

BWE, Neustädtische Kirchstraße 6, 10117 Berlin

An
Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

Berlin, 10. Juli 2012

BWE Stellungnahme zur Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom 2012

- Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012 -

A. Allgemeine Bemerkungen

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt das eingeleitete Konsultationsverfahren des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom für das Jahr 2012. Die Beteiligung der Öffentlichkeit nach § 12b (3) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eröffnet Bürgern, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft die Möglichkeit, ihre Standpunkte und Expertise einzubringen. Ein breit angelegtes Konsultationsverfahren ist, auch bei Fortschreibung des Szenariorahmens und des NEPs (vgl. § 12d EnWG), ein zentrales Element zur Steigerung der Transparenz und öffentlichen Akzeptanz beim Netzausbau.

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Strom, der gemäß § 12b (1) EnWG jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) der Regulierungsbehörde vorgelegt wird, stellt einen wichtigen Schritt zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele dar. Der langfristig angelegte leistungsfähige und zuverlässige Betrieb von Energieversorgungsnetzen ist eine Grundvoraussetzung für eine nachhaltige und kosteneffiziente Energiewende. Die langfristige Transformation zu einer regenerativen Stromversorgung beinhaltet jedoch nicht nur den Ausbau der Stromnetze. Vielmehr handelt es sich hierbei um einen Netzausbau bzw. eine Systemtransformation, die weitere Flexibilisierungsmaßnahmen auf allen Spannungsebenen und Sektor übergreifend (z.B. Gas) einschließt. Für die Berücksichtigung dieser Optionen bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist der zugrunde gelegte Zeithorizont der Analyse entscheidend. Ziel des NEPs ist eine Identifizierung der Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze, die in den nächsten zehn Jahren erforderlich sind, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten (vgl. § 12b (1) EnWG). Insgesamt erachtet der BWE es als wichtig, dass über die im Bundesbedarfsplan getroffenen Festlegungen (§ 12e EnWG) hinaus **langfristige Netzentwicklungsstrategien**

Bundesverband WindEnergie e.V. | German Wind Energy Association

Neustädtische Kirchstraße 6 T +49 (0)30 / 21 23 41 - 210 info@wind-energie.de Sparkasse Osnabrück | BLZ: 265 501 05 | Kto.: 251868 Steuer-Nr.: 27/620/60326
10117 Berlin F +49 (0)30 / 21 23 41 - 410 www.wind-energie.de IBAN: DE56 2655 0105 0000 2518 68 | BIC: NOLADE22XXX Ust-IdNr./VAT: DE 115 666 818

Präsident: Hermann Albers | Eingetragen ins Vereinsregister des Amtsgerichts Charlottenburg | VR Nr. 27 538 B | Sitz: Berlin

ID DE 63ZZZ00000012318

entworfen werden, die systemoptimierend weitere Flexibilisierungsoptionen einbeziehen („Zielnetz 2050“).

B. Anmerkungen zur Methodik, Annahmen und Netzausbaumaßnahmen

1. Szenariorahmen

Im Juli/August letzten Jahres wurden die Eingangsdaten für den vorgeschlagenen Szenariorahmen, der von den ÜNB entwickelt wurde¹, öffentlich konsultiert. Basierend auf den Eingaben der Öffentlichkeit bei dieser Konsultation hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Entwicklung des NEPs Änderungen am Szenariorahmen vorgenommen.

1.1. Annahmen zur Windleistung

Der BWE begrüßt, dass die BNetzA für das Szenario A 2022 von einem deutlich stärkeren Anstieg der **Onshore-Windleistung** (NEP: 43,9 GW; im ÜNB-Entwurf vom 18. Juli 2011 ursprünglich 33,4 GW) ausgeht. Ebenfalls sehr zu begrüßen sind die nach oben angepassten Leistungen für Onshore Wind in den Szenarien B 2022, B 2032 und C 2022, wodurch ein Spektrum von 43,9 GW bis 70,7 GW installierte Leistung Onshore Wind für das Jahr 2022 abgedeckt wird. Die geänderte Annahme des reduzierten Ausbaus der **Offshore-Windleistung** in den Szenarien A 2022 (NEP: 9,7 GW) und C 2022 (NEP: 16,7 GW) erachtet der BWE als sinnvoll, da insbesondere die vorherige Annahme von 18,7 GW für das Szenario C 2022 aus Sicht der Branche deutlich überhöht erschien.

