

Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) und dem Umweltbericht

Der BUND hat sich seit dem Jahr 2012 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 erstellt. 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 minimieren.¹

Wir stellen nunmehr fest, dass unsere Vorschläge nur in sehr geringem Maße aufgegriffen und in die Planung übernommen wurden, wie z.B. zu den Themen Hochtemperatur-Beseilung und Abregelung von Spitzeneinspeisungen. Vorschläge, die auf eine eher dezentrale Umsetzung der Energiewende und regionale Strommärkte abzielen, wurden hingegen nicht übernommen und sogar gegenüber einer EU-Beschwerde des BUND hinsichtlich mangelnder Umsetzung der SUP-Richtlinie, explizit abgelehnt.

Zugleich zeigt sich, dass die reale Umsetzung der bisher im Bundesbedarfsplan sowie nach EnLAG beschlossenen Leitungsausbauvorhaben nur schleppend vorangeht. Dies liegt am wenigsten an Protesten betroffener Bürger, sondern daran, dass der Planungsprozess auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur sowie weiterer Behörden sehr langwierig ist. Es gibt keinen Einspruch oder Gerichtsverfahren, der den Ausbau verzögert hätten. Dies liegt auch daran, dass es u. a. nach dem Umweltrechtsbehelfsgesetz auch gar keine Möglichkeit gibt, Einsprüche gegen den Netzentwicklungsplan oder die Bundesfachplanung gerichtlich vorzutragen und klären zu lassen.

Da der nunmehr vorliegende NEP 2030(2019) die Grundlage darstellt für eine neue Verabschiedung (Novelle) des Bundesbedarfsplans (BBPI) zeigen wir auf, welche grundlegenden Fehler bei der Netzentwicklungsplanung in den vergangenen Jahren gemacht wurden, und unterbreiten – nicht nur der Bundesnetzagentur, sondern auch der Politik und den Fraktionen im Bundestag – Vorschläge, wie durch **Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen** eine neue Netzentwicklungsplanung gestaltet werden kann, die wirklich den Zielen einer sicheren aber eben auch kostengünstigen und vor allem umweltfreundlichen Energiewende dient.

1. Strommarktmodell

Obwohl gesetzlich nicht genau definiert, folgt die Netzplanung dem Modell des Strommarktes, bei dem Strom aus Kraftwerken aber auch aus Windenergieanlagen und PV-Anlagen an der Strombörse angeboten und gehandelt wird. Hierbei erfolgt der Stromhandel nach den jeweiligen variablen Preisen in der sog. „merit order“. Das

¹ <https://www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze/>

Netzplanungsmodell – soweit es überhaupt offengelegt wurde – geht dabei davon aus, dass gemäß einem Szenariorahmen die Standorte und Leistungen von Stromerzeugern – und damit deren fixe Investitionskosten – gesetzt sind und sich deren variable Stromerzeugung nach der Marktsituation ergibt. Treten hierbei Engpässe im Stromnetz auf, erfolgt die Planung neuer Stromleitungen, bis diese behoben sind. Im Rahmen dieser Optimierung spielen jedoch nur die variablen Kosten der Stromerzeuger eine Rolle – nicht jedoch sowohl die Fixkosten der Erzeuger als auch nicht die Kosten für den Netzausbau. Insbesondere werden die Kosten des Netzausbaus selbst nicht in eine integrierte volkswirtschaftliche Gesamtrechnung aufgenommen, sondern separat in die Netzentgelte verschoben.

Dies führt dazu, verbunden mit dem Ziel eines generell zu allen Zeiten im gesamten Stromnetz freien Stromhandels, dass z.B. Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie mit ihren Erzeugungskosten von ca. 5 ct/kWh – nach Transport durch HGÜ-Leitungen - auch im Süden Deutschlands angesetzt wird und dort mit Stromerzeugung aus Wind, Sonne oder KWK-Anlagen von 6-12 ct/kWh im Modell konkurriert und den Vorrang erhält. Hätte man jedoch die realen Gesamtkosten inklusive des Stromtransports (Onshore-Anbindung + HGÜ-Leitungen + Umweltschadenskosten) für Offshore-Windstrom angesetzt, würden dessen Kosten im Süden Deutschlands bei mehr als 20 ct/kWh liegen. (ausführlicher erläutert in: BUND Stellungnahme zum 1. Entwurf des NEP 2030(2019) vom 4.3.2019) Örtlich in räumlicher Nähe zum Verbrauch angebotene erneuerbare Energien hätten dann Vorrang.

