



Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 17. Juli 2013

Inhalt

1. Einleitende Bemerkungen	1
2. Änderungen vom ersten zum zweiten Entwurf	2
3. Umsetzungsstand der DUH Forderungen	2
4. Transparenz.....	4
5. Ausblick	4

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 12c EnWG am 13. September 2013 den zweiten Entwurf eines „Netzentwicklungsplan Strom 2013“ (NEP Strom 2013) zur öffentlichen Konsultation gestellt.¹ Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

1. Einleitende Bemerkungen

Beim zweiten Entwurf zum „Netzentwicklungsplan Strom 2013“ haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Wunsch vieler Konsultationsteilnehmer, Änderungen gegenüber dem 1. Entwurf zu kennzeichnen, umgesetzt. Der erste Entwurf wurde durch Erläuterungen und erklärenden Hinweisen ergänzt. Dies bewerten wir positiv.

Problematisch sehen wir allerdings weiterhin den engen zeitlichen Rahmen des Gesamtprozesses. Änderungen der politischen Rahmenbedingungen bzw. der Daten des Szenariorahmens sowie Eingangsdaten der Modellierung (z.B. Kraftwerksliste) können im kurzen Zeitfenster zwischen dem ersten und zweiten Entwurf des NEP Strom 2013 durch die ÜNB nicht mehr geändert werden. Das wiederum bekräftigt die wiederholt aufgestellte Forderung vieler Akteure inkl. der DUH, den Erstellungsrhythmus des NEP auf 2 Jahre zu verlängern².

¹http://www.netzausbau.de/cIn_1911/DE/BundesweitePlaene/Bravo/NEP-UB_Bravo/NEP-UB_Bravo-node.html;jsessionid=38A06468ADE6547CCE66FB9645FC46EB

² Siehe auch Netzentwicklungsplan Strom 2013,

Die nachfolgende Stellungnahme bewertet den zweiten Entwurf der des NEP Strom 2013 und untersucht, inwieweit die DUH-Forderungen zum ersten Entwurf des NEP Strom 2013 im vorliegenden zweiten Entwurf umgesetzt wurden.

2. Änderungen vom ersten zum zweiten Entwurf

Im Vergleich zum ersten Entwurf wurden vor allem sprachliche Erläuterungen und erklärende Hinweise eingefügt, teilweise wurden zusätzliche Daten zur Verfügung gestellt.³ Manche Erklärung ist jedoch sehr knapp gehalten, z. B. die Begründung für die Zunahme der Exporte „aufgrund des höheren Energiebedarfs der Nachbarländer.“⁴ Dies soll die „Zusammenhänge zwischen der gegenüber dem NEP 2012 erhöhten Erzeugung aus Steinkohle und dem erhöhten Export“ erläutern.⁵ Diese kurze Erklärung wird dem komplexen Thema und der klimapolitischen Bedeutung nicht gerecht.

Die einzigen quantitativen Änderungen zwischen dem 1. und 2. Entwurf sind Anpassungen der Längenangaben und der Inbetriebnahmejahre, die auf Detailplanungen zurückzuführen sind.⁶ An den Gesamtkilometern ändert sich nichts.

Tabelle 1 Übersicht über Änderungen zwischen NEP Strom 2013 1. und 2. Entwurf

Länge in Trassenkilometern (km)	NEP 2013 1. Entwurf (ÜNB)	NEP 2013 2. Entwurf (ÜNB)
	B 2023 (inkl. Startnetz)	B 2023 (inkl. Startnetz)
Neubau Drehstrom (AC)	1.700	1.500
Bau in Trasse Drehstrom	3.400	3.400
Zu/Umbeseilung AC (inkl. 300 km AC-> DC)	1.300	1.500
Neubau Gleichstrom (DC), inkl. 200 km für 3 Interkonnectoren nach BE, DK, NO	2.300	2.300
Gesamt NEP 2013	8.700	8.700

