

Kommentierung der NEP - Strom Bedarfsermittlung 2019-2030 (BNetzA) vom 06. August 2019 NEP 2019-2030

Die Ermittlung des Bedarfs an großräumigen Leitungsprojekten im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom bedarf zur Schonung der Umwelt und Begrenzung der wirtschaftlichen Belastung der Netznutzer deutlicher methodischer Verbesserungen.

Stromnetzberater Dipl.-Ing. Carsten Siebels

Tel. 0511 2613542
Fax 0511 2613540

Kiephof 8
30457 Hannover

www.stromnetzberater.net
kontakt@stromnetzberater.net

Inhalt

Intention dieser Stellungnahme	1
zu Vorbemerkungen	3
zu Methodik	6
zu Prüfungsergebnisse	24
zu Einzelprüfungen	29
Zusammenfassung methodischer Mängel	35
Kontaktinformationen	36

Intention dieser Stellungnahme

Bis zur Liberalisierung der Stromwirtschaft hatten die damaligen Energieversorger nicht nur das Recht, sondern auch die Verpflichtung, die Stromversorgung in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet sicherzustellen. Die hierfür u. a. benötigten netztechnischen Anlagen zur Verbindung der Verbraucher mit den Erzeugungseinheiten waren ein Kostenfaktor, der die Gesamterträge der damaligen Energieversorger belastete. Damit wurden geplante Maßnahmen an diesem Netz unternehmensintern kritisch geprüft und nur im notwendigen Umfang genehmigt und nach der öffentlichen energiewirtschaftlichen Begründung und Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Zusätzlich wurden Erzeugungseinheiten in Abwägung der Transportkosten von Primärenergie und Elektrizität in der Regel nahe den Verbrauchszentren errichtet. In großem Umfang wurden auch energieintensive Industrien in räumlicher Nähe zu Kraftwerken angesiedelt. Unter diesen Rahmenbedingungen erreichte Deutschland eine sehr hohe Versorgungssicherheit für den Stromsektor.

Mit der europapolitischen Entscheidung, Erzeugung, Vertrieb und Transport elektrischer Energie in unabhängige Verantwortlichkeiten zu geben, mussten eigenständige Netzbetreiber gegründet werden, für die das zugehörige Netz jetzt kein Kostenfaktor, sondern ein Produktionsmittel darstellt. Konkurrierende Netze im Strom- und Gasbereich sind nach allgemeiner Auffassung wegen der damit einhergehenden Umweltbelastung nicht anzustreben, weshalb diese Netze als natürliche Monopole gelten. Die Regulierung dieser Monopolunternehmen obliegt der Bundesnetzagentur. Diese muss neben der sicheren Anbindung der Netznutzer an die Stromerzeugungseinheiten auch die Auswirkungen auf die Umwelt und die Kosten für die Netznutzer beachten. Durch die aktuell auskömmliche Verzinsung von Investitionen in netztechnische Betriebsmittel bei gleichzeitigem Druck auf operative Kosten müssen Netzbetreiber Mittel finden und Wege beschreiten, die ihrem Unternehmenszweck, der Gewinnmaximierung, entsprechen. Ansonsten würden die Eigentümer der GmbHs sich neue Geschäftsführer suchen müssen.

Diese Stellungnahme zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur zum 2. Entwurf der ÜNB zum NEP 2019-2030 soll einen Beitrag

- zur Schonung der Umwelt und
- zur Begrenzung der wirtschaftlichen Belastung der Netznutzer mit mittlerem und geringem Energiebedarf
- bei gleichzeitigem Erhalt der gewohnten Versorgungszuverlässigkeit liefern.

Grundlage hierfür ist eine jahrzehntelange professionelle Erfahrung in der Netzplanung.

Die netzplanerischen Grundlagen der Bedarfsermittlung im Rahmen des NEP sind fragwürdig.

Planungsgrundsätze der ÜNB:

- + (n-1)-Kriterium
- + Verbindungskontrolle (Common Mode)
- + Schaltzustandsoptimierung
- + Lastflusssteuerungsmöglichkeiten
- Keine Bewertung der Verhältnismäßigkeit einer Maßnahme

Netzplanung im Rahmen des NEP

- + (n-1)-Kriterium
- Verbindungskontrolle fehlt (Common Mode)
- keine Schaltzustandsoptimierung
- o eingeschränkte Lastflusssteuerung (zu komplex)
- Keine Bewertung der Verhältnismäßigkeit einer Maßnahme

Prüfung durch BNetzA

- + (n-1)-Kriterium
- Verbindungskontrolle fehlt (Common Mode)
- o eingeschränkte Lastflusssteuerung (zu komplex)
- unzureichende Bewertung der Verhältnismäßigkeit einer Maßnahme über nicht-technische Größen

Fazit:

Die Netzbetreiber planen und die Bundesnetzagentur prüft die Maßnahmen nach unterschiedlichen Verfahren.

Verbesserungsnotwendigkeiten:

- Planung und Prüfung nach gleichen Verfahren
- Ersatz komplexer Optimierungsbemühungen durch Analyse von fundamentalen Übertragungsbedarfen (Energie und/oder Leistung)
- Sachgerechte Bewertung der Verhältnismäßigkeit von Maßnahmen
- Keine Bestätigung einzelner Maßnahmen sondern des regionalen Übertragungsbedarfs

zu Vorbemerkungen

Seite 11

In den Vorbemerkungen der Bundesnetzagentur werden neben den Herausforderungen der Sektorenkopplung der Einsatz von Speichertechnologien und die „netzdienliche Flexibilisierung“ von Lasten thematisiert.

→ Die Verknüpfung all dieser Aspekte stellt netzplanerisch eine besondere Herausforderung dar. Zur Vereinfachung der Aufgabe sollten vor netztechnischen Untersuchungen räumliche Betrachtungen der Energie- und Leistungsbilanzen erfolgen.

→ Je mehr Flexibilisierung im Rahmen der Energiewende gefordert und möglich ist, desto wichtiger wird eine räumliche Aufteilung des Strommarkts zur Begrenzung des Bedarfs an Ausbau des Übertragungsnetzes durch Anreizsignale für flexible Netznutzer.

Seite 12

Im ersten Absatz wird aus der Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und dem Wärmesektor und der damit zwangsläufig erhöhten Nachfrage nach elektrischer Energie die „netzentlastende“ Wirkungsmöglichkeit relativiert.

→ Hier werden die Speicherwirkungen von Batterie-elektrischen Fahrzeugen und Gebäuden negiert, die sehr wohl zur Netzentlastung hinsichtlich der zu übertragenden Leistung genutzt werden können, wenn es entsprechende lokale Anreize gibt.

Im dritten Absatz wird der § 12b EnWG zitiert, nach dem die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet werden, einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom zu erstellen.

→ Die Verpflichtung von vier wirtschaftlich unabhängigen, zur Gewinnmaximierung verpflichteten, Unternehmen zu einem gemeinsamen Projekt ohne übergeordnete Verantwortlichkeit führt zu einer Menge von Maßnahmen, die eigenwirtschaftliche Interessen bedienen. Die aktuell auskömmliche Rendite von Baumaßnahmen soll einen Anreiz zum für das Gelingen der Energiewende erforderlichen Netzausbau geben, kann aber auch zu einer erhöhten Umweltbelastung und zu einem großzügigen Umgang mit dem Geld der Netznutzer führen.

Seite 04

Im vierten Absatz wird die Rolle der Bundesnetzagentur als neutrale staatliche Prüfungsinstanz genannt.

→Allerdings prüft die Bundesnetzagentur nur die von den ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen mit einem ihren Möglichkeiten entsprechendem Verfahren unter Beibehaltung von in früheren Jahren bereits erfolgten Bestätigungen.

Seite 13

Im ersten Absatz wird das NOVA-Prinzip zitiert.

→Mit den vorhandenen Werkzeugen der Netzberechnung ist die Netzoptimierung unter Verwendung von Schaltzuständen, Einstellung von Querregeltransformatoren und HGÜs in Kombination mit flexiblen Verbrauchern und Speichern sowie Einspeisemanagement nicht zufriedenstellend durchzuführen. Zusätzlich wird der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb zwar planerisch berücksichtigt, wird im späteren Betrieb aber keine Auswirkungen haben, wenn nicht weitere Randbedingungen (Prognosequalität und Eingriffsmöglichkeiten durch ÜNB) angepasst werden.

Im zweiten Absatz wird die Verantwortlichkeit der ÜNB für den späteren Betrieb benannt. Demnach sollen insbesondere sie die Konsequenzen eines unzureichenden Netzes zu tragen haben.

→Die Übertragungsnetzbetreiber betreiben bereits heute ein Netz, das den aktuellen Anforderungen nicht gewachsen zu sein scheint. Die Konsequenzen haben allerdings die Netznutzer zu tragen, die u. a. für nicht eingespeiste Energie von EE-Anlagen bezahlen, Redispatchkosten tragen und für Reservekraftwerke zahlen. Die ÜNB müssen als Wirtschaftsunternehmen Geld verdienen. Dies erreichen sie nicht vorrangig durch den sicheren Betrieb der Netze, sondern können es nach heutigem Stand am besten durch massive Investitionen erreichen. Dabei besteht die Möglichkeit, dass die Entscheidungen zu Umfang und Ausführung der Maßnahmen rein nach unternehmerischen Interessen gefällt werden.

Im dritten Absatz auf Seite 13 bittet die Bundesnetzagentur um konkrete Hinweise und begründete Änderungsvorschläge.

→Dies ist die Intention der vorliegenden Kommentare von dem Netzplanungsingenieur mit der umfassendsten Erfahrung in der Planung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen in Deutschland.

Seite 05

Im vierten Absatz weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass sie offen in die Konsultation gehe und dass Anregungen, Kritik und Hinweise frühzeitig eingehen sollten.

→Die Offenheit der BNetzA hinsichtlich der Konsultation ist hinsichtlich der bereits festgelegten Prüfungsverfahren und der erteilten Bestätigungen von Netzausbaumaßnahmen sicher nicht unbegrenzt, gleichwohl wird die Ernsthaftigkeit dieser Aussage nicht in Zweifel gezogen.

Seite 18

In den Absätzen 2 und 3 werden die Netzbelastung und der Netzausbaubedarf in Zusammenhang mit „Mengen an Strom“ gebracht, die in das Übertragungsnetz eingespeist und entnommen werden. Zugleich wird auf den Szenariorahmen verwiesen.