Da also die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der jeweiligen Stromerzeugung und der für ihren Betrieb erforderlichen zusätzlichen Stromleitungen (auch im Sinne von Grenzkosten dieser zusätzlichen Erzeugung) im Rahmen der Netzplanung nicht angesetzt werden, erfolgt eine Verschiebung zwischen verschiedenen Technologien der Stromerzeugung oder auch der Regelung und Speicherung, die eigentlich kostengünstigere Optionen durch die Wahl des Strommarktmodells das die Netzkosten ausblendet diskriminiert und faktisch ausschließt. Dies betrifft nicht nur Windenergieanlagen im Süden Deutschlands, sondern auch flexibel betriebene KWK-Anlagen, Stromspeicher, Power-to-X-Anlagen.

Studien, wie dies von Prognos/FAU/Uni Campus Erlangen², die eine Netzoptimierung auf Basis eines volkswirtschaftlichen Gesamtkostenansatz erstellt haben, zeigen auf, dass zahlreiche HGÜ-Leitungen und damit hohe Kosten in Milliardenhöhe vermieden werden könnten, wenn ein anderer Ansatz des Strommarktes umgesetzt werden würde. Dies betrifft auch die Frage, dass es günstiger sein kann, flexibel betreibbare Stromerzeuger an Netzengpässen einzusetzen und damit den oft nur für wenige Stunden im Jahr erforderlichen Netzausbau zu vermeiden.

Forderung: Das Strommarktmodell, das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegt wird, muss grundlegend verändert werden. Es muss eine Netzentwicklungsplanung erfolgen, die sowohl die Fixkosten der Stromerzeuger und vor allem die Netzausbaukosten in die Netzentwicklungsplanung einbezieht. Ziel muss es sein, eine gesamtwirtschaftliche Optimierung umzusetzen, bei der auch die Umweltfolgekosten einbezogen werden. Dann kann eine Minimierung des Netzausbaus zugunsten der Umwelt und aufgrund deutlich geringerer Gesamtkosten auch zugunsten sozialer Ziele erfolgen.

² https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf

2. Dezentrale Ansätze mit Flexibilitäten werden nicht ausreichend einbezogen

Das Grundkonzept der Netzentwicklungsplanung in Richtung auf die Herstellung einer „Kupfer-Platte“ des Stromnetzes, bei der jeglicher Stromfluss zu jeder Zeit ohne Hindernisse, Abregelungen usw. erfolgen kann, führt zu einer immensen Überdimensionierung des Netzausbaus. Schon heute ist zu sehen, dass durch inflexiblen Betrieb von Kohle- und Atomkraftwerken an der Elbe (Brokdorf, Hamburg) Netzengpässe auftreten³. Das EEG sieht allerdings nur einen Einspeisevorrang für erneuerbare Energie vor. Wäre dies mit der Pflicht verbunden, dass fossil-nukleare Kraftwerke bei höherer EE-Einspeisung (hier v.a. Windenergie) ihren Betrieb drosseln müssten, wäre der Engpass behebbar. Stattdessen führt dies zu der kuriosen Situation, dass umweltbelastende Kraftwerke weiter betrieben werden können und Anlagen der Erneuerbaren Energien abgeregelt werden müssen. Die hierfür erforderlichen Entschädigungen werden in den Medien dann als Fehler der Energiewende dargestellt, wo doch in Wirklichkeit die nicht bestehende Pflicht zur Abregelung konventioneller Anlagen bei erhöhter EE-Einspeisung die Kernursache des Problems ist. Hierdurch könnten Netzengpässe behoben und darauf basierender Netzausbau deutlich vermindert werden.

Eine zentrale Rolle beim Betrieb von Flexibilitäten sind Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung. Diese sind aufgrund ihres Erzeugungsprinzips an die Abgabe nutzbarer Wärme gebunden – Wärmespeicher können jedoch zu einer zeitlichen Entkopplung von Strom und Wärme über Stunden und sogar mehrere Tage führen. KWK-Anlagen (Industrie, Kommunale Wärmenetze, Objektversorgung) sind bestens geeignet einen Ausgleich zwischen fluktuierendem Stromangebot aus Wind und Sonne und relativ konstantem Verbrauch herzustellen. Lastmanagement bei großen Verbrauchern ist zudem hilfreich. Solche Konzepte der Zusammenführung von Stromerzeugung aus Wind, Sonne und KWK (fossil oder erneuerbar) innerhalb regionaler Bilanzkreise würde eine Glättung von Verbrauchs-/Erzeugungsspitzen sicherstellen und die Versorgungssicherheit erhöhen.

