

Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (2021)

Der BUND hat sich seit vielen Jahren an der Diskussion zum Netzausbau beteiligt. Wir haben zahlreiche Stellungnahmen zu Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen, Umweltberichten und weiteren Dokumenten sowohl schriftlich, als auch im Rahmen von Veranstaltungen und Dialogverfahren bundesweit erarbeitet. Wir haben vielfach Vorschläge eingereicht, die aufzeigen, wie mit alternativen Vorgehensweisen und gesetzlichen Regeln der Netzausbau deutlich geringer ausfallen kann, um hiermit Auswirkungen auf Natur, Umwelt und Menschen zu minimieren¹. Der vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035(2021) erfüllt die Anforderungen zur Minimierung der Umweltauswirkungen nicht. Es fehlt ein systematischer Vergleich mit Alternativen, die die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien ebenso oder besser als es der NEP vorsieht, sicherstellen.

Szenariorahmen 2035 (2020) nicht mehr tragfähig

Der nun vorgelegte NEP 2035 setzt auf einem Szenariorahmen auf, der den Anforderungen der Energiewende und dem Klimaschutz nicht gerecht wird. Auch wenn in drei Szenarien der Kohleausstieg für das Jahr 2035 unterstellt wird, bestehen weitergehende Minderungsanforderungen auch für Gaskraftwerke. Der Szenariorahmen 2035 wurde im Januar 2020 vorgelegt und von der BNetzA im Juni 2020 genehmigt. Zwischenzeitlich sind jedoch Diskussionen und Entscheidungen auf europäischer Ebene, nationaler Ebene in Hinblick auf Zielsetzungen des Klimaschutzes, des Ausbaus erneuerbarer Energien (EEG 2021), Kohleausstieg und nun für den NEP noch entscheidender zur Wasserstoffstrategie auf EU- und nationaler Ebene deutlich vorangeschritten. Damit ist der Szenariorahmen nicht mehr als tragfähige Grundlage für den NEP anzusehen. Bevor der 2. Entwurf zum NEP 2035(2021) vorgelegt wird, sollte daher unbedingt eine Novelle des Szenariorahmens erfolgen.

Zumindest als Alternative, die gemäß der SUP-Richtlinie als sinnvolle und machbare Alternative erforderlich ist, sollte gemäß dem BUND Zukunftsenergiekonzept (BUND Position 66) ein deutlich geringerer Ansatz von Windenergie offshore und dafür deutlich mehr Windenergie onshore, sowie deutlich mehr Photovoltaikkapazität (als installierte elektrische Leistung) angesetzt werden. Zudem sollten die installierten elektrischen Leistungen Kapazitäten der Biomasseanlagen um den Faktor 2,0 - 3,0 erhöht werden, auch bei Annahme gleicher Energiemengen, so dass diese stärker flexibel eingesetzt werden und einen höheren Beitrag zur Versorgungssicherheit bieten.

¹ [REDACTED] Letzte Stellungnahme zum NEP(2030) 2019 vom 4.3.2019

	Referenz 2019	NEP B 2035	BUND 2035	Strom- mengen TWh	NEP B 2040	BUND 2040	Strom- mengen
Wind offshore	7,5	30,0	15	60	40,0	15	60
Wind onshore	53,3	86,8	140	350	88,0	170	425
Photovoltaik	49,0	117,8	160	160	125,8	220	220
Biomasse	8,9	7,5	15	60	8,2	25	60
Wasserkraft	4,8	5,6	4	15	5,6	4	15
Strommenge aus EE				645			780
abzüglich Elektrolyse				-100			-150
Erdgas	30,0	42,4	30	50	42,4	0	0
plus EE-Gas Rückver- stromung			10	30		50	50
Strom- angebot				625			680

Für Windenergie und Photovoltaik ist hierbei ein jährlicher Ausbau von 6-8 GW im Jahr angesetzt. Gemäß dem BUND Szenario ist der Ausbau der Windenergie offshore auf maximal 15 GW begrenzt aufgrund der im Küsten- und Meeresbereich vorhandenen Restriktionen des Naturschutzes.²

