



Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 29. Januar 2021 Konsultation durch die Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß ihrem Auftrag nach § 12b EnWG am 29. Januar 2021 den ersten Entwurf des „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021“ vorgelegt und bis zum 5. März 2021 zur Konsultation gestellt. Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

Berlin, den 4. März 2021

Einleitung

Wir danken für die Möglichkeit der Konsultation des vorliegenden Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 (NEP) der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die Energiewende braucht den Netzausbau. Die DUH steht im Wesentlichen hinter dem Prozess der Netzentwicklungsplanung¹. Dieser zeigt auf, wie das Stromnetz entwickelt werden muss, damit die Energiewende möglich wird. Aber:

- Um die Klimaziele zu erreichen, muss bis 2030 der Anteil Erneuerbarer Energien (EE) auf mindestens 75 % und bis spätestens 2050 auf 100 % gesteigert werden, unter Berücksichtigung des realistischen Bruttostrombedarfs.
- Der Ausbau der Stromnetze ist zu langsam und gefährdet die weitere Integration der Erneuerbaren Energien.
- EE werden abgeregelt, was Kosten verursacht und die Emissionen in die Höhe treibt.

Einiges davon liegt in der Hand der Politik und kann nicht in einem NEP seitens der ÜNB gelöst werden. Gleichwohl werden wir auch solche Kritikpunkte ansprechen, damit sie von den ÜNB vorausschauend mitgedacht werden können.

Eine abschließende Bewertung des NEP in dieser Konsultationsphase ist leider nicht möglich, denn es fehlen nachfolgende Ergebnisse im vorliegenden Entwurf:

- Ergebnisse der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2040
- Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) der noch nicht im Bundesbedarfsplan 2021 enthaltenen zusätzlichen Interkonnektoren
- Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie der Berechnungen des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation auf Basis des Szenarios B 2035 sowie
- Ergebnisse der Sensitivität zum Szenario C 2035 unter Berücksichtigung eines alternativen Anschlusses von 6 GW Offshore Windenergie am North Sea Wind Power Hub.

¹ „Netze für Klimaschutz und Energiewende: Position der DUH zum Um- und Ausbau der Strom- und Gasnetzinfrastruktur“ vom 16.11.2020

(Vorläufige) Bewertung

Klimaziele und Ausbau der Erneuerbaren Energien

Der Pfad der CO₂-Minderung (auf 120 Mio. t CO₂ im Szenario A 2035 / B 2035 / C 2035 sowie auf 60 Mio. t CO₂ in B 2040 bis hin zur Erreichung des 95%-Ziels 2050) ist realistischer abgebildet als im Klimaschutzgesetz (KSG)². Der Ansatz im NEP entspricht jedoch nach wie vor nicht dem Budget-Ansatz.

Klimaziele bekommen einen immer höheren Stellenwert – Paris-Kompatibilität ist in der Stromnetzplanung dennoch nicht gegeben. Die zukünftige Stromnachfrage muss mit 100% EE gedeckt werden. Der EE-Ausbau im Stromsektor ist die zentrale Maßnahme zur CO₂ Reduktion. §12 EnWG regelt, dass energiepolitische Ziele – wie der EE-Ausbau – in der Planung des Netzes berücksichtigt werden müssen. EE-Anteile von 82% am Bruttostromverbrauch in 2040 wären bei einem linearen Pfad für 100% EE in 2050 der richtige Weg. Es muss dringend ein Langfristszenario für 100% EE in 2050 berechnet/ergänzt werden, um den Transformationspfad vollständig abzubilden und den daraus resultierenden Innovationsbedarf abzuleiten. Dies fordert die DUH seit mehreren Jahren.

Konkret schlagen wir vor, das Szenario A 2035 (Kohle-Szenario) aus dem weiteren Prozess rauszunehmen und stattdessen ein neues *-Szenario C 2040 zu etablieren. Das neue *-Szenario C 2040 sollte auf den Klimazielen der EU (55% THG-Reduktion bis 2030) beruhen. Im weiteren Konsultationsprozess wären dann die aktualisierten Ausbauzahlen der für das erste Quartal 2021 angekündigten EEG-Novelle zu integrieren. Ein solches Szenario dient als Nachhaltigkeitscheck für die in den anderen Szenarien ermittelte Leitungen und nicht der Identifizierung neuer Leitungen. Da das Szenario nicht im gesetzlich festgelegten Szenariorahmenprozess konsultiert und genehmigt wurde, kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) es nicht zur Prüfung heranziehen. Es verhält sich aber ähnlich wie bei dem „*-Szenario C 2038“ im NEP 2030 (Version 2019; 0 kW Kohlekapazität). Dieses wurde 2019 für die Prüfung der Einzelmaßnahmen genutzt.

