

### zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

## Netzentwicklungsplan Strom 2012

10.07.2012

### Zusammenfassung

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 30.05.2012 einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Mitgliedsunternehmen des VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. – welche 80 % des industriellen Energieeinsatzes und rund 90 % der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland ausmachen – sind unmittelbar von den zukünftigen Entwicklungen der Stromnetze betroffen. Im Jahr 2010 lag der Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe bei rd. 298 TWh – das sind 56 % des gesamtdeutschen Stromverbrauchs.

Aufgrund dieser unmittelbaren Interessen an einem sicheren und sinnvollen Netzentwicklungsplan macht VIK gerne von der Möglichkeit Gebrauch, auf wichtige Anforderungen der industriellen Energieversorgung in diesem Zusammenhang aufmerksam zu machen. VIK bittet die Entscheidungsträger, diese nachfolgenden Aspekte im vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) und in dessen weiterer Entwicklung zu berücksichtigen:

- Um auch weiterhin den hohen Anspruch an die Produktqualität zu gewährleisten, sind die im weltweiten Wettbewerb stehenden VIK-Mitgliedsunternehmen vor allem auf eine sichere und kosteneffiziente Stromversorgung angewiesen. Der NEP sollte diesem Anspruch gerecht werden.
- Die Industrie kann durch ein gezieltes Demand Side Management (DSM) einen wertvollen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten. Dieser DSM-Beitrag muss im NEP berücksichtigt werden, da hier erhebliches Potential zur Netzstabilisierung und Netzausbauvermeidung besteht.
- Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen sollten in möglichst naher Zukunft stärker in die Pflicht genommen werden, Vorkehrungen zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen zu treffen.
- Die Kosten für den überregionalen Netzausbau, die eindeutig dem Ausbau erneuerbarer Energien (v.a. Windkraft) zuzuordnen sind, sollten verursachungsgerecht über den Wälzungsmechanismus des EEG abgewickelt werden.

- Zur Herbeiführung einer stärkeren Transparenz sollte eine realistische Einschätzung eines möglichen Erdverkabelungsanteils und der damit verbundenen Kosten erfolgen und im NEP offen angesprochen werden.
- Zur Vermeidung von Netzengpässen muss der NEP auf den Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie abgestimmt werden und die Abschaltzeiten der Kernkraftwerke mit den Netzausbau- und Netzzubauzeiten synchronisiert werden.
- Speichertechnologien sind in den NEP aufzunehmen und die Entwicklungen zu begleiten und zu beobachten.

## 1. Bewertung

Die bereits mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) abgestimmten und genehmigten vier Szenarien bilden grundsätzlich ein erstes Grundgerüst für eine Bewertung der zukünftig zu erwartenden Netzbelastungen. Es zeigt sich aber deutlich, dass bezüglich der Spannbreite der Erwartungen – vor allem was den Zubau der Erzeugung aus erneuerbarer Energie oder den zukünftigen Stromverbrauch betrifft – sehr große Unsicherheiten bestehen. Für die Netzausbauplanung der Netzbetreiber sind das aber wichtige Eckpfeiler für zukünftige Investitionen, und für Netzkunden wichtige Voraussetzungen für die Standortfrage – sowohl wegen der finanziellen Auswirkungen als auch aus Gründen der Versorgungssicherheit. Nur wenn das deutsche Stromnetz weiterhin eine sichere Versorgung gewährleisten kann und der Stromtransport für den Kunden bezahlbar bleibt, kann der Industriestandort Deutschland weiter bestehen und die Industrie kann für Arbeitsplätze und Wohlstand sorgen.

Der VIK erwartet zukünftig politische Entscheidungen, die auf realistischen Rahmenbedingungen aufbauen, so dass Netzbetreibern und Kunden gleichermaßen Planungssicherheit gegeben werden kann und zukünftige Investitionen in die Netze, aber auch in Industrieanlagen sinnvoll und sicher getätigt werden können.

## 2. Mögliche Anpassungen an den Ist-Rahmen

Nicht nur bei den ÜNB besteht Unsicherheit z.B. darüber,

- welche Erzeugungstechnologien sich in zehn Jahren wie entwickelt haben werden,
- wie schnell der Ausbau der Offshore-Windparks an Fahrt gewinnt,
- ob alle Bundesländer ihre/welche Ziele für den Photovoltaik (PV)- und den Windkraft-Ausbau erreichen werden oder
- wie rasant der Bedarf an neuen, flexiblen Kraftwerken in Zukunft steigen wird.