→Dieser Ansatz, die Energieübertragung in den Vordergrund zu stellen, ist zu begrüßen. Allerdings wird er im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans so nicht verfolgt. Vielmehr werden einzelne mögliche Leistungsflüsse und denkbare Ausfälle bei vorgegebener Netztopologie untersucht und konkrete Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen. Es fehlen Übersichten über die Häufigkeitsverteilungen und Größen der regionalen Leistungsbilanzen und der regionalen Austauschleistungen. Der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans zeigt keine auswertbaren Übersichten sondern beschreibt in unzureichender Weise Details.

zu Methodik

Szenariorahmen

Die Festlegung eines oder mehrerer energiewirtschaftlicher Szenarien mit Vorgaben für die erwartete Nachfrage (der Grund für die Notwendigkeit einer Energieversorgung), die zu berücksichtigenden Erzeugungseinheiten (zur Deckung der Nachfrage) und Flexibilitäten ist für die Netzplanung eine unabdingbare Voraussetzung. Da die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen sowohl in räumlicher als auch wirtschaftlicher Hinsicht große Teile der Bevölkerung betreffen, ist ein gesellschaftlicher Konsens hierüber von großer Bedeutung. Allerdings fehlt im Szenariorahmen die räumliche Zuordnung von Verbrauch und Erzeugung innerhalb Deutschlands, die zusammen mit den internationalen Transiten wesentlich für den Netzausbaubedarf bestimmend ist.

→ In Absatz 3 wird postuliert, dass mit steigendem Nettostrombedarf die Jahreshöchstlast steigen müsse. Mit Blick auf die Einführung von Nachtspeicherheizungen im letzten Jahrhundert ist zu erkennen, dass dies nicht so sein muss. Schon damals wurden intelligente Verfahren zur Vermeidung von Verbrauchsspitzen durch diese den Bedarf an elektrischer Energie steigernde Verbraucher angewandt, die zur Folge hatten, dass weder zusätzliche Kraftwerke noch zusätzliche Netzinfrastruktur benötigt wurden.

→ Die in Absatz 5 beschriebene Abkehr von NTC zu FMBC stellt an sich keine Verbesserung dar, da immer noch Restriktionen in der Austauschleistung zwischen zwei Märkten hingenommen werden, obwohl es mit vertretbarem Aufwand möglich ist, die „kritischen Zweige“ netztechnisch zu entlasten. Die ÜNB sollten verpflichtet sein, die installierte Leistung benachbarter Kuppelleitungen zu jedem Zeitpunkt auch optimal unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums ausnutzen zu können.

zu Regionalisierung

→ Die Durchführung der in Absatz 1 beschriebenen Regionalisierung der Nennleistung von zukünftiger Nachfrage und Erzeugung „regional so genau wie möglich“ (genannt werden „ca. 450 Netzknoten“) stellt die erste nicht konsultierte Annahme mit erheblichem Einfluss auf die Ergebnisse dar. Eine Verlagerung z. B. der Einspeisung aus Windenergieanlagen an Land oder von Endpunkten der Offshore-Anbindungssysteme um einen Netzknoten kann bei dem gewählten Berechnungsverfahren den Unterschied zwischen Netzüberlastung oder Netzverträglichkeit machen. Die Regionalisierung auf 10-30 Makroknoten (Netzregionen mit 3-10 GW Nachfrageleistung) für Deutschland würde diesen Schwachpunkt heilen.

→Die Regionalisierung der Last wird auf den Seiten 23 und 24 eingehend beschrieben. Ob der prognostizierte Verlauf der Nachfrage durch ggf. später verfügbare Anreize beeinflusst wird, bleibt offen. Auch inwieweit flexible Einsatzweisen von Elektromobilität, Wärmepumpen und dezentralen Speichern darin berücksichtigt werden, ist nicht erkennbar. Diese Flexibilitäten wären aus netztechnischer Sicht dann auch nicht sinnvoll ausschließlich am prognostizierten Nachfrageverlauf, sondern an der Residuallast festzumachen.

zu Marktmodellierung

In den Absätzen 2 und 3 des Kapitels „Marktmodellierung“ wird beschrieben, dass die zeitliche Dimension der Netzentwicklungsplanung mittels einer Simulation von 8760 Stunden („jede einzelne Stunde“) des Zieljahres 2030 berücksichtigt wird.

→Bei einer stundengenauen Modellierung von Stromangebot und -nachfrage für Deutschland und Europa für ein ganzes Jahr stellt sich die Frage der Festlegung dieses Jahres. Bezüglich der Nachfrage kann zwischen Werk-, Sonn- und Feiertagen und Brückentagen gut unterschieden werden. Bezüglich der Einspeisung aus Erneuerbarer Energie wird ein beliebiges oder ausgewähltes Referenzjahr herangezogen. Bei diesem Verfahren wird das eigentlich stochastische Verhalten der Einspeisung aus regenerativen Quellen über Jahre und im Jahresverlauf determiniert mit einem Referenzjahr und bestimmten Wochentagen verbunden. Die statistische Aussagekraft ist damit eingeschränkt. Insbesondere stellen die ermittelten Netznutzungsfälle, die nach dem angewendeten Berechnungsverfahren zu Überlastungen führen, Zufallsergebnisse ohne Abbildung der statistischen Wahrscheinlichkeit dar.

→Die in Absatz 2 auf Seite 25 beschriebene Modellierung von Kraftwerken mit realen Kraftwerksparametern stellt eine weitere Stufe der Scheingenauigkeit dar. Der tatsächliche Einsatz von Kraftwerken orientiert sich heute nicht ausschließlich am Marktpreis für Strom sondern wird nach spezifischen Überlegungen der Kraftwerksbetreiber vorgenommen.

→Die Abbildung der wärmegeführten KWK-Anlagen gemäß Absatz 3 auf Seite 25 entspricht dem Stand der letzten Jahrzehnte. In Anbetracht der vermutlich erhöhten Volatilität der Strommarktpreise durch teilweise massive Überdeckung durch Windenergie und Solarenergie einerseits und Erzeugungsknappheit in Zeiten kalter Dunkelflauten andererseits werden Betreiber von KWK-Anlagen zukünftig überdenken müssen, ob sie diese Betriebsweise aufrechterhalten können. Entwicklungen in Dänemark und bei einigen Stadtwerken weisen darauf hin, dass diese Anlagen flexibler betrieben werden müssen.

→Die in Absatz 4 auf Seite 25 dargestellten Überlegungen zu Laststeuerung sind nachvollziehbar, solange Deutschland nur eine Preiszone hat. Dann könnte bei hohem

Windenergieangebot in Nordostdeutschland der Strombezug für Batterie-elektrische Fahrzeuge im bevölkerungsreichen Südwestdeutschland zu erheblich gesteigertem Transportbedarf in Höhe mehrerer Gigawatt im Übertragungsnetz führen. Bei Aufteilung des deutschen Netzgebiets in mehrere Gebotszonen oder Marktgebiete oder vergleichbarem mit Bezug auf Netzentgelte würde Laststeuerung einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten können. Weiter bedarf es während kalter Dunkelflauten aus Gründen der im Szenariorahmen beschriebenen Reduzierung des konventionellen Kraftwerksparks Möglichkeiten, die Nachfrage abzusenken.

→Die Aussage in Absatz 5 auf Seite 25, dass für Lastsituationen mit „überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke“ typischerweise kein Netzausbau erforderlich sei, berücksichtigt nicht, dass die Standorte von zukünftig neu zu errichtenden Kraftwerken üblicherweise nicht nach den lokalen Energiebedürfnissen gewählt werden. Weiter gilt diese Aussage nur dann, wenn die erwartete Sektorenkopplung mit Substitution von fossilen Brennstoffen und Kraftstoffen durch Stromanwendungen außer Acht gelassen wird.

→Die in Absatz 6 auf Seite 25 beschriebene Auswahl des Wetterjahres 2012 als einem durchschnittlichen Jahr kann als Behelf für ansonsten unzureichende probabilistische Betrachtungen dienen. Dies gilt insbesondere für die Vermeidung einer Überdimensionierung des Netzes. Allerdings werden die in diesem Jahr geltenden Muster der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen determiniert mit den Wochentagen kombiniert. Dies kann dazu führen, dass besonders kritische Situationen mit hoher Nachfrage (diese tritt dann nahezu gleichzeitig in Mitteleuropa auf) und gleichzeitig geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen unbeachtet bleiben.

→In Absatz 1 auf Seite 26 wird dargestellt, dass die durch die regionale Zuordnung von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und solche mit KWK-Anteil eine „lastnahe Erzeugung“ im Marktmodell abgebildet sei. Dazu ist auszuführen, dass das verwendete Marktmodell für Deutschland keine regionale Differenzierung vorsieht. Weiter kann der Zubau von Erzeugungsanlagen in Regionen, deren Nachfrage bereits zu mehreren 100 Prozent aus vorhandenen Anlagen gedeckt wird, nicht wirklich als „lastnah“ bezeichnet werden.

→Die letzten Absätze des Kapitels 3 beschreiben die Abkehr von NTC-Werten hin zur Verwendung des FMBC-Verfahrens. Die Beschränkung der Auslastungen jedes AC-Interkonnektors auf 70 % der thermischen Kapazität scheint eine gute Wahl hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu sein. Die Genauigkeit der Berücksichtigung der Nachbarnetze sollte aber aus mehreren Gründen nicht überschätzt werden. Zum einen ist die räumliche

Verteilung von Erzeugungsanlagen im Ausland schwer abschätzbar, zum anderen ist die - auch für Deutschland anspruchsvolle - regionale Verteilung der Leistungsnachfrage nur rudimentär möglich. Weiter werden wahrscheinlich keine Maßnahmen der Leistungsflussbeeinflussung zur Entlastung der kritischen Zweige berücksichtigt.

→ Im Kapitel Marktsimulation wird auf die nach EnWG durch die ÜNB zu berücksichtigende Spitzenkappung von volatilen Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien nicht eingegangen. Die Spitzenkappung wird von den ÜNB in Kapitel 2.4.2 des zweiten Entwurfs ausführlich beschrieben. Dabei wird klar, dass diese Kappung weder die Zusammenhänge von Nachfrage und gemeinsamer Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik noch die Netzbelastung berücksichtigt. Damit ist diese Art von Spitzenkappung zwar eine wortgetreue Interpretation des Gesetzes, führt aber bei weitem nicht zu den Ergebnissen, die bei zusätzlicher Berücksichtigung von Nachfrage und überregionaler Netzbelastung zu erwarten wären.

Vorschläge zur Anpassung der Marktsimulation

- * Bildung netztechnischer Regionen (Makroknoten) für Deutschland und die direkten Nachbarnetze*
 - * Ermittlung von Zeitreihen der Nachfrage und der Einspeisung aus Wind und Sonne für jeden Makroknoten über mehrere Jahre*
 - * Analyse der zeitlichen Verläufe und Korrelationen dieser Größen*
 - * Monte-Carlo-Simulation auf Basis dieser Analysedaten -> einige tausend Ziehungen, die alle Wahrscheinlichkeiten ausreichend abbilden*
 - * Kraftwerkseinsatzoptimierung für in- und ausländische Kraftwerke für jede Ziehung ohne Restriktionen außer stochastischer Ausfälle*
 - * Berücksichtigung der Spitzenkappung mindestens unter gleichzeitiger Betrachtung von Nachfrage, Wind und Solarenergie*
-

zu Netzberechnung und -planung

Im zweiten Absatz des Kapitels 4 wird beschrieben, dass die durch einen Ausfall bewirkte Überschreitung der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit einer Leitung im Übertragungsnetz die Überlastung eines weiteren Betriebsmittels und damit eine Kettenreaktion mit großräumiger Stromunterbrechung zur Folge haben könne.

