

<b>Stellungnahme der RWE AG, Essen, Opernplatz 1, zum Netzentwicklungsplan 2025</b>
---

Essen, 10. Dezember 2015

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 02. November 2015 die Entwürfe des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 (O-NEP) veröffentlicht. Der NEP 2025 basiert dabei auf den durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenarien. Zu dem Szenariorahmen wurde durch die BNetzA eine Konsultation im April bis Mai 2015 durchgeführt, in der zu den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen Stellung bezogen werden konnte. Der NEP 2025 sowie der O-NEP 2025 selbst stehen bis zum 13. Dezember 2015 zur Konsultation. RWE begrüßt die Möglichkeit, zu den vorliegenden Entwürfen Stellung nehmen zu können.

### **NEP 2025**

Grundsätzlich bewerten wir den im NEP 2025 festgestellten Netzausbaubedarf positiv. Der Netzausbau ist, getrieben durch den Zubau der Erneuerbaren Energien, für einen erfolgreichen Fortgang der Energiewende unabdingbar. Die Umsetzung der verschiedenen Netzausbauprojekte ist wesentlich dafür, die Versorgungssicherheit in Deutschland auf hohem Niveau zu halten, die Einheitlichkeit des Marktgebiets und damit die Funktionsfähigkeit des Strommarkts zu gewährleisten und die Systemintegration der erneuerbaren Energien wie auch deren Absicherung durch die weiterhin unverzichtbare konventionelle Stromerzeugung zu ermöglichen. Damit erhält auch RWE Planungssicherheit im Hinblick auf den für den Betrieb unserer Kraftwerke unverzichtbaren Netzzugang.

Unabhängig davon sehen wir allerdings in mehreren Punkten Anpassungsbedarf, den wir wie folgt begründen möchten:

#### **1. „Wahrscheinliche Szenarien“ (u.a. S. 17, S. 25)**

RWE bedauert und kritisiert, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die unterstellten Szenarien nicht an ihren Standpunkt des genehmigten Szenariorahmens gehalten haben. Dort wurde explizit darauf hingewiesen, dass zur Vermeidung von Scheingenauigkeit ein pauschaler Ansatz zur Bestimmung des Kraftwerksrückbaus als sachgerecht erachtet wird. Nunmehr wird im NEP 2025 mehrfach darauf hingewiesen, dass der Szenariorahmen „wahrscheinliche Entwicklungen“ der Energielandschaft in Deutschland und Europa beschreibt. Dies kann so nicht mitgetragen werden, da es sich allein bei der Unterstellung einer pauschalen Laufzeit der Kraftwerke nicht um eine „wahrscheinliche Entwicklung“ handelt. Alle Szenarios unterstellen zudem gleiche Commodity-Preise, führen aber einmal zu einer kohlegeprägten Erzeugungslandschaft

(Szenario A), sonst zu eher gasgeprägten Szenarios (B und C). Dies ist im Sinne einer wahrscheinlichen Entwicklung ein Widerspruch und stellt eine synthetische Komposition, aber keine auf wirtschaftliche Entscheidungen begründete, wahrscheinliche Entwicklung dar. Die Formulierung „wahrscheinliche Entwicklung“ ist daher zu ersetzen.

## **2. Deckung der Spitzenlast durch konventionelle KW (S. 29/30)**

Es ist kritisch festzustellen, dass in allen Szenarien bis auf das Szenario A 2025 die installierte konventionelle Kraftwerksleistung geringer als die Spitzenlast in Deutschland ist. Wie die Marktsimulation zeigt, ist Deutschland in einer Versorgungssicherheits-Engpasssituation nicht in der Lage, die Nachfrage aus eigener Erzeugungsleistung zu decken. Insbesondere in Verbindung mit der Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Vorgabe wird Deutschland zum Nettoimporteur. Wenn auch nicht Fokus dieser Untersuchung, so werden doch unweigerlich Fragen hinsichtlich eines angemessenen Marktdesigns und einer akzeptablen Ausfallwahrscheinlichkeit aufgeworfen.

## **3. Wetterjahr (S. 31)**

Die Analyse geht von dem Jahr 2011 als einem durchschnittlichen Wetterjahr aus. Der Netzausbaubedarf muss allerdings auch auf Einspeisesituation und Transportbedarfe bei Extremwetterereignissen ausgelegt sein, die regelmäßig zu beobachten sind. Deren Berücksichtigung ist nicht erkennbar. Diesbezüglich ist der NEP 2025 entsprechend zu ergänzen.