In der Broschüre zum NEP heißt es hierzu: „Für alle Arten der Erzeugung gibt es valide Prognosen, die auch in die Szenarien des Netzentwicklungsplans eingeflossen sind. Um noch genauer planen zu können, müssen diese Prognosen aber noch besser werden.“

Da diese vagen Prognosen über zukünftig zu erwartende Erzeugungsstrukturen den Netzausbau sehr stark beeinflussen werden, sollten in möglichst naher Zukunft Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen stärker in die Pflicht genommen werden, Vorkehrungen zu treffen, die Netzausbaumaßnahmen vermeiden.

Dafür wäre es notwendig, finanzielle Anreize so zu setzen, dass zukünftig EE-Anlagen vermehrt dort errichtet werden, wo Lastsenken oder zumindest ausreichende Netzkapazitäten verfügbar sind. Durch gezielte Steuerungsmaßnahmen könnten so Netzausbau und damit verbundene Kosten vermieden werden. Beispielsweise könnte eine nach Regionen und Netzausbauzustand gestaffelte gesetzliche Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien die Standortwahl steuern.

Der Bedarfsplan ist daher zunächst eine gute Grundlage, um den Ist-Stand zu bewerten und auf Basis von Szenarien den „Grundbedarf“ zu ermitteln. Hierauf aufbauend könnten im Weiteren mögliche Einsparungen aufgrund von Maßnahmen zur lastnahen Erzeugung besser bewertet werden. Dafür wird es notwendig sein, den NEP regelmäßig auf der Grundlage neuer Erkenntnisse und Fakten neu zu justieren.

### 3. Kostenzuordnung

Der Entwurf des NEP benennt an vielen Stellen den massiven und lastfernen Ausbau der Wind-Offshore- und küstennahen Stromerzeugung aus Wind als Kostentreiber für den überregionalen Netzausbaubedarf. Das Wachstum an installierter Windleistung wird im Leitszenario auf rund 32 GW prognostiziert, was zu Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes in Höhe von rund 20 Mrd. € (ohne Verkabelung) führen wird. Diese Kosten würden nach derzeitiger Gesetzeslage über die Netzentgelte auf die Stromendkunden weitergewälzt werden. Eine weitere Erhöhung der Übertragungsnetzentgelte wäre die Folge. Unter der Annahme einer Netto-Stromabgabe der ÜNB von 463,6 TWh (lt. NEP; S. 31) wäre das eine Erhöhung von rd. 0,43 ct/kWh pro Jahr, über zehn Jahre. Die Netzentgelte (Stand: 2012) der Amprion GmbH (0,58 ct/kWh), der TenneT TSO GmbH (0,44 ct/kWh) und der TransnetBW GmbH (0,39 ct/kWh) würden sich also nahezu verdoppeln. Die Netzentgelte der 50Hertz Transmission GmbH liegen in Jahr 2012 mit durchschnittlich 0,81 ct/kWh heute bereits weit über denen der anderen ÜNB und würden sich auf 1,24 ct/kWh, d.h. immerhin noch um mehr als 50 %, erhöhen.

Es wird Zeit, dass auch die indirekten Kosten des massiven Ausbaus der Erneuerbaren transparent ausgewiesen werden. Der VIK fordert daher, die dem EE Ausbau zurechenbaren Kosten für den überregionalen Netzausbau verursachungsgerecht über den Wälzungsmechanismus des EEG (EEG-Konto der ÜNB) abzuwickeln.

Das Leitszenario B2022 sieht u.a. für das AC-Netz einen Trassenneubau von rund 1.700 km, einen Leitungsneubau auf bestehenden Trassen von 2.800 km und eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehenden Gestängen auf einer Länge von 1.300 km vor. Das Leitszenario sieht aber auch vier DC-Übertragungskorridore mit einer Trassenlänge von insgesamt 2.100 km vor, die vornehmlich durch das Netzgebiet der Amprion GmbH und TenneT TSO GmbH verlaufen sollen. Damit werden in diesen beiden Übertragungsnetzgebieten deutlich mehr Investitionskosten anfallen als in den anderen beiden Übertragungsnetzen, was sich selektiv nachteilig auf die Netzentgelte der Nutzer in diesen Regelzonen auswirken wird. Die Abwicklung der EEG-induzierten Netzausbaukosten über den schon etablierten EEG-

Wälzungsmechanismus würde zumindest für diesen Anteil einen bundesweiten Ausgleich der Belastungen gewährleisten.