3. Umsetzungsstand der DUH-Forderungen

Die nachfolgende Übersicht zeigt, inwieweit die DUH Forderungen zum ersten Entwurf des NEP Strom 2013 im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP Strom 2013 umgesetzt wurden.

zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 17. Juli 2013 [NEP 2013, 2. Entwurf], S. 14

³ NEP 2013, 2. Entwurf, S. 147

⁴ NEP 2013, 2. Entwurf, S. 60

⁵ NEP 2013, 2. Entwurf, S. 45

⁶ NEP 2013, 2. Entwurf, z.B. S. 87, 89 ff; S. 103 ff., S. 138 ff

Tabelle 2 Übersicht über Umsetzungsstand der DUH Forderungen

DUH-Forderung aus Stellungnahme zum 1. NEP-Entwurf der ÜNB vom 02.03.2013	Umsetzung im 2. NEP-Entwurf der ÜNB vom 17.07.2013
Konkretisierung und plausible Darstellung des 2-stufigen Konzepts von „vordringlichen“ und „zu beobachtenden“ Maßnahmen sowie verständliche grafische Darstellung der notwendigen Trassenkilometer.	Forderung wurde teilweise umgesetzt. Eine tabellarische Begründung der vordringlichen Maßnahmen ohne Bestätigung wurde eingefügt (S. 83). Eine verständliche grafische Darstellung der notwendigen Trassenkilometer fehlt.
Darstellung möglicher Technologieoptionen (Freileitung / Erdkabel) bei gegebenem energierechtlichen und regulatorischen Rahmen, sowie deren Kosten.	Forderung bleibt bestehen. Zwar wird der energierechtliche Rahmen kurz erwähnt (S. 83), eine genaue Erläuterung, sowie eine Darstellung der Kosten von Erdkabeln fehlen jedoch.
Transparente Darstellung der Ergebnisse der Prüfung des NOVA-Prinzips pro Leitung. Beispielsweise durch die Angabe folgender Kennzahlen: <ul style="list-style-type: none"> • Bisherige Übertragungsleistung [MW] • Erwartete neue Leistung nach Anwendung folgender Maßnahmen [MW] • Gewählte Technologie der Maßnahmen (Leistungsflusssteuerung, HTLS, etc.) 	Forderung bleibt bestehen. Zwar wurde ergänzt, dass der temperaturabhängige Leitungsbetrieb gemäß Windpotenzialkarte „grundsätzlich berücksichtigt wird“ (S. 73), eine transparente Darstellung pro Leitung fehlt aber weiterhin.
Sensitivitätsbetrachtung für den gezielten Einsatz verbrauchsnahe und regelbarer Kraftwerke durchführen	Forderung bleibt bestehen.
Für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sollte untersucht werden, ob eine lokale Erhöhung / Absenkung der Last Netzausbaubedarf reduzieren kann	Forderung bleibt bestehen.
Potenziale von Power-to-Heat in windreichen Regionen prüfen	Forderung bleibt bestehen.
Die Angaben zu den gelisteten Kraftwerksblöcken sollten um die technischen Parameter zur Beschreibung der Flexibilität ergänzt werden. Der zukünftige Kraftwerkspark zur Deckung von Residuallast und Systemdienstleistungen muss deutlich stärker flexibilisiert werden, um darüber auch den Must-Run-Sockel abbauen zu können. Das Reduktionspotenzial bei MRU dient letztlich auch der Netzentlastung und sollte entsprechend angereizt werden. Die erwartete Entwicklung sollte darüber hinaus bereits heute in die längerfristige Netzplanung (bis 2033) einfließen.	Forderung bleibt bestehen.
Das jetzige und den Berechnungen der ÜNB-Betreiber zugrunde gelegte Marktmodell führt zu keinen plausiblen Ergebnissen. Aus ihm ergeben sich bis 2023 bei weiter steigenden EE-Anteilen mehr Volllaststunden bei fossilen Kraftwerken. Dieser Strom muss exportiert werden und benötigt zusätzlichen Netzausbau. In einem ersten Schritt müssen daher Flexibilitätsparameter der Must-Runs dargestellt werden, um Potenziale für die Verringerung entstehender Netzengpässe zu identifizieren.	Forderung bleibt bestehen.