Hier wäre als Sofortmaßnahme auch die Rechnung einer „Sensitivität“ hilfreich und untergesetzlich machbar. Das Abwarten bis zum nächsten Szenariorahmen 2022 halten wir für falsch; der Prozess muss die veränderte Realität abbilden, die manchmal schneller voranschreitet als der Prozess des Szenariorahmens und Netzentwicklungsplans.

Rahmendaten und Methodik

Im bestätigten Szenariorahmen 2035 wurde der Bruttostromverbrauch als Grundlage genutzt. Dieser bildet die Realität besser ab, denn hier werden auch die Verluste bei Erzeugung und Transport abgebildet. Leider wurde dieser in der Bestätigung gekürzt. Entgegen vorliegender Studien³ sind die Annahmen viel zu gering. Im NEP wird nun vom Nettostromverbrauch gesprochen bzw. in der Marktsimulation dann vom Bruttostromverbrauch. Das ist nicht nachvollziehbar und somit schwer vergleichbar.

Die drei Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 erscheinen in den Ergebnissen der Marktmodellierung wie auch im resultierenden Netzausbau (Ausnahme DC34) sehr ähnlich: Die Regionalisierung scheint ähnlich, die Kohle ist bei B 2035 und C 2035 raus und es sind immer mehr Strom-Verbraucher (Wärmepumpen, E-Mobilität, PtH, PtG, Speicher und DSM) am Netz. Es scheint somit, dass letztlich der steigende Stromverbrauch der Treiber des

² KSG, Anlage 2 Zulässige Jahresemissionsmengen

³ 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Mai 2019; Entwicklungspfade aus dem ENSURE-Projekt – Transformation des Energiesystems bis zum Jahr 2030, Dezember 2019; ZUKUNFT STROMSYSTEM I und II, WWF Deutschland, Februar 2019

Netzausbaus ist und nicht der EE-Ausbau bzw. der europäische Binnenmarkt. Umso wichtiger ist es, für den Bruttostromverbrauch realistische Annahmen zu treffen (siehe Fußnote 3). Welche Annahmen liegen hier zugrunde: Die Zahlen der Tabelle 1 (Übersicht der Kennzahlen der Szenarien) oder die Zahlen der Tabelle 19 (Berechnung des Bruttostromverbrauchs)? Es sind Unterschiede von ca. 50 TWh erkennbar; der Bruttostromverbrauch soll 2030 aus 65% EE erzeugt werden. Hier bitten wir um entsprechende Klarstellung bzw. Erläuterung.

Die HGÜ-Verbindungen DC20, DC21 und DC25 wurden im neuen Bundesbedarfsplangesetz am 12. Februar 2021 vom Bundesrat bestätigt, DC31 (Heide/West-Klein Rogahn) jedoch nicht. Die ersten drei genannten gehören somit zum Startnetz, letztere aber noch nicht. Ist dies so?

Durch DC34 (Rastede-Bürstadt) kann offenbar Netzverstärkung und Netzausbau im AC-Netz eingespart werden. Kann (überschlägig) beziffert werden, wie viel Kilometer Netzmaßnahmen im AC-Netz durch den neuen HGÜ-Korridor wegfallen? Wäre diese Berechnung auch für DC31 darstellbar?

Die Methodik der Regionalisierung ist für alle Szenarien gleich. Dadurch ist es nicht möglich, den Einfluss einer unterschiedlichen Regionalisierung auf den Netzausbaubedarf zu sehen. Welchen Einfluss hätte z.B. ein verstärkter Onshore-Wind-Ausbau im Süden auf den zu erwartenden Netzausbau (Stichwort: starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien, Präsentation vom 12. Februar 2021, Seite 15)? Aus Akzeptanz- und Gerechtigkeitsgründen hätte eine Differenzierung der Regionalisierung einen sehr hohen Stellenwert.

Modellierung zur Einhaltung der CO₂-Obergrenze

Wir sehen einen Zubau von ca. 17 GW Gaskraftwerken in C 2035. Dieser Zubau speist sich unseres Wissens nach aus den Annahmen im Szenariorahmen Gas 2020-2030, deren Werte die Bundesnetzagentur als Basis für den Szenariorahmen Strom übernimmt. Leider sind Klimaschutzanforderungen bisher nicht Grundlage für die Planung von Gasnetzen. Die schlichte Übernahme der Werte der Gasnetzplanung konterkariert die Bemühungen einer Klimaziel-kompatiblen Stromnetzplanung, da möglicherweise mit nicht Paris-kompatiblen Gasbedarfen gerechnet wird.