Zudem könnte ein Ausgleich von Fluktuationen schon auf der Verteilnetzebene erfolgen und einen deutlich geringeren Bedarf des (Übertragungsnetz-)ausbaus ergeben. Ansätze in Form eines „Grünstrommarktmodells“ wurden jedoch durch das Bundeswirtschaftsministerium zunichtegemacht.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wurde diese Möglichkeit, die sich auch in diversen Forschungsvorhaben (z.B. SINTEQ) und relativ wenigen Regionalstromangeboten bewährt hat, nicht verfolgt. Mehr noch, entgegen mehrfacher Kritik des BUND (sowie anderer Einwander) wurden KWK-Anlagen in der Netzentwicklungsplanung als starr betriebene Anlagen gemäß einem Wärmebedarf (sog. „must run“) angesetzt. Oder es wurden große KWK-Anlagen der Energiewirtschaft als „must-run“ im Modell angesetzt auch in Zeiten, wenn mangels Wärmebedarf die Anlagen nicht in KWK, sondern im Kondensationsbetrieb liefen. Dieser systematische Fehler wurde in der Netzplanung nur unzureichend behoben. Es wäre umgekehrt gerade erforderlich, die KWK-Anlagen als flexibel betreibbare Anlagen in die Netzplanung einzuführen. Hierzu wäre eine Novelle des KWK-Gesetzes erforderlich, mit der solch flexibel betriebene Anlagen besonders gefördert oder vorgeschrieben wären. Man sieht, dass durch unzureichende Rahmengesetzgebung auf veralteter Basis, die Netzentwicklungsplanung bessere Optionen zur Minderung des Netzausbaus und Kostenminimierung ausblendet.

In ähnlicher Weise wird nicht berücksichtigt, dass sich Spitzenerzeugungen im Bereich

³ https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/kurzanalyse_grosskraftwerke.pdf

der Photovoltaik durch Stromspeicher (Lithium, Salzwasser, Vanadium...) abfangen lassen und ein über den Tag hinweg gleichmäßigere Erzeugung erreichen lässt. Stattdessen erfolgt eine starre Kappung der Spitzeneinspeisung auf 70% oder eine von außen vorgegebene Spitzenkappung. Bei Anlagen auf Gebäuden kann der Eigenverbrauch in Verbindung mit Speicherung auch zu einer Minderung der Netzbelastung führen. Gerade der Eigenverbrauch von PV-Strom wurde jedoch durch Belastung mit der EEG-Umlage oberhalb einer PV Leistung von 10 kWp erschwert. Die Bundesregierung hat noch immer nicht die EU-Richtlinie umgesetzt, diesen Wert auf 30 kWp zu erhöhen. Damit fehlt ein weiteres Element in der Netzentwicklungsplanung, um den Netzausbau, zunächst auf Verteilnetzebene und sodann auf Übertragungsnetzebene zu mindern.

Insgesamt könnten diese Elemente flexibler Steuerung und eines Ausgleichs von Erzeugung und Bedarf auf lokaler und regionaler Ebene mit anderen Vorgaben des Strommarktes vorgegeben werden. Dieses Modell ist als „zellulärer Ansatz“ in den Jahren 2017 und erneut im Sommer 2019 durch den VDE (ETG) vorgelegt worden. Der Ansatz zielt darauf ab, dass sich Fluktuationen der Stromerzeugung und Abweichungen zwischen Erzeugung und Bedarf zunächst innerhalb von Gebäuden, Quartieren, Städten und Kreisen regeln lassen und somit eine sehr deutliche Minderung des Netzausbaus resultieren kann. Dieses Modell wurde jedoch durch das BMWI und die BNetzA weitgehend ignoriert. Mehr noch – es wurde auf eine Beschwerde des BUND bei der EU-Kommission hinsichtlich der Ignorierung von dezentralen Alternativen bei der Strategischen Umweltprüfung (SUP) des NEP erklärt, dass dezentrale Strommodelle „gar nicht möglich“ seien⁴.

Im Rahmen der Forschungsprojektes „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Institutes zeigte sich jedoch, nachdem das Strommarktmodell der Netzsimulation umgebaut worden war und zunächst ein dezentral-regionaler Ausgleich erfolgte, dass der Netzausbaubedarf deutlich reduziert werden konnte, bei einem schrittweisen, iterativen Vorgehen zur Ermittlung der Notwendigkeit neuer Leitungen sogar auf ein Drittel gegenüber der bestehenden Netzausbauplanung. Bei einem auf zunächst dezentralem Leistungsausgleich abzielenden Strommarktmodell lag zudem eine zwingende Notwendigkeit für zahlreiche HGÜ-Leitungen nicht mehr vor.

Forderung: Im Netzentwicklungsplan sind Strommarktmodelle auf dezentral-regionaler Ebene einzuführen. Hierzu ist der bestehende Strommarkt durch die Zulassung und Förderung regionaler „Grünstrommarktmodelle“ auf der Basis regionaler Bilanzkreise zu verändern. Eine Zahlung der EEG-Umlage sollte dabei nur noch insoweit bestehen, als in den Stromangeboten noch Anteile fossiler Energieträger enthalten sind.

