

## Stellungnahme

# Netzentwicklungsplan Strom 2025

Auf Basis des ersten Entwurfs der  
Übertragungsnetzbetreiber

Berlin, 10. Dezember 2015

## 1 Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt es, dass mit Artikel 2 des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ab 2016 auf einen zweijährlichen Turnus umgestellt wird. Die jährliche Taktrate der NEP-Erstellung führte bereits bei den bisherigen Netzentwicklungsplänen zu starkem Zeitdruck bei allen Prozessbeteiligten.

Positiv zu würdigen ist, dass sich im Vergleich des NEP-Entwurfs mit den NEPs der vergangenen Jahre zeigt, dass der wesentliche Anteil der Netzausbauprojekte eine hohe Robustheit gegenüber Änderungen aufweist und damit Planungssicherheit auch für die Stromerzeuger gibt.

Die Berücksichtigung einer Spitzenkappung von max. 3 % der Jahresenergiemenge der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik in allen sechs Szenarien sehen wir als sinnvoll an. Es lässt sich aber feststellen, dass es weiteren Verbesserungsbedarf bei der Differenzierung zwischen den Begriffen Spitzenkappung und Einspeisemanagement sowie bei der neuen Maßnahmenbewertung genutzten Begriff EE-Einspeisemanagement gibt. Im vorliegenden NEP wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Spitzenkappung bei allen VNB angewendet wird. Inwieweit diese Annahme zutrifft, wird erst bewertbar sein, wenn das entsprechende Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist. Bei Klarheit zu den politischen Rahmenbedingungen sollten hierzu die Aussagen der VNB im nächsten NEP berücksichtigt werden.

Weiterhin würdigt der BDEW die angewandte Methodik zur Maßnahmenbewertung und Ermittlung der daraus abgeleiteten Vorzugsmaßnahmen.

Kritisch sehen wir die Umsetzung der durch die Bundesnetzagentur vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Reskriktionen, die nicht mit dem Europäischen Emissionshandel (EHS) als dem zentralen Lenkungsinstrument für die Emissionsminderung in Europa in Einklang stehen, und den Wegfall der vertikalen Punktmaßnahmen an. Während zudem der Ausbau der erneuerbaren Energien sehr detailliert abgebildet wird, erfolgt die Berücksichtigung der Entwicklung nur dem pauschalen Ansatz einer Zuweisung fiktiver Lebensdauererwartungen. Dies ist nicht nachzuvollziehen und bildet vor allem keine energiewirtschaftlich geschlossene Darstellung, die für Marktprognosen o. ä. Verwendung finden kann. Der Begriff „wahrscheinliche Entwicklung“, den die ÜNB hier verwenden, ist diesbezüglich höchst irreführend.

Vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Übertragungsnetzbetreiber, um das Konsultationsergebnis nicht vorwegzunehmen.

## 2 Anmerkungen zum 1. Entwurf des NEP Strom 2025

### ➤ Frequenz der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Im Prozess zur bisherigen Erstellung des nun im 1. Entwurf vorliegenden Netzentwicklungsplan 2025 (NEP 2025) bzw. Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 (O-NEP 2025) kam es mehrfach zu zeitlichen Verzögerungen. Zum einen wirkte sich die EEG-Novelle im ersten Halbjahr 2014 mit der erstmaligen Bestimmung von Ziel- und Ausbaukorridoren für Erneuerbare Energien verzögernd aus. Zum anderen war es auch angebracht, mit der Erarbeitung des aktuellen Entwurfs für den NEP und den O-NEP 2025 die politischen Grundsatzentscheidungen abzuwarten.

Doch führte der bisherige Prozess vor Augen, wie anspruchsvoll es ist, jährlich einen neuen NEP bzw. O-NEP zu erarbeiten. So kam es zu zeitlichen Überschneidungen von verschiedenen Netzentwicklungsplänen in verschiedenen Stadien, d. h. zu Parallelprozessen. Dadurch entsteht die Gefahr, dass in der breiten Öffentlichkeit ein verwirrendes Bild erscheint, was wiederum die Akzeptanz für den Netzausbau im Allgemeinen und die Transparenz bei der Erarbeitung der Netzentwicklungspläne im Besonderen beeinträchtigen kann. Es ist daher zu begrüßen, dass mit Artikel 2 des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans auf einen zweijährlichen Turnus umgestellt wird. Ab 2016 wird daher nur noch in geraden Jahren ein NEP bzw. O-NEP erstellt. In den dazwischen liegenden Jahren berichten die Übertragungsnetzbetreiber über den Stand der Umsetzung.

Aus fachlicher Sicht spricht jedoch nichts gegen die verspätete Vorlage der aktuellen Dokumente. Im Gegenteil: Die beiden Entwürfe für den NEP 2025 und O-NEP 2025 werden durch die zeitliche Verzögerung aufgrund des Bezuges auf die letzten politischen Entscheidungen qualitativ gestärkt und in ihrer Aussagekraft unterstützt.

Gerade die grundsätzlichen politischen Entscheidungen der letzten 18 Monate zeigen, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan – wie schon in den früheren Jahren – gegenüber sich veränderten Rahmenbedingungen nahezu unverändert notwendig erscheinen. Alle Maßnahmen aus dem NEP 2013 und NEP 2014, die von der Bundesnetzagentur bestätigt worden sind, bleiben auch weiterhin erforderlich.