1.2. Einsatz von Speichern

Für Speicherkraftwerke wird in allen vier Szenarien von einem einheitlichen Wert ausgegangen, der lediglich Projekte beinhaltet, für die heute bereits umfangreiche Untersuchungen inklusive Bestimmung des Netzanschlusses durchgeführt werden (NEP, S. 29). Dies betrifft sogar das Szenario B 2032, in dessen 20 Jahre-Zeitraum ein deutlicher Speicheraufbau anzunehmen ist. Darüber hinaus wird die Methanisierung im Rahmen der „Power to Gas“-Technologie als keine Alternative zum Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes betrachtet (NEP, S. 20f.). In diesem Sinne ermittelt der NEP den Netzausbau nur unter dem technologischen und gesetzlichen Status Quo. Der BWE sieht die Notwendigkeit in der Ermittlung des Netzausbaubedarfs unter den o.g. Prämissen aufgrund der Dringlichkeit der Umsetzung von Maßnahmen und des Zeithorizontes des NEPs. Um der künftigen **technologischen Entwicklung** Rechnung zu tragen, möchte der BWE an dieser Stelle dennoch die **Wichtigkeit des iterativen Prozesses** bei der fortlaufenden Entwicklung des NEPs betonen.

Vorschlag: Die Systemwirkung von einem zusätzlichen Ausbau von Speicherkraftwerken sowie der Technologieoption „Power to Gas“ ist vor einem längerfristigen Zeithorizont (z.B. Szenario B 2032 und danach) für eine potentielle Reduktion des Netzausbaus relevant. Da dies über den Umfang des NEPs hinausgeht, wäre eine **zusätzliche Sensitivitätsanalyse** unter Zugrundelegung der gewählten Verfahren und Methoden des NEPs wünschenswert. Dies könnte beispielsweise in Form eines Begleitdokuments durch einen unabhängigen Gutachter im Anschluss an das Prüfungsverfahren durch die BNetzA erfolgen. Die Ergebnisse könnten in die möglichen

¹ 50Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, 2011. *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012. Eingangsdaten der Konsultation.* Stand: 18. Juli 2011.

Entwicklungspfade einer langfristig angelegten Netzentwicklungsstrategie („Zielnetz 2050“) eingehen.

1.3. Abstimmung des NEPs mit Verteilnetzausbau

Ein Großteil der Erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen sind an das Verteilnetz angeschlossen: Dies trifft auf 95% der Windenergieanlagen und 99,99 % der Solaranlagen zu². Für die regionale Zuordnung zu den Bundesländern und schließlich zu den Netzknoten wird im NEP eine regionale Verteilungsmethodik angewandt (NEP, S. 33f.). Im ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens¹ wird erwähnt, dass nach bisherigen Erkenntnissen zu erwarten ist, dass die stärkere Dezentralisierung fluktuierender Erzeugungseinheiten keinen signifikanten Einfluss auf die Trends beim zusätzlichen Transportbedarf in den Höchstspannungsnetzen in den nächsten zehn Jahren haben wird.

Vorschlag: Bei der fortlaufenden Entwicklung des NEPs ist eine stärkere Einbeziehung der Verteilnetzebene unerlässlich. Der BWE begrüßt, dass bei der Erstellung zukünftiger NEP eine noch engere und frühzeitigere Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern angestrebt wird (NEP, S. 34). Der BWE plädiert für eine transparentere Berücksichtigung der Verteilnetze im Rahmen der gesamten Konsultation, da der Ausbau des Höchstspannungsnetzes nicht isoliert von Maßnahmen auf der Verteilnetzebene betrachtet werden kann. Die Erstellung von **Verteilnetzstudien** (Studien auf regionaler, Landes- und Bundesebene) unter transparenter Mitwirkung von Verteilnetzbetreibern und Betreibern von Erzeugungsanlagen ermöglicht eine kohärentere Netzplanung auf den unteren Spannungsebenen. Die Ergebnisse dieser Studien sollten in künftigen NEP berücksichtigt werden. Der BWE weist außerdem darauf hin, dass die Erstellung von Netzentwicklungsplänen auf der Hochspannungsebene, wie die BNetzA sie gemäß § 14 (1b) Satz 3 EnWG einfordern kann, ein wichtiges Element darstellt, um Kohärenz zwischen den Planungen der ÜNB und Verteilnetzbetreiber zu gewährleisten.