Das bestehende Strommarktmodell muss überarbeitet werden, da es trotz steigender Strommengen aus Erneuerbaren Energien zu erhöhten Vollaststunden bei fossilen Kraftwerken führt. Damit werden die Klimaziele weit verfehlt.	Forderung bleibt bestehen.
Die Kraftwerksliste ist dahingehend zu überarbeiten, dass Projekte, die zwischenzeitlich aufgegeben wurden, nicht länger als „in Planung“ geführt werden und daher auch nicht in die Szenarien Eingang finden. Im Szenario A 2023 ist die konventionelle Kraftwerksleistung um 4.653 Megawatt zu reduzieren.	Forderung bleibt bestehen. Die Kraftwerksliste wurde nicht angepasst. Die ÜNB begründen dies damit, dass es auf Grund des Stichtages beim Abgleich der Kraftwerkslisten zu Änderungen des Status von „in Planung befindlichen“ Kraftwerken während der NEP Erstellung kommen kann (S. 31). Dieser Stichtag sollte klar benannt werden.

Keine DUH Forderung wurde vollständig, nur eine Forderung wurde teilweise umgesetzt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich die meisten DUH-Forderungen auf die politischen Rahmenbedingungen bzw. den Szenariorahmen sowie Eingangsdaten der Modellierung (z.B. Kraftwerksliste) beziehen und daher im engen Zeitraum des Verfahrens nicht mehr geändert werden konnten.

4. Transparenz

Die Netzausbaumaßnahmen, die im Szenario B 2033 notwendig werden, werden zwar im ersten Teil des NEP Strom 2013 als Übertragungsleistung erwähnt, aber nicht im Anhang aufgeführt.⁷ Im Anhang des NEP Strom 2012 wurden noch die jeweiligen Übertragungsleistungen der geplanten Leitungen für alle Szenarien mit angegeben. Das ist in sofern relevant, da in einigen geplanten Trassen auf Grund der angesetzten Übertragungskapazitäten auch mehr als eine Leitung notwendig werden können. Zum Beispiel werden in Szenario B 2033 im Korridor C mit 7,8 GW Übertragungskapazität⁸ zwei Masten nebeneinander in einer Trasse benötigt. Denn die ÜNB gehen in ihrem NEP-Entwurf von einer maximalen Übertragungskapazität von 6 GW pro Strommast aus.⁹ Daher sollte in der Übersicht zu den Maßnahmen des Leitszenarios zumindest ein Ausblick auf das Szenario B 2033 gegeben und mögliche Doppeltrassen klar benannt werden. Beispielsweise könnten auf der Strecke Wahle-Mecklar im Jahr 2033 noch zwei HGÜ-Trassen (je 3,9 GW) zusätzlich zu der jetzt schon geplanten HDÜ-Leitung notwendig werden.

5. Ausblick

Wir begrüßen, dass die BNetzA im Vergleich zum letzten NEP 2012 zusätzliche Kriterien, wie den Einfluss auf das umgebende Netz, eingeführt hat, um den im NEP 2013 vorgestellten Bedarf zu überprüfen und die notwendigen Leitungen auszuwählen. Das Vorgehen, die untersuchten Sensi-

⁷ NEP 2013 Teil I, 2. Entwurf, S. 119

⁸ 3*1,3 GW für Szenario B 2023 + 3*1,3 GW für Szenario B 2033; NEP 2013, S. Entwurf, S. 119, 238

⁹ Persönliche Auskunft Herr Siebels, TenneT (20.06.2012)

tivitäten ebenfalls in die Abwägungsentscheidung über die Erforderlichkeit einer Leitung einzubeziehen, ist ebenfalls sinnvoll.