### ➤ Spitzenkappung

Der BDEW begrüßt, dass in allen Szenarien eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik berücksichtigt wird. Verbesserungsbedarf sehen wir jedoch bei der Differenzierung zwischen den Begriffen Spitzenkappung und Einspeisemanagement sowie dem bei der neuen Maßnahmenbewertung genutzten Begriff EE-Einspeisemanagement. Ebenso sollte der Zusammenhang zwischen Spitzenkappung, Einspeisemanagement und nicht verwertbarer Energie (Dumped Energy) besser erläutert werden. Im vorliegenden NEP wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Spitzenkappung bei allen VNB angewendet wird. Inwieweit diese Annahme zutrifft, wird erst bewertbar sein, wenn das entsprechende Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist. Bei Klarheit zu den politischen Rahmenbedingungen sollten hierzu die Aussagen der VNB im nächsten NEP berücksichtigt werden.

➤ Ergebnisse der Regionalisierung: Photovoltaik

Auf Seite 39 des Netzentwicklungsplans werden die Ergebnisse der Regionalisierung für Photovoltaik beschrieben. Hier heißt es: „*Gut erkennbar ist der insbesondere auf ein hohes Dachflächenpotenzial zurückzuführende Ausbau der Photovoltaik in den bevölkerungsreichen Regionen wie Hamburg, Berlin und München.*“ Es stellt sich die Frage, ob die Regionalisierung auf Basis des sehr hohen theoretischen Potentials geeigneter Dachflächen und gewerblich genutzter Gebäude insbesondere in Ballungszentren realistisch ist. Ein entsprechender realer Anstieg in Ballungszentren ist derzeit nicht zu beobachten. Dieser Punkt bedarf einer Prüfung.

➤ Vertikale Punktmaßnahmen

Gegenüber dem NEP Strom 2014 werden im aktuellen NEP keine vertikalen Punktmaßnahmen mehr ausgewiesen. Der Wegfall der vertikalen Punktmaßnahmen wird kritisch gesehen, da diese Punkte

- wesentliche Grundlage der Versorgungsaufgabe des Übertragungsnetzes sind,
- wichtige Ausgangspunkte für die weitere Entwicklung der unterlagerten Verteilnetze sind,
- wichtige Anschlusspunkte und damit Indikatoren für Investoren für die Projektentwicklung sind und
- für die öffentliche Diskussion wichtig sind.

Es wird deshalb vorgeschlagen, vertikale Punktmaßnahmen informatorisch aufzunehmen, wenn diese zwischen VNB und ÜNB abgestimmt sind.

➤ Umsetzung der vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Restriktion

Die Umsetzung der durch die BNetzA vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Restriktion durch einen CO<sub>2</sub>-Aufschlag ist zwar modelltechnisch nachvollziehbar, stellt jedoch lediglich eine theoretische Betrachtung dar. Insbesondere durch den starken Einfluss auf die Im- und Exportsituation und die explizit nicht berücksichtigten Rückkopplungseffekte (u. a. auch auf den CO<sub>2</sub>-Preis) kann hierbei nicht mehr von konsistenten europäischen Szenarien ausgegangen werden. Zudem widerspricht diese Abgrenzung dem Grundgedanken des europäischen Emissionshandelssystems einer einheitlichen EU-weit geltenden Emissionsobergrenze für Industrie und Energiewirtschaft. Auch mit der im Rahmen des Nationalen Aktionsprogramms Klimaschutz gewählten Abgrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (Stromerzeugung versus Energiewirtschaft) steht die Obergrenze nicht im Einklang.

Eine Bezugnahme auf den Europäischen Emissionshandel (EHS) als zentrales Lenkungsinstrument für die Emissionsminderung in Europa fehlt darüber hinaus völlig. Rein nationale Vorgaben für die Emissionen des deutschen Kraftwerksparks verzerren den Strombinnen-

markt und führen nicht zu einer Emissionsminderung, da die in Deutschland vermiedene Nachfrage nach Emissionszertifikaten andernorts in Europa zu einem höheren Emissionsausstoß führt.

- Modellierung des konventionellen Kraftwerksparks keine „wahrscheinliche Entwicklung“

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks wird sehr pauschal anhand fiktiver Lebensdauererwartungen ermittelt. Diese Annahme blendet aber z. B. für die Braunkohle die Zusammenhänge zwischen Tagebauen und Kraftwerken und die in der Realität bereits heute angenommenen Werte überschreitenden Lebensdauern vollkommen aus; die Betriebsgenehmigungen sind unbefristet. Zum Teil werden auch Außerbetriebnahmen unterstellt (4 x 300 MW-Blöcke in Niederaußem), die in der Realität explizit an die Inbetriebnahme eines Neubaus (BoAplus) geknüpft sind, der im Szenariorahmen aber nicht berücksichtigt wird. Zudem unterstellen alle Szenarien gleiche Commodity-Preise, sind dann in der Folge aber einmal gas-, ein andermal kohlelastig. Dies passt nicht zu den in der Realität zu beobachtenden Entwicklungen und stellt eine synthetische Komposition zur Vereinfachung dar, keinesfalls aber, wie von den Übertragungsnetzbetreibern dargelegt, eine „wahrscheinliche Entwicklung“. Dieser Begriff sollte daher unbedingt vermieden und auf die zur Modellierung verwendeten, vereinfachenden Annahmen, die nicht der Realität entsprechen, explizit und deutlich hingewiesen werden.

- Angedachte Methodik zur Maßnahmenbewertung

Positiv anzumerken ist die beispielhaft angewandte neue Methodik zur Bewertung der Maßnahmen und Ableitung von Vorzugsmaßnahmen anhand bestimmter Kriterien. Unklar ist, ob die gewählten Kriterien überschneidungsfrei sind. Zum Beispiel ist der Einfluss einer Maßnahme auf Redispatch und EE-Einspeisemanagement nicht eindeutig trennbar.

**Ansprechpartnerin:**

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung  
und Mobilität

Telefon: +49 30 300199-1114

Ingride.kouengoue@bdew.de