlegung des im Rahmen des Projekts BorWin3 geplanten Netzanschlusspunktes von Emden nach Diele führt erwartungsgemäß auch im Szenario S2 zu einer Vermeidung der (n-1)-Überlastung der Verbindung Conneforde-Diele.

Durch die im Rahmen der zweiten Untervariante NTC untersuchte Begrenzung des Leistungsimports aus Dänemark auf 0 MW lassen sich die Auslastungen des Netzes im Fokusgebiet verringern. Dennoch genügt diese Maßnahme auch bei der im Szenario S2 angenommenen Kraftwerksabregelung in Niedersachsen nicht, um sämtliche EPM-Maßnahmen zur Vermeidung der in Nord-Süd-Richtung auftretenden (n-1)-Überlastungen zu verhindern.

In der dritten Untervariante BorWin+NTC ergibt sich ebenfalls analog zum Szenario S1 eine Überlagerung zwischen den Untervarianten zwei und drei.

Die vierte Untervariante BorWinSüd+NTC führt zu den geringsten (n-1)-Überlastungen. Jedoch treten weiterhin (n-1)-Überlastungen in Höhe von ca. 110 % auf.

4.2.3 Szenario S3

Im Szenario S3 stellt das Planjahr 2019, wie auch in den Szenarien S1 und S2, den Betrachtungszeitpunkt dar. Im Unterschied zu den vorausgehend betrachteten Szenarien wird jedoch eine Stunde mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit einer geringen Last untersucht. In diesem Fall tritt kein ausgeprägter Nord-Süd-Transfer durch das Fokusgebiet auf, da die hier eingespeiste Leistung sowohl nach Norden als auch nach Süden abgegeben wird. Daher ist im Szenario S3 eine geringere Auslastung als in den Szenarien S1 und S2 zu erwarten.

4.2.3.1 Standardvariante

Bei der Berechnung der Standardvariante des Szenarios S3 tritt ausschließlich auf der Verbindung Emden-Conneforde eine (n-1)-Überlastung auf. Ursächlich für diese Überlastung ist, wie in Abschnitt 4.2.1.1 beschrieben, im Szenario S3 nicht enthaltene Netzausbaumaßnahme 5 (vgl. Tabelle 5, Seite 15). Zur Vermeidung dieser Überlastungen müssen lokale Abhilfemaßnahmen getroffen werden. Zwei Möglichkeiten hierfür wurden im Rahmen der ersten Untervariante der Szenarien S1 und S2 untersucht. In diesem Szenario wird die Überlastung auf dieser Verbindung daher nicht weiterführend betrachtet. Bei der Bestimmung der maximal zulässigen zusätzlichen Einspeisung aus WEA $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ wird diese Verbindung nicht berücksichtigt.

Der im Rahmen des Szenarios S3 ermittelte Wert für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ beträgt 4800 MW. In Tabelle 27 sind die hierbei im Fokusgebiet auftretenden fünf höchsten (n-1)-Auslastungen dargestellt.



Tabelle 27: (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Standardvariante des Szenarios S3

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Dörpen – Hanekenfähr	99,6	Niederlangen – Meppen
Niederlangen – Meppen	98,7	Dörpen – Hanekenfähr
Grohnde - Vörde	98,3	Grohnde - Würgassen
Grohnde – Würgassen	98,3	Vörde – Würgassen
Bergshausen – Borken	98,2	Bergshausen – Borken

Aufgrund der vom Szenario S1 abweichenden Belastungssituation des Netzes wird im Szenario S3 eine zusätzliche Einspeisung von WEA in Höhe von 4800 MW ermöglicht. Die hohe (n-1)-Auslastung der Verbindung Dörpen-Hanekenfähr verhindert eine weitere Erhöhung der zusätzlichen Einspeisung und stellt somit den Engpass dar.

4.2.3.2 Untervariante

In Analogie zu den Szenarien S1 und S2 wird auch im Szenario S3 eine Untervariante mit einer Handelsbeschränkung zwischen Deutschland und Dänemark untersucht. Im untersuchten Szenario wird Leistung in Höhe von ca. 2400 MW aus Deutschland in Richtung Dänemark exportiert. Da dieser Export einem belastend wirkenden Leistungstransfer in Nord-Süd-Richtung entgegen wirkt, führt der Handel in diesem Szenario zu einer Entlastung. Eine Handelsbeschränkung kann jedoch auch durch eine Engpassstelle im dänischen Netz begründet sein. In dieser Untervariante wird der Leistungsexport daher auf 1500 MW beschränkt. Hierbei handelt es sich um einen derzeit typischerweise verwendeten Wert für die Übertragungskapazität von Deutschland in Richtung Dänemark.

In Tabelle 28 sind die Ergebnisse der Untervariante dargestellt. Angegeben sind jeweils die Abweichungen von den in Tabelle 27 aufgeführten Ergebnissen in Prozentpunkten. Die Berechnung der Untervariante wurde ebenfalls mit einer zusätzlichen Einspeisung aus WEA in Höhe von 4800 MW vorgenommen.



Tabelle 28: Änderung der (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für die Untervariante im Szenario S3

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung	
	Standardvariante in %	Untervariante Abweichung in %-Punkten
Dörpen – Hanekenfähr	99,6	7,6
Niederlangen – Meppen	98,7	8
Grohnde - Vörde	98,3	9,6
Grohnde – Würgassen	98,3	9,4
Bergshausen – Borken	98,2	9,5

Bei der Betrachtung der Ergebnisse wird deutlich, dass sich durch die Beschränkung des Exports Überlastungen ergeben. Unter geänderten Rahmenbedingungen wäre somit nur ein verringerter Wert für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ zulässig.

4.2.4 Szenario S4

Betrachtungszeitpunkt für das Szenario S4 ist das Planjahr 2021. Der dem Szenario zugrundeliegende NNF entspricht dem des Szenarios S1. Dieser ist durch eine hohe Einspeisung aus WEA zusammen mit einer hohen Last gekennzeichnet. Im Rahmen des Szenarios S4 werden keine Untervarianten betrachtet.