Zu betonen ist, dass im NEP enthaltene Kostenschätzungen rein auf Basis der Kosten von Freileitungen vorgenommen worden sind. Es dürfte aber politisch nicht realistisch sein, den gesamten vorgesehenen Netzausbau unter Verzicht auf Erdverkabelung durchzuführen. Daher sollte zur Herbeiführung einer stärkeren Transparenz eine realistische Einschätzung über einen möglichen Erdverkabelungsanteil und die damit verbundenen Kosten erfolgen und im NEP offen angesprochen werden. Nur so kann ein transparenter und ehrlicher öffentlicher Diskussionsprozess stattfinden.

#### **4. Technische Bewertung**

Mit großer Sorge sieht der VIK die Pläne von Stromtransporten mittels HGÜ-Verbindungen. Diese bilden zwar für den Transport von Strom über große Entfernungen sicherlich die technisch, und ab einer Entfernung ab 400 km auch eine wirtschaftlich gesehen gute Technologie. Die im NEP aufgezeigten Folgen eines Ausfalls mit den erheblichen Auswirkungen auf das 380-kV-Netz in Form von Überlastungen und Gefährdung der (n-1)-Sicherheit lässt VIK aber an diesem Vorhaben zweifeln. Wie bereits oben beschrieben, ist die Industrie auf eine sichere und zuverlässige Stromversorgung angewiesen. Stromunterbrechungen und Schwankungen selbst im Millisekundenbereich können hier bereits zu längeren Produktionsausfällen und großen wirtschaftlichen Schäden führen. Es ist daher bereits bei den Ausbauszenarien und der gewählten Technologie zu berücksichtigen, dass insbesondere das 380-kV-Netz sicher funktionieren muss und von Störungen im DC-Netz keine zusätzlichen Gefahren ausgehen.

Nach Aussage der ÜNB werden DC-Trassen nicht in der Lage sein, Strom aus Leistungsüberschüssen dezentraler Einspeisungen von EE-oder KWK-Anlagen aus dem Verteilnetz aufzunehmen. Aus diesem Grund sieht der NEP auch einen weiteren Netzausbau in AC-Technik vor. Die Sinnhaftigkeit und Passgenauigkeit von HGÜ-Verbindungen für die Versorgungsaufgabe der Zukunft muss vor diesem Hintergrund genau geprüft werden. Durch diese HGÜ-Übertragung können zwar großräumig Lastflüsse im 380-kV-Netz vermieden werden, Start und Endpunkt des Stromtransports sind aber relativ starr vorgegeben, ermöglichen somit wenig Flexibilität und können daher nur begrenzt zur Stabilisierung des 380-kV-Versorgungsnetzes beitragen.

Angesichts der oben beschriebenen Unsicherheiten der Entwicklung zukünftiger Erzeugungsstrukturen sollte ein flexibler Netzausbau, der Lastveränderungen durch Zubau von Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen zeitnah berücksichtigt, Vorrang haben. Das erscheint dem VIK eher durch den vorrangigen Ausbau des AC-Netzes (vor der DC-Technologie) gegeben zu sein. Nur ein relativ begrenzter Anteil sollte zunächst als HGÜ-Verbindung zwischen den Erzeugungsschwerpunkten im Norden und den Verbrauchssenken im Süden erfolgen.

Durch einen Netzausbau in AC-Technik wäre auch eine einfachere Einbindung von steuerbaren Verbrauchslasten zur Systemstabilisierung möglich. Die Industrie bietet hierfür ab- und zuschaltbare sowie o.g. steuerbare Lasten an. Durch gezielte Demand Side Management (DSM)-Maßnahmen lassen sich bereits heute große Lastverschiebungen realisieren und sinnvoll nutzen. Festlegungen für Anreize zum Einsatz von DSM-Maßnahmen können zukünftig den Netzausbau deutlich verringern.