Mit diesem Szenario ergibt sich auch eine mehr in südliche Bundesländer verlagerte Verteilung der Kapazitäten von Wind onshore. Sicherlich gab es in den vergangenen Jahren deutliche Einbrüche der Zuwachsraten. Jedoch haben sowohl die Bundesregierung, als auch der Deutsche Bundestag im Entschließungsantrag zum EEG im Dezember 2020 und auch zahlreiche Bundesländer erklärt, dass der Ausbau der Windenergie generell und in den südlichen Bundesländern deutlich intensiviert werden soll. Dies soll mit veränderten Regelungen zum Repowering sowie mit klareren Regeln der Naturschutzprüfung erfolgen.

Wie sehr der NEP von den Zielen der Bundesländer abweicht, zeigt sich z.B. an Hessen, wo für das Jahr 2040 (B 2040) eine Windstrommenge von 3,9 TWh angesetzt wird, das Land Hessen jedoch (für 2050) eine Windstrommenge im Hessischen Energiegipfel von 28 TWh als Ziel gesetzt hat. Ähnliche Diskrepanzen lassen sich auch für andere Bundesländer ermitteln. Auch in der Verteilung auf die Bundesländer ist eine grundlegende Überarbeitung des Szenariorahmens erforderlich, auch aufgrund von politischen Entwicklungen, die vor einem Jahr noch nicht bestanden.

NEP betrachtet dezentrale Lösungen nicht oder nicht ausreichend

Wie schon in früheren Jahren setzen die Übertragungsnetzbetreiber auf eine zentralistische Stromwirtschaft. Ansätze, die auf eine eher dezentrale Umsetzung der Energiewende und regionale Strommärkte abzielen wurden hingegen nicht übernommen und sogar gegenüber einer EU-Beschwerde des BUND (im Jahr 2013) hinsichtlich mangelnder Umsetzung der SUP-Richtlinie, explizit abgelehnt.

Der BUND fordert daher, die Aufstellung und eigenständige Modellierung eines NEP, der dem „Zellularen Ansatz“ des VDE folgt und Deutschland stromtechnisch nicht auf eine „Kupferplatte“ reduziert, sondern eine Vielzahl regionaler Stromzellen ansetzt, in denen ein Ausgleich von Stromerzeugung auf fluktuierenden, steuerbaren Quellen und Lastmanagement erfolgt. Solche Ansätze sind technisch umsetzbar, weisen sehr wahrscheinlich deutlich geringere Kosten als die Umsetzung des NEP auf und sind hinsichtlich der Versorgungssicherheit deutlich stabiler. Hierzu ist ebenfalls die regionale Verteilung der Windenergie onshore und Photovoltaik mehr an die regionalen Potentiale anzupassen.

Fehlende Kosten-Nutzen-Analyse

Gemäß den Vorschriften der Europäischen Union ist eine Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) der Vorhaben durchzuführen. Dies ist nicht erfolgt, bis auf Angaben zu den Interkonnektoren. Irrtümlicherweise behaupten die ÜNB, eine KNA sei nicht erforderlich, wenn das n-1-Kriterium geprüft würde und damit die Notwendigkeit eines Leitungsvorhabens nachgewiesen sei. Gemäß dem Erfordernis zu einer Strategischen Umweltprüfung SUP ist ein strategischer Vergleich sinnvoller Alternativen durchzuführen. Der BUND hat hierzu viele solcher Alternativen schon in früheren Stellungnahmen genannt. Hierzu zählt ein dezentrales Energiekonzept, der Einsatz von Hochtemperaturbeseilung, der Einsatz von Stromspeichern, die sicherstellen, dass Spitzenbelastungen auf Zeiten mit Minderbelastung verschoben werden, der Einsatz von Phasenschiebern und die Verlagerung eines Teils des Stromtransports auf den Transport von Gasen (Wasserstoff/Methan).