→ Gemäß den „Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“ können auch Begrenzungen für die Auslastung von Stromkreisen aus Stabilitäts- und Schutzgründen auftreten, die unterhalb der thermischen Grenzen liegen.

→ Die Überlastung eines Betriebsmittels darf nach den Erfahrungen aus dem November 2006 nicht zwangsweise zu dessen Abschaltung führen.

→ Es können auch Ereignisse auftreten, durch die mehr als ein Betriebsmittel ausfällt (Common Mode), auch hierfür ist Sorge zu tragen.

→ Die Abschaltung eines im Ausfall überlasteten Betriebsmittels kann im Einzelfall auch zur Wiederherstellung eines zulässigen Netzzustandes führen.

→ Automaten zur Leistungsflussumsteuerung direkt nach einem Ausfall können in vielen Fällen Überlastungen beseitigen.

→ Bei geeigneter räumlicher Verteilung von Anlagen zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung können auch bei Ausfällen Auftrennungen des Verbundnetzes ohne Versorgungsunterbrechung beherrscht werden. Als Beispiel dienen die Anschlüsse vieler Mittelmeer-Inseln.

→ Bei tatsächlicher Inanspruchnahme der von den ÜNB identifizierten Leitungsneubauten nahe der jeweiligen (n-1)-sicheren Leistung könnten in einigen Situationen mehrere zig GW an Leistung von Nordost- nach Südwestdeutschland transportiert werden. Der kaskadierende Ausfall dieser Übertragungsleitungen durch einen ungewöhnlichen Störfall hätte erhebliche Konsequenzen für das kontinentaleuropäische Stromversorgungssystem.

Im Kapitel 4.1.3 stellt die Bundesnetzagentur dar, dass die sogenannten Ad-Hoc-Maßnahmen sich selbstverständlich auf den Ausbaubedarf des Zieljahres 2030 auswirken.

→ Diese Haltung und ihre Berücksichtigung kann helfen, den zukünftigen Netzausbaubedarf geringer zu halten.

In Kapitel 4.1.4 wird auf den § 6 Abs. 1 KraftNAV verwiesen, nach dem die ÜNB im „Rahmen des Zumutbaren“ zur Netzertüchtigung für den Weitertransport von Kraftwerksleistung verpflichtet sind.

→ Solange die Bundesnetzagentur den Netzausbau genehmigt, ist die Netzertüchtigung für die ÜNB nicht nur zumutbar, sondern von besonders positiver wirtschaftlicher Bedeutung. Ob die daraus resultierende Belastung für Umwelt und Netznutzer zumutbar ist, bleibt offen.

In Kapitel 4.2.2 auf Seite 34 wird die Wirkungsweise von Phasenschiebertransformatoren an der Grenze zu Polen so beschrieben, dass „unerwünschte Ringflüsse von Norddeutschland über Polen nach Österreich und Süddeutschland“ verringert werden könnten.

→ Die Aussage zum Transport nach Süddeutschland kann missverstanden werden. Diese Phasenschiebertransformatoren erhöhen den direkten Leistungsfluss von Nord- nach Süddeutschland und verringern die Belastung der Netze Polens und Tschechiens.

Im letzten Absatz von Kapitel 4.2.2 wird auf die beschränkten Einsatzmöglichkeiten von PST aufgrund von Verschleiß hingewiesen.

→ Verschleiß an sich ist kein Grund, etwas nicht zu nutzen. Es sind die Kosten und Instandsetzungszeiten zu betrachten. Auch Autoreifen unterliegen einem Verschleiß und werden dennoch genutzt. Stufensteller können ggf. auch mit Halbleiterelementen ausgeführt werden.

In Kapitel 4.2.3 auf Seite 34 wird im dritten Absatz unter Netzverstärkung verstanden, eine 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung zu ersetzen. Ebenso wird der Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen als „Netzverstärkung“ angesehen.

→ Der Gedanke, dass der 1:1-Austausch von vorhandenen 220-kV-Leitungen durch neue 380-kV-Leitungen eine Netzverstärkung darstelle, berücksichtigt nicht, dass die gesamte Netzstruktur und auch die Grundlagen der Netznutzung seit Errichtung der 220-kV-Leitung vor mehr als 60 Jahren inzwischen verändert wurden. Auch die Nutzung der Trassen ist aufgrund veränderter Besiedlung in der Regel nicht möglich. Von den ÜNB könnte diese Maßnahme gern genommen werden, weil alte Leitungen mit hohem Instandhaltungsbedarf durch neue Leitungen mit entsprechender Kapitalverzinsung ausgetauscht werden können. Statt in alten Strukturen weiter zu machen, müssen neue, bedarfsgerechte, Strukturen geschaffen werden.

→ Der Neubau von leistungsfähigeren 380-kV-Leitungen zum Ersatz älterer Leitungen könnte aus Sicht der ÜNB eine willkommene Möglichkeit sein, operative

Instandhaltungskosten durch investive Neubauverzinsungen zu ersetzen. Hinsichtlich der Steigerung der Übertragungsfähigkeit im selben Trassenraum, sofern dieser noch genutzt werden kann, ergeben sich dadurch erhebliche Nachteile. Es wird durch den Zubau von z. B. 2x4000 A eine vorhandene Leitung mit 2x2200-2700 A ersetzt, also im Regelfall nur eine Steigerung von 50 % erreicht. Die spezifischen Kosten für den Zuwachs an Übertragungsleistung steigen damit gegenüber einer reinen Zubau-Lösung auf das **Dreifache**. Während der Ersatzbaumaßnahme müssen Redispatch oder Provisorien genutzt werden. Die Netznutzer müssen für diese Vorgehensweise der ÜNB die Rechnung bezahlen.

Im fünften Absatz des Kapitels 4.2.3 wird die „Überbeanspruchung der räumlichen Umgebung“ thematisiert.

→Dazu sollte die Bundesnetzagentur ein Auge auf den Raum Grafenrheinfeld werfen, in dem als bevorzugte Alternative die Zusammenführung von sehr vielen Leitungen vorgesehen ist. Damit ergeben sich auch Risiken für die Versorgungssicherheit.

Das Kapitel 4.2.4 ab Seite 34 wird mit der Begründung eingeleitet, warum Redispatch von Kraftwerken und Lastabschaltungen in der ersten Stufe der Netzplanung nicht berücksichtigt werden. Zusätzlich wird auf die Spitzenkappung auf bis zu 97 % (um bis zu 3 %) hingewiesen.

→Die initiale Netzplanung ohne Betrachtung von Redispatch und Lastabschaltungen ist sinnvoll, um noch Spielraum für Engpässe, die über den (n-1)-Ausfall hinaus gehen, zu haben. Auch könnten Redispatchkosten und Lastabschaltungen für die Netznutzer bei häufigem Auftreten eine erhebliche wirtschaftliche Belastung darstellen.

→Die genannten 97 % für die Spitzenkappung stehen im Widerspruch zu den Angaben auf den Seiten 39 und 40 im 2. Entwurf, in denen Windenergie um 1,7 % und Photovoltaik um 1,1 % der jährlichen Einspeisemenge eingesenkt werden. Hier besteht, neben den vorher genannten methodischen Überlegungen, noch weiterer Spielraum, die Netzbelastung zu verringern.

Der zweite Absatz des Kapitels 4.2.4 beschreibt, dass die Übertragungsnetzbetreiber in der Hoffnung auf zukünftige Innovationen das Netz bewusst nicht engpassfrei ausgelegt hätten, das richtige Maß an Engpassfreiheit in der Netzplanung jedoch schwer zu bestimmen sei. Dazu würde ein unterdimensioniertes Netz zu erheblichen Engpasskosten führen.

→Die Netzauslegung in Hinblick auf zukünftige Innovationen nicht engpassfrei vorzunehmen setzt voraus, dass mit probabilistischen Methoden gearbeitet werden müsste.

Es stellt sich nicht nur die Frage der Höhe der Überlastung, sondern der Häufigkeit der Überlastung. Dazu müssten auch die Kosten für Redispatch und getrennte Marktgebiete mit den Kosten der notwendigen Investitionen verglichen werden. Die grundsätzliche Analyse der Übertragungsbedarfe auf Basis der Fundamentaldaten Last und Erzeugung würde eine objektivere Bewertung von regionalen Ausbaubedarfen ermöglichen.

Im Kapitel 4.2 wird die Vorgehensweise in der Netzmodellierung beschrieben. Es werden auf Basis des Netzmodells und der auf Netzknoten bezogenen Lieferungen und Bezüge elektrischer Leistung Netzberechnungen nach dem (n-1)-Prinzip durchgeführt. Es bleiben aber einige Aspekte außer Betracht.

→ Es wird nicht analysiert, wieviel Leistung eine Leitung oder eine Gruppe parallel betriebener Leitungen thermisch im jeweiligen Netznutzungsfall übertragen kann und wie hoch die maximale Ausnutzung dieser Kapazitäten in kritischen Netznutzungsfällen ist. Bei sehr kurzen Stromkreisabschnitten von wenigen km Länge können unter Berücksichtigung des (n-1)-Prinzips nur 50 % der installierten thermischen Übertragungskapazität genutzt werden. Bei längeren Stromkreisen bis zu 100 km Länge kann dieser Wert auf 70-80 % ansteigen. Schon bei 2 parallel verlaufenden längeren Doppelleitungen kann die (n-1)-sichere Übertragungsleistung $3 \times 100\% / 4 = 75\%$ erreichen.

→ Es werden keine Kosten-Nutzen-Betrachtungen für die Beseitigung von Engpässen durch unterschiedliche Maßnahmen in Netz oder Markt durchgeführt.

In Kapitel 4.3 wird der Ausgangsbefund für das Startnetz am Beispiel des Szenarios C2030 dargestellt. Dazu dient die Abbildung auf Seite 37, die interpretiert werden kann.

→ Die Überlastungen von Leitungen treten nicht zwangsläufig gleichzeitig auf.

→ Es gibt Zweige parallel zu häufig überlasteten Leitungen, die nie überlastet werden, hier hat scheinbar keine Optimierung nach dem NOVA-Prinzip stattgefunden.

→ Mindestens ein Zweig zeigt Überlastungen, die durch den in ihn integrierten PST behoben werden könnten.