Im Szenario S4 ergeben sich bereits ohne zusätzliche Einspeisung von WEA in Niedersachsen geringfügige (n-1)-Überlastungen im Fokusgebiet. Die im Fokusgebiet aufgetretenen (n-1)-Überlastungen sind zusammen mit den höchsten (n-1)-Auslastungen in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29: (n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S4

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung	(n-1)-Fall
	in %	
Lüneburg - Stadorf	102,0	Lüneburg - Stadorf
Stadorf – Wahle	101,8	Stadorf – Wahle
Stade - Sottrum (220 kV)	100,8	Stade - Sottrum (220 kV)
Sottrum - Wechold (220 kV)	99,9	Sottrum - Wechold (220 kV)
Rhede - Dörpen	97,1	Diele – Dörpen
Krümmel – Lüneburg	96,8	Krümmel – Lüneburg

Die in Tabelle 29 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass sich auf der Verbindung Krümmel-Wahle ohne EPM-Maßnahmen auch ohne zusätzliche Einspeisung aus WEA ($\Delta P_{WEA, \text{ein}} = 0 \text{ W}$) (n-1)-Überlastungen ergeben. Diese sind im Unterschied zum Szenario S1



jedoch gering. Wie auch im Szenario S1 kommt es in diesem Szenario zu einem Leistungsimport aus Dänemark in Höhe von 1300 MW. Diese Leistung wird zum Teil über die überlastete Verbindung Krümmel-Wahle zu den Lastschwerpunkten nach Süddeutschland transportiert. Aufgrund der geringen Höhe der vorliegenden (n-1)-Überlastung kann eine Beschränkung des Energiehandels zwischen Dänemark und Deutschland (vgl. Abschnitt 4.2.1.2) für den vorliegenden Belastungszustand als mögliche Maßnahme zur Vermeidung der auftretenden Überlastung gesehen werden (vgl. Tabelle 29 und Tabelle 24).

Die deutliche Verringerung der Netzauslastungen im Vergleich zum Szenario S1 ist im Wesentlichen auf die Verstärkung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung durch die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen 1 und 2 zurückzuführen. Die in diesem Szenario überlastete Verbindung Krümmel-Wahle wird bis zum Planjahr 2025 durch eine Umbeseilung verstärkt. Bereits früher soll jedoch durch die Netzausbaumaßnahme 13 (Cloppenburg-Merzen) eine zusätzliche Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung geschaffen werden. Hierdurch wird die Übertragungskapazität des Netzes in Nord-Süd-Richtung weiter erhöht. Diese Erhöhung wird bei vergleichbaren Belastungssituationen unter anderem auch mit einer Entlastung der Verbindung Krümmel-Wahle einhergehen.

4.2.5 Szenario S5

Betrachtungszeitpunkt des Szenarios S5 ist ebenfalls das Planjahr 2021. Der untersuchte NNF entspricht dem des Szenarios S3. Dieser zeichnet sich durch eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien bei einer geringen Last aus. Im Szenario S5 werden keine Untervarianten untersucht.

Der für das Szenarios S5 ermittelte Wert für $\Delta P_{WEA, ein, max}$ beträgt 8700 MW. Dieser Wert hat sich im Vergleich zum Szenario S3 um 3900 MW erhöht. Die Ergebnisse des Szenarios S5 sind in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30: (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S5

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung	(n-1)-Fall
	in %	
Conneforde – Unterw. (220 kV)	99,2	Conneforde – Unterw. (380 kV)
Conneforde – Unterw. (380 kV)	96,7	Conneforde – Unterw. (220 kV)
Conneforde – Diele	93,2	Conneforde - Diele
Vörde - Würgassen	85,9	Grohnde - Würgassen
Grohnde - Würgassen	85,7	Vörde - Würgassen

Die in Tabelle 30 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass eine weitere Erhöhung der zusätzlichen Einspeisung aus WEA durch die hohen (n-1)-Auslastungen der Verbindungen Conneforde-Unterweser und Conneforde-Diele verhindert wird.



Im Vergleich zum Szenario S3 (vgl. Tabelle 27) haben sich diese Engpassstellen in Richtung Norden verschoben. Grund hierfür ist die höhere Einspeisung aus Offshore-WEA, welche im Norden an das Netz angeschlossen sind und daher auch in diesem Bereich zu höheren Auslastungen führen.

4.2.6 Szenario S6

Im Szenario S6 wird das Szenario S4 um eine zusätzliche Einspeisung aus Offshore-WEA erweitert. Der Netzanschlusspunkt ist der Standort Fedderwarden. Auf Basis des Einspeisefaktors von 0,96 und der angeschlossenen Leistung von 900 MW ergibt sich ohne EPM-Maßnahmen eine Einspeisung von 864 MW. Die Netzauslastung wird dadurch insbesondere im nördlichen Niedersachsen erhöht. Somit kommt es auch im Szenario S6 bereits ohne Erhöhung der zusätzlichen Einspeisung aus WEA im Fokusgebiet zu (n-1)-Überlastungen. Diese sind in Tabelle 31 zusammen mit den höchsten (n-1)-Auslastungen dargestellt.

Tabelle 31: (n-1)-Überlastungen und (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S6

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Rhede - Dörpen	107,1	Diele - Dörpen
Diele - Dörpen	106,7	Diele - Rhede
Sottrum - Wechold (220 kV)	106,6	Sottrum - Wechold (220 kV)
Diele - Rhede	106,3	Diele - Dörpen
Lüneburg - Stadorf	106,1	Lüneburg Stadorf
Stadorf - Wahle	105,5	Stadorf - Wahle
Landesbergen - Wechold (220 kV)	101,9	Landesbergen - Wechold (220 kV)
Krümmel - Lüneburg	100,8	Krümmel - Lüneburg
Stade - Sottrum (220 kV)	100,2	Stade - Sottrum (220 kV)
Elsfleth - Ganderkesee	99,3	Elsfleth - Niedervieland
Conneforde - Diele	98,6	Conneforde - Diele
Ovenstädt - Eickum	93,8	Ovenstädt - Eickum

Die Ergebnisse (vgl. Tabelle 31) zeigen, dass sich die Auslastung des Netzes im Fokusgebiet durch die zusätzliche Anbindung von Offshore-Windenergie erhöht hat. Dadurch treten im Vergleich zum Szenario S4 höhere und mehr (n-1)-Überlastungen auf. Bei einer Anbindung zusätzlicher Offshore-Windenergie über die für das Szenario S4 getroffenen Annahmen hinaus ist somit im Planjahr 2021 eine Erhöhung des Bedarfs an EPM-Maßnahmen zu erwarten.

Als wichtige Maßnahme zur Integration zusätzlicher Einspeiseleistung aus Offshore-WEA ist ausgehend von dem Planzeitpunkt 2021 die Netzausbaumaßnahme 9 zu sehen. Im Rahmen dieser Maßnahme werden die Standorte Cloppenburg und Merzen miteinander verbunden.



Hierdurch wird die Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung weiter erhöht. Erwarteter Inbetriebnahmezeitpunkt dieser Netzausbaumaßnahme wird bis zum Jahr 2024 erwartet (vgl. Tabelle 5).

