

Karlsruhe, 3. Juli 2012

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2012 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Netze und Regulierung (HOL TR)

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 Gelegenheit wahr, zu dem am 30. Mai 2012 veröffentlichten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2012 Stellung zu nehmen. Dabei bitten wir die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die über den Rahmen des NEP hinausgehenden Anmerkungen nicht als Kritik, sondern vielmehr als Anregung zur Entwicklung eines bedarfsgerechten Höchstspannungsstromnetzes zu verstehen. Diese sollten aufgrund ihrer Bedeutung im Kontext der Energiewende berücksichtigt werden, obwohl sie in Bezug auf den Netzausbau die gegenwärtigen gesetzlichen und regulatorischen Regelungen übersteigen.

Die EnBW begrüßt die Erstellung des Entwurfs für einen ersten NEP gemäß § 12b EnWG. Dieser basiert auf drei unterschiedlichen, von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultierten und genehmigten Szenarien mit einem Zeithorizont bis in das Jahr 2022. Eines dieser Szenarien beschreibt ferner einen Ausblick für die nächsten 20 Jahre.

In einem transparenten, sorgfältigen und gleichwohl zügigen Verfahren werden damit die Grundlagen für die Planung des erheblichen Netzausbaus im Übertragungsnetz gelegt, der in den nächsten 10 Jahren für die Umsetzung der Energiewende als erforderlich angesehen wird. Darüber hinaus besteht zum Gelingen der Energiewende – wie im NEP an mehreren Stellen richtigerweise angemerkt ist – auch ein massiver Ausbaubedarf der Verteilnetze.

Insbesondere die Einbindung einer rasant steigenden Menge an Erneuerbaren Energien sowie ebenfalls die Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes bringt einen massiven Netzausbaubedarf mit sich. Auf der Übertragungsnetzebene wird es insbesondere notwendig, Strom in zunehmendem Maße von den (Wind-)Erzeugungsschwerpunkten im Norden Deutschlands in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Dies bedeutet sowohl technische (Hochspannungsgleichstromübertragung, HGÜ) als auch genehmigungsrechtliche Herausforderungen, bringt jedoch auch steigende Kosten mit sich.

Grundsätzlich sehen wir es auch als erforderlich an, dass die im NEP dargestellten Netzausbauvorhaben mit anderen Netzentwicklungen angemessen verzahnt werden. Hierzu gehören beispielsweise die Maßnahmen eines künftigen Offshore-Netzentwicklungsplans, aber auch grenzüberschreitende und europäische Netzausbaumaßnahmen, die nicht unmittelbar Gegenstand des NEP sind. Zusätzlich erscheint – wie beispielsweise die angespannte Versorgungssituation im Februar 2012 zeigte – eine engere Koordination des Ausbaus des Strom- und des Gasnetzes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als erforderlich. Nicht zuletzt ist eine bessere Abstimmung mit den Betreibern der 110-kV-Verteilungsnetze sinnvoll. Es wäre daher zu begrüßen, wenn die künftigen NEP Strom und die genannten Netzentwicklungen (noch) besser koordiniert würden.

Ökonomisch sinnvoller Umfang des Netzausbaus

Die im NEP ermittelten Maßnahmen werden als eine Netzausbaubergrenze verstanden. Die Ergebnisse des NEP basieren auf dem Ausbau der Leitungsnetze zur vorrangigen Aufnahme des gesamten Potenzials regenerativ erzeugten Stroms. Eine Untersuchung zur Findung eines volkswirtschaftlichen Optimums des Integrationsgrades erneuerbarer Energien (EE) unabhängig vom derzeit gültigen Stand gesetzlicher Regelungen wurde beispielsweise nicht durchgeführt. Ein Netzausbau zur Abdeckung aller Erzeugungsspitzen der EE ist nicht effizient. Eine Begrenzung der Einspeiseleistung aus EE-Anlagen kann sinnvoll sein, um den Netzausbau auf das notwendige Maß zur Vermeidung struktureller Engpässe zu beschränken. Gleichzeitig möchten wir an dieser Stelle betonen, dass hierdurch der grundsätzliche Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes zur Integration erneuerbarer Energien sowie als leistungsfähige Plattform, auf der sich der Markt entfalten kann, in keinster Weise in Frage gestellt wird.