→ Im Verlauf einer Übertragungsleitung wechselt die Überlastungshäufigkeit abschnittsweise von bis 100 h über bis 500 h wieder auf bis 100 h. Auch hier scheint keine Optimierung stattgefunden zu haben.

→ Es gibt zahlreiche nicht oder in weniger als 100 h pro Jahr (Bezug 2012) überlastete Leitungen. Für diese ist fraglich, ob diese Engpässe statt durch Investitionen nicht für die

Netznutzer kostengünstiger durch Veränderungen der Erzeugungsleistung beherrschbar gemacht werden könnten.

→ Trotz aller einschränkenden Vorbemerkungen wird nicht bezweifelt, dass Netzzubau zur Bewältigung der Energiewende erforderlich sein wird.

zu Praktische Umsetzung und Prüfung

In Kapitel 5.3 ab Seite 42 wird im ersten Absatz als Beispiel des Ausfalls eines Betriebsmittels auch das „Umspannwerk“ benannt.

→ Die ÜNB betrachten gemäß ihrer Planungsgrundsätze zwar den Ausfall von Sammelschienen und ggf. auch verbundener Sammelschienenabschnitte, aber nie den Ausfall einer (beliebig großen) Schaltanlage geschweige denn eines Umspannwerks mit verschiedenen Spannungsebenen.

In Absatz 5 wird eine zu überprüfende Maßnahme bereits als wirksam bezeichnet, wenn sie unzulässige Betriebszustände reduziert.

→ Im Rahmen des NEP werden nur Überlastungen, keine Spannungsverletzungen oder Beeinträchtigungen der dynamischen Stabilität bewertet. Der Aspekt der Reduzierung sollte auf die Zwischenprüfungen bzgl. BBPIG (siehe Kap. 5.5) eingeschränkt werden.

In Absatz 6 wird beschrieben, dass der Bundesnetzagentur das einmalige Auftreten einer Überlastung nicht ausreicht, um die daraus resultierende Maßnahme zu bestätigen.

→ Dieser Ansatz ist schon besser, als der in den aktuellen ÜNB-Planungsgrundsätzen beschriebene. Allerdings wären Prüfungen von Alternativen hinsichtlich Optimierung, Raumbeanspruchung und auch Wirtschaftlichkeit notwendig.

In Absatz 7 wird auf unterlagerte (110-kV-) Netze eingegangen.

→ Es ist zu unterscheiden, ob das 110-kV-Netz die Aufgabe hat, dezentrale Nachfrager und Erzeuger mit dem Verbundnetz zu verbinden oder ob es parallel zum Verbundnetz betrieben wird. Im ersten Fall wird zusätzliche Übertragungskapazität – zumindest für die Energie – benötigt, im zweiten Fall kann Abhilfe durch Trennstellen oder Querregler im 110-kV-Netz geschaffen werden. Dazu müssten allerdings die VNB und ÜNB eng zusammenarbeiten und seitens ihres Investitionsbedarfs gleiche regulatorische Rahmenbedingungen vorfinden.

Im letzten und achten Absatz von Kapitel 5.3 wird dargestellt, dass bei grenzüberschreitenden Leitungen Nutzenanalysen durchgeführt würden.

→Die Einführung von Nutzenanalysen hinsichtlich Kosten für die Netznutzer und Beeinträchtigung der Umwelt wäre auch für Ausbaumaßnahmen innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes wertvoll. Allerdings zeigen die Nutzenanalysen der ÜNB selten einen tatsächlichen Kostenvorteil für die Netznutzer oder erhöhen die Aufnahmefähigkeit für Leistung aus Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Dennoch werden die Interkonnektoren alle als notwendig beschrieben.

In Kapitel 5.4 wird im zweiten Absatz auf die notwendige Robustheit einer Maßnahme verwiesen.

→Der Ansatz, Maßnahmen, die in allen Szenarien erforderlich wären, als nachhaltig zu definieren, ist gut nachvollziehbar. Allerdings gilt zu bedenken, dass die netztechnischen Betriebsmittel in der Regel auf Betriebsdauern von ca. 40 Jahren ausgelegt sind, während die EEG-Förderung auf 20 Jahre begrenzt ist und niemand heute voraussagen kann, wie es danach weitergeht. Allein bei den Offshore-Anschlusssystemen passen die erwarteten Betriebsdauern von Erzeugern und Netzbetriebsmitteln einigermaßen zusammen.

Der Absatz 3 des Kapitels 5.4 handelt von den Eigenschaften von Gleichstrom- und Wechselstromleitungen.

→Werden Gleichstromleitungen in der Regel so eingestellt, dass sie eine möglichst hohe Auslastung zur Entlastung des umgebenden Wechselstromnetzes bewirken, treten neben tatsächlichen Ringflüssen zusätzliche Stromwärmeverluste auf. In Einzelfällen können hohe Leistungstransporte der Gleichstromleitungen bei fehlender regionaler Erzeugung an einem Ende oder bei geringer Nachfrage oder einem geschwächten Netz am anderen Ende Netzengpässe verursachen. Deshalb sollten sie so eingestellt werden, dass sie Überlastungen im Drehstromnetz verhindern und ansonsten die gemeinsamen Verluste auf Dreh- und Gleichstromleitungen minimieren.

→Auch im Drehstromnetz kann der Leistungsfluss, besonders im (n-1)-Fall, durch schaltungstechnische Maßnahmen wirksam beeinflusst werden.

→Im letzten Absatz von Kapitel 5.4 auf Seite 44 wird das Erforderlichkeitskriterium mit einer Auslastung von mindestens 20 % in einem Zeitpunkt des Jahres von 8760 Stunden beschrieben. Hierbei ist zu beachten, dass die Bundesnetzagentur keine Veränderung der vorgeschlagenen Maßnahme nach Art und Umfang vornehmen darf. So hängt es von der Dimensionierung der Maßnahme (Wahl der Stromtragfähigkeit) durch die ÜNB ab, ob diese Maßnahme bestätigt wird oder nicht. Wirtschaftliche Bewertungen wären hier angebracht.

Kapitel 5.5 beschreibt die Prüfungen von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan.

→ Das beschriebene Verfahren basiert auf einer stromkreisscharfen Betrachtung. Die Zusammenfassung von Stromkreisen zwischen Netzregionen (Makroknoten) oder auch nur die Betrachtung der parallel führenden Leitungen würde eine höhere Objektivität der Analyseergebnisse bewirken.

Auf Seite 45 sind die ermittelten Häufigkeiten der (n-1)-Verletzungen am Beispiel des Szenarios C 2030 in einer Abbildung für Deutschland dargestellt.

→ Die mit dem angewendeten Netzberechnungsverfahren ermittelten Überlastungen treten nicht zeitgleich auf.

→ Es treten häufige Überlastungen auf Leitungen auf, während die dazu parallel verlaufenden Leitungen nie überlastet sind. Hier scheint keine Optimierung stattgefunden zu haben.

→ Selbst neu errichtete Leitungen weisen hohe Häufigkeiten von Überlastungen auf, hier könnten bereits veränderte Grundschaltzustände Abhilfe schaffen.

→ Die Leitungen zur Verbindung des Raums Kiel mit dem Umspannwerk Audorf weisen geringere Überlastungshäufigkeiten auf als auf Seite 37, obwohl dasselbe Szenario zugrunde liegt und für diesen Raum keine BBPIG-Maßnahme ausgewiesen ist.

In Kapitel 5.6 wird ab Seite 46 ausführlich beschrieben, wie die Auswahl von Maßnahmen des NEP, die zur Beseitigung von Schwachstellen geeignet erscheinen, abläuft. Dabei wird erläutert, warum das BBP-Netz zunächst um die weiteren von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichstrommaßnahmen ergänzt wird.

→ Es wird nur die von den ÜNB übergebene, nicht optimierte, Netztopologie für die Untersuchungen herangezogen. Falls hier Optimierungen mittels PST enthalten wären, müssten diese auch in den nachfolgenden Schritten aktualisiert werden.

→ Es werden nur die von den ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen berücksichtigt. Dabei bleibt unbeachtet, dass diese ggf. die gewünschte Wirkung nur als Gesamtpaket entfalten können.

→ Es wird nicht untersucht, ob die Übertragungskapazität zwischen zwei Netzbereichen bzw. von parallel verlaufenden Leitungen vielleicht bereits ausreichend wäre, nur nicht optimal genutzt wird.

→Die vorrangige Berücksichtigung von ausgedehnten HGÜ-Leitungen negiert die geringe Korrelation zwischen dem windbedingten Leistungsüberschuss im Nordosten und dem weitgehend witterungsunabhängigen Leistungsbedarf im Südwesten. Kürzere Abschnitte oder Multi-Terminal-HGÜs könnten eine bessere Kosten-Nutzen-Relation haben und könnten auch Drehstromprojekte überflüssig machen.

Im letzten Absatz des Kapitels 5.6 werden „umfangreichere Umbeseilungen bzw. Mastverstärkungen als Voraussetzung für das Freileitungsmonitoring“ angeführt.

→Freileitungsmonitoring oder witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb dient dazu, vorhandene Leitungen so belasten zu können, dass die aufgrund des Durchhangs zulässige wärmebedingte Seilausdehnung bei entsprechenden Umgebungsbedingungen auch bei höheren als bei den nach Norm angesetzten Strömen möglich ist. Nur wenn die Leiterseile für eine Temperatur von 80 °C noch zu geringen Bodenabstand haben, werden die beschriebenen Maßnahmen notwendig. Dies weist allerdings auf ein Versäumnis des betreffenden ÜNB in der Vergangenheit hin.

Im Kapitel 5.7 wird die Prüfung von Interkonnektoren behandelt. Dabei werden mögliche Auswirkungen aufgelistet. Diese werden auf den Seiten 163 ff des zweiten Entwurfs der ÜNB aufgegriffen und können dann in den Steckbriefen eingesehen werden.

P170 Uchtelfangen – Frankreich

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	23	-76	89	9	-	-	-	-16
inner- deutscher Redispatch	-40	386	-401	-40	173	15	-567	79
Gesamt	-17	310	-312	-31	173	15	-567	64

→Die Maßnahme wird als erforderlich beschrieben, gleichwohl sie nach vorstehender Tabelle neben den Investitionskosten auch noch nennenswerte Begrenzungen der EE-Einspeisung und erhöhte Kosten für die deutschen Netznutzer zur Folge haben soll. Bei Aufteilung des deutschen Marktgebiets in mehrere Gebotszonen könnten diese Nachteile allerdings geringer werden.

P176 Eichstetten-Frankreich

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	2	-89	0	0	-	-	-	-18
inner- deutscher Redispatch	-2	57	-60	-6	19	0	-10	12
Gesamt	0	-32	-60	-6	19	0	-10	-7

→ Diese Maßnahme wird als erforderlich dargestellt, gleichwohl für die deutschen Netznutzer neben der Tragung der Investitionskosten weitere Nachteile gemäß vorstehender Tabelle entstehen.