3. Grob fehlerhafte Kostenverteilung bremst die Energiewende auf unsoziale Weise

Schon bei der Frage, dass die Transportkosten/Netzausbaukosten nicht in der Optimierungsberechnung des NEP enthalten sind, zeigte sich, dass eine falsche Kostenverteilung bzw. Be- oder Entlastung bestimmter Akteure/Betreiber zu Ergebnissen führt, bei denen einige Akteure (hier: Offshore-Windenergie) bevorzugt werden, da deren Stromtransportkosten über die HGÜ-Leitungen einfach auf die gesamten Netzentgelte umgelegt werden, also auch von denen zu zahlen sind, die von der jeweiligen Planung

⁴ „Der Ausbau eines dezentralen und regional steuerbaren Stromausgleichs für fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie wurde nach Angaben der Bundesnetzagentur angesichts der bestehenden energiepolitischen Vorgaben nicht als Alternative geprüft, da eine tragfähige regenerative Energieversorgung in ganz Deutschland damit nicht gewährleistet werden könne.“ Aus der Antwort der EU-Kommission 28.8.2015, Beschwerde CHAP (2013) 1480 des BUND und der UVP-Gesellschaft.

gar nicht profitieren – und andererseits bestimmte Akteure und Technologien behindert und diskriminiert werden. Hieraus ergibt sich die Forderung, dass eine volkswirtschaftliche Gesamtkostenrechnung die Netzausbaukosten in die Netzentwicklungsplanung einbeziehen muss⁵.

Ebenso steht eine Reform der Netzentgelte auch auf Verteilnetzebene an. Die diesbezügliche Diskussion wurden vom BMWI im Jahr 2014 begonnen, jedoch nicht weitergeführt. (vgl. auch AGORA Energiewende, Netzentgelte im Deutschland, 2014 und Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen, Berlin 2019) Die Netzentgelte weisen nicht nur eine unzureichende Transparenz auf, sondern sind nicht ausreichend dem flexiblen Betrieb von Anlagen dienlich und weisen zudem eine hohes regionales West-Ost-Ungleichgewicht auf, mit Unterschieden bis zu 5 ct/kWh zwischen Städten im Westen und ländlichen Regionen im Osten, was eine erhebliche soziale Belastung gerade von Regionen mit geringerem Einkommen bedeutet. Die Verteilung der Netzentgelte ist daher weder verursachungsgerecht noch sozial adäquat.

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung werden zwar die Netzentgelte als eine Größe betrachtet, die am Ende resultiert und eine Umlage der Kosten erfolgt. Die Kosten für den Netzausbau werden aber nicht nur ungerecht verteilt, sondern liegen durch den überdimensionierten Netzausbau weitaus zu hoch. Der NEP 2030 (2019) geht inkl. Offshore-Netzanbindung und sämtlichen Maßnahmen für Drehstrom und HGÜ-Leitungen von einem Investitionsbedarf von fast 100 Mrd. € aus. Diese Investition wird durch die gesetzlich gesicherte Eigenkapitalrendite der Netzbetreiber von zuvor 9,05 % und nach dem BHG-Urteil vom 9.7.2019 von immer noch 6,91 % auf die Netzentgelte umgelegt. Bei einer über 40 Jahre resultierenden Annuität von ca. 7,4% bedeutet die Umsetzung des NEP 2030(2019) jährliche Kosten von ca. 7 Mrd. € oder von durchschnittlich 1 ct/kWh. Hinzu kommen weitere Erhöhung der Netzentgelte auf der lokalen und Verteilnetzebene. Mit weitaus weniger Kosten als dieser immensen Investitionssumme, die sehr hohe Stromtransportkosten bedingt, ließen auch andere Maßnahmen finanzieren, die ebenfalls einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien bieten könnten.

Wesentlich zu kritisieren ist dabei, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine gesetzlich garantierte Eigenkapitalrendite erhalten, während andere Akteure mit anderen Technologien (KWK-Anlagen, Speicher, Power-to-X-Transfer, Steuerung von Flexibilitäten), die ebenso geeignet sind, den Stromtransport sicherzustellen und Beiträge für ein stabiles Netz zu leisten, diese gesetzliche Zusicherung nicht erhalten, selbst wenn deren Lösungsbeitrag kostengünstiger ist. Ein offener und transparenter Systemvergleich von Optionen mit ähnlichem Resultat sowie die Berücksichtigung innovativer Technologien – obwohl von der Politik immer gefordert – findet in der Netzentwicklungsplanung nicht statt.

Es ist daher zu erwarten, dass in noch höherem Maße als bisher eine Kostenbelastung der Verbrauchergruppen erfolgt, die von den geplanten Investitionsmaßnahmen und Netzausbaukosten gar nicht profitieren. Oder es wird vor Ort „preisgünstiger“ Offshore-Windstrom angeboten, der lokale und kommunale Energieangebote und Energiekonzepte unterläuft, und die Kunden zahlen dann eben eine deutlich erhöhte Rechnung über die Netzentgelte.