4.2.7 Szenario S7

Analog zum Szenario S6 wird im Szenario S7 eine Erweiterung des Szenarios S5 um eine zusätzliche Einspeisung aus Offshore-WEA am Standort Fedderwarden untersucht. Auf Basis des Einspeisefaktors von 0,95 und der angeschlossenen Leistung von 900 MW ergibt sich ohne EPM-Maßnahmen eine Einspeisung von 855 MW. Ausgehend hiervon wird die maximal zulässige zusätzliche Einspeisung $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ ermittelt. Diese beträgt 5100 MW und ist somit im Vergleich zum Szenario S5 um 3600 MW verringert. Die im Fokusgebiet resultierenden höchsten (n-1)-Auslastungen sind in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S7

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Conneforde – Diele	99,6	Conneforde - Diele
Conneforde – Unterw. (220 kV)	97,8	Conneforde – Unterw. (380 kV)
Conneforde – Unterw. (380 kV)	95,3	Conneforde – Unterw. (220 kV)
Büttel – Wilster	83,3	Büttel – Wilster
Alfstedt – Dollern	79,8	Hanekenfähr – Gronau

In diesem Szenario sind die Verbindungen Conneforde-Unterweser und Conneforde-Diele wie auch im Szenario S5 am Höchsten ausgelastet. Da diese Verbindungen durch die zusätzliche Einspeisung aus Offshore-WEA am Standort Fedderwarden vergleichsweise stark beansprucht werden, ist eine deutliche Verringerung der gleichmäßig verteilten zusätzlichen Einspeisung $\Delta P_{WEA, \text{ein}}$ notwendig, um einen überlastungsfreien Betriebszustand zu erhalten. Andere Verbindungen, wie zum Beispiel Büttel-Wilster, sind in diesem Szenario hingegen geringer ausgelastet als im Szenario S5.

4.2.8 Szenario S8

Im Szenario S8 wird der den Szenarien S1 und S4 zugrundeliegende NNF für den Planzeitpunkt 2025 untersucht. Das Szenario S8 enthält durch die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen 12, 22 und 23 drei HGÜ-Verbindungen. Der Ausfall dieser Verbindungen muss bei den (n-1)-Berechnungen berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung erfolgt durch die Anpassung der Knotenleistungen an den Anschlusspunkten der HGÜ-Verbindungen auf Basis der in Tabelle 6 (Seite 18) dargestellten Werte. Dabei wird von bipolar ausgeführten HGÜ-Verbindungen ausgegangen und es wird angenommen, dass diese im Fehlerfall weiterhin die halbe Übertragungsleistung über ihren fehlerfreien Pol führen. Die Berücksichtigung der HGÜ-Ausfälle ist in Tabelle 2 als Untervariante des Szenarios S8 aufgeführt.



Im Unterschied zu den Szenarien S1, S2 und S3 werden die Ergebnisse der Untervariante jedoch nicht getrennt dargestellt, sondern bei der Darstellung der höchsten (n-1)-Auslastungen ggf. als (n-1)-Fall angegeben.

Im Szenario S8 ergibt sich die maximale zusätzliche Einspeisung aus WEA $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ zu 8900 MW. Die Ergebnisse des Szenarios S8 sind für diese zusätzliche Einspeisung in Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 33: (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S8

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Hanekenfähr – Gronau	99,8	Hanekenfähr – Gronau
Hanekenfähr – Merzen	97,0	Hanekenfähr – Merzen
Grohnde – Würgassen	95,7	Grohnde – Vörde
Bergshausen – Borken	95,5	Bergshausen – Borken
Würgassen – Sandershausen	94,1	Würgassen - Bergshausen

Bei der Betrachtung der in Tabelle 33 dargestellten Ergebnisse wird deutlich, dass die höchsten (n-1)-Auslastungen weiterhin bei Ausfällen im Drehstromsystem auftreten. Die ebenfalls berücksichtigten HGÜ-Ausfälle stellen in diesem Szenario somit keine auslegungsrelevanten (n-1)-Fälle dar.

Der für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ berechnete Wert zeigt, dass im Planjahr 2025 eine zusätzliche Leistungseinspeisung aus WEA aufgenommen werden kann. Somit ist anzunehmen, dass mit den bis 2025 erwarteten Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz in Niedersachsen aus heutiger Sicht für die untersuchten NNF keine Beschränkungen für die Aufnahme von Leistung aus erneuerbaren Energien bestehen. Bei der Betrachtung der Höhe des berechneten Werts für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ sind jedoch insbesondere in den Szenarien für das Planjahr 2025 die folgenden Unsicherheiten zu berücksichtigen. Erstens ist die Abschätzung über den Stand des Netzausbaus für das Jahr 2025 schwierig. Die Annahme zum Stand des Netzausbaus orientiert sich daher im Wesentlichen am NEP 2025. Zweitens gilt der berechnete Wert für eine gleichmäßige Verteilung der zusätzlichen Einspeisung in Niedersachsen. Ein höherer Anteil von Einspeisung im Norden (zum Beispiel durch Offshore-WEA) würde zu einer Verringerung dieses Wertes führen. Umgekehrt wäre bei einer gleichmäßig verteilten Einspeisung in Höhe von ca. 8900 MW keine zusätzliche Einspeisung aus Offshore-WEA mehr möglich. Drittens ist anzumerken, dass aufgrund der verwendeten Methodik Überlastungen außerhalb des Fokusgebiets nicht berücksichtigt werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese bei einer hohen zusätzlichen Windenergieeinspeisung in Niedersachsen hervorgerufen werden nimmt jedoch zu.



4.2.9 Szenario S9

Im Szenario S9 wird der in den Szenarien S3 und S5 betrachtete NNF für den Betrachtungsplanzeitpunkt 2025 untersucht. HGÜ-Ausfälle werden analog zum Szenario S8 berücksichtigt.

Der Wert für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$ ergibt sich im Szenario S9 zu 13700 MW. Die damit einhergehenden Ergebnisse dieses Belastungsfalls sind in Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: (n-1)-Auslastungen im Fokusgebiet für das Szenario S9

Betriebsmittel/Verbindung	(n-1)-Auslastung in %	(n-1)-Fall
Hanekenfähr – Merzen	99,4	Hanekenfähr – Merzen
Bergshausen – Borken	99,4	Bergshausen – Borken
Hanekenfähr – Gronau	92,6	Hanekenfähr – Gronau
Würgassen – Sandershausen	91,7	Würgassen - Bergshausen
Würgassen - Bergshausen	91,4	Würgassen – Sandershausen

Gemäß Tabelle 34 stellen die HGÜ-Ausfälle auch im Szenario S9 keine auslegungsrelevanten (n-1)-Fälle dar (vgl. Tabelle 33).

Erwartungsgemäß ergibt sich im Vergleich zum Szenario S8 für das Szenario S9 eine höherer Wert für $\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$. Bei der Bewertung des Ergebnisses sind die in Abschnitt 4.2.8 genannten Unsicherheiten zu berücksichtigen.

4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Folgenden werden die in Abschnitt 4.2 beschriebenen Ergebnisse zusammenfassend dargestellt und diskutiert. Dabei sollen allgemeine Aussagen zu der Aufnahmefähigkeit des niedersächsischen Netzes für die Einspeisung aus WEA während der untersuchten Planjahre 2019, 2021 und 2025 abgeleitet werden. Die Aufnahmefähigkeit während der nicht nachgebildeten Zeiträume zwischen den Planjahren wird dabei im Rahmen einer qualitativen Betrachtung ebenfalls diskutiert.

