

Prof. Dr.-Ing. Christian Becker
Technische Universität Hamburg
ieet – Institut für Elektrische Energietechnik
Harburger Schloßstraße 20
21079 Hamburg

Hamburg, 26.04.2017

E-Mail: c.becker@tuhh.de
Tel.: +49 40 42878-3113

Analyse und Bewertung der durch den NEP 2030¹ und O-NEP 2030² vorgegebenen neuen Ausgangslage hinsichtlich der Ergebnisse und Aussagen des Gutachtens „Technische Evaluierung des Bedarfes für die Maßnahmen des Projektes P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen gemäß NEP Strom 2025“ vom 6. Mai 2016³

Ziel und Ergebnis des Technischen Gutachtens⁴:

Ziel des Gutachtens vom 6. Mai 2016 ist die technische Evaluierung des Bedarfes für die Maßnahmen M51a und M51b des Projektes P21 hinsichtlich der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung.

Basis der Untersuchungen stellt der NEP 2024⁵ der Übertragungsnetzbetreiber, die Bestätigung des NEP 2024 der BNetzA⁶ sowie umfangreiche Lastflusszenarien dar, welche im Rahmen der Bestätigung der Maßnahmen durch die BNetzA im Vorfeld berechnet wurden. Diese Szenarien beziehen sich ausschließlich auf den kritischen und für die Bestätigung entscheidenden Netznutzungsfall 784 im Zieljahr 2024.

Gemäß dem Ergebnis des Gutachtens erscheinen „die durch die BNetzA für den ausgewählten Zeitabschnitt des Zieljahres vorgelegten und zur Bestätigung des Projektes P21 angefertigten Lastflusszenarien vollständig und konnten sämtlich nachvollzogen werden. Sie liefern eine zufriedenstellende Begründung dafür, dass die Maßnahmen des Projektes P21 sehr wirksam zur Netzentlastung in der betrachteten Region beitragen können und deshalb durch die Bundesnetzagentur als benötigt angesehen werden. Wesentliche betrachtete Engpasssituationen können durch die Maßnahmen wirksam verringert bzw. gänzlich abgebaut werden. Dies gilt sowohl für das Szenario mit als auch ohne Einspeisung von Offshore-Windstrom in Cloppen-

¹ [NEP 2030 2017]

² [O-NEP 2030 2017]

³ [Becker/Fielitz 2016]

⁴ [Becker/Fielitz 2016]

⁵ [NEP 2024 2014]

⁶ [BNetzA 2015]

burg. Die Auswahl der Lastflussszenarien ist zur Herleitung dieser Erkenntnisse zutreffend und vollständig.“

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass „das Prüfungsergebnis der Bundesnetzagentur des Projektes P21 auf Basis der vorliegenden Daten und Informationen des Startnetzes, des Netzbetriebes und des zu erwartenden Ausbaus der Einspeisekapazitäten durch regenerative Energien (Windenergie Offshore und Onshore) nachvollzogen und diese Maßnahmen als sinnvoll und notwendig erachtet werden können. Dies gilt jedoch nur unter der Annahme, dass der von der BNetzA für die Untersuchungen gewählte Zeitabschnitt tatsächlich den dominanten und ausschlaggebenden kritischen Netznutzungsfall darstellt. Im Rahmen der Untersuchungen haben sich jedoch keine Anlässe ergeben, die Richtigkeit dieser Annahme in Zweifel zu ziehen. Weiterhin sind sinnvolle Alternativen für die Maßnahmen M51a/b aus rein qualitativen Betrachtungen im Rahmen der Untersuchungen nicht zu erkennen.“

Wesentliche, für die Gültigkeit des Gutachtens⁷ relevante, veränderte technische Rahmenbedingungen im NEP 2030⁸ ggü. dem NEP 2024⁹:

- Dem NEP 2030 liegt ein **neuer Szenariorahmen** zu Grunde, welchen „die BNetzA am 30.06.2016 für den NEP 2030 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht hat. Dieser Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: Drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035.“¹⁰

Der den Berechnungen des Gutachtens zu Grunde liegende Szenariorahmen bezieht sich auf das Zieljahr 2024 und konzentriert sich im Wesentlichen auf die Szenarien „B 2024“ sowie „SensiO“. Damit liegt die Entwicklung der Szenarien im neuen NEP 2030 6 bzw. 11 Jahre weiter in der Zukunft als die Szenarien, auf denen das Gutachten beruht.