Der NEP lässt allerdings die Nachfrageseite vollkommen unberücksichtigt und beschränkt sich ausschließlich auf den konventionellen Kraftwerkspark und die Einspeisung aus EE-Anlagen in seinen Auswirkungen auf den Netzbedarf. Industrielle Erzeugungsanlagen und Laststeuerungen bleiben unberücksichtigt.

Die von der Nachfrageseite, insbesondere der Industrie, angebotenen DSM- und Erzeugungspotentiale müssen unbedingt im NEP Berücksichtigung finden, weil hierdurch ein Teil des Netzausbaues und damit erhebliche Kosten vermieden werden können.

## 5. Anforderung an zukünftige Entwicklungen

### - Techniken, Speicher

Durch die zukünftige Veränderung der deutschen Stromerzeugungsstruktur, mit einer Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 35 % in 2020, wovon der größte Teil volatil und dargebotsabhängig sein wird, werden zukünftig neue Anforderungen an Flexibilitäten im Stromnetz gestellt. Aufgrund des Auseinanderfallens von Erzeugung aus dargebotsabhängigem Strom, z.B. aus Wind und PV, und dem Verbrauch von Strom ist eine Weiterentwicklung von Speichertechnologien unerlässlich. Zumindest in der Übergangsphase sind Anreize für flexible Kraftwerke notwendig. Der geplante Netzausbau sollte eine belegbare Annahme zum Speicherausbau berücksichtigen, um damit auch die Lücke an flexibler Kraftwerkskapazität – idealerweise lokal differenziert – realistisch aufzuzeigen. Es kann bereits jetzt sinnvoll sein, mögliche Speichertechnologien in den NEP aufzunehmen und die Entwicklung zu begleiten und zu beobachten. Somit kann der jeweilige Status quo der einzelnen Technologien über die Jahre genau verfolgt werden und gezielt in die Planung eingebunden werden.

Ein Energiekonzept, das allein bis zum Jahre 2030 einen Anteil von 50 % der Stromerzeugung aus weitgehend volatiler und dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie vorsieht, ist nur mittels Netzausbau und ganz ohne Speichertechnologien sowie ein marktwirtschaftlich getriebenes Konzept zur Anreizung flexibler Kraftwerke nahezu undenkbar.

Der VIK empfiehlt, Speichertechnologien weiter intensiv zu entwickeln, denn angesichts der hohen Kapazitätsmengen, die bei volatilen Erzeugungsformen mit niedrigen Vollaststunden notwendig werden, wird die umgebaute Stromerzeugungsstruktur ab einem gewissen Ausbaugrad nicht ohne Speicher auskommen können. Gleichwohl sollten auch hier alle regulatorischen Potentiale genutzt werden, um den notwendigen Ausbau von Speichern wirtschaftlichen Alternativen gegenüber zu stellen. Eventuell abschätzbare Mengen wirtschaftlich sinnvoller Anwendungen der Power to Gas-Technologie sollten heute sowohl im NEP-Strom aber auch im NEP-Gas berücksichtigt werden. Hier könnten sich u.U. höhere Ausbaupotentiale im Gasleitungsbau ergeben, die aufeinander abgestimmt werden sollten.

### - AKW-Abschaltpläne der Bundesregierung

Die regionalen Netzmaßnahmen sollten bezüglich ihrer zeitlichen Planung unbedingt den in § 7 AtG festgeschriebenen Abschaltungen von Kernkraftanlagen Rechnung tragen. Der vollständige Abschluss der Maßnahmen bezüglich der Südwestkuppelleitung zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern (Maßnahmen

50HzT-001 und TTG-004) ist beispielsweise laut des Netzentwicklungsplans erst für 2018 vorgesehen. Gemäß § 7 AtG soll das am südlichen Endpunkt der genannten Trasse gelegene AKW Grafenrheinfeld bereits Ende 2015 vom Netz gehen. Der vorzeitige Abschluss der Netzausbauprojekte erscheint hier geboten, um die Versorgungssicherheit für die Region aufrechterhalten zu können. Entsprechend sollten alle im Netzentwicklungsplan aufgeführten Netzmaßnahmen auf ihre Synchronität mit den geplanten Abschaltungen von Kernkraftanlagen überprüft werden.