Ganzheitliche Betrachtungen, in denen die Netzausbaukosten den Kosten eingeschränkter Betriebsweisen der konventionellen und regenerativen Stromerzeugungsanlagen – durch Redispatch und/oder Einspeisemanagement – gegenübergestellt werden, kommen zu dem Ergebnis, dass eine ökonomische Kombination aus Netzausbau und eingeschränkter Betriebsweise von Erzeugungsanlagen zu geringerem Leitungsausbaubedarf und auch niedrigeren Gesamtkosten führt. Beispielsweise belegt eine von Prof. Dr. Moser von der RWTH Aachen im Mai 2012 vorgestellte Studie „Netzausbau - ganzheitlich betrachtet“, dass sich ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum unter Einbeziehung von Netzausbau und Redispatch bei temporären Engpässen ergibt.

Die Auslotung des Redispatch-Potenzials erneuerbarer Energien – insbesondere die Möglichkeit einer Einsenkung der Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien zur Vermeidung temporärer Engpässe als Alternative zum Netzausbau – sollte somit bei einer ganzheitlichen Betrachtung des Netzausbaubedarfs bereits im aktuellen NEP sinnvollerweise mitbetrachtet werden.

Bei einer solchen ganzheitlichen Betrachtung ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass den Kraftwerksbetreibern als wesentliche Voraussetzung einer Beteiligung an Redispatchmaßnahmen keine wirtschaftlichen Nachteile entstehen dürfen.

Bereits anhand der in Kapitel 4.2.4 des NEP zu „Dumped Energy in Deutschland“ dargestellten Auswertungen wird aufgezeigt, dass in den Szenarien B 2022, B2032 und C2022 mit der gegebenen Laststruktur, Speicher- und Exportmöglichkeiten nicht die komplette Energie verwertet werden kann. In diesen Situationen muss also unabhängig vom innerdeutschen Netzausbau Einspeisemanagement stattfinden. Für eine sachdienliche Diskussionsbasis sollten in den folgenden NEP die Berechnungsergebnisse bezüglich Dumped Energy zur Einsparung von Netzausbau und Dumped Energy aufgrund fehlender Laststruktur, Speicher- und Ersatzmöglichkeiten differenziert aufgezeigt werden.

Wir empfehlen daher eine Gesamtbetrachtung durchzuführen, die den Netzausbau und die Weiterentwicklung der Erneuerbaren Energien in einem volkswirtschaftlichen Optimum in Einklang bringt. Für das laufende wie auch für künftige

Konsultationsverfahren wäre es daher sinnvoll, Informationen zum nicht nur technisch, sondern auch volkswirtschaftlich optimierten Ausbau des Übertragungsnetzes zu erheben und zu bewerten. Dies wird erforderlich werden, um die Kosten des Netzausbaus auf das notwendige Maß zu beschränken.

Darüber hinaus möchten wir im Rahmen einer ganzheitlichen Betrachtung darauf hinweisen, dass etwaige Netzmaßnahmen nicht unerhebliche erzeugerseitige Maßnahmen – beispielsweise Nachrüstungen – verursachen können, deren Konsequenzen auch im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen als auch der Gesamtkosten im Kontext des Netzausbaus ebenfalls nicht unberücksichtigt bleiben dürfen (siehe detaillierte Ausführungen zu Kapitel 5 und 6 des NEP).

Nach diesen Ausführungen zum ökonomisch sinnvollen Netzausbauvolumen möchten wir gerne zu weiteren, konkreten Darstellungen in den einzelnen Kapiteln des NEP Stellung nehmen.

Vorwort

Im Vorwort wird erläutert, dass die Energiewende die Energieinfrastruktur fundamental ändert. Nachfolgend heißt es: „Diese Veränderung betrifft an erster Stelle die Übertragungsnetze, aber auch die Verteilnetze“. Diese Wortwahl ist unserer Meinung nach nicht sehr glücklich gewählt, da sie einen untergeordneten Ausbaubedarf in den Verteilnetzen suggeriert. Tatsächlich lassen jedoch aktuelle Studien einen Ausbaubedarf in gleicher Größenordnung erwarten. Auch wenn in den nachfolgenden Kapiteln der Ausbaubedarf des Verteilnetzes ausreichend Ausführung findet, regen wir an, die Formulierung an dieser prominenten Stelle anzupassen. Vorschlag: „Die Veränderung betrifft sowohl Übertragungsnetze als auch Verteilnetze.“

Szenarien (Kapitel 3)

Die EnBW sieht die von den ÜNB im NEP bereits angekündigte „noch engere und frühzeitigere Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern“ bei der Regionalisierung der Daten des Szenariorahmens als erforderlich an und begrüßt diese Vorgehensweise.