Zum Vergleich sind im Folgenden zwei exemplarische Erzeugungskapazitäten der Szenarien in beiden NEP gegenübergestellt:

| | Wind onshore | Wind offshore | Nettostromverbrauch | Jahreshöchstlast |
|--|--------------|---------------|---------------------|------------------|
| NEP 2024: Szenario B 2024 | 55,0 GW | 12,7 GW | 535,4 TWh | 84 GW |
| NEP 2030: Szenario B 2030 | 58,5 GW | 15 GW | 547 TWh | 84 GW |

Demnach zeigt sich in der Prognose für das Jahr 2030 gemäß neuem Szenariorahmen eine deutliche Weiterentwicklung und Zunahme der Stromerzeugung aus

⁷ [Becker/Fielitz 2016]

⁸ [NEP 2030 2017]

⁹ [NEP 2024 2014]

¹⁰ [NEP 2030 2017]

regenerativen Energiequellen gegenüber dem für das Jahr 2024 angenommenen Szenariorahmen bei gleichbleibender Jahreshöchstlast.

Parallel dazu prognostiziert der Szenariorahmen 2030 im Bereich der fossilen Energieträger bei Kohle eine weiter abnehmende und bei Erdgas eine weiter zunehmende Bedeutung.

Folglich ist mit deutlichen Verschiebungen der im Zieljahr stattfindenden Einspeisemuster zu rechnen, welche auch veränderte Lastfluss-Situationen zur Folge haben. Der NEP 2030 erwähnt in diesem Zusammenhang explizit einen „starken Anstieg von On- und Offshore-Windenergieleistung in der Region [Cloppenburg]“. „Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, so dass mit Rückspeisungen von Strom in das 380-kV-Netz zu rechnen ist.“¹¹

- Gemäß dem neuen Projekt P235 ist „in der 380-kV-Anlage in Cloppenburg ein **lastflusssteuerndes Element**, wie z.B. eine DC-Kurzkupplung, zu installieren (Netzoptimierung)“.¹²

Lastflusssteuernde Betriebsmittel sind regelbare Betriebsmittel. Sie werden eingesetzt, um den natürlichen Leistungsfluss, der sich in jedem Übertragungselement eines Netzes gemäß elektrotechnischen Grundgesetzen ausbildet, an bestimmten Elementen zu beeinflussen. Auf diese Weise können Wirk- und Blindleistungsflüsse über bestimmte Übertragungswege im Netz gezielt durch Regelung in einer gewünschten Höhe eingestellt werden. Dies dient in vermaschten Netzen dazu, Leistungsflüsse über andere Pfade des Netzes zu leiten und sie somit auf diese zu verschieben, um Leitungen, welche ohne lastflusssteuernde Maßnahmen stark belastet oder auch überlastet sind, dadurch zu entlasten. Dies kann folglich als eine aktive Maßnahme im Rahmen eines Netzengpassmanagements verwendet werden.

Technisch kann dies mit verschiedenen Maßnahmen realisiert werden. Moderne, schnell regelbare Ausführungen verwenden Leistungshalbleiter, die über schnell wirkende Regelkreise angesteuert werden. Im NEP wird dazu eine Gleichstrom (DC)-Kurzkupplung vorgeschlagen. Diese wirkt in ähnlicher Weise wie eine DC-Übertragungsleitung über größere Entfernungen, die prinzipiell ebenfalls wie oben beschrieben regelbar ist. In einer Kurzkupplung ist der Gleichstromkreis jedoch nur über eine sehr kurze Distanz ausgeführt und verbleibt in der Schaltanlage, so dass bei diesem Betriebsmittel nicht die Übertragung elektrischer Leistung über eine lange DC-Leitung sondern die Regelbarkeit in oben beschriebener Weise im Vordergrund steht.