Alternativprüfung mit anderem Strommarktdesign dringend erforderlich

Ganz besonders zählt der Einsatz von regionalen Strommärkten im Sinne des „Zellularen Ansatzes“ des VDE zu einer wesentlichen Alternative. Hierdurch kann innerhalb von Stromzellen, sei es im Gebäude, im Quartier, in Gewerbebereichen, in der Industrie, im Stadtteil, in der Stadt ein Stromausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung hergestellt werden, mit dem letztlich der Bedarf zum Ausbau der Übertragungsnetze deutlich reduziert werden kann und zudem die Versorgungssicherheit im Vergleich zum Netzausbau deutlich erhöht wird. Hier liegt eine Alternative vor, die höchst wahrscheinlich ein günstigeres KN-Verhältnis aufweist. Berechnungen, die im Rahmen des Stakeholder-Projektes „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts (2014-2017) durchgeführt wurden, haben beim Ansatz von regionalen Stromausgleich an Netzknoten gezeigt, dass damit der Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes deutlich zurückgeht. Gleiches Ergebnis zeigte die Studie von Prognos, Energie Campus Nürnberg und Prof. V. Grimm FAU Erlangen³. Es gilt also vernünftige und machbare Alternativen zum überdimensionierten Netzausbau, die bei einer konsequenten Anwendung einer Kosten-Nutzen-Analyse den Vorrang erhalten würden.

Ausführlich wurde dies dargelegt, durch die Arbeiten von Prof. Lorenz Jarass, die zeigen, dass der Netzausbau vor allem dem Stromtransport von Stromspitzen dient, die durchaus auch mit anderen Methoden und Energieträgern übertragen oder eingespeichert werden können. Die Bundesnetzagentur hat dem BUND gegenüber schon am 20.3.2015 mitgeteilt, dass die HGÜ-Leitungen bei einem möglichen Ausfall der Leitungen oder von Konvertoren eine Absicherung auf Ebene des Höchstspannungs-Drehstromnetzes (220kV, 380kV) benötigten. Die HGÜ-Leitungen sind daher zusätzliche Leitungen, deren Transportbedarf auch durch das HDÜ-Netz befriedigt werden kann. Die HGÜ-Leitungen dienen daher einem besonderen Übertragungsbedarf der Betreiber der Anlagen für die Abführung von Offshore Windstrom. Die Kosten für diesen Sondertransport parallel zum HDÜ-Netz wäre demnach durch die Stromlieferanten der Offshore Windenergieanlagen zu tragen, denn laut Hinweis der BNetzA ist für diesen Stromtransport das HDÜ Netz ausreichend oder

³

entsprechend auszubauen (auch für Blindstrombereitstellung). Die Transportkosten für Strom auf den HGÜ-Leitungen von ca. 10 ct/kWh werden aber nicht dem über die HGÜ-Leitung transportieren Strom, sondern rechtlich nicht gedeckt, auf alle Stromverbraucher (Netznutzer) umgelegt. Die Netzentwicklungsplanung widerspricht damit dem Gebot der „preisgünstigen“ Energieversorgung gemäß § 1 EnWG.

Es ist in der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans auch nicht erkenntlich, nach welchen Kriterien der Betrieb des Stromnetzes und der HGÜ-Leitungen erfolgt. Das Rechenmodell ist nicht offengelegt worden. Dies gilt insbesondere für die Weise, wie steuerbare Leitungen, wie die HGÜ-Leitungen im Modell betrieben werden.

Das Rechenmodell sollte für die Öffentlichkeit einsehbar sein. Ebenso sind gegenüber dem Grundansatz der ÜNB, das Stromnetz im Sinne einer sog. „Kupferplatte“ mit weitgehend unbehinderten Stromtransport deutschlandweit auszulegen, andere Modelle alternativ zu berechnen, die auf dem „zellularen Ansatz“ und regionalen Strommarktmodellen mit Knotenpreisen beruhen.

Der Deutsche Bundestag hat in einem Entschließungsantrag zur EEG-Novelle die Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns gefordert⁴. Dazu gehört ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien, eine stärkere Bereitstellung von „Systemverantwortung“ der Einspeiser, Stärkung der Eigenstromnutzung, mehr direkte Stromverträge mit Power Purchase Agreements (PPA) und mehr und anderer flexiblen Engpassmanagements gemäß den Erfahrungen der SINTEG-Forschungsprojekte. Demnach ist das Rechenmodell des Netzentwicklungsplans nicht mehr auf dem Stand von Technik und Politik.

