

Stellungnahme des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zur vorläufigen Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 der Bundesnetzagentur vom 9. August 2021 und damit zusammenhängender Dokumente

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 eingebracht. Wir haben vielfach Vorschläge eingereicht, die aufzeigen, wie der Netzausbau mit alternativen Vorgehensweisen und gesetzlichen Regeln deutlich geringer ausfallen kann, um Auswirkungen auf Natur, Umwelt und Menschen zu minimieren.¹

Die vorgelegten Entwürfe des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) erfüllen die Anforderungen zur Minimierung der Umweltauswirkungen nicht. Es fehlt ein systematischer Vergleich mit Alternativen, verbunden mit einer Kosten-Nutzen-Analyse, die die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien gleichermaßen bzw. sogar besser als es der NEP vorsieht. Zudem müssen Klimaschutz- und Umweltaanforderungen sichergestellt werden.

Nach nunmehr 10 Jahren Diskussion und Öffentlichkeitsbeteiligung zieht der BUND das Fazit, dass der aktuelle Netzentwicklungsplan und der darauf basierende Bundesbedarfsplan überdimensioniert ist. Der grundlegende Szenariorahmen wird weder dem auf Basis des Klimaschutzgesetzes 2021 erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien noch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit gerecht. Auch werden wesentliche Alternativen der Planung und der Strategischen Umweltprüfung außer Acht gelassen und damit eine unzumutbare Belastung für Umwelt und Mensch sowie nicht mehr zu rechtfertigenden Kosten für die Stromverbraucher*innen in Kauf genommen. Wir lehnen diesen daher insgesamt ab.

Szenariorahmen 2035 (2020) nicht mehr tragfähig

Der NEP 2021-2035 setzt auf einem Szenariorahmen auf, der den Anforderungen der Energiewende und den Klimaschutzziele nicht gerecht wird. Auch wenn in drei Szenarien der Kohleausstieg für das Jahr 2035 unterstellt wird, bestehen weitergehende Minderungsanforderungen auch für Erdgaskraftwerke. Der Szenariorahmen 2035 wurde im Januar 2020 vorgelegt und von der BNetzA im Juni 2020 genehmigt. Zwischenzeitlich sind jedoch im Hinblick auf die Zielsetzungen der Klimaschutzpolitik auf der europäischen wie auch nationalen Ebene Diskussionen geführt und Entscheidungen getroffen worden, die eine Anpassung dringend erforderlich machen. Unter anderem sind das bspw. der Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2021), der Kohleausstieg, die Wasserstoffstrategie und das Klimaschutzgesetz (i.V. mit dem Entscheid des Bundesverfassungsgerichts zum Klimaschutz und den Rechten künftiger Generationen). **Damit ist der Szenariorahmen nicht mehr als tragfähige Grundlage für den NEP anzusehen. Diese Forderung des BUND wurde bereits im Rahmen der Netzentwicklungsplanung leider nicht umgesetzt.**

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

Letzte Stellungnahme zum NEP(2035) 2021 vom 5.3.2021

https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_entwurf_nep_2035_stellungnahme.pdf

Somit wurde eine dezentrale Alternative, die nicht nur machbar ist, sondern auch den Anforderungen zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes, des UVP-Gesetzes und der SUP-Richtlinie entspricht, nicht berücksichtigt. Dies stellt die Rechtmäßigkeit des Szenariorahmens und des darauf basierenden NEP in grundlegend Frage.

Eine gemäß der SUP-Richtlinie erforderliche und laut BUND Zukunftsenergiekonzept sinnvolle und machbare Alternative ist, in deutlich geringeren Umfang Windenergie offshore und dafür deutlich mehr Windenergie onshore sowie deutlich mehr Photovoltaikkapazität anzusetzen. Zudem sollten die 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.

Leistungen in GW	Referenz 2019	NEP B 2035	BUND 2035	Strom-mengen (TWh)	NEP B 2040	BUND 2040	Strom-mengen (TWh)
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	350	350
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 Rückverstromung			10	30		60	60
Stromangebot				625			820

Für Windenergie und Photovoltaik ist hierbei ein jährlicher Ausbau von mindestens 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

