



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.

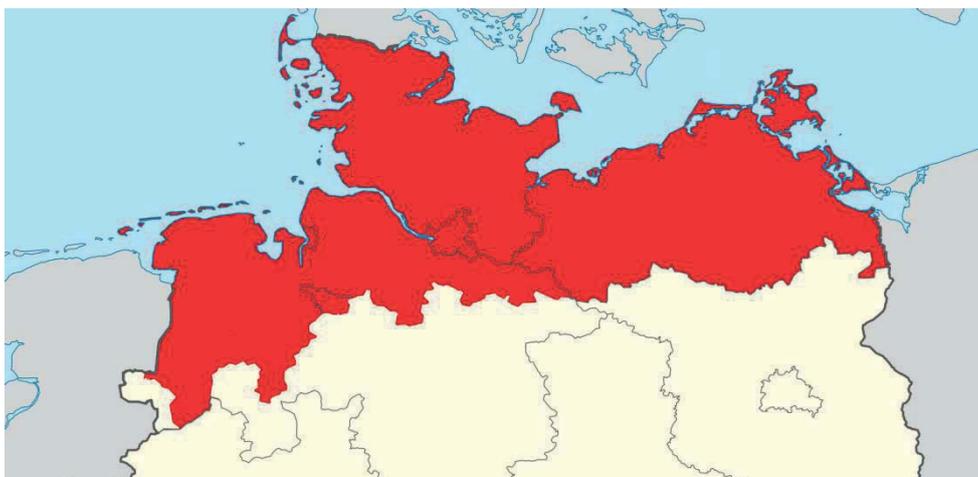


Abbildung 1: Netzausbauggebiet nach Netzausbauggebietsverordnung [BNetzA 2017c]



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 berücksichtigten. 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.