Auch wurde durch die Akademie der Wissenschaften, acatech eine Studie vorgelegt, die zeigt, dass durch viele verschiedene Methoden (allein oder in Kombination)⁵ eines neuen Strommarktdesigns und andere Methoden zur Behebung oder Vermeidung von Netzengpässen, der Netzausbaubedarf deutlich gemindert werden kann. Hierzu zählen „Einführung eines Knotenpreismanagements, der Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone (zwei oder mehrere Stromgebotszonen), Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte, Ausweitung der marktbasierten Beschaffung von Flexibilität und erhöhte Anreize von nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität“⁶ Die Studie zeigt, dass hierdurch auf preisgünstige Weise Netzengpässe vermieden werden können und damit der Netzausbau vermindert werden kann und die Versorgungssicherheit erhöht werden kann. Der BUND fordert daher, dass solche Regeln und Modelle auch in der Netzausbauplanung als sinnvolle Alternative berücksichtigt werden müssen.

Das Strommarktmodell des BUND setzt auf dem zellularen Ansatz auf und geht davon aus, dass auf regionalen Strommärkten ein Ausgleich von Nachfrage und Bedarf im Sinne eines Bilanzkreismanagements erfolgt. Die Nachfrage kann dabei immer durch regionalen Strom aus Wind und Sonne gedeckt werden, wobei Anlagen der KWK mit erneuerbaren Energieträgern (Biomasse, EE-Gas) die notwendige Versorgungssicherheit (auch in Verbindung mit Wärmespeichern) bieten. Einen ähnlichen Ansatz verfolgt die Energy Watch Group mit ihrem Vorschlag eines Gesetzes, das im Strommarkt neben der Stromdarbietung auch die Systemdienstleistung zum Angebot von Stromprodukten aus 100 % erneuerbare erzeugten Strom vergütet⁷. Modellrechnungen haben gezeigt, dass hierfür eine Vergütung von (nur) 8 ct/kWh ausreichen würde. Dem gegenüber bewirkt das bisherige System des EEG, das aber keine Verbindung der Stromdarbietung mit dem Betrieb der Stromnetze aufweist weitaus höhere Kosten. Das Verfahren dieser „Kombikraftwerksvergütung“, das

4
5
6
7

durch einzelne Anbieter oder „Aggregatoren“ durchgeführt werden kann, bietet Versorgungssicherheit, Schwarzstartfähigkeit auf regionaler Ebene.

So fordert die EU-Richtlinie RED II⁸ die Förderung und Nicht-Diskriminierung von Eigenstromerzeugern und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (Art. 21 und 22). Ebenso sieht die EU Binnenmarkt-Richtlinie EU RL 2019/944 vor, dass Stromverkauf über sog. „Aggregatoren“ organisiert werden kann und die Verteilnetzbetreiber erweiterte Aufgaben hinsichtlich der Organisation und Beschaffung von Systemdienstleistungen und Flexibilität in den Verteilnetzen haben sollen⁹ (Art. 15,16,17 und 31).

Dies alles zeigt, dass gemäß den EU Richtlinien schon jetzt andere Regeln zum Strommarkt und zum Betrieb der Verteilnetze vorgeschrieben sind und die jedoch durch die Bundesregierung noch nicht ausreichend und konsequent umgesetzt sind. Insofern entspricht der Netzentwicklungsplan nicht den Vorschriften des EU-Rechts, da wesentliche Elemente nicht umgesetzt und nicht im Netzentwicklungsplan enthalten sind. Es sind bezeichnenderweise genau die Regelungen die Eigenstromversorgung, Stromverkauf zwischen Erzeugern von Erneuerbaren und KWK-Strom, die Rolle von Aggregatoren und Verteilnetzbetreibern betreffen, die allesamt Bedingungen sind für eine gänzlich andere Netzentwicklungsplanung.