Der NEP 2030 führt an, dass „für den prognostizierten Anstieg von On- und Offshore-Windenergieleistung in der Region die vorhandene Netzstruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend ist, um die überschüssige Leistung (n-1)-sicher abtransportieren zu können.“ „Um die vorhandene sowie die geplante AC-Netzstruktur bei weiterhin steigendem Über-

¹¹ [NEP 2030 2017]

¹² [NEP 2030 2017]

tagungsbedarf (n-1)-sicher betreiben zu können, wird eine intelligente, lastflusssteuernde Maßnahme [...] benötigt.“¹³ Leistungsflusssteuerung ist ein Mittel im Rahmen des NOVA-Prinzips und steht in der Reihenfolge der Planungsmöglichkeiten als planerische Maßnahme vor der Netzverstärkung sowie dem Netzausbau. Somit ist gemäß NEP 2030 davon auszugehen, dass durch den Einsatz einer Leistungsflusssteuerung weitreichendere Maßnahmen der Netzverstärkung oder des Netzausbaus, die über den in P21 geplanten Umfang hinausgehen, verhindert werden können. Dies muss jedoch durch weitere Untersuchungen und Berechnungen bestätigt werden, wie es weiter unten im Rahmen der Einordnung und Bewertung sowie zur Ableitung eines möglichen Handlungsbedarfs gefordert wird.

- Im NEP 2024 sowie dessen Bestätigung wurde die Wahl von Cloppenburg als Netzverknüpfungspunkt (NVP) für Windstromeinspeisung als alternativlos dargestellt. In Verbindung mit der vorgenannten lastflusssteuernden Maßnahme sieht der NEP 2030 jedoch weitere **Planungsalternativen** vor, welche im NEP 2024 noch nicht erwähnt wurden. Dies sind im Speziellen:
 - HGÜ-Verbindung aus der Region Cloppenburg Richtung Süden zur „Abführung der überschüssigen Leistung“
 - Direkte Einbindung der geplanten Gleichstrom (DC)-Verbindungen zur Anbindung der Offshore-Windparks direkt in den Gleichstromzwischenkreis einer DC-Kurzkupplung. Hierbei würde demzufolge neue sog. „Multi-Terminal-HVDC“-Technologie eingesetzt werden, um AC/DC-Konverter einzusparen.
 - Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes (NVP) für die Offshore-Netzanbindungen NOR-7-1 oder NOR-3-2 in das Amprion-Netzgebiet z.B. nach Meppen oder Hanekenfähr
 - Verschiebung des NVP für NOR-6-3 nach Eemshaven (NL)
- In den Untersuchungen des Gutachtens wird von einer Offshore-Windstromeinspeisung im Raum Cloppenburg über zwei AC/DC-Konverter von jeweils bis zu 900 MW ausgegangen. Die Szenarien des NEP 2030 beinhalten dem gegenüber eine Offshore-Windstromeinspeisung von bis zu 2700 MW über insgesamt **drei AC/DC-Konverter**, die **im Raum Cloppenburg** installiert werden sollen.

Wie bereits oben erwähnt, wird gemäß NEP 2030 ein „starker Anstieg von On- und Offshore-Windenergieleistung in der Region [Cloppenburg]“¹⁴ prognostiziert. Dies geht mit dem Betrieb von nunmehr drei statt zuvor zwei Konvertern einher.

- Gemäß NEP 2024 ist in Cloppenburg/Ost eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten. Die Projektbeschreibung zu P21 im NEP 2030 benennt dem gegenüber die Notwendigkeit, „**in Cloppenburg zwei neue Umspannwerke** [zu] errichten bzw. ein Umspannwerk neu und das bestehende Umspannwerk Cloppenburg/Ost [zu verstärken]“.¹⁵

¹³ [NEP 2030 2017]

¹⁴ [NEP 2030 2017]

¹⁵ [NEP 2030 2017]

Im Rahmen der Untersuchungen zum Gutachten wurden von TenneT Aussagen getroffen, dass zwei Umspannwerke in Cloppenburg erforderlich seien¹⁶, dies wird nun im NEP 2030 klar so benannt.

Wesentliche unverändert gültige Rahmenbedingungen:

- Die Notwendigkeit der **Errichtung eines neuen Nord-Süd-Kanals im deutschen Drehstrom-Übertragungsnetz** durch P21 hat im NEP 2030 weiterhin Bestand, so dass die Voraussetzungen des Gutachtens bestehen bleiben. Ein neuer Nord-Süd-Kanal ist nach wie vor notwendig, um die in Cloppenburg in das Höchstspannungsnetz zurückgespeiste Onshore-Energie aus regenerativen Quellen sowie den dort eingespeisten Offshore-Windstrom Richtung Süden abzuführen.
- Es kann davon ausgegangen werden, dass hinsichtlich
 - Auswahl kritischer Netzsituationen,
 - dem Vorliegen eines stundenweise aufgelösten Wettermodells,
 - der Tolerierbarkeit von hohen Leitungsauslastungen im Grund- als auch (n-1)-Fall,
 - der Anwendung netzbetrieblicher Maßnahmen, insbesondere Schalthandlungen und Topologieänderungen,
 - dem NOVA-Prinzip sowie
 - der Anwendung von Redispatchmaßnahmen wie Spitzenkappung **gleiche Maßstäbe** angewendet wurden wie bei den Untersuchungen zum NEP 2024.
- Unverändert erscheint die Aussage, dass sich **Westerkappeln als Alternative zu Merzen** als südlichem Punkt der Maßnahme M51b als **ungeeignet** darstellt.

Einordnung und Bewertung der Rahmenbedingungen im NEP 2030¹⁷ in Bezug auf die Ergebnisse des Gutachtens¹⁸ sowie Ableitung eines möglichen Handlungsbedarfs:

„Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe NEP 2030, Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Simulation des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Das Modell stellt in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung

¹⁶ Aussage B. Stark, TenneT, per E-Mail vom 8. April 2016: „Der Bedarf für zwei Umspannwerke resultiert aus der zu erwartenden Rückspeiseleistung von bis zu 1.450 MW in 2025. Hierfür werden fünf Direktkoppler (Trafos für Umspannung 380 zu 110kV, eigene Anm.: typ. Nennleistung 380/110-kV: 300 MVA) benötigt. Dies ist in einem UW aus Gründen der Kurzschlussleistung, Platzbedarf, Common-mode-Fehlerfall nicht zu realisieren. Zumal zusätzlich noch drei Offshore-Konverter in die Planung mit einzubeziehen sind.“

¹⁷ [NEP 2030 2017]

¹⁸ [Becker/Fielitz 2016]

her. Wie in Kapitel 3 des NEP 2030 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF).¹⁹

Veränderte Lastfluss-Situationen in 2030 ggü. 2024: Kritischer NNF gemäß Untersuchungen für 2024 nicht mehr zutreffend

Entsprechend dem geänderten Szenariorahmen ist gegenüber 2024 mit deutlichen Verschiebungen der über das Zieljahr 2030 stattfindenden Einspeisemuster an vielen Netzknoten zu rechnen. Dies hat im Vergleich zu den für das Jahr 2024 errechneten Lastflüssen sicherlich grundlegend veränderte Lastfluss-Situationen in den 8760 Stunden des Zieljahres 2030 zur Folge. Ergebnisse von Lastflussrechnungen wie sie für die Erstellung des Gutachtens und das Zieljahr 2024 vorlagen, sind derzeit für den im NEP 2030 angewendeten Szenariorahmen noch nicht verfügbar. Der für die Bestätigung von P21 ausgewählte kritische Netznutzungsfall (NNF) in Stunde 784 im Jahr 2024 wird im Gutachten für die Ableitung der Aussagen zu Grunde gelegt. Er ist ausschlaggebend für die Notwendigkeit von P21 zur Wahrung eines (n-1)-sicheren Betriebes und wird daher in der Bestätigung der Maßnahmen zu P21 durch die BNetzA angegeben. Das Gutachten setzt die Richtigkeit der Auswahl dieses NNF als kritischen NNF voraus und stützt sich darauf.

Offensichtlich ergeben sich durch den neuen Szenariorahmen nun weitere bzw. andere kritische Netznutzungsfälle, in denen die Maßnahme P21 allein nicht mehr ausreichend ist, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten, so dass eine weitere Maßnahme der Netzoptimierung, d.h. Lastflusssteuerung, eingesetzt werden muss. Die (n-1)-sichere Übertragung der zu erwartenden Leistungsflüsse kann gemäß NEP 2030 nur durch den Einsatz einer Lastflusssteuerung gemäß P235 erhalten bleiben. Dies bedeutet, dass im durch P21 verstärkten Netz sehr wahrscheinlich Überlastungen auf mindestens einer der in Nord-Süd-Richtung verlaufenden Leitung auftreten können, welche durch P235 verhindert werden sollen. Daraus lässt sich bereits indirekt erkennen, dass sich der Bedarf des Netzausbaus und der Netzverstärkung nach P21 nach wie vor bestätigt bzw. sogar noch vergrößert.

