

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2014

Auf Basis des ersten Entwurfs der
Übertragungsnetzbetreiber

Berlin, 26. Mai 2014

1 Einleitung

Gemäß §12b (1) EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan erstellen, diesen der Regulierungsbehörde vorlegen und mit der Öffentlichkeit konsultieren. Der Netzentwicklungsplan Strom beschreibt Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung und Verstärkung des Übertragungsnetzes für die nächsten zehn bzw. zwanzig Jahre. Die Erstellung des NEP Strom wird durch drei Konsultationsverfahren begleitet (Szenariorahmen, erster Entwurf und finaler Entwurf). Am 16. April 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 veröffentlicht, dessen späte Veröffentlichung auf die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommenen Sensitivitätsanalysen zurückzuführen ist. Die Veröffentlichung ist mit dem Start eines Konsultationsverfahrens verbunden, welches am 28. Mai 2014 endet.

Vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Übertragungsnetzbetreiber, um das Konsultationsergebnis nicht vorwegzunehmen.

2 Anmerkungen zum 1. Entwurf des NEP Strom 2014

➤ Erstellungszyklus des Netzentwicklungsplans Strom

Die jährliche Erstellung von Szenariorahmen und NEP ergibt sich aus den Vorgaben von Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (3. EU-Energie-Binnenmarktpaket) sowie aus den Paragraphen 12a und 12b des EnWG. Auch wenn der jährliche Erstellungszyklus gesetzlich verankert ist und somit nicht direkt von den Übertragungsnetzbetreibern zu beeinflussen ist, möchte der BDEW dennoch in der Stellungnahme auf die hierdurch entstehenden Probleme in der Praxis hinweisen.

Die jährliche Taktrate der NEP-Erstellung führte bereits bei den bisherigen Netzentwicklungsplänen zu starkem Zeitdruck bei allen Prozessbeteiligten. Es besteht auch die Gefahr, dass die Transparenz und die klare Kommunikation, als wesentliche Ziele des NEP, durch die hohe Frequenz der Erstellung durch eine „Informationsflut“ konterkariert werden. Der starre Erstellungszyklus führte zudem beim NEP 2014 zur Diskrepanz zwischen genehmigtem Szenariorahmen und den zwischenzeitlich geänderten politischen Rahmenbedingungen (s.u.). Der BDEW begrüßt daher weiterhin den Vorschlag der ÜNB, der auch von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und der BNetzA ausdrücklich unterstützt wird, den NEP nur alle zwei Jahre zu erstellen. Zusätzlich wird angeregt, den Startzeitpunkt des NEP-Prozesses flexibler zu gestalten, um bedarfsorientierter auf geänderte Randbedingungen reagieren zu können.

➤ Gewähltes Wetterjahr zur Marktsimulation

Auf Seite 35 des Netzentwicklungsplans werden methodische Weiterentwicklungen bei der Marktsimulation beschrieben. Hier heißt es, dass durch die Wahl des Referenzjahres 2011 eine Qualitätsverbesserung im Hinblick auf die Lastprofile erreicht werden könne und dass das Jahr 2011 eine ausgewogenere Wetterstruktur als das bisher verwendete Referenzjahr 2007 biete.

In der Netzplanung im Verteilnetz wird üblicherweise überprüft, ob ein Netz alle technischen Randbedingungen auch dann erfüllt, wenn extreme (aber realistische) Netznutzungsfälle auftreten. So ein extremer Netznutzungsfall kann bspw. „maximale EEG-Einspeisung bei minimaler Last“ sein. Die Übertragungsnetzbetreiber wählen beim Netzentwicklungsplan eine andere Vorgehensweise, indem sie 8760 Stunden eines Jahres und damit 8760 Netznutzungsfälle simulieren. Bei dieser Betrachtung muss sichergestellt sein, dass alle extremen Netznutzungsfälle abgedeckt sind. Im Entwurf für den NEP 2014 ist nicht dargelegt, wie dies geschieht. Die Wahl eines Jahres mit einer „ausgewogeneren“ Wetterstruktur suggeriert vielmehr, dass Extremsituationen gerade nicht erfasst werden. Dieser Punkt bedarf einer Erläuterung. Ebenso sollte erläutert werden, warum die Wahl eines anderen Referenzjahres zu einer Qualitätsverbesserung bei den Lastprofilen führt und worin diese besteht.

➤ Regionalisierung

Bei der Betrachtung der Leistungsflüsse in der Höchstspannungsebene spielt die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in den nachgelagerten Netzebenen eine wichtige Rolle. Hier sind Rückspeisungen aus der Nieder- und Mittelspannungsebene, aber insbesondere auch aus der Hochspannungsebene, zu berücksichtigen, die sich aufgrund hoher Erzeugungsleistung, insbesondere aus Erneuerbaren Energien, in diesen Spannungsebenen ergeben. Die regionale Verteilung dieser Einspeisung ist für die Lastflüsse entscheidend.

Im vorliegenden NEP-Entwurf wurde ein von der Bundesnetzagentur vorgegebenes Regionalisierungsverfahren für EEG-Anlagen verwendet. Wie in den vergangenen Jahren sind die Angaben der Verteilnetzbetreiber dabei nicht berücksichtigt worden.