Offshore-Windenergie – ein Blick auf die Gesamtkosten

Der NEP 2035 setzt auf einen sehr starken Ausbau der Offshore Windenergie, deren Strom zudem hauptsächlich mittels Stromleitungen in den Süden transportiert werden soll. Hauptargument ist, dass diese Stromerzeugung Offshore deutlich preisgünstiger sei als an Land. Dies würde den verstärkten Ausbau der Offshore-Windenergie wesentlich legitimieren. Dieser Strom müsste dann allerdings mit mehreren HGÜ Leitungen in nunmehr bis zu 6 Korridoren in den „Süden“ (Raum Mannheim, Stuttgart, Würzburg, München) transportiert werden.

Hier lohnt ein Vergleich der Gesamtkosten:

Bei Investitionskosten von 2500 - 3000 €/kW für Offshore-Windenergieanlagen, eine Annuität der Finanzierungskosten inkl. Wartungskosten von 10% und jährlichen 5000 Vollaststunden ergeben sich Erzeugungskosten von 5,0-6,0 ct/kWh.¹⁰

Bei Onshore-Windenergieanlagen liegen mit 1500 €/kW und 2500 h/Jahr die Erzeugungskosten bei ca. 6,0 ct/kWh. In den letzten Ausschreibungen der BNetzA für Onshore-Windenergie lagen die Gebote bei durchschnittlich 6,1 ct/kWh. Es besteht jedenfalls kein besonderer Kostenvorteil der Offshore-Windenergie hinsichtlich der spezifischen Stromerzeugungskosten, die deren Privilegierung begründen könnte.

Der Unterschied liegt aber darin, dass mittels des NEP eine Planung für HGÜ-Leitungen erforderlich ist, um v. a. Strom aus dem Norden in den Süden zu leiten (während bei Onshore-Wind der Strom schon in der Nähe des Verbrauchs erzeugt wird).

Die Transportkosten von HGÜ-Leitungen liegen dabei bei 2 GW Kapazität / 12 Mrd. € Investitionskosten/ 6000 h/Jahr Vollaststunden/ Eigenkapitalrendite 7 %, Annuität mit Wartung 10% bei ca. 10 ct/kWh. Hinzu kommen ca. Kosten von 18 - 27 Mrd. € für die Anbindung der Offshore-Windparks. Bei 120 TWh Stromableitung liegen diese Transportkosten bei ca. 3 ct/kWh. Die gesamten Transportkosten von Offshore-Windstrom über die Landanbindungen und daran folgende HGÜ-Leitungen an Land liegen daher bei ca. 15 ct/kWh.

⁸
⁹
¹⁰

Zusammen mit den Erzeugungskosten von 5-6 ct/kWh ergeben sich Vollkosten für den Offshore-Windstrom am Ort der Übergabe in ein Verteilnetz von 20-21 ct/kWh. Daher ist es nicht angemessen, im NEP sowie in der Öffentlichkeit davon zu sprechen, es gäbe hier „preiswerten Strom im Norden“ ohne die Transportkosten zuzurechnen.

Regionale Windenergieanlagen haben nur geringe Kosten im Übertragungsnetz. Ihr Strom wird zum großen Teil in den regionalen Verteilnetzen verbraucht. Die Kosten der Verteilnetze sind in beiden Fällen gleich. Die Kosten für den Stromtransport im Übertragungsnetz für Offshore-Windstrom wird jedoch nicht von den Betreibern dieser Anlagen getragen, sie werden auf die gesamten Netzkosten umgelegt. Windenergie offshore kann daher für ca. 5-6 ct/kWh am Ende der HGÜ Leitungen angeboten werden, und könnte somit gegen lokale Stromangebote aus Windenergie, PV, kommunaler KWK konkurrieren. Er müsste aber eigentlich zum Preis von 20-21 ct/kWh angeboten werden, wenn eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung erfolgen würde. Dieser vermeintliche Kostenvorteil für Windenergie offshore ist aber von allen Stromkunden zu tragen, auch die die nicht auf diese Versorgung, sondern auf regionale Versorgung setzen.

Dies bedeutet, dass eine Option der Energiewende im Strombereich durch Freistellung von besonderes hohen Übertragungsnetzentgelten und Umlage dieser Kosten auf andere bevorzugt wird – alle anderen Optionen einer sicheren Versorgung mit erneuerbaren Energien werden somit belastet und im Vergleich ungerechtfertigt diskriminiert.