Die durchgeführten Untersuchungen umfassen insgesamt neun Szenarien, wobei die Szenarien S1 bis S3 das Planjahr 2019, die Szenarien S4 bis S7 das Planjahr 2021 und die Szenarien S8 und S9 das Planjahr 2025 nachbilden. Die genannten Szenarien sind auf den Einspeise- und Verbrauchsdaten für zwei repräsentative NNF (NNF 8322 und NNF 4072) basierende Standardvarianten für die Untersuchung des Betrachtungszeitpunkts im jeweiligen Planjahr. Zum anderen umfassen sie gegenüber der jeweiligen Standardvariante modifizierte Untervarianten, die zur gezielten Untersuchung einzelner Phänomene entwickelt werden. Die Ergebnisse der Szenarien sind im vorherigen Abschnitt detailliert dargestellt. Im vorliegenden Abschnitt beschränkt sich die Diskussion der Ergebnisse auf die für das jeweilige Planjahr relevanten Zusammenhänge.



Ein Ergebnis der durchgeführten Untersuchungen stellen die Werte für die maximal zulässige zusätzliche Einspeisung aus Onshore-WEA ($\Delta P_{WEA, \text{ein}, \text{max}}$) dar. Diese können mit Hilfe der entsprechenden Einspeisefaktoren (vgl. Tabelle 21) in maximal zusätzlich installierbare Leistungen ($\Delta P_{WEA, \text{inst}, \text{max}}$) umgerechnet werden. Der durch $\Delta P_{WEA, \text{inst}, \text{max}}$ beschriebene Zubau von WEA erfolgt zusätzlich zu dem in den Szenarien enthaltenen geplanten Zubau von WEA, welcher sich an den Prognosen des NEP 2025 anlehnt (vgl. Abschnitte 2.2.1 und 4.1.1). Ein zusätzlicher Zubau von WEA kann entsprechend der getroffenen Annahmen im jeweiligen Planzeitpunkt dann erfolgen, wenn im Netz freie Übertragungskapazitäten vorhanden sind, sodass keine Verletzungen des (n-1)-Kriteriums auftreten und somit keine EPM-Maßnahmen erforderlich sind. Die Höhe des zusätzlich möglichen Zubaus wird als Indikator für die Aufnahmefähigkeit von Einspeisungen aus WEA im niedersächsischen Netz betrachtet. Falls bereits ohne zusätzlichen Zubau (n-1)-Verletzungen auftreten, kann von der Höhe der auftretenden Überlastungen auf die Belastungssituation des jeweiligen Planjahres zurückgeschlossen werden. Der Stand des Netzausbaus wird bei den Untersuchungen entsprechend der in Tabelle 5 dargestellten Übersicht berücksichtigt.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Ergebnisse sind für die nachfolgend genannten Randbedingungen und Beschränkungen gültig. Die Randbedingungen umfassen dabei sowohl die in Abschnitt 2.2.1 geschilderten Annahmen zur Last- und Erzeugungssituation als auch die in Abschnitt 2.3.1 geschilderten Annahmen zur Nachbildung des jeweiligen angenommenen Netzausbaustands. In diesem Zusammenhang weisen insbesondere die Annahmen über die örtliche Verteilung des Zubaus von WEA und über die Inbetriebnahmehorizonte von Netzausbaumaßnahmen eine hohe Unsicherheit auf. Außerdem findet eine Beschränkung der Untersuchung auf zwei repräsentative NNF statt (vgl. Abschnitt 2.1). Beide NNF sind durch eine hohe Einspeisung aus WEA gekennzeichnet und werden zur Identifikation der für diese Belastungssituation repräsentativen Engpässe verwendet. Es ist jedoch zu beachten, dass sich bei der Betrachtung abweichender NNF abweichende Belastungssituationen ergeben, welche Engpässe an anderen Stellen und mit höheren Auslastungen hervorrufen können. Daher kann grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, dass sich bei Berücksichtigung weiterer NNF geringere maximal zusätzlich installierbare Leistungen von WEA ergeben. Neben dieser zeitlichen Fokussierung wird auch eine örtliche Fokussierung vorgenommen, welche auf die Bewertung der Belastungssituation des Übertragungsnetzes in Niedersachsen abzielt. Aufgrund dessen werden ausschließlich Engpässe in einem zu diesem Zweck definierten Fokusgebiet nachgebildet (Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Bremen sowie das nördliche Nordrhein-Westfalen) (vgl. Abschnitt 2.3.1). Netzengpässe außerhalb des Fokusgebiets werden hingegen nicht erfasst. Des Weiteren wird keine Optimierung der HGÜ-Übertragungsleistungen, des Schaltzustands und der Stufenstellungen der Netzkuppeltransformatoren vorgenommen.

Planjahr 2019

Die folgende Auswertung für das Planjahr 2019 stellt eine Zusammenfassung der in den Abschnitten 4.2.1, 4.2.2 und 4.2.3 dargestellten Untersuchungsergebnisse für die Szenarien S1, S2 und S3 dar. In den Untersuchungen für das Planjahr 2019 wird gemäß Tabelle 20 eine installierte EE-Leistung in Niedersachsen in Höhe von 19,0 GW angenommen. Dies entspricht gegenüber dem Jahr 2015 (vgl. Tabelle 3) einem Zubau in Höhe von 6,5 GW.



In diesem Planjahr ergeben sich aufgrund der gegenüber dem NEP verzögerten erwarteten Inbetriebnahmehorizonte der Netzausbaumaßnahmen (vgl. Abschnitt 2.1) die höchsten Netzauslastungen und auch eine große Anzahl von (n-1)-Überlastungen, die durch EPM-Maßnahmen beseitigt werden müssten. Deutliche Überlastungen sind insbesondere dann zu erwarten, wenn bei einer hohen Netzlast eine hohe Einspeisung aus WEA bei eher geringen Einspeisungen aus PV-Anlagen auftritt. In diesen Fällen tritt ein ausgeprägter Leistungstransfer in Nord-Süd-Richtung auf. Hierdurch wird das Übertragungsnetz in Niedersachsen stark beansprucht. Der (n-1)-sichere Systembetrieb muss in diesen Fällen durch bereits verwendete (z. B. Redispatch, Einspeisemanagement) oder kurzfristig verfügbare EPM-Maßnahmen (z. B. Flexibilisierung bestehender Kraftwerke, vgl. Abschn. 3.8) gewährleistet werden (vgl. Abschnitt 3.10). Durch die Integration von zusätzlichen WEA in Niedersachsen würde der Bedarf an EPM-Maßnahmen weiter erhöht werden. Es ist jedoch anzumerken, dass die Aufnahmefähigkeit von Einspeisungen aus WEA stark von der Belastungssituation des Netzes abhängt. Bei geringeren Netzlasten und höheren Einspeisungen aus PV-Anlagen in Süddeutschland (untersucht im Szenario S3) steigt diese tendenziell an, da in diesem Fall ein Teil der in Norddeutschland eingespeisten Leistung an die Nachbarländer exportiert wird. Somit tritt im Fokusgebiet Leistungstransfer in Nord-Süd-Richtung auf, wodurch das Übertragungsnetz in Niedersachsen entlastet wird. Eine hohe Einspeisung durch WEA macht EPM-Maßnahmen daher zwar häufiger, jedoch nicht zwangsläufig zu allen Zeitpunkten erforderlich. Die Bestimmung der Häufigkeit ist anhand von nur zwei NNF nicht möglich.

