

Karlsruhe, 12. April 2013

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Netze und Regulierung (HOL VR)

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon 0721 63-14490
Telefax 0721 63-13816
www.enbw.com

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) nimmt gerne die Möglichkeit wahr, im Rahmen der öffentlichen Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2013 Stellung zu nehmen. Gleichzeitig möchte die EnBW die von den ÜNB geleisteten Arbeiten zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs sowie die damit verbundene Information und Beteiligung der breiten Öffentlichkeit anerkennen.

Den Netzen kommt bei der Umsetzung der Energiewende eine zentrale Rolle zu. Die EnBW plädiert dabei für einen bedarfsgerechten Netzausbau, der mit der Weiterentwicklung der Erneuerbaren Energien und der Vorhaltung konventioneller Erzeugung in einem volkswirtschaftlichen Optimum in Einklang gebracht werden kann. Für die aktuellen und die weiteren Netzentwicklungsplanungen der ÜNB sehen wir die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüften und als erforderlich festgestellten Maßnahmen im Rahmen der Festlegung des NEP 2012 als geeignete Grundlage – insbesondere auch unter dem Aspekt der Robustheit der geplanten Maßnahmen.

Zu den Inhalten der einzelnen Kapitel des NEP-Entwurfs 2013 nehmen wir wie folgt Stellung.

Vorwort

Die ÜNB schlagen für die künftigen NEP einen zweijährigen Erstellungsrhythmus vor, der dann eine höhere Qualität und eine noch intensivere Beteiligung der Öffentlichkeit gewährleisten soll. Nach Ansicht der ÜNB ist dabei auch eine zeitnahe Anpassung an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen möglich. Aufgrund der erstmaligen Erstellung des NEP Strom im Jahr 2012 hat sich die EnBW gegen eine Anpassung des Turnus unmittelbar nach der Neueinführung des Verfahrens ausgesprochen. Einen weiteren Grund für die jährliche Erstellung des NEP Strom sehen wir in der gegenwärtigen hohen Veränderungsgeschwindigkeit der energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Sofern sich jedoch geänderte Rahmenbedingungen nicht auch in einem geänderten Szenariorahmen widerspiegeln, bringt eine jährliche Neuerstellung bzw. Fortschreibung des NEP unter diesem Gesichtspunkt nach unserem Ermessen keinen Mehrwert bzw. keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn und steht dann auch nicht im Verhältnis zum Aufwand der am Prozess Beteiligten. Somit könnte nach Erreichen eines „eingeschwungenen Zustands“ im Verfahrensablauf über eine Anpassung des Turnus entschieden werden. Hierzu sind aus unserer Sicht u. a. weitere Fortschritte in Bezug auf die Einbindung der Verteilnetzbetreiber, die Berücksichtigung der Kraftwerksbelange oder dem Umgang mit Sensitivitätsbetrachtungen sinnvoll und erforderlich.

Der Begriff Versorgungssicherheit wird an mehreren Stellen des vorliegenden NEP verwendet, so auch im Vorwort. Im gleichen Zusammenhang wird auch der Begriff Systemsicherheit gebraucht. Neben dem Netz trägt die Erzeugung in erheblichem Maße zur Versorgungssicherheit der Energieversorgung bei. Anhand

des gesetzlichen Auftrags der ÜNB verstehen wir als ihre Aufgabe die Gewährleistung eines stabilen und auch langfristig sicheren Netzbetriebs; dies ist ebenfalls Aufgabe der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Einführung (Kapitel 1)

Die EnBW begrüßt, dass die ÜNB im Rahmen der Konsultation des NEP Strom allen Interessierten wiederum ein ausreichend langes Zeitfenster zur Stellungnahme zur Verfügung gestellt hat.

Ebenso halten wir den Wunsch der ÜNB, jeweils eigene Stellungnahmen zum NEP und zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) abzugeben, für praktikabel.

Methodik der Erstellung des Netzentwicklungsplans (Kapitel 2)

Im Gegensatz zum NEP 2012 werden im vorliegenden NEP-Entwurf ausschließlich die Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 detailliert betrachtet, wohingegen für die weiteren Szenarien des Szenariorahmens 2013 indikative Analysen des Maßnahmenbedarfs anhand repräsentativer Netzsituationen durchgeführt werden. Wenngleich das für den aktuellen NEP angewendete Vorgehen der ÜNB wohl der besonders engen zeitlichen Fristen (Genehmigung des Szenariorahmens 2013 am 30. November 2012, Abgabe des NEP 2013 am 3. März 2013) geschuldet sein mag, halten wir dieses auch als vollkommen ausreichend. Sowohl die grundlegenden Merkmale als auch die Eingangsgrößen der einzelnen Szenarien haben sich gegenüber dem NEP 2012 nur unwesentlich geändert. Dabei wiesen die Szenarien des NEP 2012 (A 2022, B 2022, C 2022) einen ohnehin relativ ähnlichen Maßnahmenumfang auf. Nicht zuletzt beschränkten sich auch die Prüfungen der BNetzA beim NEP 2012 auf die ermittelten Maßnahmen des dortigen Leitszenarios B 2022.