2. Marktsimulation und Netzanalyse

2.1. Methodik: Dokumentation und Transparenz

Eine detailliertere Darstellung zur Methodik der Marktsimulation und Netzanalysen wäre wünschenswert. Zur Funktionsweise des **Marktsimulationsverfahrens** wird lediglich auf einer Seite (NEP, S.46 f.) grob dargestellt, dass es sich um eine Lagrange-Relaxation mit der Minimierung der Erzeugungskosten als Zielfunktion unter gewichteten Nebenbedingungen handelt. Hier ist eine transparentere Darstellung erforderlich, da die Ergebnisse kritisch für die darauf fußenden Netzanalysen sind. Die Methodik der Leistungsflussberechnung im Rahmen der **Netzanalyse** wird ebenfalls lediglich grob qualitativ dargestellt (NEP, S. 81 ff.).

Vorschlag: Um die Transparenz des NEPs zu erhöhen plädiert der BWE für eine **detailliertere Dokumentation der Modellierung in einem Anhang**. Dies trägt zu einer höheren Nachvollziehbarkeit der Herleitung der Ergebnisse für Experten und die fachlich interessierte Öffentlichkeit bei.

2.2. Einordnung der Ergebnisse der Netzanalyse: Detailliertere Informationen

Der BWE begrüßt die Identifizierung der Netzmaßnahmen unter Anwendung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau), hierbei insbesondere unter Berücksichtigung von

² Vgl. Bundesnetzagentur, 2011. *Monitoringbericht 2011*. S. 89.

Temperaturmonitoring, Hochtemperaturleiterseilen sowie der Ertüchtigung/dem Neubau bestehender Trassen mit Auflage von Seilen höheren Querschnitts (NEP, S. 72). Ebenso begrüßt der BWE die detaillierte Darstellung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen im Anhang. Zu einer konkreten Einordnung der Netzmaßnahmen, die aus den Szenarien generiert werden (NEP, S. 103-111), würde der BWE es dennoch als wünschenswert erachten, wenn der NEP weitere Informationen beinhalten würde, zum Beispiel:

Vorschläge:

- **Dimensionierung des Netzausbaus:** Für welche Last- und Erzeugungssituation ist das Netz (Netznutzungsfälle) maximal ausgelegt (Nachfrage \leftrightarrow Einspeisung, z.B. Schwachlast und Starkwind bei hoher PV-Einspeisung)? **In wie vielen Stunden tritt diese Netzsituation ein?** Wenn diese Netznutzungsfälle lediglich in wenigen Stunden des Jahres eintreffen, hat deren Miteinbeziehung entsprechende Implikationen für die Dimensionierung und Kosten des Netzausbaus.
- **Detailliertere Begründung bezüglich Szenario C 2022 als Grundlage für die weiteren Szenarien:** Zum Verständnis der Methodik ist die Begründung, weshalb die Leistungsflussberechnungen für das Szenario C 2022 gestartet wurden und dieses Netz dann die Basis für die weiteren Szenarien darstellt, dürftig (NEP, S. 82f.). Hier würde der BWE eine weitergehende Erklärung begrüßen sowie die Implikationen von Szenario C 2022 für die Ergebnisse der anderen Szenarien.
- **Konventioneller „Must Run“-Sockel (Mindestwirkleistungserzeugung des konventionellen Kraftwerksparks):** In der Marktsimulation werden die wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplung als auch die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen als „Must Run“ abgebildet. Nicht ausgewiesen zu den einzelnen Szenarien sind Bandbreiten und Größenordnungen des konventionellen „Must Run“-Sockels zur Gewährleistung der Systemstabilität³. Eine Darstellung wäre regelzonenübergreifend im Rahmen der Stabilitätsuntersuchung wünschenswert.
- **Priorisierung von Leitungen:** Der NEP legt Korridore, keine konkreten Trassen, fest. Die Netzausbaumaßnahmen sind alle bindend, damit die Stabilitätsvorgaben eingehalten werden. Dennoch wäre es zu begrüßen, wenn der NEP konkrete Handlungsempfehlungen beinhalten würde zur Berücksichtigung für die Erstellung des Bundesbedarfsplans, insbesondere bezüglich der zeitlichen Priorisierung der Korridore. Bei den vier HGÜ-Korridoren ist die Inbetriebnahme bis zum Jahr 2022 erforderlich (NEP, S. 274-282). Lediglich bei dem südlichen Abschnitt des Korridors A ist ein voraussichtliches Realisierungsdatum bis 2019 erwähnt (NEP, S. 274). Hier wäre eine Handlungsempfehlung zur zeitlichen Abfolge der Umsetzung der vier Korridore wünschenswert. Die Priorisierung wäre auch in Bezug auf den Offshore-Netzplan wichtig zur Optimierung des Einsatzes der HGÜ-Technologie auf See und an Land (beispielsweise anstelle eines Einsatzes von AC an Land für eine kurze Strecke zwischen eines HGÜ-Seekabels und einer der vier HGÜ-Trassen

³ Zum Vgl.: Studie von IAEW, Consentec, FGH, 2012. *Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Abschlussbericht, 20. Januar 2012.

