



E.DIS AG · Langewahler Straße 60 · 15517 Fürstenwalde/Spree

Netzentwicklungsplan Strom  
Postfach 10 05 72  
10565 Berlin

Fürstenwalde/Spree, 24. Februar 2017

**Netzentwicklungsplan 2030 Version 2017**  
Stellungnahme zum 1. Entwurf

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit möchten wir zum Entwurf des NEP 2030 Stellung nehmen. Neben den spezifischen Ausführungen der E.DIS AG sind die allgemeinen Anmerkungen dieser Stellungnahme gleichlautend auch für die anderen Verteilernetzbetreiber (VNB) der E.ON-Gruppe in Deutschland.

**Allgemeine Anmerkungen**

Die Grundlage für die Erstellung des NEP 2030 ist der Szenariorahmen 2030. Dieser wurde am 30.6.2016 durch die BNetzA genehmigt. Darauf aufbauend wurde im ersten Entwurf des NEP 2030 die Ausgestaltung der Stromnetze für drei unterschiedliche Szenarien bis zum Jahr 2030 und in einem weiteren Szenario bis 2035 entwickelt. Der daraus resultierende Netzausbaubedarf wird maßgeblich durch den weiteren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), aber auch von Lastveränderungen durch soziodemografische Entwicklungen bzw. der zunehmenden Marktdurchdringung von Elektromobilität, Wärmepumpen oder Speichern bestimmt.

Der Szenariorahmen orientiert sich an den vom Gesetzgeber vorgeschriebenen Ausbaupfaden der Erneuerbaren Energien. Eine besondere Sorgfalt liegt hier in einer möglichst realitätsnahen Regionalisierung. Eine weitere Bedeutung hat zudem das Netzplanungsinstrument Spitzenkappung. Mit unserer Stellungnahme zum Szenariorahmen hatten wir bereits auf Unstimmigkeiten hingewiesen.

**E.DIS AG**  
Netztechnik  
Netzplanung/  
Maßnahmensteuerung  
Langewahler Straße 60  
15517 Fürstenwalde/Spree  
www.e-dis.de

**Postanschrift**  
Fürstenwalde/Spree  
Langewahler Straße 60  
15517 Fürstenwalde/Spree

Sandro Knoblich  
0 33 61-70 31 73  
0 33 61-70 31 75  
sandro.knoblich  
@e-dis.de

Unser Zeichen NTP-SK

Vorsitzender des  
Aufsichtsrates:  
Dr. Thomas König

Vorstand:  
Dr. Alexander Montebaur  
(Vorsitzender)  
Manfred Paasch  
Dr. Andreas Reichel

Sitz: Fürstenwalde/Spree  
Amtsgericht Frankfurt (Oder)  
HRB 7488  
St.Nr. 061/100/00039  
Ust.Id. DE 812/729/567  
Gläubiger-Id. DE97ZZZ00000121510

Commerzbank AG  
Fürstenwalde/Spree  
Konto 6 507 115  
BLZ 170 400 00  
IBAN DE52 1704 0000 0650 7115 00  
BIC COBADEFFXXX

Deutsche Bank AG  
Fürstenwalde/Spree  
Konto 2 545 515  
BLZ 120 700 00  
IBAN DE75 1207 0000 0254 5515 00  
BIC DEUTDEBB160

Die Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind, abgesehen von Offshore-Windenergieanlagen, fast ausschließlich an die Verteilnetze angeschlossen. Als Betreiber von vorwiegend ländlich gelegenen Netzen ist unser Unternehmen besonders von der Entwicklung dieser Leistung betroffen. Deshalb möchten wir auch in dieser Stellungnahme auf diese besondere Bedeutung hinweisen.

Mit dieser Stellungnahme werden wir auf die oben genannten Themen Zubau der EE, deren Regionalisierung und die Spitzenkappung eingehen sowie Hinweise zu einzelnen Netzausbaumaßnahmen geben.

### **Spitzenkappung**

Die Spitzenkappung ist ein interessantes Instrument in der Netzplanung und kann zur Einsparung von Netzausbaukosten führen. Wie bereits schon bei der Erstellung des Szenariorahmens 2030 wurden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auch im Rahmen der Erstellung des NEP verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung ohne Abwägung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen anzuwenden. Ob dadurch das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 1 EEG 2017 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß dimensioniert ist, bleibt damit offen. Nach § 11 Abs. 2 EnWG darf ein Netzbetreiber den Berechnungen seiner Netzplanung zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Strommenge an den unmittelbar an seinem Netz angeschlossenen Anlagen um je 3% reduziert werden darf. Bereits im Szenariorahmen 2030 als auch im ersten Entwurf des NEP 2030 wurde unterstellt, dass die Verteilnetzbetreiber Spitzenkappung anwenden.