P204 Tiengen – Schweiz

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	2	16	-2	0	-	-	-	3
inner- deutscher Redispatch	-1	-1	-5	-1	11	0	-18	0
Gesamt	1	15	-7	-1	11	0	-18	3

→ Diese Maßnahme wird als erforderlich dargestellt, gleichwohl für die deutschen Netznutzer neben der Tragung der Investitionskosten weitere Nachteile gemäß vorstehender Tabelle entstehen.

P221 HansaPowerBridge (DE-SE)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolgekosten Mio.€/Jahr
Markt-simulation	69	-183	520	52	-	-	-	-38
inner-deutscher Redispatch	11	7	114	11	-49	2	138	1
Gesamt	80	-176	634	63	-49	2	138	-36

→ Diese Maßnahme wird als erforderlich dargestellt, gleichwohl für die deutschen Netznutzer neben der anteiligen Tragung der Investitionskosten von 660 Mio. € weitere Nachteile gemäß vorstehender Tabelle entstehen. Dass die Änderungen der Netzverluste hier mit negativem Vorzeichen, die der Kosten aber mit positivem Vorzeichen angegeben werden, erscheint im Vergleich mit P170 nicht plausibel. Aufgrund der erhöhten Importfähigkeit durch dieses Projekt aus einem Marktgebiet mit geringen Preisen und der direkten Verbindung über das deutsche Netz und die Schweiz nach Italien, wo die Strompreise meist höher sind, ist eine Erhöhung der Netzverluste in Deutschland durch diese Maßnahme wahrscheinlich. Bei Auftrennung des deutschen Marktgebietes in mindestens ein südliches und ein nördliches Gebiet könnte sich ein anderes Bild ergeben.

P313 Zweiter Interkonnektor DE-BE

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/Jahr	Klimafolgekosten Mio.€/Jahr
Markt-simulation	62	224	496	50	-	-	-	46
inner-deutscher Redispatch	-61	588	-607	-61	360	24	-815	121
Gesamt	1	812	-111	-11	360	24	-815	166

→ Diese Maßnahme wird als erforderlich dargestellt, gleichwohl für die deutschen Netznutzer neben der teilweisen Tragung der Investitionskosten von 600 Mio. € weitere Nachteile gemäß vorstehender Tabelle entstehen.

P328 NeuConnect (DE-GB)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	94	-5	782	78	-	-	-	-1
inner- deutscher Redispatch	31	-343	378	38	9	6	465	-70
Gesamt	125	-348	1160	116	9	6	465	-71

→ Diese Maßnahme wird als erforderlich dargestellt, obwohl es von einem Drittinvestor ohne volkswirtschaftliches Interesse verfolgt wird. Die geringfügige Änderung der Netzverluste und der positive Beitrag durch den innerdeutschen (vermiedenen) Redispatch lassen vermuten, dass in der Marktsimulation für Großbritannien grundsätzlich ein höherer Marktpreis für elektrische Energie berechnet wurde. Leider haben die ÜNB in ihrem 2. Entwurf in Abbildung 36 auf Seite 101 dazu keine Angaben gemacht 😞

P406 Aach – Bofferdange (DE-LU)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	0	-30	5	1	-	-	-	-6
inner- deutscher Redispatch	2	-7	4	0	-58	-4	12	-1
Gesamt	2	-37	9	1	-58	-4	12	-8

→ Das Projekt P406 wird vermutlich tatsächlich geringere Netzverluste zur Folge haben, da keine wesentlichen zusätzlichen Transite erfolgen können und eine vorhandene 220-kV-Leitung durch eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich höherer Übertragungsfähigkeit ersetzt werden soll. Allerdings ist der Leistungsbedarf Luxemburgs so gering, dass schon ein zusätzlicher 220-kV-Stromkreis den erwarteten Zuwachs abdecken könnte.

Im Kapitel 5.8 werden die grundsätzliche Natur der Ad-Hoc-Maßnahmen und die Prüfungskriterien beschrieben.

→ Bei der hier beschriebenen Prüfung wird davon ausgegangen, dass diese Maßnahmen nur bis zur Inbetriebnahme wichtiger BBP-Vorhaben positive Effekte hätten. Da diese

Maßnahmen aber entweder die Übertragungsfähigkeit erhöhen oder für eine gleichmäßigere Ausnutzung der bestehenden Leitungen sorgen können, werden sie auch später noch, insbesondere bei wartungsbedingten Abschaltungen, Redispatch vermeiden helfen können.

Das Kapitel 5.9 wird mit „Prüfung von Punktmaßnahmen“ betitelt, enthält aber keine substantiellen Informationen zu den Prüfungsverfahren, außer der Feststellung, dass vertikale Punktmaßnahmen nicht geprüft würden.

→ Das Begleitdokument der ÜNB zu Punktmaßnahmen gibt keine weiteren Informationen zu ihrem Umfang, obwohl auch sogenannte Punktmaßnahmen Flächen von mehreren Hektar beanspruchen.

→ Der Hinweis auf die fehlende Prüfung und Bestätigung vertikaler Punktmaßnahmen steht im Widerspruch zum Anspruch, die Nachfrage und die Erzeugung knotenscharf abbilden zu wollen. Wenn die in den Markt- und Netzsimulationen angesetzte Austauschleistung zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetz nicht zu der vorhandenen oder von ÜNB und VNB im Idealfall gemeinsam geplanten Trafokapazität passt, wird dieser knotenscharfe Anspruch in Frage gestellt. Durch die Einführung von Makroknoten könnte tatsächlich auf diese Scheingenauigkeit verzichtet werden.

In Kapitel 5.10 wird die Prüfung von Blindleistungskompensationsanlagen beschrieben. Dazu findet sich auf Seite 168 des 2. Entwurfs der ÜNB die folgende Tabelle 25.

Tabelle 25: Minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten

Zubaubedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland
Stationär spannungshebend	3–10,4	1,5–2,3	1,6–8,9	5,1–9,4	11,2–31,1
Stationär spannungssenkend	0–2,6	0,3–1,4	1,2–5,2	2,2–6,5	4,3–14,8
Regelbar	6,2–7,7	1,1–1,8	4,2–5,8	11,1–13,1	22,6–28,4
Summe	9,2–20,7	2,9–5,5	7–19,9	18,4–29,1	38,1–74,3

→ In Anbetracht der Stromkreislängen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erscheint der Anteil der von 50Hertz identifizierten Kompensationseinheiten, insbesondere der regelbaren, recht hoch. Hier wäre zu prüfen, ob diesen Zahlen ein deutlich engeres Spannungsband oder eine geringere Schalthäufigkeit stationärer Kompensationsmittel zugrunde liegt, so dass die regelbaren Kompensationsmittel die stationären kompensieren müssen.

→ Die Spannbreiten der Angaben des Zubaubedarfs an Kompensationseinheiten erscheinen sehr groß. Die möglichen Beiträge der Netzkunden und vertragliche Vereinbarungen mit den

Betreibern der Verteilungsnetze zur Spannungshaltung sollten mit in die Betrachtung einbezogen werden.

→ Der Bedarf speziell an stationären Kompensationseinheiten ist sehr hoch. Dies wirft die Frage der sinnvollen Ansteuerung bei einem volatilen Netzgeschehen auf. Es sollten Serienkompensationsanlagen mit in Erwägung gezogen werden, da diese inhärent systemkonform sind, ohne einer äußeren Steuerung zu bedürfen.

→ Der ausgewiesene Bedarf an stationären spannungssenkenden Betriebsmitteln erscheint recht hoch. Zum einen sollten in Leitungsneubauprojekten die entsprechenden Spulen bereits enthalten sein, besonders, wenn diese Kabelabschnitte enthalten sollen. Zum anderen können mit den 22.000 Mvar regelbaren Kompensationseinheiten, wenn sie gleiche Stellbereiche in kapazitiver und induktiver Richtung haben sollten, schon ca. 30.000 AC-Stromkreis-kilometer mit je 70 Mvar je 100 km kompensiert werden. Es werden aber nur 3.500 km AC-Stromkreise als Zubau oder Zubeseilung ausgewiesen, für die in Ausführung als Freileitung bei Vollkompensation etwa 2.500 Mvar Spulenleistung benötigt würden.

→ Auch wenn es den physikalischen Namen „Var“ für eine Einheit gibt, so ist das Zeichen für die Blindleistung „var“, das mit den Ergänzungen „k“, „M“ oder „G“ versehen werden kann.

zu Grundlegende Betrachtungen

Das Kapitel 6 ab Seite 51 behandelt die integrierte Strom- und Gasnetzplanung. In Absatz 4 auf Seite 52 wird auf die unterschiedlichen Anforderungen an die Infrastruktur je nach Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems hingewiesen.

→ Wenn die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems in Deutschland nicht von staatlicher Seite bestimmt werden sollte, so stellt sich die Frage nach der Nachhaltigkeit der im Netzentwicklungsplan Strom identifizierten Leitungsprojekte. Nachhaltig wäre die Prognose der regionalen Energiebedarfe unter Einbeziehung aller Sektoren (Strom, Gas, Wärme, Verkehr...) und der Möglichkeiten, diese aus regionalen erneuerbaren Quellen bereitzustellen. Dies müsste zuerst auf Basis der jährlichen natürlichen Schwankungen des Energiedargebots aus Sonne und Wind und dann auch auf stündlicher Basis, zur Identifikation der optimalen Speicheroptionen, erfolgen. Damit wären für verschiedene Szenarien die Extrema des Bedarfs an zusätzlichen Leitungen im Übertragungsnetz und auch deren räumliche Orientierung besser bestimmbar.

→ Die Ausführungen in den Absätzen 5 und 6 auf Seite 51, dass eine „all electric society“ einschließlich Herstellung grüner Gase (bei Beibehaltung des heutigen Energiebedarfs) Flächen zur Nutzung Erneuerbarer Energien benötigte, die in Deutschland nicht darstellbar

sein könnten, führt dazu, dass Energie importiert werden muss. Dies ist heute bereits der Fall und ist so realisiert, dass Anlagen zu Stromerzeugung aus importierten Energien im wesentlichen verbrauchsnahe errichtet wurden. Der Bedarf an Übertragungsleitungen zum Transport von Strom wurde so begrenzt. Dies kann mit zukünftigen Importenergien ebenso realisiert werden.