Auch aus Umweltsicht erfolgt hier faktisch eine Bevorzugung der Windenergie offshore - zu Lasten der Umwelt und des Naturschutzes. Der Ausbau der Windenergie offshore ist mit erheblichen Eingriffen in die Fauna und Flora in den Meeren verbunden (Vögel, Schweinswale, Veränderungen in den Biotopen), die Verlegung einer zunehmend geplanten Zahl von Küstenanbindungen betrifft das Wattenmeer, einem Weltnaturerbe.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist aber ohne die Fortführung des Stroms mittels insgesamt 8 HGÜ Leitungen in den Süden nicht denkbar und umfasst damit auch die Umwelteingriffe der mit dem Offshore-Ausbau korrespondierender HGÜ-Leitungen. Die Option Offshore-Windenergie muss daher integriert in Kosten und Auswirkungen mit der Landanbindung und den HGÜ-Leitungen betrachtet werden. Demgegenüber ist der Bau regionaler Windenergie vergleichbar mit geringeren Eingriffen in die Natur verbunden, Probleme der Tötung von Vögeln und Fledermäusen können mittlerweile durch Abschaltungen auf das gesetzlich erforderliche unerhebliche Ausmaß gesenkt werden.

Der BUND hat sich daher für einen Ausbau der Windenergie an Land auf bis zu 170 GW ausgesprochen und für eine Begrenzung des Offshore-Windenergieausbaus auf 15 GW (also deutlich weniger als der NEP 2035 mit 30-40 GW vorsieht).

Zusammengefasst bedeutet dies, dass Offshore-Windenergie hinsichtlich der Kosten auch im Rahmen der Marktsimulation im Netzentwicklungsplan mit den Kosten berechnet werden muss, die diesem Gesamtkonzept entsprechen, also nicht nur mit den Erzeugungspreisen, sondern auch zusätzlich den Transportpreisen, die bei Offshore-Windenergie an den Endpunkten der HGÜ-Leitungen zu Kosten von ca. 20 ct/kWh führen. Die Kosten der HGÜ-Leitungen dürfen nicht als externe auf das Gesamtnetz umgelegte Kosten betrachtet werden, sondern müssen verursachungsgerecht zugeordnet werden. Ansonsten ergibt dies eine nicht gerechtfertigte Privilegierung bzw. auf der anderen Seite eine Diskriminierung anderer Stromversorgungsoptionen.

Gastransport statt Stromtransport von Offshore-Windenergie

Betrachtet man daher allein die Ausbaukosten des NEP von ca. 90 Mrd. €, plus Ausbaukosten der Offshore-Anbindung muss dies in Relation dazu gestellt werden, welche Kosten ein Ausbau einer

regionalen Stromerzeugung zum Ausgleich fluktuierenden Wind- und PV-Stroms verbunden mit KWK-Anlagen mit Wärmespeichern erfordern würde. Diese ist höchstwahrscheinlich deutlich preisweiter.

Zudem wäre im Rahmen des NEP einzubeziehen, wie hoch Aufwand und Kosten eines Ausbaus einer Transportstruktur der Power-to-Gas-Technik, sei es mit Methan, mit Wasserstoff-Beimischung oder Wasserstofftransport.

Der NEP beschränkt sich immer noch weitgehend auf den Stromsektor und vernachlässigt den Energietransport mittels der Wandlung von Stromenergie in gasförmige Energieträger. Der Transport einer Leistung von 10 GW „als Gas“ erfordert eben keinen immensen Umwelteingriff mit fünf bis sechs 40 m breiten HGÜ-Leitungsschneisen, sondern könnte weitgehend im bestehenden (!) Erdgasnetz umgesetzt werden. Ebenso könnten in diesem Falle die bestehenden (!) Erdgasspeicher genutzt werden – die HGÜ-Leitungen weisen hingegen keine Speicherfähigkeit auf.