Dass gemäß Szenariorahmen 2030 generell mit einer deutlich häufigeren Überlastung des Startnetzes insbesondere im Raum Conneforde/Cloppenburg und der verbindenden 220-kV-Leitung auszugehen ist als im Szenariorahmen 2024, zeigt ein Vergleich der Auswertung der (n-1)-Befundwahrscheinlichkeit in beiden NEP (siehe Abb. 1 und 2).

Bestätigungen von P21 und P235 anhand von Lastflussrechnungen der BNetzA sollen überprüft werden

Somit ist der im Gutachten anhand von elf Lastflussszenarien untersuchte NNF 784 höchst wahrscheinlich nicht mehr zutreffend, um P21 sowie P235 hinsichtlich Wirksamkeit und Erforderlichkeit zu bestätigen. Es kann davon ausgegangen werden, dass für die Bestätigung von P21 und P235 andere NNF herangezogen werden müssen. Diese sind aus dem verfügbaren NEP 2030 jedoch nicht ersichtlich. Daher liegen auch noch keine

¹⁹ [NEP 2030 2017]

Lastflussszenarien vor, anhand derer die Erforderlichkeit, d.h. die (n-1)-Sicherheit, und die Wirksamkeit der Maßnahmen belegt werden kann. Aufgrund der im Szenariorahmen geschilderten Entwicklungen in der Stromerzeugung ist allerdings zu erwarten, dass P21 sich – wenn auch mit anderen kritischen NNF – nach wie vor als notwendig und erforderlich herausstellen wird. Auch die vorgesehene neue Maßnahme P235 deutet besonders darauf hin. Dies wäre jedoch anhand neuer Lastflussberechnungsergebnisse durch die BNetzA für kritische NNF in ähnlicher Weise wie im vorliegenden Gutachten zu überprüfen.

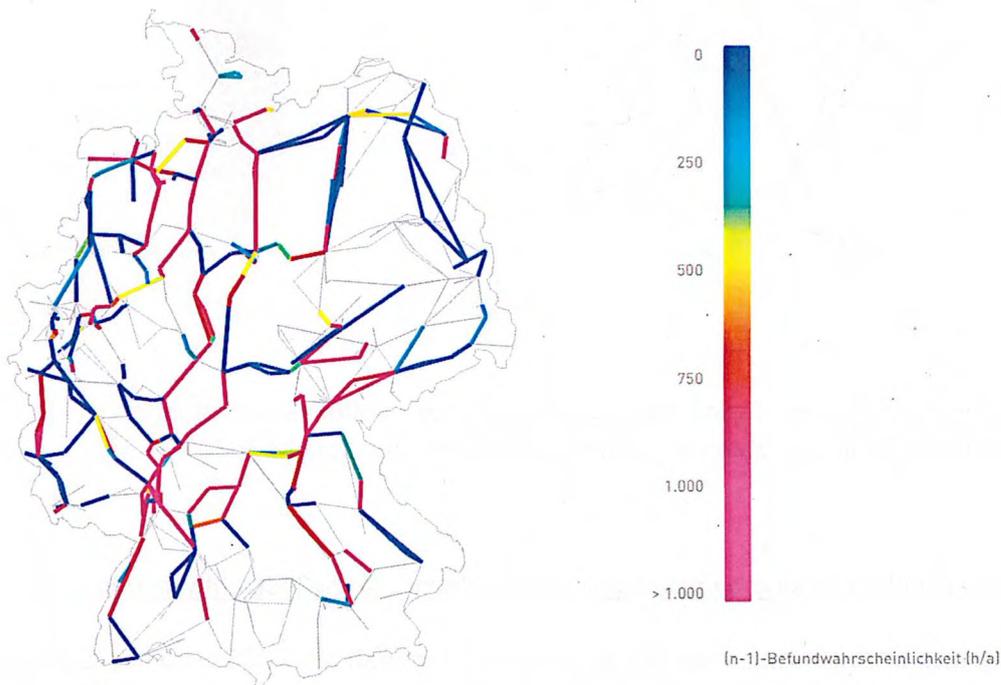


Abb. 1: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelementes für das Startnetz im Zieljahr 2024²⁰

²⁰ [NEP 2024 2014]