Eine Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei den Verteilnetzbetreibern Anfang 2016 hat kein einheitliches Meinungsbild ergeben. Ohne weitere Kenntnis über die Anwendung und Auswirkung der Spitzenkappung in den unterlagerten Netzen ist die angewendete Pauschalmethode nicht sachgerecht. Durch Anwendung der Spitzenkappung durch die ÜNB in den Verteilnetzen werden Anlagen mit einbezogen, die nicht unmittelbar am Netz der ÜNB angeschlossen sind. Dies entspricht nicht der Rechtslage.

Im Ergebnis werden damit reduzierte Einspeiseleistungen im NEP 2030 betrachtet, die nach heutiger Rechtslage zu gering sind. Das betrifft insbesondere die nördlichen und ostdeutschen Bundesländer mit ihren hohen

angenommenen Potenzialen (Seiten 36/37 1. Entwurf NEP 2030 Teil 1). Der tatsächliche Ausbaubedarf der Höchstspannungsnetze kann dadurch größer sein.

Gemeinsam mit den anderen E.ON-VNB werden die Einsatzmöglichkeiten der Spitzenkappung für einen bedarfsgerechten, zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze zurzeit geprüft.

### **EE-Entwicklung und Prognose**

Die E.ON-VNB haben bereits mit der gemeinsamen Stellungnahme zum Szenariorahmen 2030 auf abweichende Einschätzungen über die weitere Entwicklung der regenerativen Erzeugung und deren Regionalisierung hingewiesen. Unter Berücksichtigung der regionalen Erkenntnisse wurden von den E.ON-VNB höhere Erzeugungsleistungen prognostiziert.

Die BNetzA hat in allen Szenarien die Einschätzungen der ÜNB über die bundesweite Prognose der Erzeugungsleistung reduziert. Tendenziell weichen somit die Einschätzungen der E.ON-VNB noch stärker ab. Die anschließende Regionalisierung erfolgte durch die ÜNB. Diese Einschätzungen sind eine Grundlage für den ersten Entwurf des NEP 2030.

Im November 2015 erfolgte seitens der ÜNB die letzte Abfrage zu den EE-Zubauprognosen in den Verteilnetzen, deren Ergebnisse nicht mehr in die Erstellung des Szenariorahmens eingeflossen sind. Zeitlich parallel zur Konsultationsphase des Szenariorahmens wurden die Daten in ähnlichem Umfang durch die BNetzA erhoben. Im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens sind die Übertragungsnetzbetreiber von der BNetzA aufgefordert worden, die von der BNetzA abgefragte Antrags- und Genehmigungslage Onshore-Windenergie bei der Regionalisierung mit dem aktuellstem Stand zu berücksichtigen. Im vorliegenden Entwurf ist aus unserer Sicht nicht erkennbar, ob und in welchem Umfang die Ergebnisse der Abfragen eingeflossen sind. Hier fordern wir mehr Transparenz.

Eine möglichst realitätsnahe Vorhersage der weiteren Entwicklung der EE-Leistung ist ein maßgeblicher Einflussfaktor für die Qualität des Szenariorahmens und damit für die Robustheit der auf dieser Grundlage erarbeiteten Netzentwicklungspläne. Wir bieten deshalb weiterhin eine enge, kontinuierliche Einbindung in diesem Prognoseprozess an und unterstreichen deren Bedeutung für eine verbesserte Grundlage der Rahmenbedingungen.

Im Dokument „Kapitel 2 Szenariorahmen ausführliche Fassung“ ist eine nicht eindeutige Darstellung der installierten EE-Leistungen für die Szenarien verwendet worden. Hier werden an verschiedenen Stellen des Dokumentes widersprüchliche Werte für die installierten EE-Leistungen in den Jahren 2030/2035 aufgezeigt (Beispiel: Szenario B 2030 Windenergie in Brandenburg: Tabelle 9/aF 8,5 GW, dazu im Vergleich Abbildung 22/aF 7,2 GW). Bei einem Großteil der Bundesländer ergeben sich signifikante Abweichungen in den Prognosewerten. Aus dem Dokument ist nicht ersichtlich, wie diese Differenzen entstehen bzw. welche der oben genannten Prognosewerte in der weiteren Netzberechnung verwendet wurden. Die Konsistenz der Daten sollte hier noch einmal geprüft werden. Sind die unterschiedlichen Werte in ihrem jeweiligen Prozessschritt der Erstellung des Netzentwicklungsplans richtig, sollten im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans die Darstellung und Erklärung der verwendeten Werte geschärft werden.

## **Stromnachfrage und Jahreshöchstlast**

In den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurde das Niveau der Stromnachfrage regelmäßig konstant fortgeschrieben. Erhöhungen der Stromnachfrage wie zunehmende Elektromobilität kompensierten sich in den Annahmen durch steigende Effizienzmaßnahmen. Eine Differenzierung der Szenarien vor dem Hintergrund der zeitlichen Streckung des vorliegenden Netzentwicklungsplans und der zunehmenden Durchdringung neuer Technologien (E-Mob, Speicher, Wärmepumpen) ist ein wichtiger und sinnvoller Schritt zur Abbildung möglicher verschiedener Entwicklungspfade.