- Im ersten Absatz auf Seite 54 wird über „die internen Bestellungen der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber bei den Gas-Verteilnetzbetreibern“ berichtet. Dieser Umstand bedarf weiterer Erklärungen, da grundsätzlich vom umgekehrten Verhältnis auszugehen ist.
- Auf Seite 55 wird postuliert, dass „das Stromnetz nach erfolgtem Netzausbau ohne diese (systemrelevante Gaskraftwerke) stabil funktionieren soll. Dabei wird m. E. entgegen sonstiger Ausführungen die Notwendigkeit der Übertragung auch für die letzte kWh unterstellt. Ansonsten könnte die in wenigen Situationen notwendige Abregelung von Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien nur durch gleichzeitige regional zugeordnete Begrenzung des Strombezugs erfolgen. In der Regel ist aber der Wert des Strombezugs für die Gesellschaft deutlich höher anzusetzen als der Wert der Stromerzeugung. Das Übertragungsnetz wäre zu Lasten der Umwelt und auf Kosten der Netznutzer stark überbaut.“
- Auf Seite 55 wird ab Zeile 2 darauf verwiesen, dass die Vorhaltung systemrelevanter Gaskraftwerke eine in einem Markt unübliche Verpflichtung darstelle und möglichst schnell abgebaut werden solle. Dabei wird vernachlässigt, dass der „Markt“ für Strom bei den vorgesehenen Anteilen aus erneuerbaren Energien, die keine Grenzkosten haben, vom Energy-Only-Markt zu einem Markt oder mehreren regionalen Märkten für die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung werden müsste. In diesem Markt hätten Gaskraftwerke im Südwesten Deutschlands weiter Systemrelevanz.

zu Prüfungsergebnisse

Modellierungen

- Die Tabelle „Prognostizierte Erzeugung ausgewählter Energieträger“ auf Seite 57 hat leider keinerlei Ähnlichkeit mit der Abbildung 38 auf Seite 104 des 2. Entwurfs der ÜNB. Auch die Relationen von installierter Leistung und Erzeugung passen in der Regel nicht.
- Interessant an der Tabelle auf Seite 57 ist, dass die Technik „KWK“ als „Energieträger“ bezeichnet wird. Hier könnte z. B. der wesentliche Energieträger Erdgas genannt werden.
- Zieht man die Abbildung 38 auf Seite 104 des 2. Entwurfs der ÜNB und die Abbildungen 18-20 auf den Seiten 54-56 für eine Analyse heran, zeigen sich speziell für Wind an Land Benutzungsdauern der installierten Leistung von 2100 h/a, während heute Werte deutlich unter 2000 h/a für den gesamten Bestand erzielt werden. Weiter weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass mit dem Jahr 2012 ein Jahr mit mittlerem Wind- und Sonnenenergieangebot gewählt wurde. Die jährlichen Erträge aus Windenergie können aber um +/- 20 % schwanken. Demnach könnten damit statt der 250 TWh/a auch 200 oder 300 TWh/a erzielt werden. Dies hätte deutliche Konsequenzen auf die Häufigkeit von Überlastungen im (n-1)-Ausfall nach dem gewählten Berechnungsverfahren.
- Die aus dem 2. Entwurf der ÜNB entnommenen installierten Leistungen von Gaskraftwerken und deren Energiemengen zeigen Benutzungsdauern von 2400 h/a für die Szenarien A2030 und B2030 sowie von 1600 h/a im Szenario C2030. Mit diesen geringen Werten wird es den Betreibern schwerfallen, im Energy-Only-Markt zu bestehen. Dies insbesondere, wenn sie hocheffiziente GuD-Anlagen errichtet haben.
- Die Importbedarf von Bayern, Hessen und Baden-Württemberg im Szenario C2030 von 65 TWh/a stellt schon rein energetisch nur einen Bruchteil der Energie dar, die großräumig transportiert werden muss. Aus der Tabelle auf Seite 59 und der Abbildung 35 auf Seite 98 des 2. Entwurfs der ÜNB ist zu entnehmen, dass die südwestlichen Bundesländer nicht nur eine Unterdeckung von 100 TWh/a aufweisen, sondern in deren Nachbarländer BE, LU, FR, CH und AT in Summe bilanziell 52 TWh exportiert werden. Damit stehen den 165 TWh Überschuss im Nordosten Deutschlands 152 TWh Bedarf in Südwestdeutschland einschließlich der zugehörigen Exporte gegenüber. Bei 5.000 Benutzungsstunden wird hierfür rein bilanziell eine Übertragungskapazität über den Schnitt von Lingen zur Grenze Sachsen/Bayern/Tschechien von 30 GW benötigt. Dies wären z. B. drei HGÜ mit je 2 GW und neun 380-kV-Doppelleitungen mit je 2,7 GW. Auch wenn das Energiesaldo mit den nordöstlichen Nachbarn relativ ausgeglichen ist, kommen wahrscheinlich auch Transite von Nordosteuropa nach Südwesteuropa über das deutsche Übertragungsnetz zustande. Auf Seite 102 des 2. Entwurfs der ÜNB wird auf die Transite über das deutsche Übertragungsnetz hingewiesen.
- Die Übertragungsnetzbetreiber sollten die Situationen mit maximaler Inanspruchnahme des Übertragungsnetzes mit Informationen über die Quellen und Senken der transportierten Energie versehen.

zu Gesetzliche Anforderungen

→Die Verlustarmut von HGÜ beim Transport hoher Leistungen über große Entfernungen ist eine Anforderung, die übersieht, dass auch AC-Leitungen bei entsprechend hoher Spannung oder großem Leiterquerschnitt verlustarm betrieben werden können. Der Gedanke der Verlustarmut darf die Netzberechner nicht dazu verleiten, diese HGÜ möglichst oft mit Nennleistung zu betreiben, da bei schon geringfügig verringerter Belastung des AC-Netzes dessen Verluste geringer sind als die von hoch ausgelasteten HGÜ.

→Auch wenn bei Einsatz von HTLS ein Teil des vorhandenen Investments bestehender Freileitungen verloren geht, kann dieser bei entsprechender Genehmigungslage zur Beschleunigung der Kapazitätsausweitung beitragen. Die höheren Stromwärmeverluste sind dabei relativ unkritisch, da sie zu Zeiten hoher Erzeugung aus volatilen Quellen auftreten und damit keine zusätzlichen Kraftwerke zur Deckung dieser Verluste errichtet werden müssen. Weiter treten diese hohen Verlustleistungen nur selten auf.

→Nach der Aussage im zweiten Absatz des Kapitels 2.3 auf Seite 61 soll „Deutschland bis auf weiteres zur Aufrechterhaltung ständiger Versorgungssicherheit auf zeitweise Stromimporte angewiesen“ sein. Damit wird angenommen, dass in Zeiten eines abendlichen Hochdruckgebietes über Mitteleuropa (kalte Dunkelflaute) bei den Nachbarn genügend Erzeugungsleistung oder abschaltbare Nachfrage vorhanden sei, um Deutschland mit elektrischer Leistung zu versehen. Dies kann der Fall sein, wie das Beispiel Luxemburg mit umgekehrtem Vorzeichen zeigt, muss aber mit dem betroffenen Nachbarn vertraglich vereinbart sein, zumal angenommen wird, dass der in Deutschland regenerativ erzeugte Strom im Ausland konventionell erzeugten Strom vom Markt verdrängt. Damit sinkt auch dort der wirtschaftliche Anreiz, konventionelle Kraftwerke weiter zu betreiben.

→Auch wenn der bilaterale Austausch elektrischer Leistung zwischen den Staaten der europäischen Union eine wichtige Grundlage für wirtschaftliche Stromerzeugung und Versorgungssicherheit ist, wirkt der multilaterale Leistungsaustausch über mehrere Grenzen hinweg wirtschaftlich nachteilig und verringert die Versorgungssicherheit für die deutschen Netznutzer. Beim Leistungsaustausch von einem Nachbarn zum anderen Nachbarn über ein bereits hoch ausgelastetes dazwischen liegendes Übertragungsnetz entstehen in diesem besonders hohe Stromwärmeverluste. Diese müssen nach heutiger Praxis von den ÜNB und damit den Netzkunden des Transitnetzes getragen werden. So könnte ein Transit von Finnland nach Portugal für die beteiligten Stromhändler lukrativ sein, energetisch aber bei bereits hoch ausgelasteten Netzen unsinnig sein, da die letzten 100 MW übertragene Energie durch Stromwärmeverluste zu Lasten der Netznutzer aufgezehrt werden könnten. Großräumige Übertragungen hoher Leistung waren in der Vergangenheit Ursachen großräumiger Versorgungsunterbrechungen.

→Die Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten basiert im NEP 2019-2030 ebenso wie in seinen Vorgängern auf Basis von sehr detaillierten Einzeluntersuchungen, bei denen der Gesamtüberblick nicht mitgeliefert wird. So werden zwar Überlastungen beschrieben, aber nicht die Ausnutzung der installierten Kapazität und nicht die Auslastungen benachbarter Leitungen. Hier wäre mehr Transparenz notwendig, um die vorgeschlagenen Einzelmaßnahmen besser bewerten zu können.

→Bei den Projekten P43 und P44 ist vor den Trassenalternativen insbesondere alternativ zu prüfen, ob ggf. identifizierte Engpässe durch Optimierungsmaßnahmen beseitigt werden könnten. Auch hierfür liegen keine Übersichten über die Transportbedarfe sondern nur Engpassanalysen vor.

→Das im Dokument genannte Kapitel 4.1.4 sollte 5.1.4 heißen, damit es zum 2. Entwurf der ÜNB passt.

zu Ergebnisse der Netzprüfungen

→Die Abbildung auf Seite 63 mit Überlastungsindizes stellt gegenüber den Darstellungen der ÜNB mit der Häufigkeit von Überlastungen eine sinnvolle Weiterentwicklung dar. Bei der numerischen Information wäre noch eine Multiplikation mit der Länge des jeweils überlasteten Abschnitts hilfreich. Da das zugrundeliegende Netzberechnungsverfahren aber noch Nachteile aufweist, ist der Inhalt dieser Darstellung noch in diese Richtung optimierungsfähig. Als Beispiel sei eine Doppelleitung zwischen zwei Netzknoten genannt, bei der nur im Mittelteil Überlastungen ausgewiesen werden.

→Die Anschlusspunkte von Offshore-HGÜ und HGÜ an Land werfen Fragen nach ihrer Sinnhaftigkeit auf, wenn direkt am Anschlusspunkt das Drehstromnetz zeitweise überlastet wird. Speziell bei Drehstromleitungen im Anschlussbereich von HGÜ an Land besteht die Möglichkeit, auf die Übertragungsleistung dieser HGÜ einzuwirken, um die Überlastung bei einem (n-1)-Ausfall zu verhindern. Schließlich wäre auch der Ausfall der HGÜ durch das Drehstromnetz abgesichert.