Nord-Süd). Bei den Ausbaumaßnahmen im AC-Netz erfolgt im NEP ebenfalls keinerlei Priorisierung. Für Netzregionen, in denen massive Überlastungen von Leitungen derzeit vorliegen, wären hier ebenfalls Handlungsempfehlungen zu begrüßen.

- **Klare Ausweisung von Pilotprojekten:** Gemäß § 12b (3a) und (3b) EnWG müssen a) Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen sowie b) der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTSL) als Pilotprojekt mit einer Bewertung ihrer technischen Durchführbarkeit und Wirtschaftlichkeit im NEP enthalten sein. Hier fehlt im NEP eine Benennung der a) **HGÜ-Pilotstrecke** sowie b) eine **Benennung des HTSL-Projektes** (EnLAG-Pilotprojekte sind im Anhang benannt).
- **Ausweisung von Trassen- und Stromkreislängen:** Zu den Ergebnissen der Maßnahmen für die einzelnen Szenarien und den Ergebnismaßnahmen im Anhang wird die Trassenlänge und der zusätzliche Korridorbedarf ausgewiesen. Hier wäre es sinnvoll nach Stromkreis- und Trassenlängen und – insbesondere unter Berücksichtigung der Transparenz und lokalen Akzeptanz – nach Anzahl der Leitungen pro Trasse zu differenzieren. Zudem erscheint es nicht kohärent, dass im Vorwort (NEP, S. 8) auf die Stromkreislänge ohne dezidierte Erwähnung Bezug genommen wird („In Deutschland wird der Strom durch die rund 35.000 km langen Übertragungsnetze von den Erzeugern in die Verbrauchszentren transportiert.“). Dies stellt in der Darstellung für den Laien eine falsche Bezugsgröße in Bezug auf die später ermittelten Trassenkilometer im Verhältnis zur Länge des Übertragungsnetzes dar.
- **Vergleichende Darstellung der Ergebnisse zu den Szenarien und quantitative Ausweisung Startnetz:** Um die Maßnahmen und das Investitionsvolumen zu den Maßnahmen der einzelnen Szenarien vergleichbar darzustellen, wäre zur Veranschaulichung eine Tabelle wünschenswert. Des Weiteren fehlt eine quantitative Darstellung des Startnetzes. Die Darstellung des Startnetzes in Kapitel 5 erfolgt rein qualitativ unter Angabe der Kategorien, aus denen das Startnetz besteht (NEP, S. 79ff.). Da sich die Investitionen für die Netzmaßnahmen der einzelnen Szenarien inklusive des Startnetzes belaufen (ohne Verkabelung), wäre es zur Erhöhung der Transparenz begrüßenswert, wenn bei der Darstellung der Startnetztopologie (NEP, S. 79ff.) quantitative Angaben zum erforderlichen Ausbau erfolgen würden. Die tabellarische Darstellung der Startnetzmaßnahmen zu den einzelnen Regelzonen (NEP, S. 98-103) enthält ebenfalls keine quantitativen Ausweisungen. Somit gestaltet sich die Einordnung des Ausbauvolumens, das dem Startnetz zuzuordnen ist, dem Leser eher mühsam unter Zuhilfenahme des umfangreichen Anhangs.

3. Abstimmung mit weiteren Netzplänen

Bei der Ausarbeitung des NEPs sind weitere Netzpläne, die zeitlich parallel oder auch versetzt entwickelt werden entscheidend. U.a. fließen der *Ten-Year Network Development Plan* der *ENTSO-E* und der *Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011* ein. An dieser Stelle möchte der BWE einige Anmerkungen bezüglich des Offshore-Netzplans und des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) einbringen.