Sicherlich weist ein Energietransport mittels der PtG-Technik auch noch Kosten für das Endprodukt Methan von ca. 20 ct/kWh auf mit einer Erwartung einer Senkung in Richtung 10 ct/kWh (inkl. Stromerzeugung Offshore)¹¹ – dies zeigt aber, dass die Kosten des Endprodukts der Energielieferung etwa in gleicher Größenordnung liegt wie Offshore-Windenergie plus HGÜ-Leitungsübertragung.¹² Sicherlich wird am Endpunkt des EE-Gastransports eine geringere Strommenge als bei der Einspeisung dargeboten (ca. 30-35%), allerdings ist dies in dieser Preiskalkulation schon enthalten und es besteht die Möglichkeit bei der Gaserzeugung (Elektrolyse) sowie bei der Rückverstromung in KWK auch Wärme zu nutzen, für die eine ökonomische Gutschrift erfolgen kann.

Überlegungen zu einer Abführung der Energiemenge aus Offshore Wind mittels Wandlung in Wasserstoff nicht erst an den Standorten der Industrie in NRW, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern, sondern in Offshorestationen oder im Norden und Transport der Energie als Wasserstoff in bestehenden oder neuen Pipelines sollte als weitere Variante des NEP im Rahmen der Alternativenprüfung einbezogen werden. Es macht aufgrund der zunehmenden Sektorenkopplung immer weniger Sinn die Netzentwicklungspläne Strom und Gas weiterhin getrennt zu betrachten.

Stromtausch und Stromtransit

Während im NEP 2025 noch ein Gesamtnettostromexport zwischen 70 und 90 TWh angesetzt wurde, liegt nun ein Gesamtnettoimport von 3-22 TWh vor. Auffällig ist neben einem wachsenden Stromimport aus nordischen Ländern der Stromimport aus Frankreich mit 18-23 TWh. Angeblich ginge dieser Stromimport mittels Transit als Stromexport nach Polen. Dort betragen die Importe jedoch nur 10-16 TWh. Entgegen früherer NEPs bei denen es eher einen Stromexport nach Frankreich gegeben hat (und real auch insbesondere in der kälteren Jahreszeit, wenn in Frankreich Atomkraftwerke nicht verfügbar waren bei hohem Strombedarf zu Heizzwecken) wird nun ein deutlicher Import modelliert. Ob und wie dies erfolgen soll, bei ähnlichen Situationen im Winter bleibt völlig unklar. Insgesamt ist unklar, wie sich Importe und Exporte zeitlich darstellen und wie diese jeweils bestimmten Ländern zugeordnet werden. Wie physikalisch der Transit von Strom von Frankreich und Skandinavien nach Polen erfolgen soll, da gerade im NEP die Nord-Süd, aber nicht die Südwest-Nordost-Leitungen ausgebaut werden, bleibt ein Rätsel des NEP Entwurfs. Hier ist deutlich mehr Transparenz gefordert.

Es ergibt sich zudem der Verdacht, dass die CO₂-Minderung in Deutschland durch entsprechend Importe von EE-Strom aus Skandinavien und (den Atomausstieg in Deutschland konterkarierend)

¹¹ Quelle AGORA Energiewende/ Verkehrswende „Zukunft strombasierter Brennstoffe“, 8.5.2018

¹² [REDACTED] (wobei die FFE in dieser Studie die Kosten der HGÜ-Leitungen durch einen hohen Freileitungsanteil gegenüber der NEP-Planung zu gering ansetzt)

Importe von Atomstrom aus Frankreich erzielt wird, da für eine ausreichende CO₂-Minderung der NEP in Deutschland nicht ausreicht. Eine solche Planung muss dringend geändert werden, insbesondere durch einen veränderten Szenariorahmen.

Projects of common interest

Zahlreiche Leitungsausbauprojekte sind als sog. „project of common interest“ gekennzeichnet. Diese seien angeblich durch Beschlüsse auf europäischer Ebene festgesetzt und wären im nationalen NEP nicht weiter veränderbar. Tatsächlich erfolgt die Beschlussfassung auf EU Ebene durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber mit unzureichender Konsultation ohne Rechtsbehelfe. Ebenso erfolgt die Aufstellung des TYDP von ENTSOE, der die Grundlage für die Festsetzung von PCI darstellt, ohne Strategische Umweltprüfung mit Alternativenprüfung und ohne Kosten-Nutzen-Analyse der Leitungsprojekte. Die PCI dürfen daher keinen herausgehobenen Status im NEP einnehmen, da ihnen eine demokratische Legitimierung auch im Sinne der Anforderungen der Aarhus-Konvention fehlt.