Die Diskrepanz zwischen Realität und Regionalisierung wird beispielweise an der Länderanalyse Rheinland-Pfalz deutlich. Das bzgl. des Windausbaus als „südlich“ eingestufte Land lag im Jahr 2013 mit 400 MW/a Bruttowindzubau an zweiter Stelle im Ländervergleich. Das stärker in den Fokus gerückte Szenario A 2024 weist jedoch für Rheinland-Pfalz nur einen Bruttowindzubau von 700 MW für die nächsten 10 Jahre aus (70 MW/a). Auch das Leitszenario B 2024 liegt mit 1000 MW Bruttowindzubau für die nächsten 10 Jahre (100 MW/a) nur geringfügig darüber.

Auch das Beispiel Schleswig-Holstein zeigt, dass die in diesem Netzentwicklungsplan verwendete Regionalisierung nicht sachgerecht ist. Dort wird seitens der Verteilnetzbetreiber bis Ende 2020 eine installierte Windleistung von 8900 MW erwartet. Im Szenario B soll die installierte Windleistung 2024 um 1900 MW darunter liegen, im Szenario A sogar um 2800 MW. Die VNB-Prognose basiert, anders als die Regionalisierungsvorgabe der BNetzA für den NEP-Entwurf, auf detaillierten Untersuchungen, die alle relevanten vor Ort vorliegenden Informationen berücksichtigen. Dies gilt auch für Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Dort liegen die in dieser Regionalisierung ermittelten Werte zwar näher an den Prognosen der Verteilnetzbetreiber als die im letztjährigen NEP verwendeten, aber nach wie vor deutlich darunter. Es gibt auch Bundesländer, wie bspw. Bayern, in denen die Regionalisierung im NEP-Entwurf mit den regionalen Prognosen korrespondiert. Vor dem Hintergrund der o. g. Abweichungen erscheint dies jedoch eher zufällig.

Es lässt sich demnach festhalten, dass es noch immer deutlichen Verbesserungsbedarf bei der Regionalisierung gibt. Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW, dass die Regionalisierungsmethodik für den Szenariorahmen zum NEP 2015 derzeit mit wissenschaftlicher Unterstützung und unter Einbeziehung wichtiger Stakeholder ausgearbeitet wird. Positiv sehen wir insbesondere, dass in die derzeit diskutierte Methodik ähnliche Parameter einfließen, wie sie auch von den Verteilnetzbetreibern für ihre Prognosen verwendet werden. Um jedoch sicherzustellen, dass in einem Standardprozess nicht wichtige Informationen verloren gehen, regen wir an, die Ergebnisse der Regionalisierung nochmals zur Diskussion zu stellen. Das Detailwissen der Verteilnetzbetreiber und anderer Stakeholder kann und sollte genutzt werden, um noch Anpassungen vorzunehmen und so die Belastbarkeit der Regionalisierung weiter zu erhöhen.

- Szenarien vor dem Hintergrund angepasster energiepolitischer Ziele der Bundesregierung

Im genehmigten Szenariorahmen (30.08.2013) zum Netzentwicklungsplan 2014 bilden die Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 einen Szenario-Trichter. Das, die zentrale Referenzentwicklung darstellende, Szenario B 2024 berücksichtigt noch nicht die „Eckpunkte für die Reform des EEG“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 21. Januar 2014 sowie den am 8. Mai 2014 dem Bundestag vorgelegten Gesetzentwurf zur Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Ausschließlich auf den angestrebten Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch geschaut, bildet Szenario A 2024 (unterer Rand des NEP 2014 Szenario-Trichters) die angepassten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung am ehesten ab. In der Detailbetrachtung weicht das Szenario A 2024 jedoch insbesondere bei den Annahmen zum Windausbau an Land erheblich von den angepassten Zielsetzungen ab. So umfasst beispielsweise Szenario A 2024 rund 49 GW Windleistung onshore, was einem Netto-Zubau gegenüber dem Ist von nur 1.300 MW jährlich entspricht, wohingegen der angestrebte Zubau 2.500 MW/a beträgt.

Das Szenario A 2024 kann allenfalls in Kombination mit den Erkenntnissen des Szenarios B 2014 eine grobe Indikation für die Auswirkungen der angepassten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung liefern. Es kann nicht als Leitszenario dienen. Der BDEW würde es begrüßen, wenn sowohl der Netzentwicklungsplan 2014 als auch der Sensitivitätenbericht 2014 dies noch klarer herausarbeiten würden.

- Erhöhung des KWK-Anteils

In den Ausführungen zur Erhöhung des KWK-Anteils ist anscheinend ein redaktioneller Fehler aufgetreten. In Abbildung 20 ist die Ordinate mit TWh/a bezeichnet, der Wert der Zielmarke liegt jedoch beim Wert 25. Insofern kann es sich dabei nur um Prozentangaben handeln. Hier sollte eine Korrektur der Abbildung vorgenommen werden, um Verwirrung zu vermeiden.

Zudem wäre es hilfreich, in Kapitel 3.2.2 bei der Beschreibung die Bruttoerzeugung je Szenario als Bezugsgröße explizit auszuweisen.

Ansprechpartnerin:

Ingride Kouengoue

Geschäftsbereich Energienetze & Regulierung

Telefon: +49 30 300199-1114

Ingride.kouengoue@bdew.de