
Kritische Würdigung des Netzentwick- lungsplanes 2012

STUDIE

August 2012

Agora
Energiewende



Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

IMPRESSUM

STUDIE

Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH BET
Alfonsstraße 44 | 52070 Aachen

Bearbeitung:

Dominic Nailis
Dr. Horst Wolter
Dr. Michael Ritzau

ERSTELLT IM AUFTRAG DER AGORA ENERGIEWENDE.

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0)30. 284 49 01-00
F +49. (0)30. 284 49 01-29
agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung:

Lars Waldmann

004-S/01-2012/DE

Inhalt

01 Aufgabenstellung | Seite 04

02 Der NEP 2012 | Seite 05

2.1 Die erstellenden Unternehmen | Seite 05

2.2 Grundsätzliche Einschätzung | Seite 05

2.3 NEP Kap. 1: Einführung | Seite 06

2.4 NEP Kap. 2: Methodik | Seite 07

2.5 NEP Kap. 3: Szenarien (Aufbereitung der Szenarien) | Seite 09

2.6 NEP Kap. 4: Marktsimulation | Seite 11

2.7 NEP Kap. 5: Netzanalyse | Seite 13

2.8 NEP Kap. 6: Maßnahmenkatalog | Seite 14

03 Quervergleiche und Plausibilisierung | Seite 16

3.1 Vergleiche mit bestehenden Studien | Seite 16

3.2 Exkurs: Sensitivität gegenüber Einspeisemanagement | Seite 21

3.2.1 Beschreibung BET-Regionalmodell | Seite 21

3.2.2 Sensitivität gegenüber Einspeisemanagement | Seite 22

3.3 Exkurs: Redispatch | Seite 23

04 Kernaspekte der ausstehenden Abwägungen | Seite 25

05 Fazit | Seite 27



01 Aufgabenstellung

Am 30.5.2012 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den ersten Entwurf des sogenannten Netzentwicklungsplanes 2012 (NEP) der Öffentlichkeit vorgestellt. Dieser beinhaltet in einem geschlossenen Dokument:

- die Beschreibung von Vorgehen und Methode
- die den Berechnungen zugrunde liegenden Szenarien
- die darauf aufbauenden Marktsimulationen
- die folgende Netzanalyse sowie
- die Schlussfolgerungen bezüglich des Netzausbaubedarfes

Dieses Dokument steht der Öffentlichkeit, Privatpersonen wie Unternehmen zur Verfügung. Innerhalb der „2. Konsultationsphase“ bis 10. Juli 2012 konnten Anmerkungen, Hinweise und Verbesserungsvorschläge an die ÜNB und die Bundesnetzagentur (BNetzA) gerichtet werden, die in die Überarbeitung zum 2. Entwurf des NEP einfließen. Nach einer weiteren Konsultation wird dieser 2. Entwurf – im Falle der Genehmigung durch die BNetzA – Basis des parlamentarischen Verfahrens („Bundesbedarfsplan“) werden.

Energiewirtschaftliche Ausgangslage

Die energiewirtschaftliche Ausgangslage in Deutschland ist maßgeblich geprägt von der „Energiewende“. Diese umfasst einen Umbau der gesamten bestehenden Energiewirtschaft, von Erzeugung über Transport und Verteilung bis hin zu Handels- und Vertriebsaspekten. Treiber dieser Veränderungen sind vor allem der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) mit dem Ziel der Verringerung der CO₂-Emissionen sowie der Ausstieg aus der Atomenergie. Das Übertragungs-

netz spielt im Rahmen der Energiewende eine exponierte Rolle: Die benannten Änderungen führen zu einer veränderten Transportaufgabe des Übertragungsnetzes, da die Erzeugung aus EE zum einen zu großen Teilen fluktuierend, zum anderen oft fern der Lastzentren stattfindet, wie am Beispiel der offshore-Windenergie besonders deutlich wird. Das Übertragungsnetz ist grundsätzlich in der Lage, diese hieraus erwachsende Transport- und Vergleichmäßigungsaufgabe (z.B. „Windsammelschiene“) mit zu lösen. Allerdings können andere Systemkomponenten, wie z.B. Speicher oder die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens, ebenfalls wesentliche Beiträge leisten und dürfen in einem Gesamtkonzept nicht vernachlässigt werden.

Vor diesem Hintergrund kommt dem nun vorliegenden Entwurf des NEP hohe Bedeutung zu. Er muss – gerade in seiner Funktion als Basis für einen späteren Bundesbedarfsplan – die politischen Ziele des Umbaus der Energieversorgung mit den technischen Belangen und Notwendigkeiten der Stromübertragung in Einklang bringen und die hierfür erforderlichen Maßnahmen skizzieren. Im Sinne der Energiewende und im Sinne des volkswirtschaftlichen Nutzens soll dieses Vorhaben

- sich zum einen in den Gesamtzusammenhang integrieren und
- zum anderen einen möglichst geringen Aufwand nach sich ziehen.

Somit ist zwingend zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Energiewende diverse weitere Maßnahmen, die nicht direkt das Übertragungsnetz betreffen, ebenfalls erfolgen können

und werden. Vereinfacht ausgedrückt: Die Herausforderungen der Energiewende alleine mit den Mitteln des Netzausbaus lösen zu wollen, wäre zu kurz gegriffen. Es sollten die sinnvollen Alternativen zum Netzausbau formuliert und gegebenenfalls kombiniert werden, um sie zu bewerten und anschließend begründet gegeneinander abzuwägen.

Sinn und Absicht dieser Untersuchung

Ziel dieser Kurzstudie ist es, mitzuhelfen, den NEP als wichtigen Baustein der Energiewende belastbar und solide in das Gesamtgefüge einzupassen. Folglich geht es nicht um das Auffinden kleiner und kleinster Fehler (sofern vorhanden), sondern eher um die folgenden Fragen:

- Wurde die Aufgabenstellung an die ÜNB richtig und vollständig formuliert?
- Wurden die Randbedingungen stimmig angenommen?
- Wurden die wesentlichen weiteren Bestandteile der Energiewende berücksichtigt?
- Wurden – volkswirtschaftlich sinnvolle – Optimierungspotenziale betrachtet?
- Wurden angemessene Methoden angewendet?
- Wurden die richtigen Schlussfolgerungen gezogen?

Da das Gesamtsystem, das hier im Umbau begriffen ist, ein komplexes ist, wird dieser Umbau nur durch einen iterativen Lernprozess aller Beteiligten gelingen. Dazu soll dieses Kurzgutachten beitragen.

02 Der NEP 2012

2.1 Die erstellenden Unternehmen

Die im vorliegenden Entwurf zum NEP dokumentierten Arbeiten wurden von den ÜNB selber (Netzsimulation) sowie vom Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen, IAEW (Regionalisierung, Marktsimulation) durchgeführt und von Professor Schnettler vom Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen, IFHT, gutachterlich begleitet. Die fachliche Expertise dieser Unternehmen und Institute steht außer Frage, die von ihnen verwendeten Modelle und Methoden sind – soweit dies einer Beurteilung durch die Agora Energiewende und BET zugänglich ist – auf aktuellem Stand. Aus diesem Grund kann von einer fachlich fundierten und richtigen Bearbeitung der gestellten Aufgaben grundsätzlich ausgegangen werden.

2.2 Grundsätzliche Einschätzung

Mit dem NEP 2012 haben die ÜNB ein grundsätzlich sorgfältig erarbeitetes, inhaltlich gut strukturiertes und in weiten Teilen gut erläutertes Dokument vorgelegt. Ansätze und Methoden sind meist für Experten nachvollziehbar beschrieben. Der Komplexität der Modellierungen ist geschuldet, dass nicht in jedem Punkt absolute Klarheit über die verwendeten Ansätze hergestellt werden konnte, ohne den Rahmen zu sprengen.

Dieser Grundsatzbefund lässt sich aufgliedern auf die einzelnen Kapitel des NEP einerseits und Kategorien von Kritikpunkten andererseits. Hierzu haben verschiedene Experten der BET mit ihrem jeweiligen unterschiedlichen Fokus den NEP gelesen und vermerkt, an welchen Stellen

- (A) Fehler gefunden wurden
- (B) inhaltliche Verbesserungsvorschläge sinnvoll sind
- (C) Inhalte unklar bleiben, weil Erläuterungen fehlen
- (D) Aspekte fehlen und Ergänzung notwendig wären

Die in Abbildung 1 dargestellte Grafik ist nicht als quantitative Aussage zu verstehen, sondern sie veranschaulicht die Häufigkeit der Anmerkungen der beteiligten Bearbeiter pro Kapitel und Kategorie. Sie ist als „Wärmebild“ zu lesen, bei dem wärmere Farbtöne für größere Häufigkeiten stehen und vermittelt also einen ersten optischen Eindruck über Ort und Qualität der Kritikpunkte am NEP 2012.

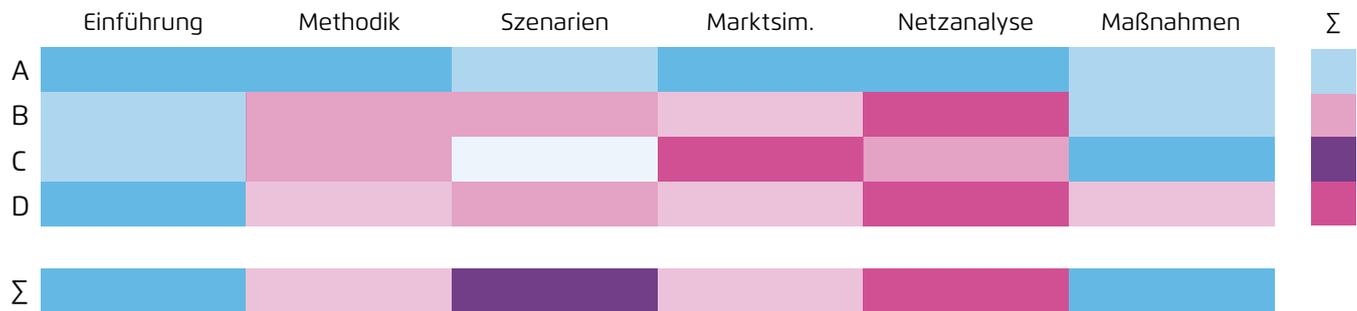


Abbildung 1: Bearbeitungsschwerpunkte des NEP

„Lesehilfe“

Ein Beispiel: Im Kapitel „Szenarien“ kamen besonders häufig Anmerkungen der Kategorie C vor. Daher ist das Feld im Schnittpunkt von „C“ und „Szenarien“ am ‚wärmsten‘. Die unterste Zeile besagt, dass über alle Fehlerkategorien hinweg gesehen das Kapitel „Szenarien“ am stärksten kommentiert wurde. Die Spalte am rechten Rand drückt aus, dass über alle Kapitel hinweg gesehen die Fehler der Kategorie „C“ am häufigsten waren.

Echte Fehler (A) wurden bei erstem Studium lediglich im redaktionellen Rahmen gefunden, können also vernachlässigt werden. Bezüglich der Qualität der Anmerkung liegt der Schwerpunkt auf den offenen Fragen (C), gefolgt von Verbesserungsvorschlägen (B). Inhaltlich greift dies vor allem im Kapitel der „Szenarien“ Raum, gefolgt von der „Netzanalyse“.

Diese optische Einordnung bestätigt den Eindruck, dass ein sorgfältig erarbeitetes Dokument zur Kritik vorliegt. Dies ist allerdings keine Aussage darüber, ob nicht die Aufgabenstellung und die den Bearbeitern (ÜNB) gesetzten Rahmenbedingungen gegebenenfalls überarbeitet werden sollten. Im Folgenden werden zu den einzelnen Kapiteln des NEP die wesentlichen Anmerkungen und Kritikpunkte, aber auch weiterführende Ideen und Vorschläge, dargestellt.

2.3 NEP Kap. 1: Einführung

In der Einführung erläutern die Autoren zutreffend den Rahmen, in dem ihre Arbeit stattgefunden hat. Insbesondere das 3. EU-Energie-Binnenmarktpaket mit dem Zieltrio der Binnenmarktstärkung, der CO₂-freien Energieerzeugung und der Versorgungssicherheit sowie das deutsche EEG, in dem das Ziel der 80 prozentigen Stromversorgung aus EE beschrieben steht, werden angeführt [S. 10]. Auch die Darstellung des rechtlichen Handlungsrahmens der ÜNB [S. 12], bestehend vor allem aus § 12 EnWG, ist nicht zu beanstanden.