## **4. CO<sub>2</sub>-Reduktionsannahmen (S. 35, S. 54, S. 78)**

Der Szenariorahmen sieht nach Vorgabe der BNetzA eine Beschränkung der innerdeutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen in drei der sechs Szenarien vor. Hierbei wurde die Übertragung der Minderungsziele der unterschiedlichen Jahre ggü. 1990 vom sektorübergreifenden Entwicklungspfad auf den Stromsektor seitens der BNetzA festgelegt (187 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2025 / 134 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2035). Dies ist in keiner Weise vom relevanten rechtlichen Rahmen gedeckt: Das europäische Emissionshandelssystem sieht eine einheitliche EU-weite CO<sub>2</sub>-Obergrenze, keinesfalls aber nationale Abgrenzungen. Zudem stimmt auch schon die Abgrenzung nicht mit dem aktuellen Nationalen Aktionsprogramm Klimaschutz überein: hier wurde die Energiewirtschaft als Ganzes betrachtet, nicht aber der Stromsektor. Zudem wird im NEP die Stromerzeugung aus Abfall jeweils hälftig den konventionellen und den erneuerbaren Energieträgern zugeordnet, womit aber die statistisch der konventionellen Stromerzeugung zugeordnete Verbrennung industrieller Abfälle und deren CO<sub>2</sub>-Emissionen überschätzt wird. Schließlich lässt die statische Modellierung die Rückwirkungen mit dem europäischen Auslang außer acht: So würde ein nationaler Aufschlag auf den CO<sub>2</sub> Preis mit entspre-

chender Minderung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes in Deutschland zu sinkenden CO<sub>2</sub> Preisen im EU-ETS führen, was dort zu einem entsprechenden Mehr an CO<sub>2</sub> führen würde. So weisen entsprechend die relevanten Szenarien zunehmende Importe (+ 30 TWh) und einen steigenden Netzausbaubedarf (+ 1 Mrd. € höhere Kosten, siehe S. 78) vor allem in Ostdeutschland auf.

## **5. KWK-Ziele (S. 81)**

Die Annahmen, die der KWK-Zielüberschreitung in den Szenarien B und C zugrunde gelegt werden, sind nicht transparent. Insbesondere ist zu beachten, dass die Bundesregierung zwischenzeitlich das KWK-Ausbauziel nach unten korrigiert hat. Schließlich ist zu hinterfragen, wie der KWK-Ausbau/-Einsatz mit den CO<sub>2</sub>-Minderungsannahmen in Einklang steht.

## **6. Resultierender Netzausbaubedarf / Kapazitäts- und Netzreserve**

RWE begrüßt die grundsätzliche Robustheit wesentlicher Netzausbaumaßnahmen zwischen den Szenarien und auch über die verschiedenen Netzentwicklungspläne. Ein in großen Teilen stabiler Entwicklungspfad für das deutsche Übertragungsnetz ist eine wichtige Voraussetzung für einen prognostizierbaren Rahmen für den Erzeugungsektor.

Über den robusten Rahmen hinaus zeigt sich aber auch, dass die im Szenariorahmen angenommenen Veränderungen des deutschen Erzeugungsportfolio verstärkte Leistungsimporte in einzelnen Stunden bewirken, die erheblichen zusätzlichen Netzausbaubedarf bewirken (insbesondere im Szenario B2). Dies verdeutlicht die Bedeutung einzelner Erzeugungssituationen, die von der heutigen Erzeugungssituation abweichen. Vor diesem Hintergrund erscheint es für die Zukunft erforderlich, auch adäquat auf die unterschiedlichen Kraftwerksreserven einzugehen, die zur Absicherung der deutschen Versorgung und der Netzstabilität vereinbart sind. Der Einsatz dieser Einheiten in kritischen Situationen wird über eine Marktsimulation nicht abgebildet, eine sichere und stabile Einbindung dieser Kraftwerke ist allerdings elementare Voraussetzung zur Wahrung der Versorgungssicherheit.

Zu den Themen Spitzenkappung und Regionalisierung des Photovoltaikzubaus verweisen wir auf die Stellungnahme des BDEW, der wir uns in diesen Punkten vollumfänglich anschließen.

## **Grundsätzliche Anmerkungen zur Entwicklung des Kraftwerksparks (konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien)**

Um erhöhte Planungssicherheit für alle Beteiligten zu erreichen, ist von besonderer Bedeutung, dass die Eingangswerte für den Netzentwicklungsplan die ganze Spannbreite

möglicher zukünftiger Entwicklungen umfassend abbilden. Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien wird dem im Rahmen des Szenariorahmens mit einer möglichst genauen Regionalisierung und stundenscharfen Einspeiseszenarien (auf Basis des Wetterjahrs 2011 als Referenz) ebenso detailgenau gefolgt, wie bei der Entwicklung der KWK-Anlagen und der geplanten Erzeugung.

