

BEE-Stellungnahme

zum Netzentwicklungsplan Strom 2030

Version 2017

Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

vom 31. Januar 2017

Berlin, 1. März 2017

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen.....	3
1. Einführung: Prozess und Methodik	4
Zu 1.1 bis 1.6.....	4
Zu 1.6 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess.....	4
2. Szenariorahmen	5
Zu 2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	5
Zu Flexibilisierung der Nachfrage durch Demand Side Management (DSM).....	5
Zu 2.6.2.3 Demand Side Management	5
Zu Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen.....	6
Zu 2.3 Ermittlung der regionalen Verteilung.....	7
Zu 2.4 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast.....	7
Zu 2.6 Nachbildung des Auslands.....	8
3. MARKTSIMULATION.....	8
Zu Austauschenergiemengen	8
Zu 3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland.....	8
Zu 3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.....	8
Zu 2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs.....	9
Zu 5. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung Fehler! Textmarke nicht definiert.	
4. NETZANALYSEN.....	9
Fazit	9

Die verwendete Nummerierung bezieht sich auf das jeweilige Kapitel im NEP 2030 Version 2017 so der ausführlichen Fassung Kapitel 2.

Vorbemerkungen

Die Energiewende ist kein Selbstzweck. Sie soll dazu beitragen, die Kosten für den Klimaschutz bzw. für die Bewältigung der Klimafolgen auf ein volkswirtschaftlich vertretbares Niveau zu begrenzen.

Aufgrund der fundamentalen Bedeutung des Übertragungsnetzes für die Dekarbonisierung der Energieversorgung kann eine Verzögerung der Planung und des Ausbaus des Übertragungsnetzes das Erreichen der Klimaschutzziele verhindern. Die im vorgelegten NEP beschriebenen Maßnahmen führen dazu, dass das nationale CO₂ Budget, mit dem das im Klimaabkommen von Paris genannte 1,5 C°-Ziel erreicht werden kann, bereits in zwei Jahren aufgebraucht ist. Selbst eine Erderhitzung um 2 C° Ziel wäre nur noch mit erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten zu erreichen. Zurückzuführen ist dies darauf, dass nur der CO₂-Ausstoß im Zieljahr betrachtet wird. Dabei wird vernachlässigt, dass für die Begrenzung der Erderhitzung der kumulierte Gesamtausstoß maßgeblich ist.

Die in der Science¹ veröffentlichte Grafik von Kevin Anderson und Glen Peters verdeutlicht, wie sich eine verzögerte Reduzierung des CO₂-Ausstoßes auf die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele und die dafür nötigen Reduktionsmengen auswirkt. Es ist deutlich zu erkennen, dass eine Verzögerung der CO₂-Reduktion zur Verfehlung des Temperaturziels führen bzw. dass die kostenintensive Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre notwendig wird.

Erhöhter Netz- und Erneuerbare Energien-Ausbau wären die Folge. Als Interessenverband der Erneuerbaren Energien-Branche treten wir für gleichermaßen klimapolitisch wie volkswirtschaftlich sinnvolle Szenarien ein.

Bildmaterial/Links/Text wurden aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich gemacht

Der BEE schlägt zudem vor, im zukünftigen NEP und den dazugehörigen Szenariorahmen Klimaschutzziele in nationalen CO₂-Mengen bezogen auf die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens anzugeben.

Zentraler Vorteil der Referenzierung auf Grad Celsius ist neben der Abbildung der kumulierten CO₂-Mengen die Möglichkeit, volkswirtschaftliche Gesamtkosten z.B. durch die Prognosen der Rückversicherer einzubeziehen oder einen Abgleich mit der Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel² und mit der im Grünbuch der EU Kommission veröffentlichten Strategie zur „Anpassung an den Klimawandel in Europa - Optionen für Maßnahmen der EU“³ zu ermöglichen, die sich ebenfalls an Grad Celsius Klimaerhitzung orientieren.

1. Einführung: Prozess und Methodik

Zu 1.1 bis 1.6

kein Kommentar

Zu 1.6 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Leider konnten wir keinen Hinweis darauf finden, welches Szenario bzw. welche Version aus dem TYNDP dem vorliegenden NEP zugrunde gelegt wurde.