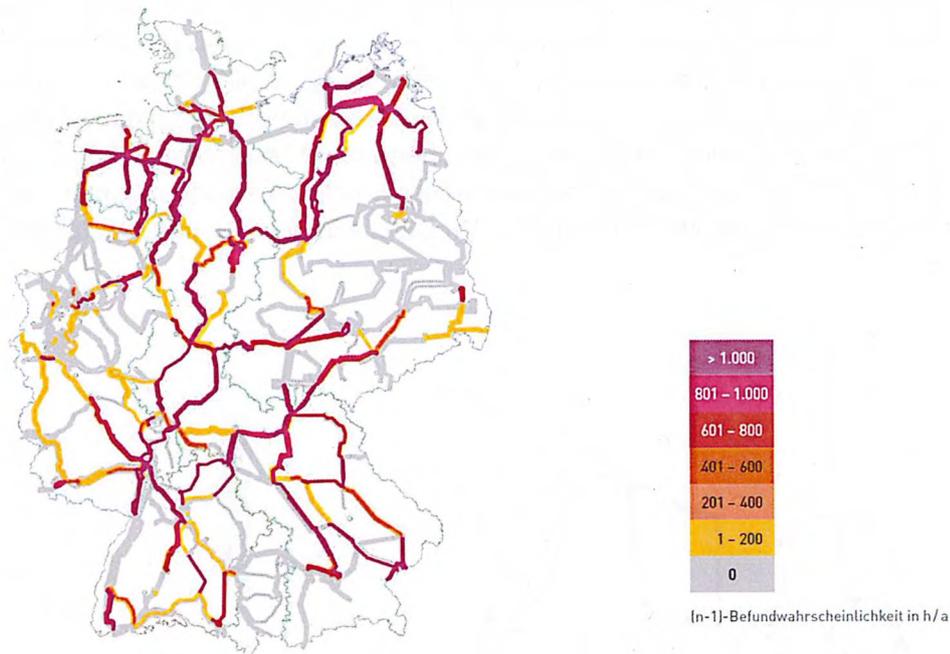


Abb. 2: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelementes für das Startnetz im Zieljahr 2030²¹

Stellen P21 und P235 eine nachhaltig sinnvolle Lösung für die Netzentwicklung dar?

Die Einführung einer neuen lastflusstuernden Maßnahme P235 wird im Gutachten nicht berücksichtigt, da sie im NEP 2024 nicht vorgesehen ist. Zur Bewertung dieser Maßnahme ist anzuführen, dass lastflusstuernde Maßnahmen Teil der ersten Stufe des NOVA-Prinzips sind und anders eingeordnet werden können als Schalthandlungen, die vornehmlich der betrieblichen Flexibilität vorbehalten sind, wie bereits im Gutachten erläutert. Wenn gesichert ist, dass im Netz durch eine lastflusstuernde Maßnahme der Bau weiterer Leitungen vermieden werden kann und genügend Regelreserve dieses lastflusstuernden Betriebsmittels vorhanden ist, so dass die Wirksamkeit der Maßnahme auch bei weiteren zukünftigen Entwicklungen gesichert ist, wird diese Maßnahme für langfristig als sinnvoll erachtet.

Folglich sollte in jedem Fall untersucht werden, ob lastflusstuernde Maßnahmen mit genügend Regelreserve installiert werden können, so dass der Bau neuer Leitungen über P21 hinaus nachhaltig vermieden werden kann, selbst wenn die Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien onshore und offshore weiter fortschreitet. Im NEP 2030 sind keine Angaben zu finden, wieviel Reserve die vorgesehene lastflusstuernde Maßnahme P235 vorsehen wird, bzw. ob diese hinreichend robust ausgelegt ist und nicht u.U. in Folge der weiteren Entwicklung an ihre Grenzen stoßen wird und möglicherweise einen weiteren Netzausbau erforderlich macht. Es wäre beispielsweise denkbar, dass ein installiertes lastflusstuerndes Betriebsmittel, z.B. eine HGÜ-Kurzkupplung,

²¹ [NEP 2030 2017]

wie sie am Markt mit einer gewissen Kapazität verfügbar ist, zunächst ausreicht, um (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten, später jedoch nicht mehr genügend Spielraum in der Regelfähigkeit aufweist, um nachhaltig einen (n-1)-sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Insbesondere ist hier kritisch zu hinterfragen und durch weitere Untersuchungen und Berechnungen zu prüfen, ob die vorgesehene Konstellation, d.h. die Netzverstärkung Conneforde-Cloppenburg und der Netzausbau Cloppenburg-Merzen in Verbindung mit einer leistungsflusssteuernden Maßnahme, auch über den im NEP 2030 vorgesehenen Zeithorizont hinaus eine sinnvolle Lösung darstellt, die den Übertragungsbedarf auch ohne weitere Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen im Raum Conneforde/Cloppenburg leisten können. Da diese Lösung aus dem inkrementellen Planungsansatz der Übertragungsnetzbetreiber resultiert, muss in diesem Zusammenhang geprüft werden, welche nachhaltigeren Lösungen, beispielsweise eine oder mehrere der im NEP 2030 erwähnten Planungsalternativen, es alternativ zu P21 und/oder P235 geben kann.