→Die Formulierung in Absatz 2 des Kapitels 3, dass die gravierendsten Überlastungen vorwiegend in Nord-Süd-Richtung lägen und u. a. durch Lastschwerpunkte im Süden hervorgerufen würden, sollte ergänzt werden. Auch Transitleistungen zu den südlichen Nachbarnetzen, speziell wenn noch nordosteuropäische Nachbarn mit einbezogen werden, führen zu Auslastungen in Nord-Süd-Richtung. Dabei stellt sich die Frage, ob ein Leitungsneubau für letzteres im Interesse der deutschen Netznutzer und Bewohner liegt. Durch eine Auftrennung der Gebotszone in mindestens eine südliche und eine nördliche würden solche großräumigen Transite für Stromhändler nicht mehr wirtschaftlich.

→Die auf Seite 65 dargestellten Reduktionspotenziale der Überlastungen berücksichtigen leider nicht die Leitungslängen, die durch die Varianten entlastet würden. Damit wäre auch ein überschlägiger Vergleich der wirtschaftlichen Belastung für die Netznutzer durch die Maßnahmen möglich.

→Die Abbildungen auf den Seiten 63 und 66 zeigen sehr plastisch die Unzulänglichkeit des verwendeten Netzberechnungsverfahrens. So wird durch die Maßnahme DC21 ein Engpass von Heide nach Süden geringfügig entlastet, dafür wird die von Heide nach Norden führende Leitung, die ohne DC21 keine Überlastung aufweist, erst mit der Maßnahme überlastet.

→Die Maßnahme DC21 scheint aufgrund der geografischen Lage insbesondere für die Weiterleitung von Windenergie an Land von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen benötigt zu werden. Der Anschlusspunkt Heide dieser Maßnahme sollte daher wegen der zu erwartenden geringen Auftrittswahrscheinlichkeit hoher Übertragungsaufgaben und der

ebenfalls zu erwartenden hohen Kosten für die Querung der Nordsee auf seine Wirtschaftlichkeit für die Netznutzer geprüft werden.

→Die Alternativenuntersuchung P44 wird ab Seite 67 beschrieben. Bei der Analyse wird versäumt, Maßnahmen zur Optimierung des Netzes im Bereich der Grenzen zwischen Thüringen, Hessen und Bayern zu prüfen. Falls die Ziffern in der Abbildung auf Seite 68 die Häufigkeit der Überlastungen ausdrücken sollen, wären diese Zahlen mit 8760 h des Jahres in Relation zu setzen und damit äußerst niedrig. Das in der Abbildung auf Seite 69 dargestellte Reduktionspotential enthält zum einen keine Längengewichtung und zum anderen keinen Absolutwert. Damit ist eine Einschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen für die Netzkunden durch Netzausbau irgendwelcher Art auf der einen Seite und durch temporären Redispatch oder eine Aufteilung der deutschen Gebotszone auf der anderen Seite nicht möglich. Mit DC20 scheint hier mit Kanonen auf Spatzen geschossen zu werden.

zu Übersicht zu den geprüften Maßnahmen

→Die Übersicht zu den geprüften Maßnahmen ab Seite 75 basiert auf dem hinlänglich beschriebenen unzulänglichen Berechnungs- und Prüfungsverfahren. Diese Maßnahmen zielen nicht auf eine Begrenzung von Umweltbelastung oder der wirtschaftlichen Belastung der Netznutzer ab. Daher gilt für alle Maßnahmen, dass bei der Modellierung, den Berechnungen, den Alternativenuntersuchungen und den Prüfungen andere Verfahren zum Einsatz kommen müssen. Die Zielrichtungen müssen in der Identifikation kritischer Versorgungssituationen mit mangelnder Erzeugung, in der tatsächlichen Optimierung des Netzes durch Prüfung der gleichzeitigen Auslastung paralleler Übertragungswege und in der wirtschaftlichen Bewertung von Abhilfemaßnahmen bei Grenzwertverletzungen im (n-1)-Ausfall liegen.

→Zu begrüßen ist, dass nicht alle von den ÜNB vorgeschlagenen Maßnahmen von der Bundesnetzagentur als bestätigungsfähig angesehen werden. Jedoch lässt dies den Schluss zu, dass die ÜNB bei der Vorlage des Netzentwicklungsplans und der darin enthaltenen Maßnahmen eine andere Zielrichtung haben.

→Sieht man sich den Zeitstrahl der ÜNB für den NEP 2019-2030 an, so ist zu erkennen,

NEP 2030, Version 2019

- 10.01.2018 – Übergabe Szenariorahmen-Entwurf von ÜNB an BNetzA
- 15.06.2018 – Genehmigung des Szenariorahmens (10-Monats-Frist beginnt)
- 04.02.2019 – Veröffentlichung erster Entwurf
- 04.02. bis 04.03.2019 – Konsultation erster Entwurf ÜNB
- 15.04.2019 – Veröffentlichung zweiter Entwurf und Übergabe an BNetzA
- anschließend Prüfung und Konsultation durch die BNetzA
- bis Ende 2019: Bestätigung durch BNetzA („Soll“-Frist lt. EnWG)

dass für die Marktsimulationen und Netzberechnungen und Maßnahmenvorschläge für mindestens 5 Szenarien 7,5 Monate zur Verfügung stehen. Laut Seite 75 werden insgesamt 164 Maßnahmen vorgeschlagen, von denen jede prinzipiell auch noch mit Alternativen und in Abhängigkeit von den anderen Maßnahmen entwickelt werden müsste. Für diese Ingenieurleistung steht im Endeffekt weniger Zeit zur Verfügung als für die Konsultation und Prüfung.

→ Eine Neuorganisation des NEP-Prozesses vor diesem Hintergrund und der vorliegenden Bedarfsermittlung der Bundesnetzagentur ist zum Wohle der Umwelt und der Netznutzer dringend erforderlich.

zu Einzelprüfungen

DC1: HGÜ-Verbindung A-Nord

→ Der Ausdruck in Absatz 2 „Das Projekt DC1 dient der Erneuerung der Versorgungsinfrastruktur...“ ist schwer zu verstehen, wenn doch bisher in der Region keine Gleichstromverbindung besteht.

→ Der Abschnitt „Wirksamkeit“ beschreibt 3 Netznutzungsfälle mit Überlastungen. Für die Stunde 1228 wird ein Engpass zwischen Cloppenburg und Merzen identifiziert, der im (n-1)-Ausfall ohne die Maßnahme zu einer Auslastung von 176 %, mit der Maßnahme von 118 % führt. Nimmt man die Übertragungsfähigkeit dieser Leitung mit 3600 A an, dann entsprechen die 58 % Unterschied einem Strom von ca. 2000 A. Bei 400 kV entspricht dies einer Leistung von ca. 1400 MVA. Die Maßnahme DC1 ist auf 2000 MW ausgelegt. Damit würden selbst bei teilweise nur einem verfügbarem Stromkreis auf der Strecke Conneforde – Cloppenburg – Merzen ca. 70 % dieser Leistung über eine Verbindung übertragen, obwohl parallel zwei Doppelleitungen verlaufen. Das erscheint unplausibel.

→ Bei der Wirksamkeitsuntersuchung wäre die Aussage darüber hilfreich, welche Leistungen oder Energien vom Startpunkt bis zum Endpunkt der HGÜ über das parallele Drehstromnetz transportiert werden und wie hoch dieser Wert im Verhältnis zur installierten Übertragungskapazität ist. Eine reine Orientierung am (n-1)-Ausfall im nicht optimierten Netz darf aus Gründen der Schonung von Umwelt und der wirtschaftlichen Belastung der Netznutzer nicht stattfinden.

→ Bei der Erforderlichkeitsprüfung wird für das Szenario C 2030 eine mittlere Auslastung von ca. 79 % für die Maßnahme angegeben. Dass die steuerbare HGÜ in dieser Höhe wirklich belastet werden muss, erscheint vor dem Hintergrund, dass aus dem Raum Emden fast ausschließlich ein Mix aus Windenergie Offshore mit max. 50 % mittlerer Auslastung und Windenergie an Land mit max. 25 % mittlerer Auslastung abtransportiert werden muss, sehr unwahrscheinlich. Damit kann diese hohe mittlere Auslastung nur unter massivem Import von Leistung aus den zu Ostfriesland benachbarten Gebieten erreicht werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass durch diesen Import Überlastungen an anderen Stromkreisen auftreten können.

→ Bei der Erforderlichkeitsprüfung sollten auch die Schätzkosten der Investition in die Maßnahme mit ggf. erforderlichen Redispatchkosten verglichen werden.

→Bei der Alternativenprüfung bezogen auf den Engpass Cloppenburg – Merzen sollte neben der Optimierung des Schaltzustandes und der Netzimpedanzen auch die Verlegung der HGÜ-Leistung in Richtung Süden mit betrachtet werden.

→Auch die Auftrennung des Marktgebietes in mindestens ein nordöstliches und ein südwestliches wäre als Alternativenprüfung sinnvoll.

DC2: HGÜ-Verbindung Ultranet

→Die Maßnahme DC2 überträgt mit 2 GW nicht mehr Leistung, als eine einsystemige Drehstromleitung es kann. Selbst die Steuerung könnte über Serienkompensationen und Querregler auch in Drehstromtechnik realisiert werden. Warum muss dann der Aufwand für die Konverter von Drehstrom auf Gleichstrom und zurück auf Drehstrom getrieben werden?

DC3: SuedLink von Brunsbüttel nach Großgartach

→Im ersten Absatz auf Seite 95 wird beschrieben: „Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2030 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen.“ Wenn der Strom in Deutschland wirklich preiswert ist, werden nicht nur die südlichen Bundesländer, sondern auch die südlichen Nachbarländer diesen beziehen. Dadurch erhöht sich der Transportbedarf, solange der einheitliche deutsche Strommarkt bestehen bleibt.

→Im zweiten Absatz auf Seite 95 wird beschrieben, dass bei reiner Übertragung über das „konventionelle Wechselstromnetz“ das „Übertragungsnetz in weit größerem Maße ausgebaut werden“ müsse. Dieser Umstand bedarf einer näheren Erläuterung mit Angabe von Längen oder Kosten.

→Bei der Wirksamkeit wird für die Stunde 6172 im Szenario A 2030 die Verringerung der Überlastung von 225 % auf 173 % angegeben. Das wäre weiterhin eine massive, nicht akzeptable Überlastung. Hierfür wäre aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung der überlasteten Leitung eine andere Maßnahme sehr viel wirksamer.

→Eine durchgehende Leitung von Wahle nach Stade gibt es nicht. Falls Stadorf gemeint sein sollte, wäre die Frage, warum zwischen Krümmel und Wahle keine weiteren Überlastungen auftreten.

→Bei der Erforderlichkeitsprüfung wird eine mittlere Auslastung von ca. 75 % für die Maßnahme angegeben. Dass die steuerbare HGÜ in dieser Höhe wirklich belastet werden muss, erscheint vor dem Hintergrund, dass aus dem Raum Brunsbüttel fast ausschließlich ein Mix aus Windenergie Offshore mit max. 50 % mittlerer Auslastung und Windenergie an

Land mit max. 25 % mittlerer Auslastung abtransportiert werden muss, sehr unwahrscheinlich. Damit kann diese hohe mittlere Auslastung nur unter massivem Import von Leistung aus Niedersachsen und Hamburg erreicht werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass durch diesen Import Überlastungen an anderen Stromkreisen auftreten können.