Zwei untersuchte Maßnahmen zur Verringerung des Leistungstransfers in Nord-Süd-Richtung und damit einhergehend zur Reduzierung der Netzengpässe sind die Abregelung konventioneller thermischer Kraftwerke in Niedersachsen sowie die Einschränkung des Leistungsimports aus Dänemark. Durch die Kraftwerksabregelungen ist im Rahmen der durchgeführten Betrachtungen keine umfassende Engpassbeseitigung möglich, da die heruntergefahrenen Kraftwerke mit Ausnahme des Kraftwerks Wilhelmshaven aufgrund ihrer Lage in Südniedersachsen keinen signifikanten Einfluss auf die überlasteten Übertragungsleitungen im Fokusgebiet haben. Die Beschränkung des Leistungsimports aus Dänemark bietet insbesondere in Ostniedersachsen ein Potenzial zur Verringerung der Netzauslastungen. Dennoch bleiben auch bei Nutzung beider Maßnahmen weitere EPM-Maßnahmen in erheblicher Höhe erforderlich.

Die beschriebene Belastungssituation ist im Wesentlichen auf eine zu geringe Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung zurückzuführen. Eine Erhöhung dieser Übertragungskapazität ist mit den Netzausbaumaßnahmen 1 (Dörpen/West-Niederrhein) und 2 (Ganderkesee-Wehrendorf) vorgesehen, deren Fertigstellung spätestens im Planjahr 2021 erwartet wird. Bis zum Planjahr 2021 ist daher von einer vergleichbaren Belastungssituation wie im Planjahr 2019 auszugehen.

Eine weitere Herausforderung stellt im Planjahr 2019 die Integration des Offshore-Projekts BorWin3 mit einem geplanten Anschluss am Standort Emden/Ost dar. Für eine vollständige Aufnahme der hier angeschlossenen Leistung ist die Inbetriebnahme der Netzausbaumaßnahme 5 (Emden/Ost-Conneforde) erforderlich, welche erst im Planjahr 2021 erwartet wird. Im Folgenden werden daher die Auswirkungen der Verlegung des Netzanlasspunktes des Offshore-Projekts BorWin3 an zwei südlich gelegene Standorte diskutiert. Die



erste untersuchte Verlegung erfolgt an den ca. 25 km vom Standort Emden/Ost entfernten Standort Diele. Durch diese Verlegung wird erwartungsgemäß eine Entlastung der Verbindung Emden/Ost-Conneforde erreicht. Die Belastungssituation des Netzes wird dabei allerdings insgesamt nur geringfügigbeeinflusst. Die zweite untersuchte Verlegung geht von einem Netzanschlusspunkt am Standort Hanekenfähr, ca. 95 km südlich vom Standort Emden/Ost, aus. Neben der Entlastung der Verbindung Emden/Ost-Conneforde wird hierdurch auch eine verringerte Belastung der Nord-Süd-Verbindungen in Niedersachsen erreicht. Dennoch bleibt das Netz in den untersuchten NNF insgesamt überlastet, so dass ein zusätzlicher Zubau von WEA ohne eine Erhöhung des bereits vorhandenen Einsatzes von EPM-Maßnahmen nicht möglich ist. Grundsätzlich bietet eine Verlegung von Netzanschlusspunkten von Offshore-Windparks jedoch die Möglichkeit, die Belastungssituation im Übertragungsnetz in Niedersachsen zu beeinflussen. Eine Verlegung in südliche Richtung kann dabei Engpässe im nördlichen Niedersachsen entlasten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die technische Umsetzung solcher Verlegungen mit einem Zusatzaufwand (zusätzliche Trassenführung in Richtung Süden) verbunden ist. Inwieweit dieser gerechtfertigt ist, muss im Einzelfall im Rahmen detaillierter Untersuchungen überprüft werden.

Planjahr 2021

Für das Planjahr 2021 werden die vier Szenarien S4, S5, S6 und S7 untersucht (vgl. Abschnitt 4.2.4 bis Abschnitt 4.2.7). Den Szenarien S4 und S5 liegt der für das Planjahr 2021 prognostizierte Zubau an On- und Offshore-WEA zugrunde. Insgesamt beträgt die in Niedersachsen installierte EE-Leistung in den Szenarien S4 und S5 20,8 GW (vgl. Tabelle 20). Dies entspricht gegenüber dem Jahr 2015 (vgl. Tabelle 3) einem Zubau in Höhe von 8,3 GW. In den Szenarien S6 und S7 wird die Auswirkung einer zusätzlichen Einspeisung durch Offshore-WEA am Standort Fedderwarden betrachtet. Die zusätzlich installierte Leistung beträgt 900 MW. Die installierte EE-Leistung wird damit in den Szenarien S6 und S7 auf 21,7 GW erhöht.

Zunächst werden die Ergebnisse ohne zusätzliche Einspeisung durch Offshore-WEA betrachtet. Dabei ist festzustellen, dass sich die Netzauslastung im Vergleich zum Planjahr 2019 deutlich verringert hat. Dies ist auf die Erhöhung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung durch die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen 1 (Dörpen/West-Niederrhein) und 2 (Ganderkesee-Wehrendorf) zurückzuführen. Trotz der verringerten Netzauslastungen sind auch im Planjahr 2021 ohne EPM-Maßnahmen Überlastungen zu erwarten, wenn eine hohe Last in Süddeutschland durch eine hohe Einspeisung aus WEA in Norddeutschland gedeckt werden muss. Demzufolge wäre bei einem zusätzlichen Zubau von WEA über die für das Planjahr 2021 getroffene Prognose hinaus eine Erhöhung des ohnehin schon vorhandenen Bedarfs an EPM-Maßnahmen zu erwarten. Die Erhöhung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung stellt daher weiterhin eine wichtige Voraussetzung zur Integration von WEA in Niedersachsen dar. Diese wird bis zum Jahr 2023 bzw. 2024 durch die Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen 8 (Stade-Landesbergen) und 9 (Conneforde-Merzen) erwartet.



Durch die zusätzliche Einspeisung von Offshore-WEA am Standort Fedderwarden wird die Auslastung des Netzes weiter erhöht. Mit der höheren Auslastung geht ein steigender Bedarf an EPM-Maßnahmen einher. Dabei zeigt sich, dass die Einspeisung an einem konzentrierten Netzanschlusspunkt (hier für Offshore-WEA) eine höhere Beanspruchung darstellt als eine in Niedersachsen verteilte Onshore-Einspeisung gleicher Höhe.