Der Szenariorahmen des NEP weist eine systematische Unterdeckung der zur Versorgungssicherheit erforderlichen gesicherten Stromleistung auf. Zudem ist nicht angesetzt, dass diese Absicherung – die über gasbetriebene Kraftwerke erfolgen kann mit einer Leistung von 60 GW im Jahr 2040 – künftig immer weniger durch Erdgas, sondern zunehmend durch Biogas und Power-to-Gas (Wasserstoff, EE-Methan) erfolgen kann, um eine 100%ige Versorgung zu erzielen. Es wird daher auch eine entsprechende Leistung von Elektrolyseuren erforderlich sein (40-60 GW). Wenn also diese Kraftwerke und Elektrolyseure so angeordnet werden, dass diese beim Netzbetrieb gezielt zum Abfangen von Überschüssen vor einem Engpass, der Wandlung von Strom in Wasserstoff und zur Stromerzeugung hieraus nach einem Engpass verwendet werden, kann für diese Spitzenstromereignisse der Ausbau teurer Stromleitungen entfallen³. Im NEP werden solche

² <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/meeres-und-kuestennaturschutz-energiewende-nur-mit-naturvertraeglichen-ausbau-der-offshore-windenergie/>
³ http://www.jarass.com/Energie/B/SuedLink_v1.179.pdf

Konzepte nicht ausreichend berücksichtigt, so dass der NEP nicht die Anforderungen der Strategischen Umweltprüfung erfüllt.

Der Szenariorahmen setzt daher an den politischen Fehlern der bisherigen Bundesregierung an, die es versäumt hat den Ausbau des EE-Stroms aus Wind und Sonne und den Ausbau von Kapazitäten zum Ausgleich und zur Reserveversorgung sicherzustellen. Es gibt daher Ende 2021 sowohl eine „Stromlücke“ des in den vergangenen 4 Jahren nicht erfolgten Ausbaus von EE-Strom von mindestens 60-100 TWh, als auch eine Kapazitätslücke, um den Ausstieg aus der Kohle mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie zu verbinden^{4,5}.

Der Szenariorahmen erfüllt somit weder die Anforderungen der Klimaschutzziele und der EE-Ausbauziele, die durch das Verfassungsgerichtsurteil und das Klimaschutzgesetz 2021 vorgegeben sind, noch gewährleistet er die geforderte Versorgungssicherheit.

Der Szenariorahmen füllt diese Kapazitätslücke im Wesentlichen durch Importe aus dem Ausland. Dabei ist aber nicht sichergestellt, ob in Fällen wo in Deutschland zu wenig Strom bereitgestellt wird, auch genügend EE-Strom im Ausland vorhanden ist. Die im NEP enthaltenen Importe aus Frankreich weisen darauf hin, dass zur vermeintlichen Einhaltung der Klimaschutzziele in Deutschland auf Import von Atomstrom setzt. Gleiches gilt für den Import aus Tschechien, der Schweiz und Schweden. Der NEP widerspricht damit auch den Zielen Deutschlands zum Atomausstieg, da dieser politisch nicht damit verbunden wurde, Atomstrom zu importieren. Die Unterstellung, dass Atomstrom nicht das Klima belastet, ist ein weiterer Fehler der Treibhausgasberechnungen im NEP. Dem Atomstrom, wo auch immer er produziert wird, muss ein Anteil von 50-100 kg/kWh für den Bau des Kraftwerkes sowie die Brennelementherstellung zugeschrieben werden. Bisher kaum bekannt ist, dass insbesondere für die Schaltanlagen der Atomkraftwerke es ein Kontingent für die Freisetzung des Treibhausgases Schwefelhexafluorid gibt, und diese Emissionen, die aktuell im AKW Flamanville in Frankreich überschritten wurden⁶, in der THG-Bilanz eingerechnet werden müssen. Dies gilt – nebenbei bemerkt – auch für alle Schaltanlagen, die im NEP angesetzt sind.

Studien zeigen – 100 % erneuerbare Stromversorgung möglich mit deutlich geringerem Netzausbau

Mit einem dezentralen Szenario ergibt sich eine mehr in südliche Bundesländer verlagerte Verteilung der Kapazitäten von Onshore-Windenergie. 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 sowie zahlreiche Bundesländer erklärt, dass der Ausbau der Windenergie generell und in südlichen Bundesländern deutlich intensiviert werden soll. Dies soll mit veränderten Regelungen zum Repowering sowie zu klareren Regeln der Naturschutzprüfung erfolgen. Wenngleich dies von der Bundesregierung nicht oder nur unzureichend umgesetzt wurde, besteht dennoch die energie- und klimapolitische Notwendigkeit eines verstärkten Ausbaus der Windenergie an Land und in den südlichen Bundesländern. Insbesondere die Restriktionen in Bayern sind rein politikgemacht und haben keine natürliche oder technische Ursache. Wir verweisen darauf, dass die TUM München und das ZAE die Ansätze des BUND für ein Zukunftsenergiekonzept in Bayern in einer Studie mit hoher Zeitauflösung berechnet haben. Die Studie im Auftrag des BUND Naturschutz in Bayern, Landesverband des BUND zeigt, dass eine 100%ige Versorgung Bayerns mit erneuerbaren Energien möglich ist. Dabei wurde auch berechnet, welcher Netzausbau erforderlich ist. Daraus resultierte, dass es keinen besonderen