Damit ist aber das Grundproblem der NEP-Erstellung noch nicht gelöst. Denn ein Blick auf den gesamten Prozess, vom Szenariorahmen über den ersten bis zum zweiten Entwurf des NEP Strom 2013, zeigt, dass nach Beginn des Planungs- bzw. Kalkulationsprozesses kaum noch inhaltliche Änderungen eingebracht und umgesetzt werden können. Ab dem Zeitpunkt des Erscheinens des ersten Entwurfs des NEP 2013 stehen die Kilometer fest. Danach werden Ergänzungen, weitergehende Erläuterungen und Änderungen der Leitungslängen von „Neubau“ hin zu „Zu- und Umbeseilungen“ hinzugefügt. Der Gesamtumfang bleibt aber weitgehend konstant.

Die wesentlichen Entscheidungen, die den Netzausbaubedarf betreffen, werden im Szenariorahmen festgelegt. Dieser sollte daher mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf erarbeitet und konsultiert werden. Agora Energiewende hat einen von BET Aachen erarbeiteten Methodenvorschlag zur Planung des Stromnetzes vorgestellt¹⁰. Eine robuste Stromnetzplanung sollte danach nicht nur für eine „wahrscheinliche“ Entwicklung, sondern für eine Bandbreite von Entwicklungen ausgelegt sein. Das entspricht auch §12a Absatz 1 EnWG, der vorsieht, dass der Szenariorahmen drei Entwicklungspfade (Szenarien) enthalten soll, die „für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ aufzeigen. Der Methodenvorschlag von Agora bildet eine robuste Entwicklung ab, indem ein Netz geplant wird, das gleichzeitig für vier verschiedene, in sich konsistente, Szenarien (keine „Extremszenarien“) ausreicht. Zu Beginn des Planungsprozesses werden alle „ökonomisch vernünftigen“ Möglichkeiten zur Vermeidung von Netzausbau (Lastmanagement, gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke, Abregelung von Einspeisespitzen, innovative Betriebsmittel etc.) einbezogen. Diese Möglichkeiten gehen teilweise, z. B. bei der gezielten Standortwahl für neue Kraftwerke und der Abregelung von Einspeisespitzen, von einem geänderten Rechtsrahmen aus. Zudem wird der Ausbau mehr auf vorhandenen Trassen und durch Umbeseilung vorhandener Masten durchgeführt. Das Testergebnis von BET zeigt, dass der gesamte Netzaus- und Umbaubedarf in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie der des NEP Strom 2013.

Aus Sicht der DUH sollte dieser Methodenvorschlag weiter geprüft werden. Denn:

- Der Netzplanung sollte ein gesellschaftlicher Dialog vorausgehen, bei dem die Eingangsdaten des Modells vor der Auslegung des Netzes nicht nur öffentlich konsultiert, sondern in einem breiten Akteurskreis erstellt werden. Der Methodenvorschlag zeigt einen möglichen Weg auf, wie schon der Szenariorahmen unter der Einbeziehung unterschiedlichster Akteure erarbeitet werden kann. Akteure können so z.B. bei der Auswahl der Einflussfaktoren und der Einschätzung ihrer Entwicklung einbezogen werden.

¹⁰ Agora Energiewende / BET Aachen (2013) Ein robustes Stromnetz für die Zukunft – Methodenvorschlag zur Planung-Kurzfassung einer Studie von BET Aachen, veröffentlicht September 2013

- Es ist sinnvoll, direkt zu Beginn alle „ökonomisch vernünftigen“ Möglichkeiten zur Vermeidung von Netzausbau einzukalkulieren.
- Der Fokus auf Umbeseilung kann helfen, Netzausbau zu reduzieren und ist damit förderlich für die Akzeptanz.
- Ein robustes Netz eröffnet größere Spielräume für die weitere Gestaltung der Energiewende.

Für Rückfragen:

Dr. Peter Ahmels, Leiter Erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-91, E-Mail: ahmels@duh.de,

Dr. Gerd Rosenkranz, Leiter Politik und Presse der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-0; E-Mail: rosenkranz@duh.de,