Fraglich ist also nicht, ob die dargestellten Bedingungen richtig und die Umsetzung des gesetzlichen Auftrages durch die ÜNB notwendig ist, sondern ob das Vorgehen in hinreichendem Maße auch die möglichen Änderungen der Situation, die sich zum Teil auch erst aus zukünftigen (z.B. technischen) Entwicklungen ergeben werden, in Betracht zieht, um tatsächlich dem eingangs gesteckten Ziel effizient und mit hoher Akzeptanz gerecht zu werden. Vor allem die folgenden, derzeit bestehenden Randbedingungen sind zu hinterfragen:

- Die vollständige Integration der EE [S. 11] ist derzeit Gesetzeslage. Ein Netzausbau ‚für die letzte kWh‘ ist folgerichtige Konsequenz hieraus. Tatsächlich würde ein Einspeisemanagement, wie es in der Fachöffentlichkeit auch schon diskutiert wird, einen Teil des Netzausbaus höchstwahrscheinlich obsolet machen (nähere Ausführungen hierzu siehe auch Kap. 3.2). Wünschenswert ist eine Berücksichtigung der möglichen zukünftig veränderten Lage.

² Dies ist nicht primär die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, sondern der Politik.

→ Ähnliches gilt für die Aussage der „**freien Standortwahl der Kraftwerke**“ [S. 11]: Auch diese ist derzeit korrekt und auch in Zukunft ist ein Zwang zu einer Standortwahl nicht zu erwarten. Allerdings werden unterschiedliche mögliche Mechanismen der Allokationssteuerung (z.B. regionalisierte Anreize für Kapazitäten, Einspeiseentgelte im Rahmen der Netznutzung oder Ähnliches) diskutiert. Eine mögliche Konsequenz hieraus ist eine gesteuerte – gegebenenfalls netzentlastende – Ansiedlung der Erzeugung.

Die dargestellte Einschränkung der Untersuchung auf den heutigen gesetzlichen Rahmen ist also nachvollziehbar, aber womöglich nicht zielführend im Sinne der globalen Ziele. Eine Betrachtung der kommenden 10 bzw. 20 Jahre sollte berücksichtigen, dass die Parameter der Energiepolitik einem Wandel unterliegen, und dies bei aller Unsicherheit zu antizipieren versuchen, nicht zuletzt weil dies den Wandel der Randbedingungen mit in eine sinnvolle Richtung lenken kann. Anders ausgedrückt: Es erscheint dringend angeraten, die „Energiewende“ nicht durch fragmentarische Umsetzung von Teilaufgaben umzusetzen. Vielmehr ist mit einer sehr hohen Priorität eine Analyse der systemischen Wechselwirkungen angeraten und auf Basis dieser systemischen Analyse Optimierungspotenziale zu benennen und zu beschließen.²

Ein weiterer auffälliger Punkt ist die – ebenfalls dem heutigen Gesetz geschuldete – starke **Fokussierung auf das deutsche Staatsgebiet**. Zwar wird angekündigt, dass bei Bedarf die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) konsultieren wird [S. 13], es darf jedoch bezweifelt werden, ob dies der europäischen Dimension der Aufgabe gerecht wird. In einem europäischen Binnenmarkt mit stark unterschiedlichem Angebot an EE und verschiedenen Fördermechanismen ist die Frage nach dem „richtigen“ Netzausbau streng genommen nicht national zu beantworten. Im Rahmen der politischen Möglichkeiten und des bestehenden Umsetzungsdrucks sollte daher die europäische Dimension im Gesamtprozess stärkere Berücksichtigung finden.

Fazit: Die hier dargestellte Übersicht über die gegebenen Rahmen und Prozesse ist nicht zu beanstanden, es ist aber zu empfehlen, nicht nur den heutigen Rahmen von Gesetzen und Planungskriterien zu beachten, sondern auch denkbare Alternativen zu formulieren und zu bewerten. So würde die gesamte Energiewende als Aufgabenstellung angesehen und nicht „nur“ die Ausprägung „Netzausbau“. Nur so kann das Globalziel der Energiewende effizient erreicht werden.

2.4 NEP Kap. 2: Methodik

Einige der genannten Aspekte finden sich auch in der Beschreibung zur Methodik der Erstellung des NEP wieder. So ist der Punkt „**Europäische Marktintegration**“ [S. 15] zwar angesprochen, die Feststellung, dass Kapazitäten für den Anschluss ausländischer Speicher berücksichtigt werden und EE in allen europäischen Ländern ausgebaut werden, ist aber nicht hinreichend. Die unterschiedlichen möglichen Pfade des Ausbaus der Erneuerbaren – zumindest bei unseren direkten Nachbarn – determinieren nicht unerheblich die Auslastung (Höhe und Richtung) der Grenzkuppelstellen und damit auch die Transportaufgabe des deutschen Netzes.

Eine spezielle Ausprägung dieser **internationalen Anbindungen** ist der Bau von Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) in den NORDEL-Raum, also nach Norwegen, Schweden und Dänemark. Berücksichtigt wurden im NEP 2012:

- Eine bilaterale Offshoreanbindung zwischen D und DK [S. 183] (Vgl. 10YNDP³ 2010 Pr. Nr. 141)
- Das sog. „NORD.LINK-Kabel“ zwischen D und NO [S. 251] (Vgl. 10YNDP 2010 Pr. Nr. 142)

Beide im NEP genannten Projekte fallen unter die Startnetzmaßnahmen. Außerdem wurden Verstärkungen der Festlandanbindung nach Dänemark angenommen.

Eine stärkere Anbindung der nordischen Region könnte die Notwendigkeit eines innerdeutschen Netzausbaus beeinflussen, da z.B. in windreichen Perioden die überschüssige Energie in stärkerem Maße nach Norden abgeführt werden und so Transportkapazität nach Süden eingespart werden könnte. Diese Sensitivität wurde aber nicht betrachtet.

² Dies ist nicht primär die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, sondern der Politik.

³ 10YNDP: 10 Year Net Development Plan der Entso-E, dieser enthält eine Liste von Netzausbauprojekten, auf die sich die folgende Nummer bezieht. Vgl. <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2010/>

Wie in 2.3 ausgeführt, sind die Darstellungen zur Integration der „Letzten kWh“ und der freien „Allokation der Erzeugung“ [S. 16] korrekt, aber aus systemischer Sicht nicht hinreichend.

Startnetz

Das beschriebene Vorgehen, zunächst ein „Startnetz“ zu definieren [S. 16], ist nachvollziehbar, da der stockende Netzausbau schon heute vielerorts als Hemmnis für die Energiewende wahrgenommen wird und durch die Setzung der Maßnahmen, die auf dem Wege der Realisierung schon relativ weit voran geschritten sind, diese nicht nochmals in Frage gestellt werden. Auch ist die Festlegung der Bestandteile aus Ist-Netz, ENLAG und Investitionsbudgets nachvollziehbar und schlüssig. Inwieweit Maßnahmen des Startnetzes durch den folgenden Netzausbau überflüssig werden bzw. inwieweit dies überprüft wurde, wird letztlich nicht ganz deutlich: Einerseits werden im späteren Verlauf [S. 96] einzelne Maßnahmen identifiziert, die gestrichen wurden, andererseits werden die Startnetzmaßnahmen flächendeckend lediglich qualitativ begründet und angekündigt, dass die ÜNB in der begleitenden Kommunikation zum NEP die Plausibilität der Maßnahmen begründen werden [S. 80]. Unter Anerkennung des bestehenden Dilemmas zwischen Planungs- und Genehmigungszeiten einerseits und Dringlichkeit des Netzausbaus andererseits wäre eine flächendeckende Prüfung der Maßnahmen des Startnetzes wünschenswert, sofern sie weder im Bestand noch im Bau noch im EnLAG enthalten sind. Dies entspricht der Kategorisierung gemäß [S. 79] Punkt 4, also Maßnahmen, die weder im EnLAG enthalten noch planfestgestellt sind. Diese sollten auf ihre Notwendigkeit im Angesicht der geplanten Netzausbauten überprüft werden.

Speicher

Die Power to Gas-Technologie (P2G) wird im NEP als keine Alternative zum Netzausbau für die weitere Betrachtung ausgeschlossen [S. 21]. Hauptargumente hierfür sind die mangelnde Wirtschaftlichkeit und fehlende großtechnische Bewährung der Technologie in den nächsten 10 Jahren. Auch wenn diese Einschätzungen und die gezogene Schlussfolgerung dem Grunde nach berechtigt erscheinen,

sollte den Speichern generell, also nicht nur in Form der P2G-Technologie, eine größere Rolle zugedacht werden, denn zum einen wird sich die Wirtschaftlichkeitsfrage aufgrund der Weiterentwicklung von Technik und Marktumfeld verändern und zum anderen wird der Speicherausbau den erforderlichen Netzausbau beeinflussen. Es ist zu bemerken, dass im NEP 2012 Gaskraftwerke in erheblichem Umfang postuliert werden, obschon deren Wirtschaftlichkeit im bestehenden Marktdesign ebenfalls in Frage gestellt werden muss. Überdies reicht das Basisszenario in seiner Ausprägung B 2032 20 Jahre in die Zukunft. In diesem Zeitrahmen darf angenommen werden, dass die Speichertechnologie weitere Fortschritte machen wird. Letztlich wäre es besser und realitätsnäher, in begrenztem Umfang Speichertechnologien anzunehmen, die sich sowohl zentral als auch dezentral etablieren werden, als die Option ganz zu verwerfen. Als Differenzierungs-Kriterien könnten etwa die Ansiedlung der Speicher in Verteil- oder Übertragungsebene oder auch die technische Umsetzung (Wechselrichter oder Generator) heran gezogen werden.

Alternativen

Eine wichtige Erläuterung findet sich auf [S. 21]: „Dabei bildet der NEP nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern stellt eine Lösung dar, die bei den vorausgesetzten Anforderungen und Prämissen den benötigten Übertragungsbedarf sicher stellt.“ Diese Klarstellung der Nicht-Einzigartigkeit der Lösung ist ebenso zutreffend wie wichtig für den Vorschlag von Alternativen. Ebenfalls richtig und wichtig ist die eindeutige Abhängigkeit der Maßnahmen von Prämissen. Inhaltlich bezieht sich die Aussage konkret auf die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Darüber hinaus sollte inhaltlich ergänzt werden, dass auch das Mittel „Netzausbau“ eine Lösung bzw. ein Lösungsbeitrag im Zusammenspiel verschiedener Alternativen darstellt, die z.B. in der bereits erwähnten Speichertechnologie oder auch in der regionalen Verteilung der Einspeisung von Photovoltaik und Wind und vielem mehr liegen können.

Fazit: Die beschriebene Methodik ist grundsätzlich nicht zu beanstanden. Verbesserungspotenzial besteht in der Integration der europäischen Nachbarmärkte. Kritisch zu hinterfragen sind besonders der Ausschluss der P2G-Technologie (und sei es als Stellvertreter für zukünftige Speicher) sowie die fehlende Betrachtung von alternativen Umfeld- und damit auch Ausbauszenarien.

2.5 NEP Kap. 3: Szenarien (Aufbereitung der Szenarien)

In Kapitel 3 des NEP werden die Methoden und Ansätze beschrieben, mit denen aus den Manteldaten, die im Rahmen der Szenarien durch die BNetzA genehmigt wurden, höher aufgelöste Daten generiert werden. Dies betrifft einerseits die zeitliche Dimension (Jahresmengen zu Zeitreihen), andererseits die räumliche Auflösung (bundesweite Daten zu regionalen bzw. lastknotenscharfen Werten) sowie die Kombination beider Vorgehensweisen.

Der Abgleich der unterschiedlichen beteiligten Datenquellen und Annahmen (BNetzA Szenarien zum NEP, BDEW Stromkennzahlen 2011, Prognose-Annahmen, Messdaten der ÜNB, Annahmen zu Verlusten, Annahmen zu Profilen usw.) ist eine Aufgabe, die vor allem einen Mangel an konsistenten Daten dokumentiert. Dieses Manko zu beheben, wäre ein guter Schritt, um in Zukunft eine belastbarere und transparentere Datenbasis für die Berechnungen zu haben. Im Angesicht der vorliegenden Schwierigkeiten sind die gewählten Methoden nicht zu beanstanden. Zur Verdeutlichung der hier eingetragenen Unschärfe kann das Beispiel der Höchstlast im Übertragungsnetz herangezogen werden [S. 31]:

- Die Messdaten der ÜNB führen zu einer Höchstlast von 79,6 GW in 2010
- Nach Abzug geschätzter Verluste verbleiben 75,8 GW
- Eine Umskalierung analog zur elektrischen Arbeit, die sich auf den Abgleich der Quellen „BDEW Stromkennzahlen 2011“ und „Belastungszeitreihe der ÜNB“ bezieht, führt zu einer Höchstlast von 87,5 GW
- Eine konservativere Annahme bezüglich des zeitlichen Verhaltens der nicht beobachteten Verbraucher führt zu 84 GW

- Nach Abwägung diverser weiterer Einflussfaktoren wird der höhere Wert (87,5 GW) als plausible Basisgröße bezeichnet
- Genehmigt wurde der Wert von 84 GW

Die dargestellten Schwankungen und Annahmen sind keine Kritik am Vorgehen der ÜNB, denn in Ermangelung konsistenter und vollständiger Daten sind diese gezwungen, plausible Annahmen und Abschätzungen zu treffen. Vielmehr macht das Beispiel die Unsicherheit der Gegenwartswerte deutlich. Die Werte der Betrachtungsjahre 2022 (und 2032) sind naturgemäß nochmals in höherem Maße ungewiss. Eine gewisse „Reserve“ im Gesamtsystem ist daher sicher sinnvoll. Es erscheint aber dringend angeraten, die Rahmenbedingungen zu schaffen, um die tatsächliche Höchstlast im System zuverlässig und fehlerfrei zu ermitteln. Letztendlich handelt es sich bei dieser Größe um eine wesentliche, systemrelevante Auslegungsgröße. Es ist kein dauerhaft haltbarer Zustand, dass trotz modernster IT-gestützter Datenerfassungssysteme eine derartige Unsicherheit über eine extrem systemrelevante Auslegungsgröße zu konstatieren ist. Hier ist Abhilfe dringend nötig.