Aus Sicht des BEE weisen die verwendeten Werte Inkonsistenzen auf, insbesondere die hohen Importe aus Polen scheinen vor dem Hintergrund der zu erwarteten Kraftwerksstillungen in Polen fragwürdig. Leider konnte auch auf der Informationsveranstaltung am 14. Februar keine plausible Erklärung zu den Importen gegeben werden, vielmehr wurde auf den TYNDP verwiesen.

Aus Sicht des BEE ist dieses Vorgehen sowohl intransparent als auch inkonsistent.

²

³

2. Szenariorahmen

Aus Sicht des BEE ist es nicht nachvollziehbar, wieso die BnetzA den Szenariorahmen 2030 genehmigt hat, obwohl sie in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen wurde, dass keines der Szenarien in Einklang mit den COP21-Vereinbarungen zu bringen ist. Wir sehen hierin einen Verstoß gegen § 12a EnwG.

In § 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung heißt es:

(1) ... Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.

Da schon der Szenariorahmen nicht genehmigungsfähig war, sehen wir auch den NEP als nicht genehmigungsfähig an.

Zu 2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Zu den ersten drei Punkten wird in den entsprechenden Kapiteln Stellung genommen.

Zu Flexibilisierung der Nachfrage durch Demand Side Management (DSM) und Zu 2.6.2.3 Demand Side Management

Eine Abschätzung der zusätzlichen Netzbelastung, die durch den rein marktgetriebenen Einsatz von flexiblen Lasten entstehen kann, ist zur Robustheit des Übertragungsnetzes sicherlich sinnvoll.

Der Umstand, dass der rein markgesteuerte Einsatz von flexiblen Lasten im NEP als DSM bezeichnet wird, zeigt auf, dass scheinbar unterschiedliche Interpretationen des Begriffs bestehen. So schreibt das BMWi beispielsweise zu der Frage, was ist "Demand Side Management", sinngemäß: DSM trägt dazu bei, dass unser Stromnetz zuverlässig bleibt.

Auch die wiederholt vorgebrachte Forderung verschiedenster Stakeholder, Demand Side Management in der Netzbedarfsplanung zu berücksichtigen, bezog sich in den meisten Fällen eindeutig auf den netzentlastenden Einsatz der Flexibilität. Das die ÜNB die geforderte Einbeziehung von Flexibilität in einer Weise vorgenommen haben, die zu erhöhtem Netzausbau führt, dürfte sich kaum förderlich auf den Dialogprozess auswirken. Die Erkenntnis, dass marktgetriebenes DSM netzbelastend wirkt, ist bereits seit der Veröffentlichung der DENA Verteilernetzstudie im Jahr 2012 hinreichend bekannt.

Da kaum damit zu rechnen ist das die ÜNB eine Netz-Modellierung veröffentlichen, die eine Reduzierung des Netzausbaus zum Ziel hat, schlägt der BEE vor, eine dritte unabhängige Instanz mit einer solchen Modellierung zu beauftragen. Ein solches Modell sollte neben dem netzentlastenden Einsatz von DSM auch eine netzausbaureduzierende Fahrweise von Kraftwerken und KWK-Anlagen abbilden und die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten dieser Maßnahmen ermitteln.

Zu Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen

Die Klassifizierung der Kraftwerke, insbesondere die Einteilung der Braunkohlekraftwerke in „Marktbasiert, KWK und Industrie/sonstige Versorgung“ ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar.

In der ausführlichen Fassung, in Kapitel 2 heißt es dazu: Einige Braunkohlekraftwerke erfüllen neben ihrer Erzeugung für den Strommarkt weitere Versorgungsaufgaben. Dazu können die Versorgung ihrer Tagebaue, die Deckung des Eigenbedarfs und ihr Beitrag zur Fernwärmeversorgung, zur Bahnstromversorgung oder für Produktionsprozesse gehören.

Da keine Angaben zu der verwendeten Systematik erfolgt, aber alle Braunkohlekraftwerke auch für den Markt erzeugen, stellt sich die Frage, wann und wieso ein Kraftwerk einer Kategorie zugeordnet wird. Ein Teil der Inkonsistenzen im Abschnitt Must Run und KWK ist wahrscheinlich auf die fehlende Transparenz an dieser Stelle zurückzuführen.