Szenarien (Kapitel 3)

Die aus EnBW-Sicht erforderliche und bereits in vorangegangenen Stellungnahmen geforderte Verzahnung mit anderen Netzentwicklungen ist bereits im vorliegenden NEP-Entwurf auf unterschiedliche Weise berücksichtigt.

Die Verzahnung zu den Maßnahmen für die seeseitigen Netzanschlüsse der Offshore-Windparks im O-NEP ist folgerichtig über die erwartete installierte Offshoreleistung und die Ausführung der zugehörigen Netzverknüpfungspunkte an Land hergestellt. Im Rahmen einer effizienten Netzanbindung der Offshore-Windparks sollte hier nach unserer Ansicht ein Netzverknüpfungspunkt bei der Detailplanung jedoch nicht mehr änderbar sein, siehe hierzu im Einzelnen unsere Stellungnahme zum Entwurf des O-NEP 2013.

Insbesondere erfolgte auch eine engere Abstimmung mit den Ferngasleitungsnetzbetreibern (FNB) bzw. dem NEP Gas. Belege hierfür sind u. a. ein Abgleich von geplanten Kraftwerken anhand vorliegender Anschlussbegehren, die Verwendung einheitlicher Eingangsgrößen in den beiden NEP bei Brennstoff- und CO₂-

Zertifikatspreisen sowie bei Emissionsfaktoren konventioneller Energieträger und eine Angleichung der in den NEP zugrunde gelegten KWK-Mengen. Eine offenbar verbesserte Koordination mit den VNB spiegelt sich in der Zurverfügungstellung einer netzknotenscharfen Zuordnung Erneuerbarer Energien durch die VNB und der Bereitstellung von Erzeugungsdaten der in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Laufwasserkraftwerken. Weitere angekündigte Schritte bei der Regionalisierung gemeinsam mit den VNB und den Bundesländern lassen eine weitere Verbesserung bei der Aufbereitung des Szenariorahmens erwarten. Dennoch sehen wir weiteren Abstimmungsbedarf zwischen den ÜNB und den jeweiligen VNB für eine robuste regionale Netzentwicklungsplanung an der Schnittstelle Hochspannungs-/Höchstspannungsnetz und vermuten hier auch noch Optimierungspotential, z. B. in Bezug auf den Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz. Hierbei ist zu begrüßen, dass in diesem Zusammenhang bspw. der Bedarf an in die 110-kV-Netze einspeisenden Höchstspannungstransformatoren noch gemeinsam mit den VNB untersucht werden soll. Ergänzend verweisen wir auch hier auf unsere vorangegangenen Stellungnahmen, in der wir die Notwendigkeit einer deutlich engeren und auch frühzeitigeren Abstimmung mit den VNB zum Ausdruck gebracht haben.

Bei den Annahmen zu konventionellen Kraftwerken wird im vorliegenden NEP die Laufzeit dieser Anlagen – mit Ausnahme der Gaskraftwerke – mit 50 Jahren angesetzt. Diese Hypothese ist unseres Erachtens aus heutiger Sicht nicht mehr gerechtfertigt, da sie die künftige Entwicklung der Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland im gegenwärtigen Marktdesign nicht ausreichend beachtet. Ein entsprechender Ansatz wäre nur dann richtig, wenn ein Weiterbetrieb konventioneller Anlagen auf Basis entsprechender gesetzlicher Regelungen unterstellt wird.

Des Weiteren können wir in Bezug auf die politischen Zielsetzungen der Bundesländer beim Ausbau der Windkraft an Land die seitens der ÜNB auf Seite 38 des vorliegenden NEP-Entwurfs getroffene Aussage eines stärkeren Zubaus von Windkraftanlagen in den südlichen Bundesländern nicht nachvollziehen. Es sind nämlich für Baden-Württemberg und Bayern die gleichen installierten Leistungen Wind onshore wie in den Szenarien A 2022 und B 2022 des NEP 2012 zugrunde gelegt.

Darüber hinaus sehen wir die im Szenariorahmen angenommene installierte Leistung Wind offshore vor dem Hintergrund der energiepolitischen Diskussionen als eine unsichere Größe an.

Die Auswirkung entsprechend veränderter Annahmen in den Szenarien auf den Netzausbaubedarf wäre dementsprechend zu untersuchen.

Hinsichtlich der im Szenariorahmen angenommenen installierten Erzeugungsleistungen sind die Anpassungen infolge der Genehmigung durch die BNetzA in Übersichtstabellen vorgestellt. Diesbezüglich halten wir auch eine Darstellung der Veränderungen der Annahmen des genehmigten Szenariorahmens gegenüber dem Vorjahr zweckmäßig; daher möchten wir einen solchen Vergleich für einen besseren Gesamtüberblick anregen.