Grundsätzlich seien hier noch zwei ergänzende Punkte angemerkt: Erstens ist die zu betrachtende Größe bezüglich der Höchstlast nicht auf eine einzelne Zahl zu beschränken – vielmehr geht es um eine Verteilung, also auch um die Häufigkeit bestimmter Zustände. Wenn der Netzausbau auf eine bestimmte Leistung begrenzt wird (z.B. infolge des tatsächlichen Ausbaus), dann gibt die Verteilung an, wie oft und um wie viel die gewünschte Transportleistung die vorhandene übersteigt. Zweitens wird in Zukunft die höchste Transportanforderung immer seltener durch den höchsten Verbrauch bestimmt sein, stattdessen wird die Einspeisung aus Erneuerbaren zur bestimmenden Größe werden. Ziel muss es deshalb sein, erstens die Transportanforderung an Stelle des Verbrauchs zu erfassen und zweitens nicht nur den Maximalwert festzuhalten, sondern die Verteilung zu erfassen. Eine Betrachtung von Varianten, wie sie durch Lastmanagement (zeitliche Verlagerung / Vergleichmäßigung der Last) für die Transportaufgabe zu erreichen wären, erscheint zwingend.

Auffallend an den Erläuterungen im Rahmen des Kap. 3 des NEP 2012 ist allerdings, dass die **BNetzA die Annahmen der ÜNB teilweise stark abgeändert** hat [S. 31], z.T. um die Konsistenz innerhalb der Szenarien aufrecht zu erhalten. Die pauschale Anpassung der Daten macht ein weiteres Mal deutlich, dass ein Mangel an konsistenten Daten besteht. Die Konsequenzen sind:

- Es wird ein nicht unerheblicher Aufwand für Entwicklung und Abstimmung der methodischen Ansätze zum Generieren konsistenter Daten getrieben
- Dennoch bleiben Unsicherheiten bestehen, ob die Annahmen die zukünftige Entwicklung einigermaßen korrekt beschreiben
- Damit werden Datengrundlage und Ergebnisse des NEP 2012 angreifbar

Ein wesentlicher Bestandteil der in Kapitel 3 des NEP 2012 dokumentierten Arbeiten besteht in der **Regionalisierung der Daten** auf Regionen und Netzknoten [S. 32 ff]. Vorab sei bemerkt, dass bezüglich regionaler Daten in verstärktem Maße gilt, was bereits für die deutschlandweiten Daten erläutert wurde: Die Datenlage ist lückenhaft und inkonsistent. Daher ist zwingend, dass zur Lösung dieser Aufgabe Annahmen und Hilfsrechnungen notwendig sind. In einigen Aspekten kommt den getroffenen Annahmen aber erhebliche Bedeutung für die späteren Bedarfsermittlungen des Netzausbaus zu. Deshalb sind die folgenden Punkte kritisch zu beleuchten, um erstens allseits anerkannte Annahmen zu erhalten und zweitens die Sensitivität bezüglich dieser Annahmen über Szenarien zu bewerten:

→ **Konventionelle Erzeugung [S. 32]**

Die räumliche Zuordnung der Bestandskraftwerke ist unproblematisch, da durch Fakten belegt. Hingegen sind die Annahmen bezüglich der Zubauten, die bereits nach ihrer Höhe problematisiert wurden, auch bezüglich ihrer Allokation kritisch zu hinterfragen. In Ermangelung von Netzanschlussbegehren wurden z.B. in Szenario B die Erdgaskraftwerke am heutigen Standort fiktiv ersetzt [S. 26]. In der Realität ist höchst fraglich, ob dies so stattfinden wird. Darüber hinaus ist zu untersuchen, ob vor dem

Hintergrund des Atomenergieausstiegs der Ersatz der wegfällenden Gaskapazitäten ausreichend ist.

→ **Speicher [S. 25]**

Speicher stellen einen Systembestandteil dar, der netzentlastend wirken kann. Da ein Speicherezubau über die derzeit in Planung befindlichen Speicher hinaus nicht unterstellt wurde und die Variation dieses Parameters ausgeschlossen wurde [S. 29], wird der Effekt auf den Netzausbaubedarf nicht ersichtlich. In diesem Zusammenhang muss die Frage diskutiert werden, ob Speicher gegebenenfalls ein Element eines Netzausbaues (Speicher statt zusätzliche Netzleitung) sein können und dementsprechend Bestandteil eines NEP und der Investitionsstrategie eines ÜNB sein müssen.

→ **Erneuerbare Energien [S. 33]**

Die Verteilung der Erneuerbaren Energien ist für den Bestand bekannt und hat Verwendung gefunden. Für den Zubau wurde ein Länderschlüssel in Anlehnung an die für Szenario C von den Ländern gemeldeten Erwartungen verwendet. Eine Variation erfolgte nicht. Es ist inhaltlich jedoch klar, dass eine Verlagerung, z.B. von Windenergie in den Süden Deutschlands, netzentlastend wirken würde. Die Verteilung auf die Netzknoten ist in Abstimmung mit den VNB erfolgt.

→ **Verbrauch / Last [S. 34]**

Bezüglich der Last wurden regionale Profile der Verbrauchslast angesetzt und zu einer Gesamtlast synthetisiert, die wiederum an die Manteldaten angepasst wurde. Anschließend erfolgte die Verteilung zunächst auf Regelzonen und dann auf Netzknoten. Offen ist, ob eine Veränderung der Struktur der Verbrauchslast bis 2022 bzw. 2032 angenommen wurde. Diese könnte durch geändertes Verbraucherverhalten (E-Mobilität, elektrische Wärmepumpen, preissensitives Verhalten der Verbraucher, wachsende Differenzierung nach gesicherter und ungesicherter Leistung im Strombereich, „smart meter“ etc.) begründet sein. Auch eine Flexibilisierung der Verbrauchslast und eine Verschiebung in Richtung der Dargebotsspitzen ist gut vorstellbar, wurde aber – soweit erkennbar – nicht angewendet.

Auf die Frage der notwendigen Alternativenprüfung und Abwägung wird in Kap. 4 noch eingegangen. Diese betrifft die hier angesprochenen Aspekte (Allokation, Speicher, Lastmanagement) aber auch weitere.

Fazit: Die Datenlage ist offenbar unbefriedigend, was die ÜNB zu relativ umfangreichen Annahmen und Skalierungen zwingt. Hier ist zukünftig eine zeitnahe Verbesserung anzustreben. Die Änderungen der BNetzA im Rahmen der Genehmigung sind durchaus relevant und dürften auch ergebniswirksam sein. Zentraler Kritikpunkt ist aber, dass der Status Quo in die Zukunft fortgeschrieben wurde, obwohl schon relevante Änderungen absehbar und auch erreichbar sind. Diverse bestehende oder absehbare Möglichkeiten, Netzausbaubedarf zu verringern, wurden daher nicht untersucht. Hierzu zählt besonders die Berücksichtigung von Speichern (zentral und dezentral), die Flexibilisierung der Nachfrage („smarte Welt“) und die Allokation der Erneuerbaren, welche theoretisch zu steuern wäre. Es besteht der dringende Verdacht, dass durch die Ausschöpfung dieser Optionen eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs erreichbar wäre. Offen bleibt die Frage, ob die mögliche Reduzierung erheblich ist oder nur im Bereich der in jedem Fall vorzusehenden Reserven liegt.

2.6 NEP Kap. 4: Marktsimulation

Wie eingangs erläutert, kann von einer fachlich und methodisch korrekten Anwendung eines aktuellen Modells im Rahmen der Marktsimulation durch das IAEW ausgegangen werden. Daher beziehen sich die Anmerkungen zu Kap. 4 des NEP 2012 auf spezielle Annahmen und Ergebnisse, die weiteren Klärungsbedarf hervorrufen.

Grundsätzlich ist der methodische Ansatz so gewählt, dass auf eine Marktsimulation, die den Einsatz der Kraftwerke bestimmt, und Deutschland dabei bezüglich des marktgetriebenen Kraftwerkseinsatzes als engpassfrei annimmt, eine Netzsimulation folgt, welche ausweist, wie die Transportanforderungen an ein Übertragungsnetz sind, das bei einem solchen Kraftwerkseinsatz die Energie sicher zu den Verbrauchern bringen würde (Ziel der „Kupferplatte“). Hauptergebnis sind mithin die Ausbaumaßnahmen, die zur Sicherstellung der Transportfähigkeit des Netzes notwen-

dig wären. Dieser Ansatz ist üblich und in sich stimmig. Er kann aber aus methodischen Gründen keine Aussagen zur Abwägung zwischen Netzausbau und anderen Maßnahmen (wie z.B. Speicherung, Lastverlagerung, Erzeugungsallokation, Erzeugungsmanagement etc.) treffen, sofern diese nicht explizit als Szenarien untersucht werden.

Wie bereits erläutert, spielt die Berücksichtigung der Nachbarstaaten eine nicht zu vernachlässigende Rolle bei der Beurteilung notwendiger Netzverstärkungen. Wie die Annahmen bezüglich der Nachbarn getroffen wurden und ob diese Annahmen konsistent zu den Szenarien des NEP 2012 sind, wird nur oberflächlich thematisiert. Beachtenswert sind in der Beschreibung der europäischen Marktsimulation die Angaben zu den Austauschmengen mit den europäischen Nachbarn [S. 50]. Besonders auffallend ist hier ein **Verbrauchsrückgang in Frankreich um 63 TWh**, der nicht näher erläutert wird.

Auf [S. 63] wird das Phänomen der „**dumped energy**“ thematisiert. Nachvollziehbar wird dargestellt, dass diese aus modelltechnischen Gründen (sog. Schlupfvariable) auftritt, wenn für Gesamtdeutschland die Erzeugung aus Erneuerbaren und „**must run units**“ den Verbrauch und die Exportmöglichkeiten überschreitet. In diesen Fällen müssen Strommengen „**verworfen**“ werden, was als Abregelung der Erneuerbaren in festgelegter Reihenfolge durchgeführt wird (dies ist nicht zu verwechseln mit dem Thema des Erzeugungsmanagements, bei welchem zur Vermeidung von Netzengpässen EE abgeregelt würde). Die ausgewiesenen Mengen und Leistungen sind eher gering. Eine weitere Entschärfung des Problems wäre durch die Annahme höherer Flexibilität bei Biomassekraftwerken (Brennstoffspeicher und höhere Leistungen) sowie der Entkopplung des Teils der „**must run units**“ aus KWK durch Wärmespeicher möglich. Aus Sicht der Systemführung muss dabei bedacht werden, dass eine gewisse Menge an laufender Kraftwerkskapazität („**rotierende Masse**“) zum sicheren Netzbetrieb nötig ist und nicht unterschritten werden kann. Alternativ bestünde die Möglichkeit, die Systemstabilität mit anderen Methoden (z.B. Einsatz von Phasenschiebergeneratoren) sicherzustellen. Dieses Themenfeld wird im NEP 2012 allerdings nicht betrachtet.

Die Darstellung der **Volllaststunden** [S. 65] ist in vielerlei Hinsicht aufschlussreich und bemerkenswert:

- Die Volllaststundenzahl für Steinkohlekraftwerke liegt im Basisszenario B 2022 bei weniger als 4.000 h/a, die für Gaskraftwerke bei lediglich knapp über 1.500 h/a. Die Existenz dieser Erzeugungseinheiten ist nur durch **flankierende Maßnahmen** plausibel zu machen, im heutigen Marktssystem wären diese Kraftwerke unwirtschaftlich und würden stillgelegt bzw. nicht gebaut.
- Die Volllaststunden der Windenergie sind zwischen Szenario B 2022 und B 2032 identisch. Dies ist in der Realität vermutlich nicht so, viel eher ist mit einer Fortentwicklung der Anlagen (Steigerung der Masthöhen, Designänderung der Kennlinie etc.) zu rechnen, die zu einer gleichmäßigeren Einspeisung und damit zu höheren Volllaststunden führt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Vorgabe der Windenergie an die Marktsimulation **keinen technischen Fortschritt** unterstellt.
- Weiterhin auffallend ist der hohe Wert der **Volllaststunden der Ölkraftwerke** in B 2032. Die Ursache ist unklar, könnte aber in der Verwendung der (in ihrer Laufzeit verlängerten) ölbetriebenen Gasturbinen als Spitzenlastkraftwerk / Reservekraftwerk liegen.