Man sieht, dass diese Systematik eine völlig fehlerhafte Kostenzuordnung bedingt, die letztlich die politische Legitimation des Netzausbaus in Frage stellt. Schon bei der EEG-

⁵ H.Brakelmann, L. Jarass – Erdkabel für den Netzausbau, BoD, Norderstedt, 2019 und Wiss. Gutachten zum Netzausbau, ATW GmbH, L. Jarass, Oktober 2019, dort Kap. 5.

Umlage besteht das Problem, dass ein ca. 25%iger Anteil der von Haushalten und Kleinunternehmern zu zahlenden EEG-Umlage nicht der Förderung von EE-Anlagen zugutekommt, sondern der Entlastung v.a. von Teilen der Industrie („BesAR“). Auch hier liegt keine verursachergerechte Kostenverteilung vor. Ebenso wird Eigenstrom aus PV-Anlagen und KWK-Anlagen mit der EEG-Umlage belastet, Eigenstromverbrauch von Kohlekraftwerken hingegen nicht. Dies wird hier angeführt, weil die mangelhafte nicht verursachergerechte Zuteilung der Kosten des Netzausbaus diese bestehenden Mängel des in den letzten Jahren aufgebauten Systems der Kostenverteilung der Energiewende noch verschärfen wird.

Schließlich gibt es weiterhin erhebliche Probleme, wenn im Verbund von Windenergie, Photovoltaik, flexiblen Biomasseanlagen sowie (noch) fossiler KWK ein Verbund von regionalen Stromangeboten organisiert werden soll. Ebenso schwierig ist es, Stromüberschüsse im regionalen Bereich auf kurzem Wege zu verkaufen, was auch den Ausbau von Netzen entlasten würde. Dies betrifft regulatorische Regelungen und vor allem, dass Stromübertragungen auf kurzem Wege, die die vorgelagerten Netze entlasten können, letztlich die Kosten aller anderen Stromtransaktionen mit längeren Wegen mittragen müssen. Auf kommunaler Ebene wirkt zudem das Konzessionsrecht negativ, da es nur Stromübertragungen (KWK, PV) ohne Querung von Straßen von der Konzessionsabgabe freistellt und Mieterstromprojekte sich auf Areale innerhalb von Straßenumrandungen beschränkt.

Forderung: Transparente und kostengerechte Kostenzuordnung im Rahmen der Energiewende hinsichtlich EEG-Umlage (gleichmäßig auf jeglichen Strombezug), Befreiung von Eigenstrom aus Wind, Sonne, KWK von der EEG-Umlage. Sicherstellung gesicherter Renditen auch für andere Optionen der Sicherung eines stabilen Stromnetzes. Reform der Konzessionsabgaben und Umstellung des Bezugs der Abgabe von Strommengen auf Entfernungen.

4. Überregionale Netzausbauplanung ignoriert die Verteilnetzebene

Schon seit vielen Jahren hat der BUND kritisiert, dass beim Netzausbau nur die Ebene der Übertragungsnetze betrachtet wird. Es wäre jedoch erforderlich, auch die (regionalen) 110 kV-Verteilnetze einzubeziehen in eine Gesamtoptimierung. Immerhin erfolgt die Einspeisung aus EE-Anlagen vorrangig auf der Verteilnetzebene (oder bei PV auf der Ortsnetzebene) – also dezentral! Diverse Studien für das Bundesland Rheinland-Pfalz (Öko-Institut, Energynautics) oder für das Bundesland Hessen als auch die dena-Verteilnetzstudie haben aber gezeigt, dass es sinnvoller wäre, auf dieser Stromnetzebene mit Planung und Optimierung zu beginnen und dann erst zu prüfen, ob und inwieweit ein überregionaler Stromnetzausbau erforderlich ist. Diese Studien haben gezeigt, dass ein signifikanter Ausbau der Verteilnetze erforderlich ist, auch für Regelungseinrichtungen (regelbare Transformatoren), dann aber sich Minderungspotentiale auf der Übertragungsnetzebene ergeben. Dieser Aspekt wird trotz vielfach vorgetragener Kritik im NEP nicht beachtet. Die Ignorierung der Möglichkeiten auf Verteilnetzebene korrelieren mit der Verweigerung von Politik, Ministerien und BNetzA jegliche dezentralen, regionalen, zellularen Ansätze in die Netzplanung aufzunehmen. Die muss dringend geändert werden, zumal bald über 50 % der EE-Stromerzeugung dezentral in der Verteilnetzebene erfolgen wird.