3.1. Offshore-Netzplan

Der BWE begrüßt, dass der Ausbau der Windenergie im Norden, d.h. sowohl die installierte

Leistung Offshore als auch Onshore, Eingang in den NEP erhält und somit der Windausbau auf See als Eingangsgröße (Einspeisepunkte) für die Netzplanung an Land umfassend eingeflossen ist. Allerdings bedauert der BWE, dass nach gegenwärtigem Stand die Offshore-Netze selbst keinerlei Berücksichtigung im NEP finden. Gemäß § 12b (1) Satz 4 EnWG berücksichtigt der NEP vorhandene Offshore-Netzpläne; dies ist aber aufgrund der fehlenden Synchronität mit der zeitlich späteren Erstellung des Offshore-Netzplans in diesem Jahr nicht möglich. Der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu erstellende Offshore-Netzplan legt gemäß § 17 (2a) Satz 4 EnWG auch notwendige Trassen für die Anbindungsleitungen, Standorte für die Konverterplattformen und grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander fest. Die Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land werden von der Regulierungsbehörde in ihrem Entwurf für den Bundesbedarfsplan gekennzeichnet (§ 12a (2) EnWG). Unter der Voraussetzung, dass der **Offshore-Netzplan** entsprechend dem NEP im **Bundesbedarfsplan** aufgenommen wird, sieht der BWE die Tatsache, dass die seeseitigen Netzanschlüsse der Offshore-Windparks, die nach Inbetriebnahme ebenfalls zu den Übertragungsnetzen gezählt werden, nicht Gegenstand des NEP sind (NEP, S. 22) nicht als problematisch an.

3.2. Netzentwicklungsplan Gas

Insbesondere in Bezug auf das Leitszenario B 2022 mit einer Nettoleistung von 31,3 GW Erdgas ist eine Abstimmung des NEPs Strom mit dem Netzentwicklungsplan Gas von großer Bedeutung. Zudem müssen –

insbesondere bei der künftigen Weiterentwicklung des NEPs Strom - eine Kohärenz zwischen dem NEP Gas und dem NEP Strom bestehen, so dass ausreichend Transportkapazitäten im NEP Gas für die Anbindung von Speichern im NEP Strom vorhanden sind.

Vorschlag: Der BWE schlägt vor, dass ein eigenständiges Kapitel in den NEP Strom integriert wird, das kurz die Verknüpfung der beiden NEPs darstellt. Insbesondere soll hier Bezugnahme auf die Kapazitäten von neuen Gaskraftwerken sowie den Transportbedarf von Ferngasnetzen genommen werden. Auch zur möglicherweise künftigen Evaluierung von Sektor übergreifenden Optionen wie „Power to Gas“ ist eine integrierte Betrachtung der beiden NEPs erforderlich.

4. Handlungsempfehlung an die Politik: Alternativenprüfung mit systemoptimierendem Ansatz und längerem Zeithorizont

Ergänzend zu den im EnWG gesetzten Anforderungen an den NEP empfiehlt der BWE eine komplementäre systemoptimierende Netzanalyse für eine langfristig angelegte Netzentwicklungsstrategie („Zielnetz 2050“). Unter Annahme eines längerfristigen Zeithorizonts über die zehn Jahre des NEPs hinaus können weitere Flexibilisierungsoptionen untersucht werden, die verschiedene mögliche Entwicklungspfade für die Netze eines künftig regenerativen Energieversorgungssystems aufzeigen. Sowohl durch Innovationen und technologischen Fortschritt als auch durch den Anstieg Erneuerbarer Energien können neue Flexibilisierungsmaßnahmen an Kosteneffizienz gewinnen. Um Kohärenz herzustellen, sollte diese Analyse unter Zugrundelegung der gewählten Verfahren und Methoden des NEPs geschehen (s.o. Abschnitt 1.2). Mögliche Untersuchungsfelder wären

- Ausbau von Speichern bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien

- Integration von Gas- und Stromnetz: Nutzung von „Power to Gas“-Technologie
- Flexibilisierungsoptionen wie Lastenmanagement
- Auswirkung des Marktdesigns von Regelenergiemärkten (Verkürzung der Ausschreibungszeiten)
- Analyse von Maßnahmen auf Verteilnetzebene, hierbei Berücksichtigung von Einspeisenetzen in den Regionen sowie Erdverkabelung auf der 110 kV-Ebene.

C. Allgemeine Anmerkungen zur Kommunikation und Konsultation des NEP 2012

Der BWE begrüßt den Aufruf zur **Beteiligung der Öffentlichkeit** an dem Konsultationsverfahren zum NEP Strom 2012. Die diversen Informationsveranstaltungen zum NEP, die Veröffentlichung des NEPs und die Bereitstellung begleitender Dokumente bieten einen guten Zugang zu aktuellen Entwicklungen im Rahmen des Prozesses.