Die Überprüfung der **Zielerreichung unterschiedlicher Szenarien** [S. 70] ist insofern fraglich, als hierbei Input- und Outputgrößen der Marktsimulation gemischt dargestellt werden. Nicht alle diese Größen (bzw. die Frage der Zielerreichung in diesem Aspekt) sind also Ergebnis der Simulation:

- Die **Reduktion der Treibhausgase** betrifft hier den Erzeugungssektor. Tatsächlich ist die Gesamtemission in der EU (genauer die der Sektoren, die dem Handelsregime unterliegen) durch das „cap and trade“-Verfahren festgelegt. Wenn also in einem Bereich oder Szenario Mehr- oder Minderemissionen auftreten, muss man davon ausgehen, dass das Handelssystem über eine Anpassung der Zertifikatspreise reagiert und dies in anderen Bereichen ausgleicht. Diese Preisreaktion bildet das Marktmodell

aber nicht ab. Wenn z.B. in Szenario A durch die höhere Präsenz der Kohlekraftwerke die Emissionen zunehmen, (Modellergebnis) würde dies zu steigenden CO₂-Preisen führen (nicht im Modell enthalten). Diese wären für einen neuen Modelllauf eine Eingangsgröße mit der Folge, dass dieser danach geringere CO₂-Emissionen aufzuweisen hätte als der Basislauf usw. Diese Iterations-schleifen werden vorliegend (zu Recht) nicht durchfahren, weswegen ein Vergleich der Emissionen nur bedingt belastbar ist.

- Der **EE-Anteil** und der **Stromverbrauch** sind ebenso wie der **Kernenergieausstieg** Inputgrößen und nicht Modell-ergebnisse.

Fazit: Die Marktsimulation zeigt, wie es für die Analyse mit **Fundamentalmodellen** typisch ist, nicht nur den Einsatz der angenommenen Kraftwerke gemäß kurzfristiger Grenzkosten an. Vielmehr geben die Ergebnisse Hinweise auf die **Wirkzusammenhänge im System**: Notwendige Randbedingungen für die **Existenz der postulierten Kraftwerke** müssten erst geschaffen werden (zu geringe Volllaststundenzahlen der konventionellen Erzeugung), **technischer Fortschritt bei Windenergieanlagen** sollte berücksichtigt werden, Bedingungen bei den **europäischen Nachbarn** müssen in Sensitivitäten überprüft werden. Da es unmöglich ist, diese Entwicklungen der fundamentalen Zusammenhänge sicher vorher zu sehen, sollte die Betrachtung auf Szenarien erweitert werden, die konsistente, wahrscheinliche Pfade dieser Parameter abbilden und – wo sinnvoll – Sensitivitäten beleuchten. Die **Ergebnisse wären wichtige Argumente** für die Umsetzung anzustrebender Systemänderungen, z.B. Gesetzesänderungen.

2.7 NEP Kap. 5: Netzanalyse

Zu Beginn der Netzanalyse wird eine einschränkende Auswahl der theoretisch zur Verfügung stehenden technischen Optionen getroffen [S. 72]. Diese erfolgt durch bestimmte Kriterien und Diskussion verschiedener technologischer Ansätze:

- Die **Teilverkabelungsfähigkeit** [S. 72] wird hierbei vorab als *conditio sine qua non* klassifiziert. Vor dem Hintergrund der Durchsetzbarkeit einer relativ hohen Zahl von Neutrassierungen und der Erfahrung mit betroffenen Bürgern, die sich gegen ebendiese zur Wehr setzen, ist dies vermutlich unumgänglich, auch wenn damit Alternativen ausgeschlossen werden, die im Einzelfall gegebenenfalls technisch sinnvoll wären.
- **Optimierungen im bestehenden Netz** [S. 72] wie z.B. Temperatur-Monitoring und Hochtemperaturleiterseile werden eher zurückhaltend bewertet. Neben der Notwendigkeit einer Prüfung im Einzelfall wird vor allem damit argumentiert, dass eine Erhöhung der Strombelastbarkeit nicht zwingend zu einer proportionalen Erhöhung der Übertragungskapazität führen muss, insbesondere werden Probleme in der Systemstabilität befürchtet (dies wird auf [S. 86] noch ausführlicher dargestellt). Trotz der grundsätzlich nachvollziehbaren Position ist zu hinterfragen, ob die genannten Maßnahmen ausreichend berücksichtigt wurden, um Neubauten zu minimieren. Dies wird quantitativ aber frühestens mit Herausgabe der Netzdaten durch die BNetzA an Dritte möglich sein.
- Bezüglich eines **AC-Ausbaus in höheren Spannungsebenen** [S. 74] wird pauschal weiterer Untersuchungsbedarf geltend gemacht. Hierunter fallen z.B. Lösungen in 500 kV, die eine Reihe von Vorteilen bieten: relativ geringe Verluste, Vermaschungsmöglichkeit, Zwischenabgriffe und Teilverkabelung. Das Argument weiteren Untersuchungsbedarfes ist als Ausschlussgrund für eine Technologie vor diesem Hintergrund nicht hinreichend.

→ Im Bereich der **Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)** wird schlüssig argumentiert, dass die Voltage Source Converter (VSC) -HGÜ diverse Vorteile gegenüber der klassischen HGÜ aufweist und somit als Vorzugsvariante betrachtet wird.

Ergänzend würde eine differenzierte **Bewertung der technischen Optionen** bei der Auswahl und Priorisierung helfen. Zu möglichen Kriterien zählen:

- Kosten
- Landschaftsverbrauch in Bau und Betrieb
- optische Beeinträchtigung
- potenzielle Akzeptanz (als abgeleitetes Kriterium)
- Zuverlässigkeit / Verfügbarkeit
- Erprobtheit und technische Reife

Im Rahmen der Planungsgrundsätze [S. 78] wird erläutert, dass die Maßnahmen nach § 13 EnWG (Eingriffe des ÜNB, unter anderem **Redispatch**) nicht berücksichtigt werden, da diese kurzfristigen kurativen Charakter haben und nicht planmäßig vorgesehen werden sollten. Hierzu ist kritisch anzumerken, dass heute Redispatch zur täglichen Praxis der ÜNB gehört. Vergleichbar mit dem Einspeisemanagement der EE, könnte Redispatch in begrenztem Umfang geeignet sein, einen Anteil des Netzausbaus vermeidbar zu machen. Dies gälte es zu untersuchen.

Die Fragen des **Startnetzes** [S. 79] wurden bereits in Kap. 2.4 diskutiert.

Die eigentliche Beschreibung der **Lastflussberechnung** [S. 81 ff] erläutert das NOVA-Prinzip (NOVA: Die Reihenfolge der Maßnahmen ist Netz-Optimierung, Netz-Verstärkung und Netz-Ausbau). Insbesondere die detaillierte Auflistung der Vorgehensschritte [S. 82] macht deutlich, dass die Entscheidung, zwischen welchen Punkten eines als unzureichend identifizierten Netzes welche Maßnahmen zur Erhöhung der Transportfähigkeit ergriffen werden sollen, NICHT Ergebnis einer Optimierung sind, sondern auf der Erfahrung, dem Willen und dem Geschick der beteiligten Fachleute fußen. Folgerichtig wird – wie mehrfach im NEP ausgeführt,

z.B. [S. 21] – nicht DAS optimale Netz, sondern EINE Lösung für die Übertragungsaufgabe erzeugt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass gegebenenfalls auch Maßnahmen mit geringerem Netzausbaubedarf zu einer Lösung des Problems hätten führen können. Dies zu überprüfen und gegebenenfalls Alternativen vorzuschlagen wird Dritten frühestens nach Herausgabe der relevanten Daten durch die BNetzA möglich sein.

Die Ausführungen zur Systemstabilität [S. 83 ff] sind umfangreich und gut nachvollziehbar. Unterrepräsentiert erscheint der Aspekt der Blindleistungskompensation. Zwar wird mehrere Male die benötigte Menge an Kompensationsanlagen ausgewiesen, z.B. [S. 92], es bleibt aber offen, auf welche Weise dieser Bedarf gedeckt werden soll. Durch den Wegfall von Erzeugungskapazität bzw. den Stillstand derselben durch den Vorrang der EE kommt es mittelfristig zu einem Mangel an rotierender Masse im System. Hierauf kann auf unterschiedliche Weise reagiert werden. Denkbar ist z.B. der Einsatz von Phasenschiebern vergleichbar der Installation in Biblis A, weiterhin existieren Alternativen aus dem Bereich der Leistungselektronik⁴. Ein Teil dieses Bedarfes kann wiederum durch Verwendung der VSC-HGÜ obsolet werden. Auf [S. 104] wird festgestellt, dass die Realisierung von Blindleistungskompensationsmaßnahmen in Schaltanlagen relativ kurzfristig möglich sei. Diese Feststellung erscheint vor dem Hintergrund eines abschmelzenden Kraftwerkparks (auch wenn die Szenarien dies teilweise nicht wiedergeben) nicht hinreichend.

Die Berechnung der Szenarien wurden ausgehend von Szenario C 2022 durchgeführt, da hier wegen der hohen Einspeisung der Erneuerbaren von den höchsten Übertragungsaufgaben und damit auch vom höchsten Netzausbau ausgegangen werden musste [S. 82]. Bei der anschließenden Bearbeitung der anderen Szenarien wurden dann jeweils bevorzugt die Maßnahmen herangezogen, die auch im Szenario C 2022 eingesetzt wurden [S. 83]. Ziel ist hierbei eine möglichst große Schnittmenge der Maßnahmen zwischen den Szenarien. Dieses Ziel ist zwar nachvollziehbar, steht aber in gewissem Widerspruch zu den Erläuterungen auf [S. 18], nach denen die Maßnahmen eines Szenarios aufei-

einander abgestimmt, die freie Kombination der Maßnahmen mehrerer Szenarien aber nicht gegeben sei. Der Ansatz lässt befürchten, dass z.B. ein zu ambitioniertes Szenario C 2022 präjudizierend auf Maßnahmen des Szenario B 2022 wirken könnten und die Problemstellung des Letztgenannten gegebenenfalls auch mit einem geringeren Ausbau hätte gelöst werden können.

Fazit: Die Auswahl der technischen Handlungsoptionen könnte gegebenenfalls breiter aufgefächert bzw. der Ausschluss von Optionen detaillierter begründet werden. Hierzu böte sich ein Bewertungsschema an, dass auch in Folgejahren nachgeführt werden könnte. Der Aspekt des Blindleistungshaushalts erscheint insgesamt noch unterrepräsentiert. Dies ist allerdings unter anderem auf den Zuschnitt der Szenarien zurückzuführen, die das Vorhandensein konventioneller Erzeugung in starkem Maße voraussetzen. Das Vorgehen der Ableitung der Maßnahmen eines Szenarios aus den Ergebnissen des Vorherigen („Maßnahmenschnittmenge“) ist nachvollziehbar, zugleich birgt dies jedoch die Gefahr, in Kombination mit den Eigenschaften des „NOVA-Prinzips“ zu unnötig hohen Ausbautätigkeiten zu verleiten. Dies wäre zu prüfen.

2.8 NEP Kap. 6: Maßnahmenkatalog

Die Maßnahmen des Kap. 6 des NEP stellen eine Lösung, nicht die einzige Lösung, des Transportproblems dar. Dies wird zu Beginn des Kapitels [S. 95] nochmals betont. Ob die einzelne Maßnahme korrekt und notwendig ist, lässt sich aus verschiedenen Gründen im Rahmen dieser qualitativen Untersuchung nicht beantworten. Zum einen ist, wie ausgeführt, die Auswahl der geeigneten Maßnahme auch vom Ermessen des Bearbeiters abhängig. Zum anderen setzt diese Überprüfung den Zugriff auf heute nicht vorliegende Daten voraus. Dieses Kurzgutachten beschränkt sich daher auf eine Sichtung und Plausibilisierung der Maßnahmen und Maßnahmenpakete. Die Gesamtlängen der einzelnen Maßnahmenkategorien sowie der gesamte Umfang des Netzausbaubedarfes lassen sich derzeit nicht vollständig konsistent nachvollziehen. Dies soll am Beispiel des Basisszenarios verdeutlicht werden:

⁴Z.B. so genannte FACTS (Flexible-AC-Transmission-System)

→ In Kap. 6 [S. 106] werden die Maßnahmen zusammenfassend und auf der Deutschlandkarte dargestellt. Die hier aufgeführten Zahlen lauten:

Leitungsneubau in bestehenden Trassen:	2.800 km
Zubeseilung:	1.300 km
Wechsel AC-DC:	300 km
Neubau AC:	1.700 km
Neubau DC:	2.100 km

Die Summe der Umbauten liegt mithin bei 4.400 km, die Neubauten bei 3.800 km, wovon 2.100 km auf DC- und 1.700 auf AC-Trassen entfallen.