5. Netzausbauplanung ignoriert die Option des Energietransportes mit Gasen

Vielfach und nicht nur durch den BUND wurde vorgeschlagen, dass auch der Energietransport mittels Gasen (aus EE erzeugter Wasserstoff, Methan) in die Optimierung der Netzentwicklung aufgenommen werden sollte. Der bisherige Ansatz hierzu ist viel zu gering. Und das Argument der Netzbetreiber, diese Option würde erst bei einem höheren Ausbauanteil der EE erforderlich und sinnvoll werden, ist nicht zu akzeptieren. Sicherlich liegen insgesamt erst wenige „Überschussspitzen“ vor, jedoch sieht dies schon jetzt vor allem regional im Norden mit höheren Windstromanteilen deutlich anders aus. Einwände, diese Technik sei noch nicht ausgereift oder zu teuer, können mit realen Projekten (ARGE NETZ, Stadtwerke Haßfurt), widerlegt werden. Das Kostenargument ist hierbei besonders perfide, da die Power-to-X-Technik bisher sowohl als Stromverbraucher mit Umlagen belastet wurde und im Gegensatz zum Netzausbau keine garantierte Eigenkapitalrendite erhält. Man erschwert diese Option und stellt dann fest, dass sie noch nicht umsetzbar sei.

Betrachtet man daher allein die Ausbaurkosten der HGÜ-(DC)-Projekte von ca. 30 Mrd. €, 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.

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 mittels LOHC-Verfahren (flüssiger Transport angelagert an ein Trägeröl) wären.

Der NEP beschränkt sich immer noch weitgehend auf den Stromsektor und vernachlässigt den Energietransport mittels der Wandlung von Stromenergie in gasförmige Energieträger. Der Transport 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 Speicher-fähigkeit auf. Jedenfalls ist hier ein grundlegender systematischer Fehler der Netzplanung zu konstatieren. Da die Strom-Netzbetreiber nicht unbedingt an der Einbeziehung dieser Option interessiert sind im Sinne einer Konkurrenzsituation muss die Politik diesen Mangel im Gesetz beheben.

Daher muss der NEP Strom mit dem NEP Gas hinsichtlich der künftig wesentlich und rasch auszubauenden Power-to-Gas Technik verkoppelt werden ⁽⁶⁾. Es ist nicht mehr akzeptabel, dass die Politik – ähnlich wie beim zellularen Ansatz die Ergebnisse und Forderungen der Forschung weiter ignoriert. Der Energietransport kann nicht allein den ÜNB Strom überlassen werden, für die wie im NEP ausgedrückt, Techniken von Power-to-heat und Power-to-Gas nur Optionen des flexiblen Abfahrens und Verlagern von „Überschuss-strom“ darstellen und kein wesentliches Element der Stromnetzplanung im Sinne einer parallelen Energieübertragung ist (im NEP ergeben sich nur 6-8 TWh Erzeugung von PtG, Pt-H₂). Die Option einer Entlastung des Stromnetzes durch Erzeugung und Transport von EE-Gas kommt schon gar nicht in das Blickfeld, da es alleiniger Zweck und Aufgabe der ÜNB ist (gesetzlich und als Unternehmen) den Stromtransport zu organisieren. Der NEP blendet daher systematisch weitere wesentliche Dimensionen des Energietransports aus.

⁶ Die Forderung nach einer gemeinsamen Planung von Strom- und Gastransport wurde auch in der Tagung Acatech/BDI/ESYS im Februar 2019 besonders betont.

Forderung: Die Stromnetzplanung muss inklusive der Power-to-X Technik auf eine Optimierung mit der Nutzung bzw. dem Ausbau des Gastransportnetzes erweitert werden.

6. Bevorzugung von Stromtransport durch HGÜ-Leitungen

Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten eine gesetzliche (Anreizregulierungsverordnung) Eigenkapitalrendite von 6,9 % (BNetzA, BGH Juli 2019) auf deren Investitionen. Allen anderen Betreibern von Onshore-Windenergie, KWK-Anlagen jeglicher Größe, Stromspeichern verschiedenster Art, PV-Anlagen, der Power-to-Gas-Technik, die in ihrem Zusammenspiel ebenfalls eine Bereitstellung der gleichen Strommenge (sowie auch Wärme aus KWK) wie im NEP angesetzt bieten können, erhalten nicht die gleichen Vorteile der Offshore-Windenergie. Dies bedeutet, dass hierdurch eine Bevorzugung der Errichtung und des Betriebs von HGÜ-Leitungen gegenüber anderen Technologien am Markt erfolgt.