Alternative NVP anstelle von Cloppenburg müssen geprüft werden

Bezüglich der Frage, warum statt Cloppenburg nicht weiter südlich gelegene NVP zur Anbindung von Offshore-Windstrom genutzt werden, decken sich die planerischen Maßnahmen P21 und P235 laut NEP 2030 nach wie vor mit den Aussagen im Gutachten zu den Planungsgrundsätzen des Netzausbaus, da noch immer Cloppenburg als bevorzugter NVP gewählt wird. Diese Planungsgrundsätze besagen, dass „durch das frühzeitige nördliche Verknüpfen der Offshore-Anbindungsleitungen mit dem landseitigen Übertragungsnetz mehrere Erzeugungskapazitäten (offshore wie auch onshore) zusammengeführt werden, so dass deren Leistung über Übertragungssysteme mit deutlich höherer Übertragungskapazität (bei HGÜ-Systemen 2.000 MW, bei Drehstrom-Doppelsystemen 4.800 MW) zu den südlichen Lastzentren übertragen wird. Dies bedeutet landseitig deutlich weniger Netzausbau und damit verbunden auch eine höhere Nutzung der neuen Übertragungssysteme.“²²

Im Rahmen der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber scheinen jedoch Gründe vorzuliegen, welche die Untersuchung der o.g. alternativen NVP sinnvoll erscheinen lassen. Solche alternativen NVP konnten ebenfalls in keiner Weise durch das Gutachten abgedeckt werden, da sie weder durch die Netzbetreiber noch durch die BNetzA eingehend untersucht wurden. Hierfür scheinen mittlerweile andere Voraussetzungen vorzuliegen, so dass die Prüfung alternativer NVP anstelle von Cloppenburg im Hinblick auf die Netzentwicklung in jedem Fall vorgenommen werden muss. Insbesondere sollte der Frage nachgegangen werden, ob P235 und eventuell auch sogar P21 durch eine Verlagerung der NVP für Offshore-Windstrom umgangen werden können. Diese Untersuchung erscheint insbesondere deshalb wichtig zu sein, da der NEP 2030 im Vergleich zur der im NEP 2024 vorliegenden Situation eine nicht gegebene (n-1)-Sicherheit im Raum Conneforde/Cloppenburg/Merzen prognostiziert. Die im Rahmen der Prüfung des NEP 2024 durch die BNetzA bestätigte Maßnahme P21 scheint somit in der Perspektive für das Jahr 2030 zu kurz zu greifen, da eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit zu erwarten ist.

²² [Becker/Fielitz 2016]

Aus gegenwärtiger Sicht erscheint es allerdings unwahrscheinlich, selbst bei der Wahl anderer NVP für Offshore-Windstrom als Cloppenburg, auf P21 verzichten zu können, da die Untersuchungen der BNetzA und des Gutachtens gezeigt haben, dass P21 auch ohne Offshore-Einspeisung in Cloppenburg notwendig ist. Dennoch ist dieser Aspekt erneut zu überprüfen, wobei sich mit hoher Wahrscheinlichkeit vergleichbare Erkenntnisse ergeben werden wie im Gutachten, da laut NEP 2030 „der Zubau an Onshore-Windenergie perspektivisch die regionale Last übersteigen wird.“

Zwei Umspannwerke in Cloppenburg nachvollziehbar

Aufgrund des starken Zuwachses an Onshore-Windstromeinspeisung in der Region Cloppenburg sind die Argumente seitens TenneT für die Ausführung von zwei getrennten Umspannwerken im Raum Cloppenburg nachvollziehbar.