→ Die Grafiken auf [S. 144 f] weisen denselben Sachverhalt aus. Es sind für Szenario B 2022 etwa folgende Werte ablesbar:

Startnetz (im Bestand):	ca. 4.400 km
Startnetz (Neubau):	ca. 1.000 km
Neubau AC:	ca. 750 km
Neubau DC:	ca. 2.100 km

Die Abweichungen zu den vorherigen Angaben sind marginal und der Ablesegenauigkeit zuzurechnen.

→ Im Fazit [S. 148] werden die Zahlen nochmals wiederholt.
 → Der Versuch, die Zahlen aus der Nennung der Einzelprojekte im Anhang zu rekonstruieren, führt zu folgendem Ergebnis:

Neubau AC:	797 km (Ohne Startnetz: ok)
Neubau DC:	2.120 km (ok)
Neubau AC in best. Trasse:	2.021 km (779 km zu wenig)
Umbeseilung etc.:	657 km (643 km zu wenig)

Für den Trassenneubau sind die Angaben also im Groben nachvollziehbar. Für die Startnetz-Maßnahmen kann dies nicht aus dem NEP erfolgen, da die Maßnahmen nur qualitativ beschrieben werden.

Eine deutliche Diskrepanz ergibt sich im Bereich der Umbauten auf bestehenden Trassen. Hier sind die Angaben im Anhang nicht konsistent zu den summarischen Angaben im Fließtext.

Die Resultierenden [S. 145] lassen sich nur näherungsweise plausibilisieren, da die Längen wie beschrieben nicht vollständig nachvollziehbar sind. Unter Annahme der Preise, wie auf [S. 331] ausgewiesen, ist die dargestellte Höhe aber plausibel.

Die Preise [S. 331] sind größtenteils identisch mit den im Rahmen der dena II Netzstudie angesetzten Werten (sofern in beiden Quellen benannt). Für besonders relevante Datenpunkte wie den Neubau einer 380 kV Doppelleitung existiert eine Vielzahl von Vergleichswerten, die relativ breit streuen. Die hier angesetzten 1,4 Mio. € pro km sind im Vergleich zu diesen Studien eher hoch. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Preise für Leiterseile dem normalen Marktgeschehen unterliegen und somit eine massive Nachfrage preistreibend wirken würde. Letztlich werden sich die konkreten Preise nur durch die Herbeiziehung von Angeboten ermitteln lassen. Die hier vorgestellte Größenordnung scheint plausibel.

Insgesamt wäre eine transparentere und widerspruchsfreie Darstellung der Kostenermittlung (z.B. über eine Tabelle, die Mengengerüst, Preisansatz und Resultat enthält) für eine gerichtsfeste Nachvollziehbarkeit erforderlich!

Die **Einordnung der Kosten** in den Rahmen der Energiewirtschaft kann nur durch grobe Vergleiche erfolgen. Für das Basisszenario werden etwa 20 Mrd. € über einen Zeitraum von 10 Jahren veranschlagt, bei gleichmäßiger Verteilung der Kosten über den Zeitstrahl also 2 Mrd. €/a. Unter der im NEP 2012 getroffenen Annahme der Nettoverbraucherlast von 535,4 TWh [S. 30] ergibt sich eine spezifische Belastung des Verbrauchs (ohne Berücksichtigung von Umlagebe-

freiungen etc.) in Höhe von 0,37 ct/kWh. Ein Haushalt mit einem Verbrauch von z.B. 3.500 kWh pro Jahr würde mithin durch 12,95 € jährlich belastet.⁵

Berechnet man unter Verwendung der Regulierungsformel die jährlichen CAPEX, die auf die Netzentgelte umgelegt werden, ist bei gleichmäßiger Verteilung des Invest der Maximalwert bei 1,533 Mrd. € im Jahre 2022 aufzufinden. Dies entspricht bei vereinfachter Umlage auf die Verbraucher nach oben geschildertem Prinzip 0,289 ct/kWh oder 10 € pro Jahr und Beispielhaushalt. Die Belastung der Endverbraucher aus dem skizzierten Netzausbau ist also eher gering.

Fazit: Eine detaillierte Prüfung der Notwendigkeit der Maßnahmen ist auf Basis der vorliegenden Informationen nicht durchführbar. Die dargestellten Mengengerüste sind – insbesondere bezüglich der Werte zum Umbau auf bestehenden Trassen – noch nachzubessern. Eine transparentere und widerspruchsfreie Darstellung der Kostenermittlung ist wünschenswert. Die Größenordnung der ausgewiesenen Preise und Kosten scheint im Rahmen dieser Unschärfe allerdings plausibel. Die Größenordnung der Kosten des Basisszenario B 2022 beträgt – umgelegt auf den Nettverbrauch in Deutschland ca. 0,29 - 0,37 ct/kWh. Ein Haushalt mit 3.500 kWh/a wäre dadurch mit ca. 10-13 €/Jahr belastet (Steuern vernachlässigt).

03 Quervergleiche und Plausibilisierung

3.1 Vergleiche mit bestehenden Studien

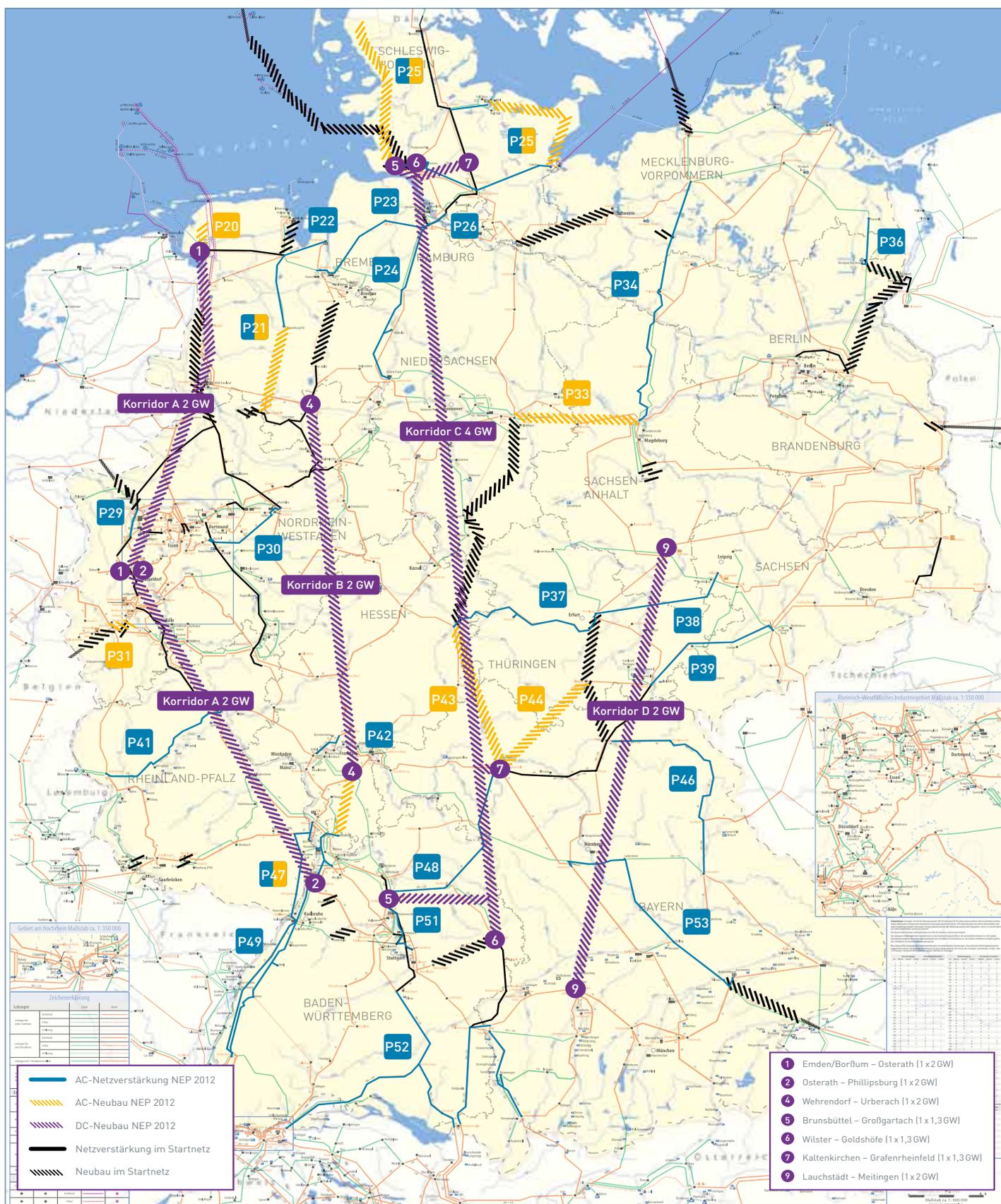
Der Entwurf des NEP 2012 reiht sich ein in bestehende Überlegungen zum notwendigen Umfang eines Ausbaus des Übertragungsnetzes. Ein direkter Vergleich ist nicht möglich, da insbesondere

- das Betrachtungsjahr,
- die Annahme zum Stand des EE-Ausbaus,
- die verwendeten Technologien zum Ausbau sowie
- die Aufschlüsselung / Priorisierung der Maßnahmen nach Umbau und Neubau

voneinander abweichen. Dennoch kann aus einer vergleichenden Betrachtung eine Plausibilisierung und Einordnung der vorgelegten Trassenlängen erfolgen.

Ausgangspunkt des Vergleiches ist der NEP 2012, der in seiner vorliegenden Entwurfsfassung für das Jahr 2022 einen Umbau in bestehenden Trassen von ca. 4.400 km sowie einen Trassenneubau von weiteren 3.800 km (inklusive Startnetz), in Summe also 8.200 km postuliert. Die regionale Verteilung zeigt folgende Grafik:

⁵Steuerliche Aspekte unberücksichtigt



Markant sind die vier Nord-Süd-Trassen, die in HGÜ-Technik ausgeführt werden sollen.

Im Rahmen der dena I Netzstudie wurden bereits im Jahr 2005 erste Berechnungen zur Höhe des Netzausbaubedarfes im Übertragungsnetz vorgelegt. Die eigentlichen Berechnungen bezogen sich auf das Jahr 2015. Der damals angesetzte Anteil der Erneuerbaren Energien von 20% ist niedrig gewählt. In dena I wurden auf 400 km Trassenlänge Umbauten im Bestand sowie 850 km Neubautrasse ausgewiesen. Die Fortsetzung der Arbeiten in Form der dena II Netzstudie kam im Jahre 2010 für das Bezugsjahr 2020 auf etwa 3.600 bis 3.900 km Um- und Neubaubedarf, wobei unterschiedliche Szenarien betrachtet wurden, bei denen der Ausbaubedarf aber nur leicht von den genannten Zahlen abweicht.

Die consentec / EWI / IAEW-Studie „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“ nimmt in 2010 für das Jahr 2015 ca. 1.400 km Stromkreislänge, für 2030 weitere 2.500 km als realisiert an. Überschlägig in Trassenlänge übersetzt entspricht dies unter Annahme von zwei Systemen pro Trasse 700 bzw. 1.250 km.

Die VDE-Studie „Stromübertragung für den Klimaschutz“ (ETG / VDE) wirft den Blick in die fernere Zukunft: Für das Jahr 2050 wird unter anderem ein Overlay-Grid vorgeschlagen, das in Form einer 8 angeordnet ist und eine Trassenlänge von ca. 2.550 km aufweist.