Diese Bevorteilung liegt im Doppelten darin, dass die Übertragungsnetzbetreiber für ihr Monopol eine besonders hohe Eigenkapitalrendite erhalten und die hierdurch bei den HGÜ-Leitungen erhöhten Transportkosten nicht auf die Stromlieferung gezielt umgelegt werden, die den Bau dieser Leitungen erfordern. Hinzu kommt, dass aufgrund der Ausfallmöglichkeiten der HGÜ-Leitungen, sowohl von Kabelverbindungen als auch in den Konvertern, jeweils das (parallele) HDÜ-Netz soweit ausgebaut wird, dass es diese Ausfälle auffangen kann. (Schreiben der BNetzA an den BUND) Die HGÜ-Leitungen weisen daher eine besondere Privilegierung gegenüber anderen Stromübertragungen auf, da die ÜNB als Investoren eine besonders hohe Eigenkapitalrendite erhalten und zudem ein Ausfall ihrer Leitungen durch zusätzlichen Netzausbau im HDÜ-Netz übernommen wird und diese Kosten auch dem HGÜ-Transport nicht zugerechnet werden.

All dies zeigt, wie sehr andere eher dezentrale und regionale Stromerzeugungs- und versorgungsoptionen belastet, behindert oder sogar verhindert werden. Das Konzept der „Kupferplatte Deutschland“ verbunden mit dem Konzept der entfernungs-unabhängigen „Briefmarke“ für Netzentgelte (je nach Spannungsebene) hat seit jeher schon die Stromübertragung ausgehend von Großanlagen begünstigt. Das Prinzip, dass EE-Anlagen keine Netzeinspeiseentgelte entrichten müssen, war und ist wesentliches Element für den bisherigen Ausbau der Onshorewind- und PV-Stromerzeugung. Nun wirkt es aber begünstigend vor allem für den Ausbau der Offshore-Windenergie, die aufgrund ihrer räumlichen Konzentration wie ein Großprojekt wirkt, dem durch die Politik wiederum Vorteile gegenüber kleineren, dezentralen Anlagen mit regionalen Konzepten eingeräumt werden. Es ist daher erforderlich, eine klarere Kostenzuordnung zu tätigen und für gleiche Ausgangsbedingungen auch für andere wichtige Optionen der Energiewende im Strombereich zu sorgen. Dies betrifft insbesondere die Gestaltung der Netzentgelte hinsichtlich der Zeit- und Entfernungsabhängigkeit (vgl.⁷)

Die HGÜ-Projekte sowie einige andere Maßnahmen sind durch die Europäische Kommission als sog. „Project of common interest“ deklariert. Damit erhalten diese Projekte neben Förderung seitens der EU einen Status in der Netzplanung, die diese quasi unangreifbar macht. Diese Projekte sind daher einer Abwägung und Optimierung nicht mehr zugänglich. Damit ist die Mitwirkung und Beteiligung der Öffentlichkeit sowohl im Rahmen von Konsultationen als auch möglicherweise auf rechtliche Ebene ausgeschlossen. Das Verfahren zum Setzen und Definieren von PCI-Vorhaben ist

⁷ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf

jedoch in keiner Weise öffentlich und transparent und wird auf Vorschlag des Verbandes der europäischen Stromnetzbetreiber ENTSO-E durch die EU-Kommission vorgenommen. Es ist daher einer offenen und öffentlichen Beteiligung sowie in Folge auch einer nach EU-Recht vorgeschriebenen Strategischen Umweltprüfung entzogen. Dies widerspricht eklatant der EU-SUP-Richtlinie sowie den Vorschriften der Aarhus-Konvention.

Ein NEP muss alle Optionen umfassen – Stromferntransport, Stromtransport via Power-to-Gas und regionale Stromerzeugung und -verteilung!

Das Energiesystem kann nicht, wie es im NEP 2030 erfolgt, mit alleiniger Konzentrierung auf das Stromsystem in Richtung Energiewende entwickelt werden. Die Energiewende und der Energietransport insgesamt – nicht nur Nord-Süd – müssen bildlich gesprochen auf beiden oder mehreren Beinen stehen, da Versorgungssicherheit, Speicherbarkeit und Kostenminimierung nur im Zusammenspiel organisiert werden können. Daher ist sowohl eine Stromnetzplanung auf der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene erforderlich, ebenso eine Optimierung zwischen Energietransport im Stromnetz und im Gasnetz. Nur auf Grundlage solcher Vergleiche ist dann auch eine wirkliche Strategische Umweltprüfung möglich, die verschiedene Optionen hinsichtlich der Umweltauswirkungen vergleicht.

Forderungen des BUND

Der BUND fordert daher eine grundlegende Überarbeitung des NEP und eine grundlegende gesetzliche Änderung der gesamten Systematik der Energieübertragungsplanung. Angesichts der immer drängenderen Erfordernisse des Klimaschutzes ist es sinnvoll, eine Netzentwicklungsplanung bis zum Jahr 2040 mit einem Zielwert für den Anteil erneuerbarer Energien durchzuführen. Der komplette Kohleausstieg ist hierbei spätestens im Jahr 2030 zu vollenden.