Flexibilisierung:

Aus den vorgelegten Unterlagen können wir nicht entnehmen warum von einer Flexibilisierung des Kraftwerksparks gesprochen wird. Bei Vollaststunden von über 7000 h/a in allen 2030er Szenarien kann zumindest bei den Braunkohlekraftwerken von Flexibilisierung keine Rede sein, dazu sollten die Kraftwerke zumindest zeitweise in Teillast betrieben werden. Uns stellt sich vielmehr die Frage, wie es trotz der Reduzierung des Must Run Bedarfes in Szenario C quasi zu einer Volllast der Braunkohlekraftwerke kommen kann. Auch die Vollaststunden der KWK Anlagen die bei in allen Szenarien bei genau 5600 h/a liegen lassen eine Flexibilisierung des Kraftwerksparkes nicht erkennen.

Umgang mit dem CO₂ Budget:

Die Erhöhung der CO₂-Emissionsgrenzen um den Anteil der aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele mehr als fragwürdig und kann höchstens dann zulässig sein, wenn eine Minderung des CO₂ Ausstoßes im Wärmebereich erfolgt. Andernfalls könnten sich alle Sektoren beliebige Mengen aus den jeweils anderen Sektoren zuschlagen und er Klimaschutz käme zum Erliegen. Ein Zuschlag nach der sogenannten „Finnischen Methode“ kann nur dann erfolgen, wenn diese Methode auch zur Anwendung kommt. Da eine Aufteilung zur Wärmeerzeugung eingesetzten CO₂ Mengen nicht erfolgt und auch kein CO₂ Referenzwert für die Wärme angegeben wird, scheinen hier willkürlich CO₂ Mengen auf das Sektorenbudget Strom aufgeschlagen worden zu sein.

Die ÜNB sollten die angewendete Methode nachvollziehbar erklären, oder die Verschiebung von CO₂ Mengen unterlassen.

Must Run:

Leider haben die ÜNB versäumt eine genauere Definition des Begriffes Must RUN zu geben. Hier sollte eine ausführliche Begriffsbestimmung vorgenommen werden, anderenfalls kann eine Bewertung der zum Teil recht hohen Werte nicht vorgenommen werden.

Zudem sollte aufgeschlüsselt werden aus welchem Grund welches Kraftwerk seine Einspeiseleistung nicht reduzieren kann.

Bedauerlich ist das die neuen Regelungen des § 13 Abs. 6a EnWG im vorliegenden Entwurf des NEP keine Berücksichtigung finden, so kommt zu einer weiteren Abweichung zwischen den Zielen der Bundesregierung und der Simulation durch das Modell der ÜNB.

Aus Sicht des BEE ist das gesamte Kapitel eindeutig darauf angelegt intransparent zu sein, die im EnWG geforderte für sachkundigen Dritten nachvollziehbare Modellierung wird nicht erreicht. Daher sollte dieses Kapitel grundlegend überarbeitet werden. Für die Nachvollziehbarkeit ist zudem notwendig, das Modell zur Bestimmung der KWK-Restriktionen des Energiewirtschaftlichen Lehrstuhls (EWL) der Universität Duisburg-Essen genauso zu veröffentlichen wie die Vorstudien des ISI und des FFE.

Da eine Nachvollziehbarkeit nicht gegeben sollte von einer Genehmigung dieses Kapitels Abstand genommen werden.

Zu 2.3 Ermittlung der regionalen Verteilung

Da aus gegebenen Gründen die Ausführungsverordnung zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets unberücksichtigt bleibt, muss davon ausgegangen werden, dass es in der Realität zu erheblichen Abweichungen von den im vorliegenden NEP verwendeten Ergebnissen kommen wird.

Zu 2.4 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast

Die Einzelannahmen im Begleitgutachten „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ des FhG ISI sind gut aufbereitet und nachvollziehbar. Nicht nachzuvollziehen sind hingegen die gewählten Eingangsparameter. Hier wäre es interessant, zu erfahren, welche Annahmen zur Reduzierung des Primärenergieverbrauchs gewählt wurden. Aus Sicht des BEE kann eine Dekarbonisierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie nur durch die vermehrte Nutzung von Strom aus Erneuerbarer Energie ermöglicht werden. Vor diesem Hintergrund ist es unerklärlich, wieso vom FhG ISI gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt wurde, dass als neue Technologien lediglich Wärmepumpen und Elektromobilität explizit betrachtet werden.

Es ist zu begrüßen, dass das FhG ISI sich entschlossen hat, in Kapitel 4.2.4 einen Ausblick auf das Zieljahr 2050 zu geben. Die Annahme, die Klimaziele 2050 mit einer zusätzlichen Stromnachfrage durch andere Sektoren von lediglich 125 TWh erreichen zu können, scheint wenig plausibel. Leider fehlt eine nachvollziehbare Beschreibung der zugrunde gelegten Reduktion des Primärenergieverbrauchs.