Planjahr 2025

Die Auswertungen für das Planjahr 2025 basieren auf den Szenarien S8 und S9 (vgl. Abschnitte 4.2.8 und 4.2.9). Den Untersuchungen für das Planjahr 2025 liegt eine installierte EE-Leistung in Niedersachsen in Höhe von 24,4 GW zugrunde (vgl. Tabelle 20). Dies entspricht einem Zubau seit 2015 in Höhe von 11,9 GW (vgl. Tabelle 3).

Die Ergebnisse zeigen, dass im Planjahr 2025 eine vollständige Aufnahme der für dieses Jahr angenommenen Einspeisungen aus WEA möglich ist, ohne dass EPM-Maßnahmen erforderlich wären. Für das Planjahr 2025 wäre in den untersuchten NNF auch ein über die Annahmen hinausgehender Zubau von WEA ohne EPM-Maßnahmen möglich. Der für den limitierenden NNF ermittelte mögliche zusätzliche Zubau von gleichmäßig verteilter installierter Onshore-WEA-Leistung in Niedersachsen $\Delta P_{WEA,inst,max}$ beträgt ca. 10 GW. Somit liegt den Untersuchungen in diesem Fall eine potentielle installierte EE-Leistung in Niedersachsen in Höhe von 34,4 GW zugrunde. Dabei ist zu beachten, dass die Höhe des ermittelten Zubaus stark von den getroffenen Annahmen zur Verteilung des zusätzlichen Zubaus abhängig ist. Im Rahmen der Untersuchung wird eine gleichmäßigte Verteilung des zusätzlichen Zubaus von Onshore-WEA in Niedersachsen unterstellt. Bei einer Verlagerung des zusätzlichen Zubaus in nördliche Richtung wäre eine deutliche Verringerung des ermittelten Werts zu erwarten. Für eine Verlagerung in südliche Richtung gilt entsprechend das Gegenteil. Es ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass der Wert durch einen möglicherweise auftretenden zusätzlichen Zubau in anderen Bundesländern, insbesondere in Schleswig-Holstein, beeinflusst wird. Es ist außerdem darauf hinzuweisen, dass die Auswirkungen der ermittelten zusätzlichen Einspeisung auf das Übertragungsnetz außerhalb des Fokusgebiets im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen nicht betrachtet werden. Dazu gehört auch die aus einer zusätzlichen Einspeisung möglicherweise resultierende Anpassung der Stufenstellung von Phasenschiebertransformatoren im Ausland, aus der zu einer höheren Belastung im deutschen Übertragungsnetz führen könnte.

Dennoch kann auf Basis der Höhe des berechneten zusätzlichen Zubaus trotz der genannten Unsicherheiten abgeschätzt werden, dass ein zusätzlicher WEA-Zubau unter den vorliegenden Beschränkungen und Randbedingungen vermutlich bereits mit der Fertigstellung der Netzausbaumaßnahme 8 (Stade-Landesbergen), deren Umsetzung spätestens im Jahr 2023 erwartet wird, möglich ist, ohne, dass hieraus ein signifikant steigender Bedarf an EPM-Maßnahmen resultiert. Diese Schlussfolgerung basiert auf dem Vergleich des ermittelten zusätzlichen Zubaus von WEA mit der Höhe des nach der Fertigstellung der Netzausbaumaßnahme 8 erfolgten Ausbaus an Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung. Dieser Ausbau erfolgt im Rahmen der Netzausbaumaßnahmen 12, 13, 22 und 23 und hat dieselbe Größenordnung wie die für das Planjahr 2025 ermittelte maximale zusätzliche Einspeisung von Onshore-WEA.



Mit der Umsetzung dieser Maßnahmen wird somit eine zunehmende Entlastung des Übertragungsnetzes in Niedersachsen und damit einhergehend eine steigende Zubaumöglichkeit von WEA erwartet. Die geschilderte Vermutung muss allerdings durch entsprechende Netzberechnungen bestätigt werden.

Fazit

Innerhalb des betrachteten Zeitraums zwischen 2019 und 2025 haben sich drei charakteristische Zeitintervalle ergeben. Diese werden aus den beschriebenen Berechnungsergebnissen für die Planjahre 2019, 2021 und 2025 abgeleitet.

Zwischen den Planjahren 2019 und 2021 ist das Netz stark ausgelastet und es ist davon auszugehen, dass es in diesem Zeitraum zu zahlreichen und häufig auftretenden Netzengpässen kommt, welche durch EPM-Maßnahmen behoben werden müssen. Ein über die Prognose des NEP 2025 hinausgehender Zubau von WEA hätte eine Erhöhung der Anzahl und Größe des Einsatzes von EPM-Maßnahmen zur Folge.

Durch den voranschreitenden Netzausbau wird die Anzahl der Netzengpässe ab dem Planjahr 2021 verringert. Da eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung spätestens im Planjahr 2023 erwartet wird, stellt der Zeitraum zwischen den Planjahren 2021 und 2023 das zweite charakteristische Zeitintervall dar. Im Vergleich zum vorangegangenen Zeitintervall ist davon auszugehen, dass in diesem Zeitraum ein verringerter Bedarf an EPM-Maßnahmen auftritt.

Im Zeitraum zwischen den Planjahren 2023 und 2025 wird das Übertragungsnetz in Niedersachsen weiter verstärkt. In diesem Zeitraum wird daher ein weitestgehend engpassfreier Betrieb erwartet. Daher ist zu erwarten, dass eine Möglichkeit zur Integration zusätzlicher, über den prognostizierten Ausbau hinausgehender Anzahl von WEA in diesem Zeitraum zumindest auf Basis der Ergebnisse für die untersuchten NNF besteht.

Nach Abschluss der bis zum Planjahr 2025 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen beträgt der unter den angenommenen Randbedingungen und Beschränkungen ermittelte mögliche zusätzliche Zubau an installierter Onshore-WEA-Leistung ca. 10 GW.



5 Schlussbetrachtungen

5.1 Fazit

In den vorgestellten Netzberechnungen werden die Belastungszustände einzelner Leitungen für zwei repräsentativen NNF (NNF 4072 und 8322) errechnet. Dieses Ergebnis spiegelt jedoch nur die Situation in den ausgewählten Stunden des Jahres wieder. Dennoch kann dieser Wert als Richtwert für die grundsätzliche maximale Netzbelastung während des gesamten Jahres genutzt werden. Somit lassen sich anhand der Belastungen ausgewählter Leitungen auch verschiedene Szenarien bzw. Planzeitpunkte untereinander vergleichen. Der genaue Umfang von erforderlichen EPM-Maßnahmen (z. B. Redispatch, Einspeisemanagement, Spitzenkappung) lässt sich aufgrund der nur in begrenztem Umfang verfügbaren Daten nicht ermitteln.