Aus dem NEP 2030(2019) darf daher kein Bundesbedarfsplan abgeleitet oder durch den Deutschen Bundestag beschlossen werden, da der NEP sowohl hinsichtlich des angesetzten Strommarktmodells, der Ausblendung kostengünstigerer und umweltfreundlicherer Alternativen und einer nicht verursachungsgerechten Kostenaufteilung die wesentlichen Anforderungen an eine wirtschaftliche, umweltweltfreundliche und sozial gerechte Netzplanung nicht aufweist.

1. Konzentration des Ausbaus der Windenergie auf Onshore-Windenergie mit dem Ziel einer Kapazität von 160 GW (400 TWh/Jahr) auf durchschnittlich 2 % der Fläche (Planungsfläche). Verteilung der Onshore-Windstromerzeugung auf die Bundesländer im Rahmen von 1,5-2,5% der jeweiligen Landesfläche.

Begrenzung des Ausbaus der Offshore-Windenergie aus Gründen des Naturschutzes und zur Minderung des Baus von HGÜ-Leitungen auf 10 GW (ca. 40 TWh/Jahr).

2. Streichung des PV-Deckels von 52 GW. Sicherstellung, dass der Ausbau von PV-Anlagen immer (Eigenverbrauch sowie auch bei Freilandanlagen) mit ausreichender Batteriespeicherkapazität verbunden ist, so dass die max. Einspeisespitze um mehr als 50% reduziert wird. Die Glättung der Netzeinspeisung entlastet die Netze und begünstigt längerfristig auch die Nutzung von PV-Strom zur Erzeugung von EE-Gas.

3. Zentraler Punkt zur Minderung des Stromnetzausbaus und dessen Kosten und Umweltauswirkungen ist die Entwicklung eines Strommarktdesigns, das die gemeinsame Organisation und ausgleichende Abstimmung von fluktuierender Wind- und PV-Stromerzeugung mit flexiblem Betrieb von Kraftwerken und KWK-Anlagen aus dem aus Wind- und PV-Strom erzeugtem EE-Gas. Hierbei sind die Zusatznetzkosten entsprechend dem Zusatzausbau der erneuerbaren Energien im Sinne einer Grenzkosten/nutzen – Berechnung in die Gesamtkostenoptimierung aufzunehmen.⁸

4. Es ist ein Szenario anzusetzen, bei dem eine Stromleistung von 10 GW nicht durch HGÜ-Leitungen, sondern im Wesentlichen durch die Erzeugung und Transport von mittels Power-to-Gas erzeugtem Methan bzw. Wasserstoff in der zulässigen Beimischung erfolgt. Die Bilanz mit Importen von 60-90 TWh im Jahr und Exporten von 120-130 TWh im Jahr, also netto Überschüssen von ca. 40-60 TWh im Jahr zeigt, dass es ein sinnvolles Potential geben dürfte, Strommengen von 10 GW/50 TWh mittels Power-to-Gas zu transportieren. Die Netzentlastung wäre dann eine Doppelte, da nicht nur einige HGÜ-Leitungen, sondern auch die jeweiligen als Ausfallreserve dienenden HDÜ-Leitungen entfallen können.

5. Das System der entfernungsunabhängigen Transportkosten („Kupferplatte“) bedingt, dass der Netzausbau gegenüber anderen eher auf kürzere Entfernungen orientierte Ausgleich von Erzeugung und Bedarf nicht oder nur geringfügiger berücksichtigt wird. Zudem werden die insbesondere beim Neubau von Stromleitungen auftretenden erheblichen Umwelt- und Naturschutzfolgen sowie die damit verbundenen Kosten für Schadensvermeidung, Kompensation nicht berücksichtigt oder auf alle anderen bestehenden Leitungen umgelegt. Dieses Prinzip beruht also darauf, reale Hindernisse oder Hemmnisse, sei es allein die Länge eines Leitungsausbaus als auch planerische Hindernisse faktisch zu ignorieren und den Aufwand zu deren Behebung quasi zu vergesellschaften.

6. Durchführung einer europäischen Strategischen Umweltprüfung (SUP) für die Leitungen mit Kennzeichnung als „project of common interest (PCI)“. Der Bau dieser Leitungen v.a. der HGÜ-Leitungen wird im NEP quasi als von oben gesetzt definiert, ohne dass es einen Planungsprozess mit SUP und Öffentlichkeitsbeteiligung auf europäischer Ebene gegeben hat. Dies widerspricht der EU-Richtlinie zur SUP und der Aarhus-Konvention.

Berlin, 16.10.2019

Autor:

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

Kontakt:

Juliane Dickel
Leiterin Atom- und Energiepolitik/Stromnetze
BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Kaiserin-Augusta-Allee 5
10553 Berlin
Fon: + 49 30 275 86-562
Juliane.Dickel@bund.net

⁸ Vgl. Brakelmann, Jarass. a.a.O.