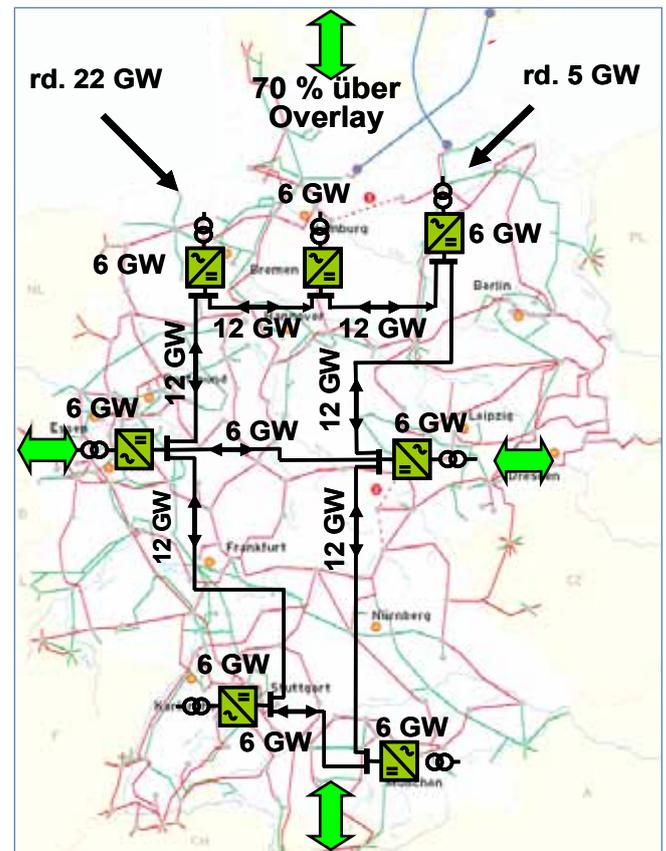
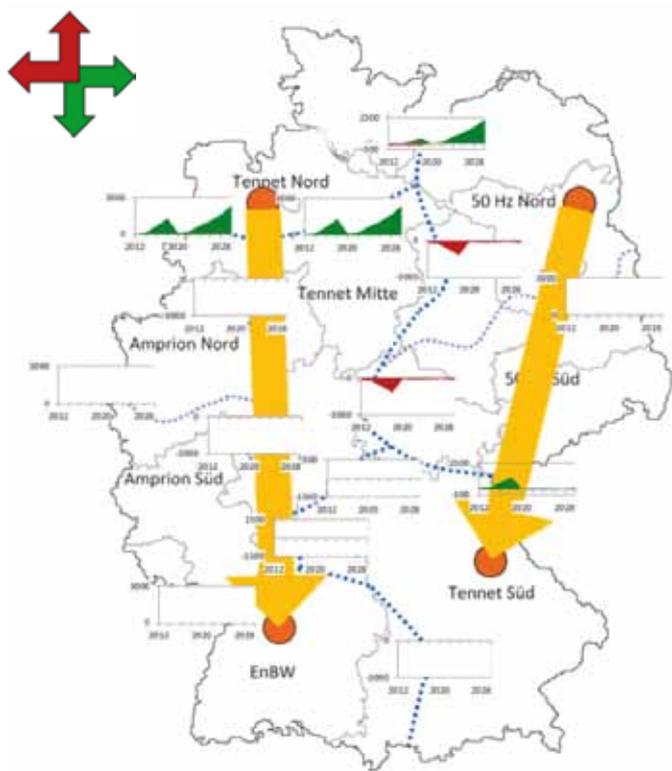


Abbildung 3: Multiterminal-Ringlösung „Stromübertragung für den Klimaschutz“ ETG/VDE (2011)



Bemerkenswert an diesem Ansatz ist, dass keine parallelen Trassen, sondern eine Maschenstruktur erkennbar ist. In einem Gutachten, das BET für den VBW Verband der Bayerischen Wirtschaft in 2011 erstellt hat, werden wiederum Nord-Süd-Trassen vorgeschlagen:

Für das Jahr 2020 wurden 2 Trassen mit je 5 GW Leistung angenommen. Diese haben eine abgeschätzte Gesamtlänge von 1.500 km (je nach genauem Netzanschlusspunkt).

Abbildung 4: Transporttrassen nach Süddeutschland (BET für den VBW, 2011)

Die genannten Eckdaten auf einen Blick zeigt Tabelle 1:

Studie/Quelle	Jahr	Umbau km	Neu AC km	Neu DC km	Gesamt km	Bezugsjahr
DENA I	2005	400	850	--	1.250	2015
DENA II Basisszenario	2010	--	3.600	--	3.600	2020
DENA II Hybridlösung	2010	--	3.100	800	3.900	2020
VDE-Studie Overlaygrid	2011	--	--	2.556	2.556	2050
BET für den VBW	2011	--	1.300	1.500	2.800	2020
Netzentwicklungsplan	2012	4.400	1.700	2.100	8.200	2022
Consentec 2015	2010	--	--	--	700	2015
Consentec 2030	2010	--	--	--	1.950	2030

Tabelle 1: Eckdaten der verglichenen Studien

Stellt man die unterschiedlichen Ergebnisse bezüglich der Notwendigkeit von Neubautrassen grafisch gegenüber, ergibt sich das in Abbildung 5 sichtbare Bild:

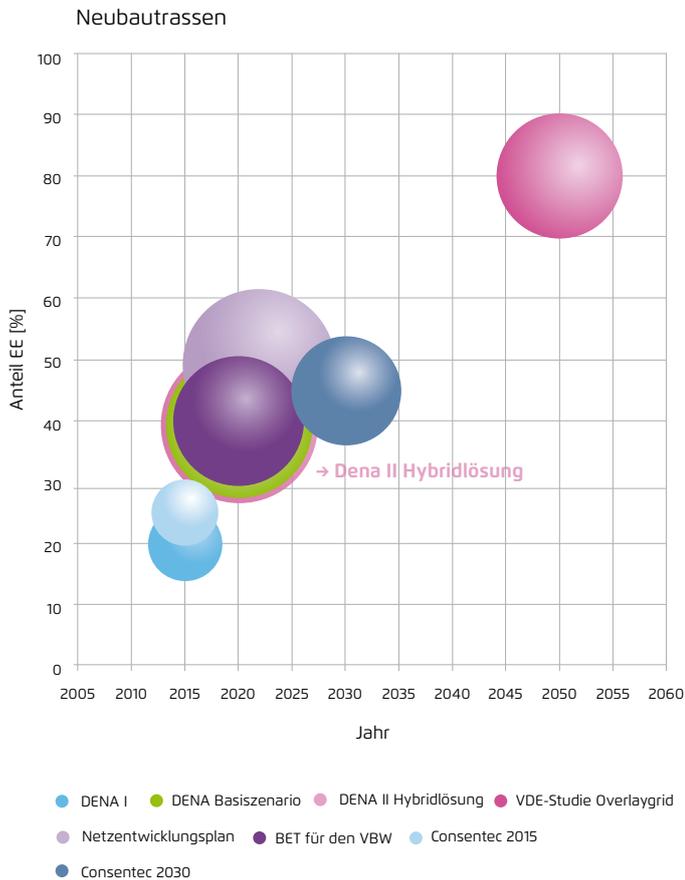


Abbildung 5: Graphischer Studienvergleich: Neubautrassen

Auf der Abszisse ist das Jahr abgetragen, für das die Aussage getroffen wurde. Die Ordinate weist den ungefähren Ansatz bezüglich des Ausbaus Erneuerbarer Energien aus. Die Größe der Blase (Fläche) steht für die Quantität des postulierten Netzausbaus. Wenig verwunderlich ist die offensichtliche Korrelation zwischen Zeitfortschritt und der Annahme wachsenden EE-Anteils. Die Blasengrößen differieren deutlich: Die Annahmen der dena I Netzstudie sowie der Consentec-Studie sind eher gering, die dena II und der NEP ähneln sich und bilden das obere Ende der Skala.

Das Bild verschärft sich, wenn man die Umbauten und Neubauten zusammen betrachtet:

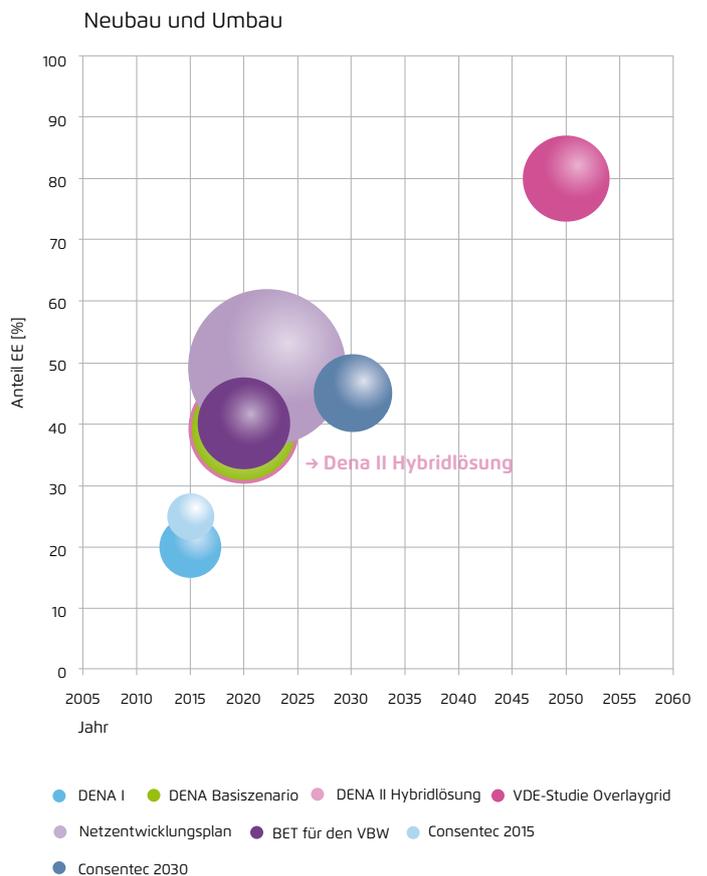


Abbildung 6: Graphischer Studienvergleich: Neubautrassen und Umbauten im Bestand

In diesem Fall sticht die rote Blase des NEP 2012 deutlich aus dem Vergleich hervor. Grund ist die hohe Zahl von Umbau-km im Bestand, die in den Vergleichsstudien geringer angesetzt oder nicht ausgewiesen / berücksichtigt war. Zur Relativierung muss bedacht werden, dass die Studien mit unterschiedlichen Ansätzen und Parametrisierungen gearbeitet haben. Z.B. ist in einem Modellansatz, der nicht netzknotenscharf sondern regional auflöst, die genaue benötigte Trassenlänge nicht zu ermitteln.

Fazit: Der Vergleich mit ausgewählten Vorgänger-Studien ist schwierig, da methodische Unterschiede und unterschiedliche Datenbasen bestehen. Aus einer groben Übersicht lassen sich dennoch qualitative Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Bandbreite der als erforderlich erkannten Netzausbaurassenslängen ist hoch.
- Bezüglich der räumlichen Ausgestaltung (vier Korridore, zwei Korridore, Achtform...) bestehen sehr unterschiedliche Ansätze. Der bereits getroffene Befund, dass der Entwurf des NEP 2012 eine Lösung unter mehreren darstellt, wird dadurch bestätigt.
- Der im NEP 2012 mit in Summe 8.200 km Um- und Neubau bezifferte Bedarf stellt das obere Ende des Vergleichsfeldes dar. Insbesondere die Umbauten im Bestand befördern dies. Inwieweit dies einem Nachholen verschobener Investitionen geschuldet ist, lässt sich auf der vorliegenden Datengrundlage nicht beantworten.

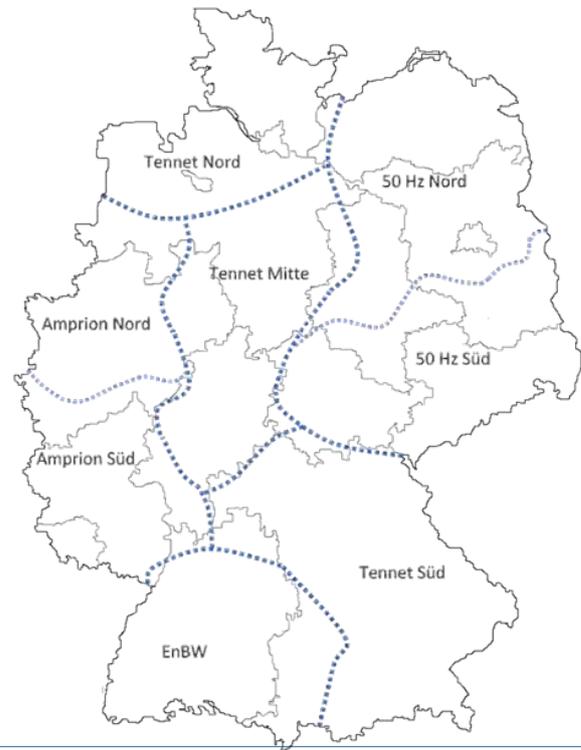


Abbildung 7: Regionen des BET-Regionalmodells

3.2 Exkurs: Sensitivität gegenüber Einspeisemanagement

3.2.1 Beschreibung BET-Regionalmodell

BET verfügt über ein europäisches Strommarktmodell („BET-Strommarktmodell“), das den Kraftwerkpark von acht europäischen Kernregionen, den Dispatch der Kraftwerke sowie den Austausch zwischen den Regionen im Stundenraster optimiert. Im europäischen Modellansatz wird Deutschland – wie alle Regionen des Modells – als eine ‚Kupferplatte‘, also per Definition als engpassfrei, angenommen. Diese Annahme ist für die Untersuchung innerdeutscher Transportnotwendigkeiten ungeeignet. Deshalb wird für innerdeutsche Untersuchungen im „BET-Regionalmodell“ der gleiche Modellansatz verwendet, aber es treten acht deutsche Regionen an die Stelle der europäischen Staaten. In diesem Zuge werden auch die Parameter, die zuvor für ganz Deutschland galten, auf die Regionen aufgeteilt. Die Wahl dieser Regionen orientiert sich an der Netztopologie des Übertragungsnetzes.