In Bezug auf die Regionalisierung der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen (Kapitel 3.3.2) ist auffallend, dass der angenommene Windausbau in den südlichen Bundesländern zu gering ist. Insbesondere in Baden-Württemberg sind im sogenannten Leitszenario B 2022 im Zuge der Regionalisierung lediglich 1,9 GW installierte Leistung der Winderzeugung abgeschätzt und zugrunde gelegt. Dagegen beträgt das aktuelle Ziel der baden-württembergischen Landesregierung diesbezüglich 4,5 GW installierte Leistung.

Marktsimulation (Kapitel 4)

Grundsätzlich muss richtig gestellt werden, dass es keine „strategische Entscheidungen“ einzelner Marktteilnehmer für eine „Kapazitätszurückhaltung“ gibt (Kapi-

tel 4.1). Wie die Sektoruntersuchung zur Stromerzeugung und zum Stromgroßhandel des Bundeskartellamtes vom Januar 2011 belegt, existiert auf dem deutschen Markt keine strategische Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten.

Für die Marktsimulation wurde ein „aus heutiger Sicht“ realistisches Szenario zugrunde gelegt. Dass hierbei ein „aus heutiger Sicht“ erwartetes Ergebnis resultiert, schafft Vertrauen in das Modell der Marktsimulation. Jedoch sollte der NEP auch für unterschiedliche Marktentwicklungen geeignet sein. Eine hierzu erforderliche Sensitivitätsbetrachtung der Eingangsparameter (zukünftig hoher oder niedriger Gaspreis, kein Neubau beziehungsweise keine Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken in Frankreich, massiver Speicherausbau im Alpenraum, kein Speicherausbau im Alpenraum, etc.) der Marktsimulation fand nicht statt. Dies sollte für die folgenden NEP erfolgen.

Die EnBW begrüßt die Darstellung der Dumped Energy in Deutschland in Kapitel 4.2.4. Hierbei wird aufgezeigt, dass beispielsweise ein Anteil erneuerbarer Energien von ca. 60 % (Szenario C 2022) eine Dumped Energy von 2,7 TWh erwarten lässt. Diese Energiemenge könnte durch Anpassungen der Laststruktur in einem Smart Grid verwertet werden. Der ermittelte Wert kann als eine Eingangsgröße bei volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Betrachtungen für Smart Grid genutzt werden.

Netzanalysen (Kapitel 5)

In Kapitel 5 wird die AC- und die DC-Technologie eingehend behandelt. Bei der DC-Technologie werden zwar die hohen Investitionskosten für die HGÜ-Konverterstationen angeführt, die hohen Verluste der Konverter und die damit verbundenen Betriebskosten bleiben jedoch unerwähnt. Vor dem Hintergrund einer möglichst vollständigen Darstellung der Merkmale dieser Technologie sollte dieser Gesichtspunkt mit aufgenommen werden.

Ferner möchten wir darauf hinweisen, dass in Bezug auf die HGÜ-Einspeisungen eine Darstellung der Auswirkungen auf die Kurzschlussleistung und damit die Netzschutzkonzepte fehlt. Dies betrifft auch die Kraftwerke, da durch die physikalisch notwendig kurzen Abschaltzeiten der Turbosätze möglicherweise Fehler nicht rechtzeitig geklärt werden können.

Darüber hinaus sind Verkabelungsmaßnahmen generell nicht Gegenstand des NEP, so dass eine seriöse Bewertung der Netzausbaumaßnahmen (noch) nicht vorgenommen werden kann. In Abhängigkeit möglicherweise erforderlicher Teilverkabelungen bei den vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen sollte ein ganzheitlicher Vergleich (technisch, wirtschaftlich, ökologisch, juristisch) mit weiteren Ausbauvarianten durchgeführt werden – gegebenenfalls mit der Folge eines Wechsels der gewählten Übertragungstechnologie.

Massnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze (Kapitel 6)

An den Standorten Philippsburg und Großgartach sind gemäß NEP bis 2022 Endpunkte der geplanten HGÜ-Leitungen und die Übergänge in das bestehende 380-kV-Netz vorgesehen. In den Stationen Großgartach und in Daxlanden werden zu diesem Zeitpunkt auch noch große konventionelle Einheiten (RDK 7, 8 und Heilbronn 7) in das 380-kV-Netz einspeisen. Es sollte sichergestellt sein, dass die 380-kV-Netze in diesem Bereich parallel so ausgebaut werden, dass diese Kraftwerke nicht zukünftig von lokalen Netzengpässen in ihrer Leistungsbereitstellung eingeschränkt werden. Durch die Konverterstationen dürfen sich keine Netzrückwirkungen auf die Kraftwerke, die zum Ausfall der Anlage und/oder zu Schäden in den technischen Einrichtungen führen können, ergeben. Dazu sind gegebenenfalls entsprechende Filteranlagen vorzusehen.

Bei einem Ausfall einer oder mehrerer HGÜ-Verbindungen können unzulässige Spannungswerte beziehungsweise Betriebszustände an den Einspeisepunkten und deren benachbarten Knotenpunkten auftreten. In den in Kapitel 6 dargestellten Ergebnissen der durchgeführten Simulationsrechnungen sind Werte enthalten, die den sicheren Betrieb der Kraftwerke gefährden können und eventuell zu Kosten führen, die den weiteren wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen in Frage stellen.

Beispiele sind die Rechenergebnisse für dreipolige Kurzschlüsse, Auswirkungen von Drehzahl- und Leistungssprüngen (Gefährdung der Turbosätze durch unzulässig hohe Torsionsschwingungen) und die Spannungseinbrüche. Ein konkretes Beispiel zeigt der berechnete mögliche Lastsprung von 180 % der Generatorwirkleistung des Kraftwerks Rostock bei einem Kurzschluss an der Netzanlage Güstrow: Dies würde zu einem enormen Schaden an dem betroffenen Turbosatz führen.

Wir empfehlen daher weitere, möglichst umfassende Simulationsrechnungen aller relevanten Fehlerereignisse.

Die derzeit berechneten Spannungseinbrüche bei Netzfehlern können in den Eigenbedarfsnetzen der Kraftwerke zu derart niedrigen Spannungen führen, dass die Kraftwerke entweder vom Netz gehen oder zu Schäden an Antriebsaggregaten führen können.

Alternativ wären Nachrüstungen in den Kraftwerken in Millionenhöhe erforderlich. In den Simulationsrechnungen sind ebenfalls extreme sprunghafte Wechsel von kapazitiven zu induktiven Blindstromeinspeisungen nachgewiesen. Auch hier schlagen wir vor, die Auswirkungen auf die Kraftwerke (Nachrüstkosten, Lebensdauerverbrauch) noch näher zu untersuchen.

In Anbetracht der anstehenden Erarbeitung der europäischen Network Codes, bitten wir diese möglicherweise kostenintensiven Auswirkungen auf die Kraftwerke auch NEP mit einfließen zu lassen. Möglicherweise sind die getroffenen Annahmen zu den Simulationen dann nicht mehr gültig.

Die durch den umfangreichen Netzaus- und -umbau entstehenden Netzabschaltungen sind eng mit den Kraftwerksbetreibern abzustimmen und in die Revisions- und Stillstandzeiten der Kraftwerke zu legen. Sollte dies nicht möglich sein, sind daraus entstehende Nachteile in der Vermarktung von den Netzbetreibern gegenüber den Kraftwerksbetreibern auszugleichen.

Darüber hinaus ist auch der Blindleistungsbedarf im Süden bei fehlender Einspeisung zu beachten. Entsprechend den Angaben in Kapitel 6.3.1 „Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung zur Spannungsstabilität“ würden ohne die HGÜ-Verbindungen im Szenario C 2022 45 GVar Blindleistungseinspeisung zur Spannungshaltung zusätzlich benötigt werden. Ein Teil dieses Blindleistungsbedarfs könnte bei durch den ÜNB veranlasster Kraftwerkseinspeisung durch diese Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden. Auch unter diesem Aspekt erscheint ein sinnvoller Mix aus Netzausbau, Redispatch und Einspeisemanagement als volkswirtschaftlich sinnvoll.