Die **Anleitung zur Konsultation** auf der Webseite ist ebenfalls sehr positiv hervorzuheben, sowie die Möglichkeit, sowohl über das Online-Formular, per E-Mail oder per Post Stellungnahmen zu übermitteln. Dennoch stellt sich dem BWE die Frage, wie sehr sich dem interessierten Laien das umfangreiche Dokument des NEPs in der Praxis erschließt, so dass eine transparente und breite Beteiligung der Öffentlichkeit möglich ist. Dieser Umstand ist u.a. auch der Komplexität des NEPs zuzuordnen. Für die Akzeptanz des Netzausbaus in der Bevölkerung ist es umso wichtiger, dass möglichst große Transparenz und Einbindung der betroffenen Bürger erreicht wird. Ein grundlegendes Verständnis der Bedeutung und nachvollziehbaren Notwendigkeit der Netzausbaumaßnahmen ist eine der wichtigsten Voraussetzungen, um eine breite Akzeptanz zu erzielen.

1. Komplexität des Dokuments und Beteiligung der Öffentlichkeit

Aufgrund der Komplexität des NEPs ist dieser für die breite Öffentlichkeit kaum nachvollziehbar. Dies erschwert es dem interessierten Laien, detaillierte Kommentare abzugeben, und birgt die Gefahr, dass der Prozess in eine Expertendiskussion mündet. Der Konsultationszeitraum von sechs Wochen ist in Anbetracht der Länge des Dokuments zu kurz bemessen.

Vorschlag: Der BWE empfiehlt, dass der Konsultationszeitraum künftig um mehrere Wochen erweitert wird. Die Informationsveranstaltungen, sowohl auf lokaler Ebene als auch an Expertengruppen gerichtet, stellen ein wichtiges Element zur Kommunikation des NEPs in der Öffentlichkeit dar und sollten weiterhin intensiv genutzt werden. Insbesondere der Zusammenhang zwischen Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan ist wichtig in der Informationsvermittlung.

2. Kommunikation des NEPs

In der Darstellung der Netzausbaumaßnahmen legt der NEP einen starken Fokus auf den hohen Ausbau der Windenergie an Land und auf See. Dies wird wiederholt als Haupttreiber des überregionalen Netzausbaus benannt.

Vorschlag: Der BWE fordert nachdrücklich, dass die über Jahre nicht getätigten Reinvestitionen in Netze (vgl. beispielsweise Realisierung der Trassenkilometer aus dena-Netzstudie I sowie Umsetzung der EnLAG-Maßnahmen⁴) explizit benannt werden.

3. Künftige Konsultationen des NEPs

Gemäß § 12d EnWG kann sich nach der erstmaligen Bestätigung des NEPs die Beteiligung der Öffentlichkeit bei Fortschreibung des NEPs auf Änderungen des Szenariorahmens oder des NEPs gegenüber dem Vorjahr beschränken. Das vollständige Verfahren muss lediglich alle drei Jahre durchgeführt werden.

Vorschlag: Um eine Offenheit des iterativen Prozesses sicherzustellen, ist es für die Transparenz entscheidend zu wissen, nach welchen Kriterien auch innerhalb der Drei-Jahres-Periode das vollständige Verfahren bei Bedarf durchgeführt werden kann, insbesondere unter Berücksichtigung des § 12c (3) EnWG.

Ansprechpartner:

Dr. Stephanie Ropenus, T +49 (0)30 / 21 23 41 – 244, s.ropenus@wind-energie.de

Georg Schroth, Leiter Politik, T +49 (0)30 / 21 23 41 – 242, g.schroth@wind-energie.de

⁴ Beispielsweise ermittelte die dena-Netzstudie I, erschienen im Jahr 2005, einen Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015. Zum Abschlusszeitpunkt der dena-Netzstudie II (November 2010) waren lediglich 90 km dieser 850 km realisiert.

Bei 12 der 24 EnLAG-Maßnahmen wird die jeweils vorgesehene Inbetriebnahme teilweise um mehrere Jahre überschritten aufgrund von deutlichen Verzögerungen im Genehmigungs- und Realisierungsplan (vgl. BNetzA *Monitoringbericht* 2011, S.7). Im zweiten Quartal 2011 sind insgesamt 149 Ausbaumaßnahmen auf Übertragungsnetzebene bis 2014 vorgesehen, davon unterlagen 73 Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen (ebd., S. 8).