Zu 2.6 Nachbildung des Auslands

Die Annahme, dass aus Polen 2030 bei einer Grenzkuppelkapazität von 3000 MW 16,3 bis 20,3 TWh Strom importiert werden – also an 5433 Stunden die Grenzkuppelkapazität voll ausgelastet wäre – scheint nicht plausibel und nicht konsistent zu den von Entso-E veröffentlichten Angaben aus dem Mid-term Adequacy Forecast 2016.

3. MARKTSIMULATION

Zu Austauschenergiemengen

Die unter 2.6 beschriebene Inkonsistenz der Annahmen lässt im Rückschluss auf Fehler im Marktmodell schließen.

Wir empfehlen, zu prüfen, ob der NEP auf fehlerhaften Modellen beruht und ihn gegebenenfalls nicht zu genehmigen.

Zu 3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

Die Annahme, dass sich 2030 nach über 40 GW Braunkohlekraftwerke in Betrieb befinden und dass diese auf 6.547 bis 7200 Volllaststunden im Jahr kommen, lässt darauf schließen, dass

- 1) die ÜNB nicht damit rechnen, dass Braunkohlekraftwerke auf Marktpreise reagieren
- 2) nicht davon ausgegangen wird, dass die ÜNB den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien berücksichtigen
- 3) Klimaschutzaspekte unberücksichtigt bleiben.

Einen auf solchen Annahmen basierenden NEP zu genehmigen, hieße ein Marktversagen amtlich zu bestätigen, Klimaschutzvorgaben zu ignorieren und Gesetzesbeugung als adäquate Maßnahme zu tolerieren.

Zu 3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Keines der Szenarien im vorgelegte NEP 2030 ist geeignet, die aktuellen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung abzubilden. Der NEP sollte daher umgehend angepasst oder verworfen werden.

Wie aus zahlreichen Stellungnahmen zum Szenariorahmen deutlich wird, war es bereits zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien absehbar, dass sich die Bundesregierung mindestens zur Erreichung eines 2C° Zieles bekennen würde. Weshalb die Bundesnetzagentur verhindert hat, dass diese verpflichtenden Ziele im NEP berücksichtigt werden, ist für den BEE nicht nachvollziehbar.

Zu 2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Im vorgelegten NEP wird lediglich die Reduktion im Stromsektor betrachtet. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass alle Veröffentlichungen der Bundesregierung davon ausgehen, dass eine Dekarbonisierung in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie nur durch verstärkte Nutzung von Strom aus Erneuerbarer Energien erfolgen kann.

Da Erneuerbare Energien die einzige derzeit verfügbare CO₂-neutrale Energiequelle darstellen, muss die Reduktion des Primärenergieverbrauchs ganzheitlich betrachtet werden. Andernfalls ist eine bedarfsgerechte Planung des Netzausbaus nicht möglich.

4. NETZANALYSEN

Der BEE sieht sich nicht in der Lage, die Netzanalysen detailliert zu kommentieren, da aufgrund der unzureichenden Datenlagen keine gleichwertigen Analysen unabhängiger Dritter vorliegen.

Allgemeine Anmerkungen:

Wie schon in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ist auffällig, dass das Modell der Übertragungsnetzbetreiber scheinbar nicht auf Variantenrechnungen reagiert, die den Netzausbau begrenzen würden. Dies liegt zum einen daran, dass schon die Eingangsparameter so gewählt werden, dass eine Reduzierung des Netzausbaus ausgeschlossen wird, zum anderen scheint das Modell zu stark auf die Eingangserwartung der ÜNB zu konvergieren. Es ist zu erwarten, dass dies auf Dauer zu einem Glaubwürdigkeitsverlust führen wird.

Fazit

Aus Sicht des BEE bildet der vorgelegte Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 Version 2017 die politischen Ziele der Bundesregierung und des Bundesrates nicht ab und sollte daher nicht genehmigt werden. Geschuldet ist dies in erster Linie dem durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen 2030, da schon dieser nicht geeignet ist, die politischen Ziele abzubilden.



Kontakt

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Harald Uphoff
Kommissarischer Geschäftsführer
030 275 81 70 - 0
harald.uphoff@bee-ev.de

Holger Loew
Leiter Technik und Infrastruktur
030 275 81 70 - 0
holger.loew@bee-ev.de