Marktsimulation (Kapitel 4)

Erfreulicherweise führen die ÜNB nach Beauftragung durch die BNetzA Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum NEP 2013 mit Frist zum 30. Juni 2013 durch. Solche Betrachtungen haben wir im Rahmen unserer Stellungnahme zur Konsultation des Entwurfs eines Szenariorahmens für den NEP 2013 vorgeschlagen, da hierdurch weitere Erkenntnisse im Sinne einer robusten Netzentwicklungsplanung gewonnen werden können. Insbesondere haben wir angeregt, eine Untersuchung zur Findung eines volkswirtschaftlichen Optimums des Integrationsgrades Erneuerbarer Energien unabhängig vom derzeit gültigen Stand gesetzlicher Regelungen ergänzend durchzuführen, da ein Netzausbau zur Abdeckung aller Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren Energien nicht effizient erscheint. Für die von der BNetzA beauftragte Untersuchung der „Auswirkungen einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind onshore“ auf die Maßnahmen des Leitszenarios B 2023 möchten wir auf Folgendes hinweisen: Eine ausschließliche Betrachtung der Abregelung auf 80 % der installierten Leistung halten wir für nicht zielführend.

Zur Klärung des hierin liegenden Potentials zur Verringerung des Netzausbaus sollte analog zum Regionenmodell der dena-Netzstudie II eine jeweilige Abregelung der zwischen den Regionen zu übertragenden Erzeugungsspitzen in mindestens drei Stufen untersucht werden. Vorschlag: 5 %, 10 %, 20 % der EE-Erzeugungsleistung oder besser 1 %, 2 %, 5 % der Arbeitsmenge der EE-Erzeugung.

Die Ergebnisse zu der im Rahmen der Marktsimulation prognostizierten Handelsbilanz der ÜNB im NEP-Entwurf sehen wir als sehr optimistisch an. Das tatsächliche Eintreten der ermittelten Handelsbilanz mit den Nachbarländern in Form höherer Exporte aus Deutschland ist aus unserer Sicht auch in hohem Maße abhängig von den gesamteuropäischen Netzentwicklungen.

Selbst nach eigener Aussage der ÜNB innerhalb des vorliegenden NEP wird ein bedarfsgerechter europäischer Ausbau mit den ausländischen Partnern zurzeit noch untersucht; darüber hinaus werden verschiedene Hemmnisse genannt (u. a. die gegenwärtige Begrenzung ungewollter Leistungsflüsse durch Polen, Tschechien und Österreich sowie zukünftig mögliche Überlastungen der Verbundkuppleitungen nach Frankreich und die Schweiz).

Mangelnde Laststruktur, Speicher- und Exportmöglichkeiten hätten zur Folge, dass Dumped Energy und innerdeutscher Netzausbaubedarf neu bewertet und ebenso transparent dargestellt werden müssten.

Netzanalysen (Kapitel 5)

Der Einsatz von HGÜ-Leitungen als Nord-Süd-Verbindungen im Übertragungsnetz zum Transport hoher Leistungen aus Erneuerbaren Energien über große Entfernungen stellt aus unserer Sicht eine neue Technik mit einhergehenden Herausforderungen dar, vgl. unsere Stellungnahme zum zweiten, überarbeiteten Entwurf

des NEP 2012. Den prinzipiellen Einsatz dieser neuen Technik befürwortet die EnBW ausdrücklich.

Maßnahmen zu bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze (Kapitel 6)

Die ÜNB differenzieren bei den im NEP 2013 ermittelten Netzmaßnahmen erstmals zwischen vordringlichen Netzmaßnahmen und zu beobachtenden Netzmaßnahmen – Startnetzmaßnahmen sind hiervon ausgenommen. Wir verstehen das gesamte identifizierte Mengengerüst dabei als Maßnahmenbaukasten für den Netzausbau bei der Umsetzung der Energiewende und unterstützen die Vorgehensweise der ÜNB im Sinne einer Priorisierung im Hinblick auf die Notwendigkeit der einzelnen Netzmaßnahmen.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanungen werden spezielle Simulationsrechnungen durchgeführt, um die Stabilität des Elektroenergieversorgungssystems bewerten zu können. Der im aktuellen NEP-Entwurf ausgewählte Netznutzungsfall erscheint uns für solche Stabilitätsuntersuchungen jedoch wenig geeignet, da eine größere Anzahl konventioneller Erzeugungsanlagen – d. h. netzstabilisierende rotierende Massen – am Netz angeschlossen sind. Wie schon in vorhergehenden Stellungnahmen unsererseits verdeutlicht, halten wir umfassende, aussagekräftige Simulationsrechnungen für erforderlich, um unzulässige Netzurückwirkungen auf die Kraftwerke zu erkennen und geeignete netzseitige Gegenmaßnahmen vorzusehen. Das gilt insbesondere im Hinblick auf Rückwirkungen durch Ausfälle geplanter oder weiter hinzukommender HGÜ-Verbindungen auf die an den Anfangs- und Endnetzknoten angeschlossenen Kraftwerkseinheiten.

Anhang

Als redaktionelle Änderung schlagen wir vor, bei den im Anhang in den Karten dargestellten Netzmaßnahmen die zugehörigen Maßnahmennummern für eine bessere Zuordenbarkeit und damit auch einfachere Lesbarkeit einzutragen.