→ Es werden die inzwischen recht hohen Kosten für die Realisierung der Maßnahme DC3 nicht verglichen mit ggf. entstehenden Redispatchkosten mit und ohne Marktgebietstrennung in Deutschland. Damit besteht die Möglichkeit, dass den Netznutzern erhebliche Kosten aufgebürdet werden, denen kein entsprechender ökologischer oder ökonomischer Vorteil gegenübersteht.

DC4: SuedLink von Wilster nach Bergheimfeld

→ Für DC4 gelten dieselben Aussagen wie für DC3, da sie weitgehend gleiche Aufgaben erfüllen sollen.

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt - Isar

→ Bezüglich der Wirksamkeit der Maßnahme DC5 wird auf den Seiten 101 und 102 auf Entlastungen der Leitung Grohnde – Würzgassen hingewiesen. Angesichts der Tatsache, dass in diesem Bereich mindestens 8 parallele AC-Stromkreise existieren, von denen nach Ausfall noch 7 verbleiben, erscheint für die Stunde 269 die Übernahme von (136 %- 96%) = 40 % von 1800 MVA = 700 MVA bezogen auf die 2000 MW Übertragungsleistung der HGÜ sehr hoch. Statt der Übernahme von 35 % der nicht verfügbaren DC-Leistung wäre ein Wert von 15-20 % zu erwarten.

→ Die Wahl des südlichen Anschlusspunkts Isar führt zu weiterem Netzausbaubedarf im Raum München. Dieser wäre bei Wahl des Anschlusspunktes Gundremmingen wohl nicht erforderlich.

DC21a: Heide/West – Wilhelmshaven

→ Dieser Teil des Korridors B mit 2000 MW Leistung wird erforderlich, weil die Offshore-Anbindungssysteme NOR-7-2 mit 930 MW an die Schaltanlage Büttel und NOR-9-2 mit 1000 MW an die Schaltanlage Heide angeschlossen werden sollen. Es sollen also 1930 MW Offshore-Leistung durch das Wattenmeer nach Schleswig-Holstein geführt werden, deren Leistung dann mittels der 2000-MW-DC-Verbindung nach Wilhelmshaven übertragen werden soll. Die Offshore-Anschlussysteme können direkt nach Niedersachsen geführt werden. Dies schont das Wattenmeer und erspart Investitionen für diesen HGÜ-Abschnitt.

P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth/West nach Ganderkesee

→Die Klassifizierung dieser Maßnahme als Verstärkung ist angesichts der minimalen Wirkung zwar gerechtfertigt, hinsichtlich der entstehenden Kosten aber nicht verständlich. Hier soll eine vorhandene leistungsfähige Leitung, die noch Jahrzehnte betrieben werden könnte, durch einen kostenintensiven Neubau mit nur geringfügig höherer Übertragungsfähigkeit ersetzt werden. Dabei entstehen spezifischen Kosten für die zusätzlich übertragbare Leistung, die ein Mehrfaches eines Leitungszubaus betragen.

→Der Standort Unterweser wurde entwickelt, um das dort errichtete Kernkraftwerk gleichen Namens an das Übertragungsnetz anschließen zu können. Nach dessen endgültiger Stilllegung gibt es keinen Grund mehr, auf dem Weg zwischen Conneforde und Elsfleth diesen Umweg mit einzuplanen.

→Am Standort Elsfleth/West treffen drei 380-kV-Doppelleitungen zusammen, die nie alle gleichzeitig mit Nennleistung betrieben werden können, da dort weder eine Leistungsnachfrage noch eine Erzeugungsanlage existieren. Eine Steuerung der Leistungsflüsse wäre hier eher angezeigt, als die Verstärkung aller angeschlossenen Leitungen.

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

→Die Formulierung „...ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine neue Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu verstärken.“ lässt darauf schließen, dass hier streng nach Interpretation von NOVA seitens ÜNB und Bundesnetzagentur vorgegangen wird. Damit wird die Grundidee des NOVA-Gedankens ad absurdum geführt.

- Die bestehende Leitung wird nicht verstärkt (z. B. durch Hochtemperaturseile), sondern muss abgebaut werden und zu weit höheren Kosten wieder neu errichtet werden.
- Die Kosten von Abbau der vorhandenen und Neubau einer neuen Leitung mit bis zu 2 x 2.700 MVA bei 4.000 A bzw. 2 x 2.500 MVA bei 3.600 A (ÜNB Planungsgrundsätze) sind deutlich höher als der reine Neubau.
- Die bestehende Leitung kann als mit Zweierbündel versehen erkannt werden und wird damit ca. 2.000-2.200 A oder ca. 1.400 MVA je Stromkreis unter Hochsommerbedingungen übertragen können. Die hohen Belastungen treten aber gemäß letztem Absatz auf Seite 126 in Starkwindsituationen auf, in denen gemäß der Planungsgrundsätze der ÜNB durchaus 50 % höhere Leistungen möglich sind.

- Damit soll eine Leitung, die 2 x 2.100 MVA im dimensionierenden Fall übertragen kann, durch eine Leitung mit einer 20 % höheren Übertragungsfähigkeit „verstärkt“ werden. Die spezifischen Kosten für diese Übertragungsaufgabe sind also ca. 5-6-fach höher als bei einer neuen Leitung. Bei Zwischenverkabelung wird es noch teurer.
- Das Ziel der geplanten Maßnahme wäre durch Lastflusssteuerung ebenso erreichbar wie durch eine wirtschaftlich sinnvollere neue angepasste Leitung.

→Ebenso wie für P22 ist für P23 ein Ziel, die Transportmöglichkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Zwischen Ganderkesee und Wehrendorf ist allerdings keine Verstärkung der in Bau befindlichen neuen Doppelleitung vorgesehen. Damit können P22 und P23 nie gleichzeitig mit ihrer Nennleistung betrieben werden, ohne die Verbindung nach Wehrendorf hoffnungslos zu überlasten.

→Durch Lastflusssteuerung mittels angepasstem Schaltzustand oder PST muss die gleichzeitige Auslastung der Leitungen von Conneforde/Unterweser und Dollern nach Elsfleth mit Nennleistung unterbunden werden. Diese Maßnahme kann gleichzeitig die Maßnahme P23 obsolet machen.

P43: Mecklar – Dipperz – Bergheinfeld/West

→Bei der Untersuchung der Notwendigkeit dieser Leitung müssen die Auslastungen und Auslastbarkeiten der zu dieser geplanten Leitung parallel geführten Leitungen (bei 3600 A je Stromkreis)

- zwischen Mecklar und Großkrotzenburg (2 x 2500 MVA),
- zwischen Borken und Großkrotzenburg (2 x 2500 MVA),
- zwischen Vieselbach und Redwitz (2 x 2500 MVA) sowie
- SuedLink (2 x 2000 MW) und
- SuedOstLink (1 x 2000 MW)

betrachtet werden. Sollte die installierte Übertragungskapazität von ca. 18 GW in diesem Korridor ausreichend sein, aber nicht optimal genutzt werden, kann der Leistungsfluss umverteilt werden. Ggf. kann die Installation einer Konverterstation in Nordhessen zwischen den bisherigen Endpunkten von SuedLink zur optimalen Ausnutzung der installierten Übertragungskapazitäten beitragen.

P44: Altenfeld – Grafenheinfeld

→Bei der Untersuchung der Notwendigkeit dieser Leitung müssen die Auslastungen und Auslastbarkeiten der zu dieser geplanten Leitung parallel geführten Leitungen (bei 3600 A je Stromkreis)

- zwischen Altenfeld (über Redwitz) und Grafenrheinfeld (2 x 2500 MVA),
- zwischen Remptendorf (über Redwitz) und Raitersaich (2 x 2500 MVA),
- zwischen Vieselbach und Mecklar (2 x 2500 MVA) sowie
- SuedOstLink (1 x 2000 MW)

betrachtet werden. Sollte die installierte Übertragungskapazität von ca. 14 GW in diesem Korridor ausreichend sein, aber nicht optimal genutzt werden, kann der Leistungsfluss umverteilt werden.

Die vorgesehene Konzentration von 14 AC-Stromkreisen und 1 DC Konverter im Raum Grafenrheinfeld / Bergheinfeld ist bezogen auf die Umwelt und die Versorgungssicherheit äußerst kritisch zu bewerten und beispiellos.

1.3: Anbindungssystem NOR-7-2 (BorWin 6)

→Dieses Anbindungssystem mit Anschluss an die Schaltanlage Büttel mit einer Leistung von 930 MW führt in Kombination mit NOR-9-2 zu Überlastungen in Schleswig-Holstein, für deren Behebung die Maßnahme DC21a vorgesehen ist. Damit müssen drei DC-Leitungen das Wattenmeer vor Schleswig-Holstein kreuzen, obwohl zwei DC-Leitungen nach Niedersachsen ausreichend wären.

1.5: Anbindungssystem NOR-9-2 (BalWin 2)

→Dieses Anbindungssystem mit Anschluss an die Schaltanlage Heide/West führt in Kombination mit dem Offshore-Anbindungssystem NOR-7-2 zu Überlastungen in Schleswig-Holstein, für deren Behebung die Maßnahme DC21a vorgesehen ist. Damit müssen drei DC-Leitungen das Wattenmeer vor Schleswig-Holstein kreuzen, obwohl zwei DC-Leitungen nach Niedersachsen ausreichend wären.

Vor dem Hintergrund des Bedarfs einer grundlegenden Überarbeitung der NEP-Methodik bei ÜNB und Bundesnetzagentur sowie in Ermangelung der personellen Ressourcen ist eine Kommentierung weiterer als bestätigungsfähig angesehener Maßnahmen müßig.

Zusammenfassung methodischer Mängel

- 1.1 Zufälligkeit des Referenzjahres
- 1.2 Zufälligkeit der WEA-Leistungsklassen-Auswahl
- 1.3 Quasi determinierter Zusammenhang von Nachfrage und erneuerbarer Erzeugung
- 1.4 Bestimmung von Leitungsüberlastungen ohne Beachtung von NOVA-Prinzip
- 1.5 Überschätzung des FLM-Potentials
- 1.6 Orientierung an vorhandenen Verknüpfungspunkten
- 1.7 Keine Umweltverträglichkeitsprüfung für Leitungsneubauten
- 1.8 Keine Betrachtung der wirtschaftlichen Auswirkungen auf Netznutzer

Kontaktinformationen



Stromnetzberater Dipl.-Ing. Carsten Siebels

Kiephof 8

30457 Hannover

Tel. 0511 2613542

Fax 0511 2613540

www.stromnetzberater.net