Zonen, die ein eher eng vermaschtes Netz aufweisen, werden zusammengefasst und intern wiederum als engpassfrei angenommen, die Grenzen dieser Zonen werden behandelt wie zuvor die internationalen Grenzen. Das sich ergebende Bild stimmt in weiten Teilen mit den Demarkationsgebieten der früheren Übertragungsnetzbetreiber (z.B. Preussen-Elektra, Bayernwerk etc.) überein. Lediglich im Gebiet der 50 Hertz Transmission und der Amprion wurden weitere Unterteilungen an Grenzen vermeintlich schwachen Netzausbaus vorgenommen.

Das BET-Regionalmodell liefert prinzipiell dieselben Ergebnisse wie das Europamodell. Insbesondere der Preis (Grenzkostenschätzer) der einzelnen innerdeutschen Zonen ist von Interesse, denn er dient als Indikator für Engpässe: Sind die Preise zweier benachbarter Zonen verschieden, so sind die verbindenden Leitungen ausgelastet. Andernfalls würde das Modell den Transport über die Grenze hinweg steigern bis Preisgleichheit herrscht, da so billigere Kraftwerke stärker und teurere geringer ausgelastet würden. Dies senkt die Gesamtkosten der Erzeugung – was Ziel der Optimierung ist. Hauptergebnis des BET-Regionalmodells ist somit die Aus-

sage, zu welcher Stunde eines Jahres welche Zonengrenzen innerhalb Deutschlands durch einen Stromtransport überlastet sind.

3.2.2 Sensitivität gegenüber Einspeisemanagement

Obschon der Modellansatz nicht die Genauigkeit einer Lastflussrechnung aufweist, da weder einzelne Betriebsmittel betrachtet werden noch deren Auslastungssymmetrie elektrotechnisch korrekt abgebildet wird, lassen sich gute Rückschlüsse auf die Systemsensitivität bezüglich Einspeisemanagement ziehen: Untersucht man mehrere Varianten, in denen die Einspeisung aus EE um verschiedene Prozentsätze gekappt wurden, stellen sich auch unterschiedliche Häufigkeiten der Engpässe an Zonengrenzen ein.

Wie würde sich nun ein Einspeisemanagement auf die Engpasshäufigkeit im deutschen Übertragungsnetz auswirken? Dazu werden zwei Netzsituationen betrachtet, nämlich das heute vorhandene Netz („Ist-Zustand“) sowie ein angenommener konventioneller Ausbauzustand ähnlich den Annahmen aus dena II (genannt „best guess“). Für beide Netzzustände wird die EE-Einspeisungen in den Windregionen Nordwestdeutschland und Nordostdeutschland um 10%, 20% und 30% der Leistung gekappt. Im „Ist-Zustand“, also bei heutigem Netz, ist der Effekt allerdings relativ gering. Selbst eine Kappung der EE um 30% führt „nur“ zu einer Reduzierung der Engpasszahlen von ca. 11%. Grund ist, dass das Netz so stark ausgelastet ist, dass die Kappung meist nicht ausreicht, um das Netz zu entlasten und somit nicht wirksam wird. Daher wird in den folgenden Schaubildern das „best guess“-Netz ausgewertet.

Es resultiert das in Abbildung 8 gezeigte Bild, in dem die absolute Häufigkeit der Engpässe (Stunden pro Jahr) zwischen der Nordwestregion und ihrem südlichen Nachbarn exemplarisch für das Jahr 2022 (also das Betrachtungsjahr des NEP 2012) gezeigt wird. Die verschiedenen Säulen repräsentieren einen unterschiedlichen Umfang des Abregelns (0-30% der Leistung):

Anzahl der Engpässe zwischen Region 3 und Region 6 bei Abregelung in Region 1 und Region 3



Abbildung 8: Reduzierung der Engpasszahlen durch Erzeugungsmanagement

Ein weniger ausgelastetes Netz – wie das exemplarische „best guess“-Netz, reagiert also höchst sensitiv auf das Einspeisemanagement: Eine Reduzierung von 30% der EE-Leistung führt zu einer Halbierung der Netzengpasszahlen. Schon eine Reduzierung um 20% bringt etwa 15% weniger Engpässe. Hierbei ist die Arbeit, also die von den EE-Erzeugern eingespeiste Energie, weit unterproportional betroffen, wie Abbildung 9 zeigt. Dargestellt sind die Einbußen an Arbeit, die von EE-Anlagen in den abgeregelten Regionen eingespeist wurde, über die Zeit. Die unterschiedlichen Linien repräsentieren wiederum einen unterschiedlichen Umfang des Abregelns (0-30% der Leistung):

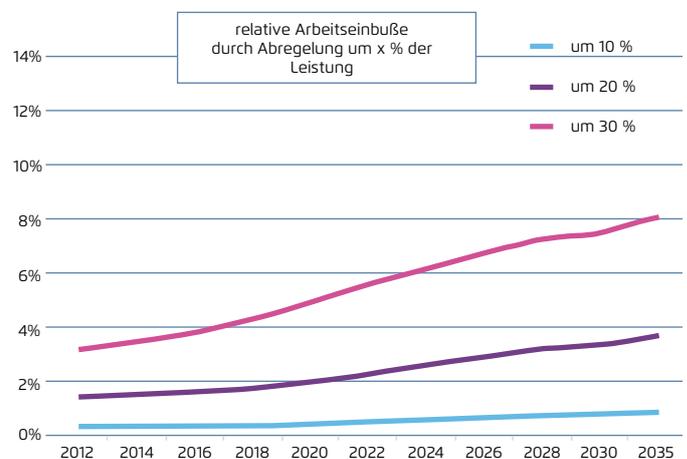


Abbildung 9: Effekt einer Leistungskappung auf die eingespeiste Arbeit

Eine Leistungskappung um 10% führt in diesem Beispiel zu einer Arbeitseinbuße von nur ca. 0,3 bis 0,9% (blaue Linie). Selbst eine Kappung von 30% (pinke Linie) macht sich lediglich mit 3 bis 8% der Arbeit bemerkbar.⁶ Die Veränderung der Werte über die Jahre ist auf die veränderte Form der Einspeisedauerlinie zurückzuführen. Eine angenommene Zunahme an Offshore-Wind verstetigt die Einspeisung und erhöht damit die Auswirkung einer Leistungskappung für die nicht eingespeiste Arbeit.

Fazit: Ein Einspeisemanagement kann ein wirksames Mittel zur Reduzierung von Netzengpässen sein. Die exemplarischen Berechnungen zeigen,

- dass gerade in einem Netz an der Auslastungsgrenze ein Einspeisemanagement zu deutlichen Reduzierungen der Engpasszahlen führen kann,
- anders herum betrachtet, dass bei unverändertem Netzausbau durch ein Einspeisemanagement bei wachsendem Anteil Erneuerbarer die Häufigkeit der Engpasssituationen auf konstantem Niveau gehalten werden kann, und
- dass dabei die in Kauf genommenen Einbußen an Arbeit (Energie der EE-Anlagen) deutlich unterproportional sind.

Als Alternative und / oder Ergänzung zum Netzausbau ist Einspeisemanagement daher dringend zu untersuchen.

3.3 Exkurs: Redispatch

Der ‚innerdeutsche Engpass‘ ist eine historisch betrachtet unplanmäßige Situation. Die Netze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind historisch dafür ausgelegt, gegenseitige Stützung (z.B. Regelenergie / Ausfallreserve) und saisonale Ausgleichsströme (z.B. Verbindung des deutschen thermischen Kraftwerksparks mit dem hydraulischen, alpenländischen Park) sicherzustellen. In der vergangenen Dekade wurden diese Aufgaben immer mehr erweitert, da mit dem internationalen Stromhandel und der Integration der Erneuerbaren Energien die weiträumigen Transporte zunahm. Eine weitere starke Zunahme der Transportaufgaben kann als sicher gelten.

Da dieser Wandel die Leistungsfähigkeit des Netzes immer öfter an seine Grenzen führt, treten immer häufiger auch innerhalb des deutschen Netzes Überlastungssituationen auf. Strom wird in Deutschland an einem einheitlichen Handelspunkt, repräsentiert durch die Strombörse, gehandelt. Die Nutzung des Netzes ist hiervon entkoppelt und wird nicht über den Energiepreis, sondern über die Netzentgelte abgegolten. Der einheitliche Handelspunkt erhöht die Liquidität und vereinfacht den Stromhandel erheblich, da sich weder Anbieter noch Kunde um die Transportfrage in technischer Hinsicht kümmern müssen – die Transportaufgabe wird in diesem Marktzugangsmodell als gelöst bzw. lösbar antizipiert. Damit verlagert sich die Erzeugung unabhängig von der zu lösenden Transportaufgabe hin zu den Standorten mit geringen variablen Kosten.

Allgemein betrachtet können alle Netzanschlusspunkte, die nicht durch Netzengpässe voneinander getrennt sind, zu einem Handelsgebiet mit einem einheitlichen Handelspunkt und einem einheitlichen Preis zusammengefasst werden. In Deutschland hat man sich entschlossen, per Definition nur einen Handelspunkt zu verwenden, um eine einheitliche deutsche Preiszone zu schaffen. Demgegenüber ist z.B. das norwegische System so organisiert, dass es im Falle von Engpässen in mehrere Preiszonen zerfällt. Man hat sich aufgrund der großen Transportentfernung zwischen dem Erzeugungsschwerpunkt im hohen Norden, dem Verbrauchsschwerpunkt im Süden und den regelmäßig auftretenden Engpässen entschlossen, die Engpässe im Rahmen des Handelsgeschehens zu berücksichtigen und darüber eine wirtschaftlich optimale Erzeugungsverteilung bei maximaler Nutzung der Engpässe zu erreichen. Im Beispiel bedeutet dies, dass die Preise im Norden soweit reduziert und im Süden soweit angehoben werden, dass der Überschuss im Norden genau der maximal transportierbaren Menge entspricht. Analog zum norwegischen System funktioniert auch das Market Coupling in Westeuropa, über das die Länder Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Dänemark zusammenarbeiten. Tritt an einer der Ländergrenzen ein Engpass auf, teilt sich die einheitliche Preiszone an dieser Grenze.

⁶ Bezugsgröße ist hier die EE-Arbeit in den Regionen, die von der Abregelung betroffen sind (also abgeregelter Arbeit in den Regionen ³ und ⁶ / unbeflusster Arbeit in den Regionen ³ und ⁶). Bezogen auf die deutschlandweite EE-Einspeisung würde eine noch weit geringere Betroffenheit der eingespeisten Arbeit resultieren.

In Deutschland treten bereits heute lokal und temporär Engpässe im Übertragungsnetz auf. Hier hat man sich aber für eine einheitliche Preiszone entschieden, um die Liquidität zu erhöhen und einheitliche Bedingungen für den Strompreis (genauer gesagt: den Großhandelsstrompreis) zu schaffen. Damit kommt nach § 13 (1) EnWG den Übertragungsnetzbetreibern die Aufgabe zu, langfristig bestehende Engpässe mit sogenannten „Netzbezogenen Maßnahmen“ (sprich Netzausbau) und kurzfristig bestehende Engpässe mit den „Marktbezogenen Maßnahmen“, dem „Redispatch“ zu beseitigen. Unter Redispatch in seiner Reinform versteht man, dass in der Zone mit zu großem Angebot ein Kraftwerk gedrosselt wird, während zugleich in der Zone mit zu geringem Angebot ein Kraftwerk zusätzlich angefahren wird. Diese Verringerung des Transportbedarfs zwischen den beiden Zonen stellt einen Abtausch von effizienterer gegen ineffizientere Energiebereitstellung dar. Voraussetzung für das Funktionieren des „klassischen“ Redispatch ist allerdings das Vorhandensein von Kraftwerksleistung. Die Kraftwerksbetreiber werden für diesen Einsatz bzw. Nicht-Einsatz vergütet, sodass ihnen in guter Näherung kein wirtschaftlicher Schaden entsteht.

Gegenwärtig werden also die theoretischen Folgen von Engpässen im Übertragungsnetz durch Eingriffe der ÜNB ausgeglichen. Dieses Verfahren erhält die Einheitlichkeit der deutschen Preiszone aufrecht. Werden in Zukunft innerdeutsche Engpässe immer häufiger, führt dies ceteris paribus zu einer Ausweitung der Redispatchmaßnahmen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine Abwägung zu treffen zwischen den ineffizienzbedingten Mehrkosten infolge des Redispatches einerseits und den Kosten der Behebung des Netzengpasses, also Netzausbau, andererseits. Weitere Optionen wie z.B. Speicher, Verlagerung von Erzeugung oder Verbrauch können und sollten mit in diese Abwägung einbezogen werden.