Konsultationszeit des NEP-Entwurfs ist widersprüchlich und war gering

Nach der Veröffentlichung des NEP-Entwurfs wurde nur eine Zeit von 4 Wochen zur Konsultation eingeräumt. In den Dokumenten zum NEP-Entwurf ist festgestellt:

Die Konsultation des NEP 2035 (2021) durch die ÜNB findet vom 29.01. bis zum 28.02.2021 statt.

Hingegen wird im Internet eingeräumt, dass die Frist zu Stellungnahmen davon verschieden ist: „Dazu zählen die Stellungnahmen, die per Mail oder über die Website bis zum 5. März 2021 23:59 Uhr eingereicht werden“. Ebenso ist der 5. März in einem „Konsultationsleitfaden“ erwähnt. Dieser ist offensichtlich erst nach der Verschiebung des Abgabetermins erstellt worden. Durch diese fehlerhafte Beteiligung mit verwirrenden Angaben ist keine Gleichbehandlung aller möglicher Beteiligten erfolgt. Das Beteiligungsverfahren ist damit rechtswidrig. Es ist erneut durchzuführen.

Der BUND stellte dazu fest: Wie schon bei früheren Konsultationen zum NEP ist die Zeit von vier Wochen viel zu kurz angesetzt. Das EnWG § 12 b sieht auch diese Fristbegrenzung nicht vor. Die immer größere Ausweitung der Planungen des NEP verbunden mit einer Vielzahl umfangreicher Dokumente und Anlagen, Karten usw. lassen eine sachliche Bearbeitung nicht zu. Die Beteiligungsfrist entspricht nicht dem Umfang der Beteiligungsunterlagen. Damit wird die Beteiligungsmöglichkeit unzulässig eingeschränkt.

Die verlängerte Fristsetzung zum 5. März widerspricht den Aussagen in den Dokumenten des NEP. Sie ist irreführend. Das Verfahren wurde somit fehlerhaft durchgeführt. Es erfolgte keine Korrektur des aufgrund von Fehlern im Konsultationsverfahren verlängerter Frist in allen Dokumenten.

Der BUND schlägt daher vor, dass ab der Konsultation zum 2. Entwurf des NEP eine Beteiligungsfrist von mind. 2 Monaten eingeräumt wird und hierbei auch übliche Urlaubszeiten beachtet werden und in deren Zeit keine Konsultation erfolgen sollte. Hinsichtlich der Angaben zur Abgabe von Stellungnahmen sollten eindeutige Informationen erfolgen.

Zusammenfassung:

Der BUND fordert eine grundlegende Überarbeitung des Entwurfs des NEP 2035(2021).

Hierzu ist der Szenariorahmen deutlich zu verändern mit einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Hinblick auf veränderte politische Zielsetzung in Anbetracht verstärkter Klimaschutzanforderungen.

Dabei ist eine Verlagerung der Stromerzeugung von Windenergie offshore in Richtung auf Windenergie onshore und hierbei verstärkt in den Süden Deutschlands erforderlich.

Energie aus Strom aus Offshore Windenergie sollte verstärkt mittels Umwandlung in Gas (Wasserstoff, Methan) transportiert werden.

Das Strommarktmodell des NEP ist grundlegend zu verändern im Sinne der wissenschaftlichen Vorschläge zum „Zellularen Ansatz“, den Vorschlägen zur Minderung von Netzeinsparungen des Projektes ESYS der acatech und Vorschlägen für Strommärkte für Kombikraftwerke.

05.März 2021

Autor:

Dr. Werner Neumann
Sprecher des Arbeitskreises Energie
im Wissenschaftlichen Beirat des BUND
werner.neumann@bund.net

Kontakt:

Caroline Gebauer
Leiterin nationale Klimaschutz- und Energiepolitik
BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Kaiserin-Augusta-Allee 5
10553 Berlin