Dem gegenüber wird die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und dessen Entwicklung, entgegen des von den Netzbetreibern für den aktuellen NEP2015 beantragten Vorgehens, im Modellansatz nur schematisch berücksichtigt. Den Kraftwerken wird über einen standardisierten Ansatz eine fiktive Lebenserwartung zugewiesen; die angenommenen Werte liegen dabei zwischen 40 und 50 Jahren für Braunkohlekraftwerke. Für das präferierte Szenario B1 2025 werden als Lebensdauer der Kraftwerke 45 Jahre zugrunde gelegt. Dieser Ansatz blendet die Tatsache einer unbefristeten Betriebsgenehmigung für die Kraftwerke und das tatsächliche Alter der Anlagen vollkommen aus. Aufgrund der aktuellen Vorgehensweise, eine fiktive „Lebenserwartung“ für konventionelle Kraftwerke als Basis des Netzausbaus festzulegen, wird in den Szenarien ein realitätsferner Kraftwerkspark abgebildet.

Dies lässt sich an zwei einfachen Beispielen belegen:

- Nimmt man das Jahr 2013 mit einer installierten Braunkohlenkraftwerkskapazität von 21,2 GW als Referenzjahr, und berücksichtigt die im Strommarktgesetz vorgesehenen 2,7 GW Braunkohle der Sicherheitsbereitschaft ab 2016 bis 2019, müsste im Szenario B1 2025 für die Braunkohle eine installierte Leistung von 18,5 GW ausgewiesen sein. Diese Kapazität wird jedoch in keinem Szenario der BNetzA abgebildet. Für das rheinische Revier ergeben sich sogar nur noch Kapazitäten in einer Größenordnung zwischen 3,2 – 3,9 GW. Dies entspricht den drei BoA-Blöcken und der Veredlung und in keinsten Weise unseren Planungen und der Realität. Alleine die Tatsache, dass die Bundesregierung die Einführung einer Sicherheitsbereitschaft aus Klimaschutzgründen zur Stilllegung der Anlagen für notwendig erachtet hat, zeigt doch, dass grundsätzlich von einer längeren Laufzeit auszugehen ist.
- Die heutigen Bestandsblöcke des Kraftwerks Weisweiler wurden von 1965 bis 1975 in Betrieb genommen. Ihre voraussichtliche Betriebszeit ist direkt mit der erwarteten Auskohlung des Tagebaus Inden um 2030 gekoppelt. Entsprechend wird die reale Betriebszeit der Blöcke deutlich über den „Vorgaben“ der BNetzA von 45 Jahren liegen.

Neben diesen einfachen Zusammenhängen wird darüber hinaus über den kategorischen Ausschluss von Neubaumaßnahmen im NEP2025 die Verknüpfung der Außerbetriebnahme von vier 300 MW-Blöcken am Standort Niederaußem mit der Inbetriebnahme von BoAplus ignoriert. Ohne eine Inbetriebnahme von BoAplus erfolgt keine kapazitätsgleiche Stilllegung, wie sie in den Unterlagen zum NEP2025 ausgewiesen ist. Diese sind entsprechend zu korrigieren.

Es ist zu bedauern, dass diese Änderungen im notwendigen NEP 2025 vermutlich keinen Niederschlag mehr finden werden, da dieser Grundlage der Aktualisierung des Bundes-

bedarfsplans wird. Spätestens aber beim Szenariorahmen Strom 2016 sind Anpassungen zwingend erforderlich:

- Die von der BNetzA im Dezember 2014 vorgegebenen Betriebszeiten – 40/45/50 Jahre – für Braunkohlenkraftwerke sind zur Bestimmung der Szenarien ungeeignet und dürften nicht mehr zugrunde gelegt werden (da fiktiv). Gerade die Vereinbarung zur Stilllegung von Blöcken im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft zeigt, dass von längeren Laufzeiten der Braunkohlenkraftwerksblöcke auszugehen ist; ohne diese Vereinbarung wären alle Blöcke weiter am Netz geblieben. Vielmehr ist eine realitätsnähere Abbildung unter Berücksichtigung der betrieblichen Gegebenheiten und Zusammenhänge zwischen Kraftwerken und Tagebauen heranzuziehen.
- Weitere Anpassungen werden durch die aktuell in Vorbereitung befindliche Novellierung des EEG und die Einführung von Ausschreibungsverfahren erforderlich. Damit wird der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch den Gesetzgeber über die ausgeschriebenen Mengen sowie das Regionalisierungsmodell spezifiziert. Die weite Spreizung der EE-Ausbauszenarien muss im kommenden Szenariorahmen daher deutlich zurückgefahren werden, die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark angepasst werden.

Mit freundlichen Grüßen

RWE Aktiengesellschaft

Gez. i.V. Andreas Brabeck