Die Berechnungen zeigen für Starkwindsituationen im Planjahr 2019 deutliche Überlastungen im Übertragungsnetz. Ursächlich dafür sind die noch nicht umgesetzten geplanten Maßnahmen aus dem NEP 2025 beim Netzausbau. Das Planjahr 2019 stellt daher in dieser Hinsicht einen „Flaschenhals“ dar. Um in den untersuchten NNF einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, kann hier zu den bereits genutzten und den kurzfristig verfügbaren EPM-Maßnahmen gegriffen werden (vgl. Abschnitt 3.10). Durch zusätzlichen Onshore-Windenergie-Zubau, der über den laut NEP 2025 prognostizierten Zubau hinausgeht, würde der Bedarf an solchen EPM-Maßnahmen in den untersuchten NNF weiter steigen.

Im Planjahr 2021 ist ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb in den untersuchten NNF ohne den Einsatz von EPM-Maßnahmen ebenfalls nicht möglich. Allerdings konnten im Starkwind/Starklastfall weniger Überlastungen festgestellt werden, sodass davon auszugehen ist, dass EPM-Maßnahmen in geringerem Umfang gegenüber dem vergleichbaren NNF im Planjahr 2019 erforderlich sind. Dies ist auf den dann bereits fortgeschrittenen Netzausbau zurückzuführen. Ein zusätzlicher, über die Prognose hinausgehender Zubau von Onshore-WEA würde jedoch den Bedarf an solchen EPM-Maßnahmen ebenfalls erhöhen. Die Ergebnisse zweier weiterer Szenarien zeigen, dass ein landesweit verteilter zusätzlicher Zubau von Onshore-WEA gegenüber einem zusätzlichen Ausbau von Offshore-WEA mit örtlich konzentrierter Einspeisung an wenigen Onshore-Netzanschlusspunkten eine geringere Belastung des vermaschten Übertragungsnetzes hervorruft. Entsprechend kommt den bis 2025 erwarteten HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen eine wichtige Rolle in Ergänzung zum geplanten Ausbau im vermaschten Übertragungsnetz zu, da diese eine gebündelte Übertragung von Leistung aus Offshore-Windenergieanlagen in die Lastzentren im Süden ermöglichen.



Im Planjahr 2025 ist in beiden untersuchten Belastungssituationen ein zulässiger (n-1)-sicherer Netzbetrieb realisierbar, ohne dass EPM-Maßnahmen erforderlich sind. Im Gegensatz zu den beiden vorherigen Betrachtungszeitpunkten ist zudem ein zusätzlicher Zubau von Onshore-WEA selbst in den untersuchten NNF ohne die EPM-Maßnahmen möglich. Dies ist wahrscheinlich auch schon zu einem früheren Zeitpunkt möglich, wenn die in Tabelle 1 genannten und mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt bis 2023 bzw. 2024 vorgesehenen Netzausbauprojekte umgesetzt sind. Aufgrund der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Berechnungen und Analysen kann dieser allerdings nur vermutet und nicht rechnerisch nachgewiesen werden.

5.2 Ausblick

Die ermittelte, in den untersuchten NNF zusätzlich in die Netze integrierbare Windstromeinspeisung variiert zwischen den einzelnen NNF teils erheblich. Durch die auf nur vier verfügbare NNF beschränkte Datenbasis, wovon im Gutachten zwei NNF mit hohen Einspeisungen von WEA und anderen EE näher analysiert werden, können jedoch stets nur Momentaufnahmen der Netzsituation betrachtet werden, die möglichst den auslegungsrelevanten maximalen Netzauslastungen entsprechen sollen. Dabei kann grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, dass sich bei der Betrachtung anderer NNF andere Engpasssituationen und engpassbehaftete Leitungen ergeben, welche möglicherweise geringere zusätzlich installierbare Leistungen von Onshore-WEA zulassen.

Für die zukünftige Nutzung des Modells der BNetzA für Systemanalysen und weiterführende Untersuchungen wäre es daher zum einen empfehlenswert, wenn eine Bereitstellung der NNF eines gesamten Jahres ermöglicht würde. Auf diese Weise könnten die durch das Einspeisemanagement abgeregelten Energiemengen errechnet sowie weitere EPM-Maßnahmen (z. B. der Einsatz von Energiespeichern) in den Berechnungen berücksichtigt werden. Diese Untersuchungen konnten auf Basis der bislang zur Verfügung stehenden Daten nicht durchgeführt werden.

Zum anderen ist eine breitere Datengrundlage wünschenswert. Die Ausgabedaten der einzelnen NNF sind das Ergebnis einer Marktsimulation. Die konkreten Randbedingungen sowie Eingangsdaten dafür sind nicht bekannt. Bei der Verwendung der Datensätze ist es somit für den Nutzer nicht erkennbar, ob und in welchem Umfang zum Beispiel ein Kraftwerk einspeist oder ob es etwa wegen Wartungsarbeiten nicht betriebsbereit ist und deshalb keine Leistung eingespeist wird.

Zudem beziehen sich die vorliegenden Untersuchungen ausschließlich auf das Höchstspannungsnetz, die unterlagerten Netzebenen sind nicht abgebildet. Die Mehrheit der EE-Erzeuger speist jedoch in das 110-kV-Netz oder in der Mittelspannungsebene ein. Weitere Untersuchungen könnten auf eine zusätzliche Modellierung dieser Netzebenen abzielen, mit dem Ziel, die Auswirkungen der EE-Erzeuger auf das Übertragungsnetz genauer nachzubilden.



In den vorliegenden Untersuchungen wurden bezüglich der Verteilung von Onshore-WEA vereinfachte Annahmen getroffen. In nachfolgenden Forschungsarbeiten sollte deshalb zusätzlich die Auswirkung der regionalen Verteilung dieser WEA berücksichtigt werden.

Des Weiteren sollten zukünftige Untersuchungen auf der Datengrundlage des NEP 2030 stattfinden.

Mit EPM-Maßnahmen wie der Spitzenkappung und den zuschaltbaren Lasten sind bereits heute verschiedene Optionen durch Netzbetreiber einsetzbar. Eine Flexibilisierung bestehender konventioneller thermischer Kraftwerke kann kurzfristig ein zusätzliches Potenzial bieten. Durch Forschungsprojekte und Pilotanlagen sollten die Technologien automatisierte Systemführung, stoffliche Energiespeicherung und Power-to-Heat weiterentwickelt werden.



Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AC	Alternating current (Wechselstrom)
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
DC	Direct current (Gleichstrom)
DSM	Demand Side Management
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPM	Engpassmanagement
GuD	Gas und Dampf
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IB	in Betrieb
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NAG	Netzausbauggebiet



NAGV	Netzausbaugesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTC	Net-transfer-capacity
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PSK	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Symbole

f_E	Einspeisefaktor
$\Delta P_{WEA, \text{ein}}$	Zusätzlich eingepeiste Leistung aus WEA
$\Delta P_{WEA, \text{ein, max}}$	Maximale zusätzlich eingepeiste Leistung aus WEA
$\Delta P_{WEA, \text{inst}}$	Zusätzlich installierte Leistung an WEA
$\Delta P_{WEA, \text{inst, max}}$	Maximale zusätzlich installierte Leistung an WEA



Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission (2017): Redispatch mit EE-Anlagen. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20150925_Redispach_EE.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

AEE (2017): Länderdaten Niedersachsen. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Online verfügbar unter <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NI/kategorie/top+10>, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

AGFW (2016): Beseitigung von Umsetzungshemmnissen bezüglich Sektorkopplung und für Speichertechnologien wie beispielsweise Power-to-Heat. Hg. v. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW). Online verfügbar unter https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=uploads/media/160314_AGFW_P2H_Stellungnahme.pdf&t=1491989093&hash=0e5d4f1fc66faa23558bf874b4b26d2b8478819a, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Avacon (2017): Persönliche Mitteilung der Firma Avacon AG, 2017.

Beck (2016): Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN). Präsentation zur Vorstellung des Projekts am 28.03.2017.

BGBL (2017): Verordnung zur Änderung der Erneuerbaren-Energien-Ausführungsverordnung. Hg. v. Bundesgesetzblatt (BGBL). Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl117s0294.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl117s0294.pdf%27%5D__1503652401635, zuletzt geprüft am 25.08.2017.

BNetzA (2016a): Abschaltbare Lasten. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten_node.html, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

BNetzA (2016b): Bestätigung des Offshore Netzentwicklungsplans. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_Bestaetigung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

BNetzA (2016c): Engpassmanagement. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/engpassmanagement_node.html, zuletzt geprüft am 28.06.2017.



BNetzA (2016d): Redispatch. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

BNetzA (2017a): Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets. Verordnungsentwurf. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Entwurf2_NAGV.pdf;jsessionid=D798902D12767189AC40B72CC6710772?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 25.08.2017.

BNetzA (2017b): Leitungsvorhaben. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

BNetzA (2017c): Netzausbaugebietsverordnung. NAGV. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Entwurf_NAGV.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

BS Energy (2017): Wie funktioniert Braunschweig? Unsere Wärmeversorgung. Hg. v. BS Energy. Online verfügbar unter https://www.bs-energy.de/fileadmin/BS_ENERGY/privatkunden/produkte/fernwaerme/BVA11050_Einleger_Waerme.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2017.

consentec (2016): Netzstresstest. Studie im Auftrag der TenneT TSO GmbH. Hg. v. CONSENTEC GmbH. Online verfügbar unter http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

EFZN (2012): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke - Kurzbericht. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 7).

EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft ; Abschlussbericht ; Goslar, 08. März 2013. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 13).

EFZN (2017a): Sektorkopplung Strom, Wärme und Kälte. 3. Dialogplattform Power-to-Heat Berlin, 15. und 16. Mai 2017. 1. Auflage. Göttingen: Cuvillier Verlag (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 46).

EFZN (2017b): Technische Mindestenergieerzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland. Gutachten in Vorbereitung. Projektleitung Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN).



Energate (2017): Hannover errichtet Fernwärmespeicher. Online verfügbar unter <http://www.energata-messenger.de/news/166628/hannover-errichtet-fernwaermespeicher>, zuletzt geprüft am 31.05.2017.

EWE (2017): ENERA Homepage. Hg. v. Energieversorgung Weser-Ems (EWE). Online verfügbar unter <http://www.energie-ernetzen.de>, zuletzt geprüft am 27.04.2017.

FNN (2017): FNN-Hinweis Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad. Hg. v. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN). Online verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/1578210/285c23868325c8e31c60d81ebb0b2967/hinweis-spitzenkappung-data.pdf>, zuletzt aktualisiert am 29.05.2017.

Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2010): Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.

ISE (2017): Energycharts. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Online verfügbar unter <https://www.energy-charts.de>, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Jansen, M.; Richts, C.; Gerhardt, N.; Lenck, T.; Heddrich, M.-L. (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Bochum: Ponte Press.

Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Kurzweil, P.; Dietlmeier, O.-K. (2015): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen. Wiesbaden: Springer Vieweg Verlag.

Langer, A.; Wesche, F.-A. (2016): Demand Side Management - Die Industrie als zentraler Akteur eines flexiblen Strommarktes. Hg. v. Deloitte & Touche GmbH. Online verfügbar unter https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/risk/Demand_Side_Management.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

MU (2016a): Leitbild einer nachhaltigen Energie- und Klimaschutzpolitik für Niedersachsen. Hg. v. Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz (MU). Online verfügbar unter www.umwelt.niedersachsen.de/download/109821, zuletzt geprüft am 21.06.2017.

MU (2016b): Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050. Hg. v. Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz (MU). Online verfügbar unter http://www.umwelt.niedersachsen.de/download/106468/Szenarien_zur_Energieversorgung_in_Niedersachsen_im_Jahr_2050_-_Gutachten_-_April_2016_.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Schmidt-Böcking, H.; Luther, G.; Lay, C.; Bard, J. (2013): Das Meer-Ei. In: *Physik in unserer Zeit* 44 (4), S. 194–198. DOI: 10.1002/piuz.201301330.



Schoof, R. (2014): Power-to-Gas Erfahrungen an den Standorten Falkenhagen und Hamburg. Online verfügbar unter http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2014/Forum_4/02_Schoof_Falkenhagen-Hamburg.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Seidl, H.; Schenuit, C.; Teichmann, M. (2016): Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter http://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management.pdf, zuletzt aktualisiert am 2016, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

Sterner, M.; Stadler, I. (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg Verlag.

TenneT TSO (2016): DolWin2. Unter Mitarbeit von TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/offshore-projekte-deutschland/dolwin2/>, zuletzt geprüft am 21.06.2017.

TenneT TSO (2017a): Grenzübergabestelle Energinet.dk - TenneT TSO GmbH. Hg. v. TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/engpassmanagement/grenzuebergabestelle-danemark-west---deutschland>, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

TenneT TSO (2017b): Voraussichtliche Fertigstellungstermine. Unter Mitarbeit von TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/offshore-netzanschluesse/voraussichtliche-fertigstellungstermine>, zuletzt aktualisiert am 21.06.2017.

ÜNB (2014): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/szenariorahmen2025_entwurf.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

ÜNB (2015): Kraftwerksliste zum Entwurf Szenariorahmen NEP/O-NEP 2025. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2015_kraftwerksliste_entwurf_140430.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

ÜNB (2016a): Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_2_Entwurf_Teil2.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.



ÜNB (2016b): Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2025. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

ÜNB (2016c): Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

ÜNB (2017): Abschlussbericht - Systemanalysen 2017. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 12.04.2017.

WPD (2017): Persönliche Mitteilung der Firma WPD AG, 2017.

WWF (2017): Zukunft Stromsystem. Hg. v. World Wide Fund For Nature (WWF). Online verfügbar unter <http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/klimaschutz-und-energiewende-in-deutschland/zukunft-stromsystem/>, zuletzt geprüft am 12.04.2017.