Zusammenfassung:

- Im Zieljahr 2030 sind deutlich andere Lastflüsse zu erwarten als im Zieljahr 2024.
- Der für die Bestätigung von P21 und im Gutachten²³ ausführlich analysierte kritische NNF 784 in 2024 ist in 2030 sehr wahrscheinlich nicht mehr zutreffend. Anhand der 8760 Lastflussszenarien des Zieljahres 2030 müssen durch die Übertragungsnetzbetreiber bzw. die BNetzA kritische NNF im Zieljahr 2030 identifiziert werden, welche die Maßnahme P21 bestätigen. In diesem Zusammenhang sind NNF zu identifizieren, welche belegen, dass P21 nur in Kombination mit P235 zu einer zu jeder Zeit (n-1)-sicheren Übertragung führen wird.
- Darauf basierend sollten ähnliche Untersuchungen wie im Gutachten²⁴ für die aktuellen Daten des Zieljahres 2030 wiederholt werden, sobald Berechnungsergebnisse der BNetzA hierzu vorliegen. Die Vorgehensweise des Gutachtens wird nach wie vor als sinnvoll erachtet, um die Gültigkeit der Prüfungsergebnisse der BNetzA im Rahmen der Bestätigung des NEP 2030 unabhängig zu bewerten.
- Es ist zu erwarten, dass sich P21 aufgrund der starken Rückspeisung von Onshore-Windstrom im Bereich Cloppenburg unabhängig von der Wahl der NVP zur Anbindung von Offshore-Windstrom, als erforderlich herausstellen wird.
- Die Nachhaltigkeit von P235 sollte dahingehend untersucht werden, dass sichergestellt werden kann, dass auch bei weiter voranschreitender Entwicklung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen ein über P21 hinausgehender weiterer Ausbau des Netzes im Raum Cloppenburg durch die Wirksamkeit der lastflussteuernenden Maßnahme P235 verhindert werden kann und ein (n-1)-sicherer Betrieb in dieser Konstellation durch ausreichend dimensionierte Regelreserve der Betriebsmittel nachhaltig gewährleistet ist.

²³ [Becker/Fielitz 2016]

²⁴ [Becker/Fielitz 2016]

- Alle alternativen NVP zur Anbindung von Offshore-Windstrom sollten dahingehend untersucht werden, welche Auswirkungen sie auf die Erforderlichkeit und Wirksamkeit von P21 und P235 haben. Es kann hierbei als wahrscheinlich angesehen werden, dass eine Verlagerung der NVP keine Auswirkungen auf die Erforderlichkeit von P21, jedoch u.U. von P235 haben wird. Diese Untersuchungen sollten zunächst durch die Netzbetreiber erfolgen und sodann durch die BNetzA bestätigt, nachfolgend ggf. durch ein Gutachten unabhängig geprüft werden.
- Die Ausführungen im NEP 2030 werfen generell die Frage auf, inwieweit die Planung von umfassenden Netzausbaumaßnahmen als nachhaltig angesehen werden kann, wenn sich das Netz in der Folgeplanung schon als nicht mehr (n-1)-sicher zeigt und leistungsflusssteuernde Maßnahmen erforderlich werden. Es ist daher naheliegend, zu überprüfen, ob in diesem Fall nicht jede Ausbaualternative vorzuziehen ist, die ohne zusätzliche leistungsflusssteuernde Maßnahmen auskommt.
- Die Notwendigkeit von zwei Umspannwerken im Raum Cloppenburg ist nachvollziehbar, selbst wenn Cloppenburg nicht mehr als NVP für Offshore-Windstrom genutzt werden sollte.

Literaturverzeichnis

[Becker/Fielitz 2016]

Becker, C., Fielitz, H., „Technische Evaluierung des Bedarfes für die Maßnahmen des Projektes P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf“, Hamburg, Technisches Gutachten, im Auftrag der OECOS GmbH, Prof. Dr.-Ing. K. Runge, https://www.lkclp.de/uploads/files/technisches_gutachten_ieet_mit_anlage_lastflussszenarien.pdf (Abruf: 20.04.2017)

[NEP 2024 2014]

Netzentwicklungsplan Strom 2014 (Zieljahr 2024), 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de (Abruf: März 20216)

[BNetzA 2015]

Bedarfsermittlung 2024, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024), BNetzA, www.netzausbau.de, Abruf: März 2016

[NEP 2030 2017]

Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de, (Abruf: 21.02.2017)

[O-NEP 2030 2017]

Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de, (Abruf: 21.02.2017)