Im Umkehrschluss kann gefolgert werden, dass die Beseitigung von Engpässen durch Netzausbau grundsätzlich zu einer effizienten Nutzung der vorhandenen Erzeugungskapazitäten zur Verbrauchsdeckung beiträgt. In einem engpassfreien System bedeutet dies, dass sich die Merit Order, welche die Reihenfolge des Einsatzes der Kraftwerke be-

stimmt, entsprechend der variablen Kosten bildet.

Zur Veranschaulichung ein Beispiel: In Ostdeutschland existieren Braunkohlekraftwerke, die im netztechnisch engpassfreien Fall zur Grundlastdeckung eingesetzt werden, da sie in der Merit Order sehr weit links angeordnet sind, also zu geringeren kurzfristigen Grenzkosten als andere konventionelle Erzeuger produzieren können. Zugleich besteht in Ostdeutschland ein hohes Potenzial an Windeinspeisung, sowohl direkt durch die dort installierten Kapazitäten, als auch indirekt durch Windstrom, der aus Nordwestdeutschland über Ostdeutschland transportiert wird. In Situationen hoher Windeinspeisungen kommt es zu einem Überschuss an Erzeugung, für dessen Abtransport die vorhandenen Netzkapazitäten nicht ausreichen. In diesen Situationen kann es zu einer Einschränkung der freizügigen Fahrweise der im Osten allokierten konventionellen Kraftwerke, z.B. des Braunkohlekraftwerks Lippendorf, durch die Vorrangspeisung der EE kommen. Im Extremfall muss zur Wahrung der Netzstabilität auch ein Einspeisemanagement der Erneuerbaren durch den ÜNB durchgeführt werden. Eine bekannte Schwachstelle des Netzes, an der diese Effekte zu beobachten sind, ist unter dem Namen „Thüringer Strombrücke“ bekannt.

Es überlagern sich also zwei Effekte: Die sehr geringen Grenzkosten der EE legen diese links von der Braunkohle in die Merit Order, sodass die Braunkohle früher und stärker von Redispatch betroffen ist als ohne Wind. Der Engpass führt zu ineffizienter Nutzung des Gesamtsystems, indem er Lastdeckung im Süden z.B. durch GuD erfordert, statt Wind oder Braunkohle dorthin zu transportieren.

Die Beseitigung des Engpasses durch Netzausbau hat demnach auch verschiedene Folgen: Das Gesamtsystem wird volkswirtschaftlich effizienter zu bewirtschaften sein. Statt eines teuren Kraftwerks im Süden wird (vorrangig) Wind und (nachrangig) Braunkohle-Strom transportiert. Tatsächlich sind die Nutznießer eines Netzausbaus also mehrere. Somit kann nicht sachgerecht zwischen einem Netzausbau für „Windstrom“ und einem für „Kohlestrom“ differenziert werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Begründung einer Netzausbaumaßnahme mit der wirtschaftlichen Entwertung von Erzeugungsanlagen [S. 152] nicht haltbar, aber zugleich auch unnötig. Zum einen werden sowohl die EE-Erzeuger als auch die konventionellen Erzeuger im Falle von Einspeisemanagement und Redispatch kompensiert, was einer wirtschaftlichen Entwertung widerspricht, zum anderen ist es nicht Sinn des Netzausbaus den Wert spezieller Anlagen zu sichern, sondern vielmehr einen effizienten Betrieb des Gesamtsystems zu ermöglichen. Ob und in welchem Umfang hierfür das Netz ausgebaut werden muss, ist Gegenstand einer hier skizzierten, noch zu treffenden Abwägung zwischen diversen Handlungsoptionen.

Fazit: Der Redispatch bei Engpässen führt zu Betriebseinschränkungen konventioneller Kraftwerke. Die Beseitigung der Engpässe (durch Netzausbau) führt zu einer effizienteren Nutzbarkeit des Gesamtsystems und muss gegen die Kosten des Netzausbaus abgewogen werden.

04 Kernaspekte der ausstehenden Abwägungen

Der vorliegende Netzentwicklungsplan folgt in der Mehrzahl der Aspekte dem Status Quo. Es sind aber im Zuge der Energiewende weitaus mehr und vielfältigere Neuerungen als lediglich die Ertüchtigung des Netzes absehbar und möglich. Dies darf in der Planung für „Neue Netze für Neue Energien“ nicht vernachlässigt werden! Die folgenden Abwägungen sind besonders untersuchungswürdig, da die Frage, ob der Netzausbau oder eine andere Maßnahme angemessen ist, noch unbeantwortet ist. Ergebnis der Abwägungen kann sein, dass auf einen Teil des Netzausbaus verzichtet werden kann oder dass dieser anders gestaltet werden sollte. Die sechs wesentlichen Punkte hierzu lauten:

1. Einspeisemanagement versus Ausbau für die „Letzte kWh“

Gemäß bestehender Gesetzeslage haben die ÜNB den Netzausbau so dimensioniert, dass die in der Marktsimulation berechnete beziehungsweise im Fall der Erneuerbaren Erzeugung vorgegebene Einspeisung auch zu den Lastschwerpunkten zu 100 % transportiert werden kann. Dieses Paradigma der „Kupferplatte“ führt zu einem vergleichsweise hohen Netzausbaubedarf.

Würde nicht die gesamte erzeugbare Energie eingespeist und abtransportiert, könnte der erforderliche Netzausbau reduziert werden. Weil die Erzeugungsspitzen recht selten auftreten, vermindert eine Einschränkung der aufzunehmenden Leistung (MW) um wenige Prozentpunkte die eingespeiste Arbeit (MWh) nur in geringem Umfang, der „Verlust“ an Erneuerbarer Energie (EE) ist also gering.

→ Eine gezielte Abregelung der Erzeugung aus EE sollte auf ihre Wirkung auf den erforderlichen Netzausbau überprüft werden. Mit hoher Wahrscheinlichkeit ergibt sich daraus ein geringerer Ausbaubedarf, der dem Schaden durch die verworfene Einspeisung der EE gegenüber gestellt und abgewogen werden müsste.

2. Speicher

Über Speicher können sowohl Erzeugung als auch Verbrauch zeitlich verlagert werden. Damit können Speicher aus systemischer Sicht eine netzentlastende Wirkung zeigen, indem die Transportmenge zu Spitzenzeiten reduziert und in belastungsärmere Zeiten verlagert wird. Die Kombination von Speichern in Regionen hoher ungesteuerter Einspeisung mit geeigneter Steuerung von Spitzenlast in Regionen hoher Lasten kann eine Alternative zum Energietransport sein. Auch die Verstetigung ungesteuerter Einspeisung kann tendenziell als Beispiel für eine Netzentlastung durch Speicher dienen.

Hierbei sind verschiedene Anwendungsfälle denkbar.

Speicher in ihrer Funktion als Netzentlastung etwa werden gegebenenfalls anders betrieben als Speicher, die durch die Signale des Marktes (Börsenpreis) angereizt werden. Ebenso zahlreich sind die Möglichkeiten des Speicherbetriebs: Der Netzbetreiber könnte unter bestimmten Voraussetzungen ebenso Speicherbetreiber sein, wie ein Händler oder ein Erzeuger (konventionell oder EE). Auch ein Vertrieb kann als Dienstleister für seine Kunden Speicher betreiben. Die technischen Optionen sind vielfältig und reichen von Pumpspeichern über Power to Gas bis hin zu Lastverlagerung in Verteilnetzen (die Liste ließe sich fortsetzen).

Die Behandlung dieses Themenkomplexes durch bloße Annahme eines geringen Pumpspeicherausbaus und den Ausschluss anderer Speichertechnologien (allen voran Power to Gas) wird der Bedeutung der Speichertechnologie für den Netzausbau nicht gerecht.

- Die Wirksamkeit von Speichern zur Netzentlastung sollte untersucht werden. Hier besteht das Potenzial Netzausbau durch andere Technologieoptionen zu ersetzen. Die Vor- und Nachteile sind abzuwägen.

3. Lastmanagement und „Smarte Welt“

Auf Verteilnetzebene kann in vielerlei Hinsicht ein Beitrag zur Systemstabilität und zur Entlastung des Übertragungsnetzes geleistet werden, etwa durch Beeinflussung des Verbraucherverhaltens. Die Annahme, dass in zehn beziehungsweise 20 Jahren die Netzhöchstlast unverändert ist, impliziert, dass keine Anstrengungen unternommen wer-

den, steuernd auf den Verbrauch einzuwirken. Tatsächlich bestehen aber sowohl in der Industrie (z.B. Chlorchemie, Aluminiumindustrie) als auch im gewerblichen (z.B. Kühlung / Heizung) und im geringen Umfang sogar im privaten Sektor (z.B. Lastverzicht, Lastverschiebung) entlastende Handlungsoptionen. Maßnahmen in diesem Bereich werden vehement von der EU eingefordert.

- Es sollte geprüft werden, inwieweit die Abwägung zwischen Netzausbau und einer Beeinflussung der Last zu einer Verbesserung des Gesamtergebnisses führen kann.

4. Allokation der konventionellen Kraftwerke

Ein ähnlicher Befund gilt für die konventionellen Erzeugungsanlagen. Ob und wo Kraftwerke gebaut werden, bestimmt nicht unerheblich die Anforderungen an das Transportnetz. Die Gestaltung und Interpretation der Szenarien berücksichtigt dies nur unzureichend.

- Es ist zu prüfen, inwieweit der Netzausbau durch gezielte räumliche Allokation von erforderlichen Kraftwerksneubauten substituiert werden kann.

5. Allokation der Erneuerbaren Erzeugung

Weder im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) noch im EnWG gibt es einen direkten Anreiz zur räumlichen Allokation neuer Anlagen. PV-Anlagen werden bevorzugt im Süden und Windenergieanlagen eher in Küstennähe gebaut, dies ist im Wesentlichen dem Dargebot von Wind und Sonne geschuldet. Eine Alternative besteht darin, die Ansiedlung Erneuerbarer Energien gezielter zu steuern. Hierfür existieren unterschiedliche Umsetzungsmöglichkeiten, wie beispielsweise regional stärker differenzierte Einspeisetarife. Eine verbrauchsnahe Erzeugung wirkt grundsätzlich netzentlastend; insbesondere die Verschiebung des Erzeugungsschwerpunktes im Windbereich von Offshore zu Onshore nahe der Verbrauchszentren könnte netzentlastend wirken.

- Eine gezielte Steuerung des Ausbaus der EE auch in regionaler Ausprägung sollte auf ihre Wirkung auf den Netzausbaubedarf überprüft werden, um die Abwägung zwischen Netzausbau und räumliche Allokationsmaßnahmen treffen zu können.

6. Technologie-Innovationen

Insgesamt werden technische Innovationen zu wenig berücksichtigt. So wird beispielsweise bezüglich der Blindleistungskompensation nicht untersucht, ob technische Alternativen zu den herkömmlichen Maßnahmen genutzt werden können. Diskutiert wird aktuell ein aktiver Beitrag der PV-Wechselrichter-Leistungselektronik oder der Windenergieanlagen. Außerdem wären Beiträge des Verteilnetzes innovativ, aber vorstellbar, auch wenn die Systemführung und Bereitstellung der Blindleistung traditionell eine ÜNB-Aufgabe ist.

→ Eine Abwägung ist zu treffen zwischen alternativen, innovativen Technologien und neuen Ideen zur Bereitstellung von Blindleistung einerseits und netzstützenden Ausbaumaßnahmen andererseits. Die hierfür notwendigen Untersuchungen stehen noch aus.

05 Fazit

Dem Netzausbau kommt eine exponierte Rolle für die Umsetzung der Energiewende zu. Es ist daher besonders wichtig, zeitnah die richtigen Entscheidungen auf einer wissenschaftlich belastbaren Basis zu treffen.

Im Fazit ist für den 1. Entwurf des NEP 2012 festzuhalten, dass die ÜNB und die von ihnen beauftragten Institute weitestgehend korrekt gearbeitet haben, soweit dies derzeit prüfbar ist. Allerdings sind Alternativen und Innovationen nicht ausreichend berücksichtigt und untersucht worden. Das Netz von morgen wurde mit den Mitteln von gestern geplant. Wir raten dringend dazu, den NEP 2012 um die Untersuchung der geschilderten Alternativenprüfungen zu ergänzen. Ob sich daraus ein geringerer Netzausbau als der im 1. Entwurf ausgewiesene ergeben wird, ist zu vermuten, kann jedoch erst nach der Alternativenprüfung und Abwägung festgestellt werden.

Spätestens der Gesetzgeber wird bei der Beschlussfassung über den Bundesbedarfsplan die Abwägung zwischen dem Umfang des Netzausbaus und den möglichen Alternativen sorgfältig und nachvollziehbar durchführen müssen, um einen rechtssicheren und von der Öffentlichkeit akzeptierten Plan zu schaffen.

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Die Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49.(0)30.284 49 01-00

F +49.(0)30.284 49 01-29

agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

BET Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

T +49.(0)241.4 70 62-0

F +49.(0)241.4 70 62-600

info@bet-aachen.de

www.bet-aachen.de