Die Ergebnisse des ISI sehen wir als einen ersten Vorschlag zum gesellschaftlichen Dialog. Ohne detaillierte Kenntnis der Daten aus der ISI-Studie hinterfragen wir die vorliegenden Ergebnisse. Ein Beispiel: In der Abbildung 7 auf Seite 39 werden relative Veränderungen der Stromnachfrage in den jeweiligen Szenarien je Landkreis dargestellt. Hier fallen in gleichartigen Regionen deutliche Unterschiede bei den relativen Veränderungen auf, die nicht realistisch erscheinen. Die Erkenntnisse sollten weiter offen in einem breiten gesellschaftlichen Spektrum diskutiert und in den zukünftigen Szenariorahmen weiter entwickelt werden.

## **Konkrete Hinweise für das Netzgebiet der E.DIS AG**

Im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen 2030 haben wir bereits auf die signifikanten Differenzen zwischen eigenen Prognosen zur EE-Entwicklung bzw. dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegenden Annahmen hingewiesen. Ergänzend dazu möchten wir nochmal einen aktuellen Stand geben. In Mecklenburg-Vorpommern (M-V) sind bis Ende 2016 in Summe ca. 3,1 GW Windleistung installiert, davon 2,2 GW im Netz der E.DIS. Damit ist der prognostizierte Bestand für 2030 mit 4,6 GW (Szenario B) bereits zu 70 % erreicht. Die Formulierung unter Punkt 2.3.2 des Entwurfes NEP 2030 „Verdoppelung der heutigen Anlagenleistung“ in M-V können wir so nicht nachvollziehen. Im gleichen Absatz wird auch für Brandenburg (BB) „ein signifikanter Zubau“ aufgezeigt, den wir in den Daten des NEP 2030 nicht sehen. Tatsächlich sind heute 6,4 GW installiert und damit bereits 90 % des erwarteten Zubaus bis 2030 (Szenario B) erreicht.

Für beide Bundesländer liegen bei E.DIS bereits Netzanschlussbegehren in beträchtlichem Umfang vor (M-V 230 MW, BB 510 MW), die durch die Projektentwickler kurzfristig realisiert werden. Dieses Volumen lässt sich auch durch Veröffentlichungen der DEUTSCHEN WINDGUARD zu den genehmigten Leistungen plausibilisieren (Stand 31.12.2016: M-V 252 MW, BB 682 MW). Damit werden die für 2030 prognostizierten Werte unseres Erachtens bereits deutlich früher erreicht und perspektivisch übertroffen werden.

Die heute verfügbaren bzw. geplanten Windeignungsgebiete in M-V und BB weisen ein Potenzial von 22 GW aus. E.DIS ist in der bisherigen Prognose bzw. Zielnetzplanung von ca. 10,5 GW Windleistung in 2030 ausgegangen. Zurzeit aktualisiert E.DIS die EE-Ausbauprognosen.

Für die Photovoltaik bietet sich ein ähnliches Bild. Hier sind bereits heute schon 80 % (M-V) bzw. 70 % (BB) der für 2030 prognostizierten Leistungen allein im E.DIS-Netzgebiet installiert.

Durch den erweiterten Betrachtungszeitraum bis 2030 und dem weiter fortschreitenden Zubau an dezentraler Erzeugungsleistung ergeben sich insbesondere für M-V erhöhte Übertragungsanforderungen. Die erstmals im NEP 2025 aufgeführte Maßnahme P 126 zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit der Leitung Güstrow-Siedenbrünzow-Pasewalk wurde in den Betrachtungen des NEP 2030 in allen Szenarien als notwendige und nachhaltige Maßnahme identifiziert. Die Netzverstärkung dient neben der



Anbindung von Offshore-Windleistung in der Ostsee im Wesentlichen der Übertragung der in M-V installierten EE-Leistung Richtung Süden und wird von E.DIS begrüßt.


Der Vollständigkeit halber möchten wir auf den 50HzT/E.DIS-Netzverknüpfungspunkt Putlitz Süd hinweisen. Die vertikale Punktmaßnahme fehlt in den Dokumenten des 1. Entwurfes NEP 2030 und sollte im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung je nach Fortschritt entweder als Baumaßnahme im Begleitdokument Punktmaßnahmen oder im Entwurf Teil 1 Punkt 5.3 als realisierte Maßnahme des NEP 2025 aufgeführt sein.

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung und freuen uns auf einen weiteren konstruktiven Dialog im Erstellungsprozess des Netzentwicklungsplans.

Mit freundlichen Grüßen

E.DIS AG

  
Stefan Blache

  
Harald Bock