Daher bitten wir um Erläuterung, ob die ÜNB die Einhaltung der CO₂-Obergrenze bei Übernahme von Annahmen aus der Gasnetzplanung geprüft haben. Haben sie erfasst, welches Gas mit welcher Herkunft und welcher Klimabilanz zur Anwendung kommen wird und ob das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 damit erreicht werden kann? Ist davon auszugehen, dass die ÜNB zur Einhaltung der CO₂-Obergrenze mit Biogas oder grünem Gas rechnen? Stammt dieses Gas aus EE, produziert in Deutschland, was mit Sicherheit Netzausbau zur Folge hat? Oder ist es importiertes Gas aus Drittstaaten wie Marokko oder Chile? Wir bitten um Erläuterung.

Umgang mit der Jahreshöchstlast und dem Einsatz von Flexibilitäten⁴

Der Einsatz von Flexibilitäten wie Haushalts-Wärmepumpen und Elektromobilität wird nach Aussage des NEP „verteilnetzdienlich“ eingesetzt. Methodisch umgesetzt wird dies, indem das Flexibilitätpotential eingesetzt wird, um die Nachfragespitzen der Last zu reduzieren und in den Stunden nachzuholen, in denen die Last am geringsten ist. Unklar bleibt, wie sich der Einsatz von Flexibilitäten auf Verteilnetzebene auf die Übertragungsebene auswirkt. Hier bitten wir um Erläuterung, welchen Mehrwert das skizzierte Vorgehen für das Übertragungsnetz und insbesondere für die Reduzierung des Netzausbaus auf Übertragungsebene hat. Orientieren sich Verteilnetzbetreiber in ihrer Stromnetzplanung an diesen Annahmen des NEP Strom?

⁴ In Abstimmung mit anderen Umweltverbänden erarbeitet.

Auffallend an der Methodik ist, dass die Erzeugung aus EE bei dieser Modellierung anscheinend gar keine Rolle spielt: Sie wird bei der Modellierung nicht berücksichtigt. Damit wird die Idee ad absurdum geführt, dass die Flexibilitäten zur Integration der EE eingesetzt werden. Es ist auch fraglich, ob dieses Verfahren zu einem „verteilnetzdienlichen Einsatz“ der Flexibilitäten führt.

In der weiteren Überarbeitung des NEP sollte die methodische Vorgehensweise verbessert werden. Insbesondere erhalten die Flexibilitäten nicht den Anreiz, eine Lastreduktion zu Zeiten von PV-Einspeisespitzen durchzuführen, sondern vielmehr den, die Last im Mittagspeak zu erhöhen. Parallel muss auch herausgearbeitet werden, welcher Mechanismus im Strommarkt den in der Methodik simulierten Flexibilitätseinsatz in der Realität bewirken wird, damit der so geplante Netzausbau auch genügt.

Bezugnahme TYNDP 2020 bzw. methodische Einbettung in Europa⁵

Die für Deutschland getätigten Berechnungen des NEP sind neu in das europäische TYNDP Szenario „Distributed Energy“ eingebettet und nicht mehr in das Szenario „National Trends“. Dieser Wechsel wurde im Szenariorahmen 2035 im Juni 2020 bestätigt. Das Szenario „Distributed Energy“ weist europaweit deutlich höhere EE-Anteile und erweiterte Verbindungen zwischen den europäischen Staaten aus und hat damit eine größere Anzahl an Interkonnektoren.

Der TYNDP 2020 geht im Szenario „Distributed Energy“ von acht zusätzlichen Interkonnektoren zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten aus. Diese können jedoch im NEP noch nicht modelliert werden, da sie zunächst eine Kosten-Nutzen-Analyse (cost-benefit-analysis, CBA) durchlaufen müssen, um sich als markttauglich zu erweisen. Diese Analyse im NEP steht aus.

Insgesamt hinkt die deutsche Stromnetzplanung der europäischen Stromnetzplanung hinterher, denn im vorliegenden NEP-Entwurf sind noch die sechs Interkonnektoren des TYNDP „National Trends“-Szenario enthalten und zur Kosten-Nutzen-Analyse freigegeben. Unklar ist, ob die sechs Interkonnektoren des einen Szenarios eine Teilmenge der acht Interkonnektoren des anderen Szenarios sind, oder ob es hier noch größere Unterschiede gibt. In jedem Fall fehlt im jetzigen NEP-Entwurf die Einbindung der aktuellen acht Interkonnektoren. Dies muss im zweiten Entwurf unbedingt nachgeholt werden. Allerdings konstatieren die ÜNB, dass dies nicht erfolgen kann (*S.133 „Wegen des mit der Kosten-Nutzen-Analyse verbundenen erheblichen Aufwands ist eine solche Analyse nur für die o. g. Interkonnektoren vorgesehen, die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und noch nicht im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind.“*). Damit wird auch der zweite Entwurf des NEP die europäische Netzplanung weitgehend unberücksichtigt lassen. Insgesamt müssen deutsche und europäische Stromnetzplanung besser aufeinander abgestimmt werden.

Transparenz und Nachvollziehbarkeit

Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Netzentwicklungsplanung sind wichtig für die Akzeptanz des Netzausbaus. Je genauer der Einfluss bestimmter Einflussfaktoren (z.B. Regionalisierung, Verbreitung von Elektroautos, innovative Technologien im Netz) auf den Netzausbaubedarf dargestellt werden kann, desto besser kann auf Kritik am NEP reagiert werden. „Wie ändert sich der Ausbaubedarf, wenn...?“ ist nach wie vor eine häufige Frage von Bürgerinnen und Bürgern, BIs und Verbänden. Auch ein Kostenvergleich, z.B. der Einsatz von Netzboostern im Vergleich zu Leitungsbau, wäre hilfreich.

⁵ In Abstimmung mit anderen Umweltverbänden erarbeitet.

Akzeptanz hängt zudem an der Frage, für welche Energielandschaft der Zukunft das Stromnetz ausgebaut wird. Die Erreichung des Klimaziels von Paris muss die Grundlage aller Planungen sein.

Die Erfahrungen bei AC-Vorhaben zeigen des Weiteren, dass immer wieder auch Möglichkeiten für Erdkabelabschnitte gewünscht werden. Wir regen daher an zu prüfen, ob beim Neubau von AC-Trassen aus technischer Sicht weitere Erdkabel-Abschnitte ermöglicht werden können (unbeschadet einer darüber hinaus notwendigen rechtlichen Regelung zur Anerkennung der Mehrkosten).

Integrierte Planung von Energieinfrastrukturen

Strom- und Gasnetze werden unabhängig voneinander geplant. Beide sind Teil eines zunehmend integrierten Energiesystems. Durch Sektorenkopplung und auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff werden die Systeme weiter vernetzt. Dies muss sich in einer integrierten Planung widerspiegeln.

Zunächst müssen die Voraussetzungen der Planung harmonisiert werden: Ebenso wie die Stromnetzplanung müssen für die Gasnetzplanung die Klimaziele der Maßstab sein. Zudem müssen die Szenarien für die Entwicklung des Energiesystems aufeinander abgestimmt werden: Für das Gasnetz muss ein Szenariorahmen erstellt werden, der von den gleichen Annahmen wie der Szenariorahmen Strom ausgeht. Dies bedeutet zuvorderst den Einsatz von 100% EE bis spätestens 2050. Ein neuer Szenariorahmen für die Gasnetzplanung wird dementsprechend Antworten auf folgende Fragen geben müssen: Wie kann die Gasversorgung bis spätestens 2050 defossilisiert werden? Wie viel und welches Gas werden wir zur Verfügung haben? Wo sollte Gas zukünftig noch eingesetzt werden? Braucht es ein eigenständig reguliertes Wasserstoffnetz und wer sollte es betreiben? Dies ist auch für die Stromnetzplanung relevant, da sie Daten aus der Gasnetzplanung für die eigenen Planungen übernimmt und prüfen muss, ob die Klimaziele nach wie vor erreichbar sind.

Strom- und Gasnetzplanung zu verzahnen und integriert zu planen ist vor allem sinnvoll, wenn grundsätzliche Alternativen zu diskutieren sind, z.B. ob ein Elektrolyseur direkt an der Küste erneuerbares Gas erzeugen soll oder der Strom weitergeleitet und an einem anderen Standort in Gas umgewandelt wird. Im Zuge der aktuellen politischen Diskussion um Wasserstoffmengen und Power-to-Gas-Standorte sowie um die dafür erforderlichen Kosten so gering wie möglich zu halten, ist es auch aus Sicht der Verbraucher*innen wichtig, eine integrierte Strom- und Gasnetzplanung voranzubringen und potentielle Synergieeffekte aufzuzeigen und entsprechend zu heben.

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden. Für Rückfragen sind Nadine Bethge, Stellvertretende Leiterin des Bereichs Energie und Klimaschutz der Deutschen Umwelthilfe e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, Tel.: 030-2400867-962, Email: bethge@duh.de erreichbar