⁴http://www.jarass.com/Energie/A/ZNER_Stromversorgung_gefahrdet.pdf

⁵Leider weisen auch Gegner der Energiewende auf diese von der Bundesregierung durch Restriktionen beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung sowie fehlender Leistungsreserven objektiv hervorgerufenen Probleme ist, jedoch ohne adäquate Lösungen vorzuschlagen.

⁶<https://www.ouest-france.fr/normandie/flamanville-50340/la-centrale-nucleaire-de-flamanville-a-depasse-le-seuil-de-rejet-d-un-puissant-gaz-a-effet-de-serre-4ef83064-2cdc-11ec-9285-f388b2ea32b0>

Netzausbau über die bestehenden Netzkapazitäten zu benachbarten Bundesländern und Staaten gibt⁷. Es ist zu erwarten, dass die neue Bundesregierung das Ziel setzt, einen Ausbau der Windenergie bundesweit auf 2% der Landesfläche zu gewährleisten⁸, also auch in Bayern, so dass dort die 10 H Regel fallen dürfte und der Szenariorahmen als auch der NEP völlig neu aufgesetzt werden muss.

Ebenso zeigt die Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) das dezentrale Ansätze, wie z.B. der Zellulare Ansatz des VDE, zu einem deutlich geringeren Netzausbau führen. Hierbei erfolgt ein flexibler Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne innerhalb von 38 Regionen in Deutschland. Überschüsse des Stromangebots gegenüber dem Bedarf werden mittels Wasserstoff gespeichert und in Zeiten von Unterdeckung rückverstromt. Ebenso dienen KWK-Anlagen auf der Basis von Biomasse dem Ausgleich des Angebots und der Versorgungssicherheit. KWK-Anlagen wirken verbunden mit Wärmespeichern funktionell wie Stromspeicher.⁹

Schon vor Jahren hat der BUND in seinen Stellungnahmen auf die Studie von Grimm, Prognos et. al. hingewiesen¹⁰, 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, als auch 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.

Schließlich wurde in der Studie von Prof. Jarass/ Siebels¹¹ gezeigt, dass die geplanten HGÜ-Leitungen SüdLink und SüdOstLink nur für zeitlich sehr begrenzte Spitzenbelastungen im Stromnetz erforderlich wären und die sich hierfür anbietenden Alternativen, wie z.B. Batterie-Booster, Betrieb von Gaskraftwerken vor und nach Engpässen.

Wesentlicher Teil der Kritik von Jarass/Siebels an der Netzentwicklungsplanung ist, dass keine **Kosten-Nutzen-Analyse** der Netzausbauplanung erfolgt ist. Obwohl das Energiewirtschaftsgesetz in § 1 eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ fordert, wird die Frage der Kosten und des Preises des Netzausbaus bisher kaum thematisiert und in der Netzplanung bis auf eine Ausnahme ignoriert und übergangen. Allein bei der Frage der grenzüberschreitenden Interkonnektoren wird gemäß einer EU-Richtlinie eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Es ist jedoch nicht einsichtig, wieso dies nicht gleichermaßen für jede der geplanten Netzausbaumaßnahmen erfolgt, zumal die gleiche Methodik auch für innerdeutsche Leitungsmaßnahmen angewandt werden kann. Das Erfordernis für eine Kosten-Nutzen-Analyse ist schon aufgrund des EU-Rechts, der Vorgaben der europäischen Stromnetzbetreiber ENTSOE und insbesondere für die im NEP enthaltenen Maßnahmen, die als „Project of common interest PCI“ gekennzeichnet sind gegeben. Die Unterlassung der Kosten-

⁷https://www.mw.tum.de/fileadmin/w00btx/es/pictures/Projekte/Systemstudien/100-erneuerbare-Energien-fuer-Bayern_TUM_ZAE_2021.pdf

⁸Der BUND fordert seit vielen Jahren die Ausweisung von durchschnittlich 2 % (1%-3%) der Landesfläche für Vorranggebietsfläche der Windenergie. Im Wald können bis zu 0,1% der Forstfläche für den Aufbau von Windenergieanlagen genutzt werden.

⁹ https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf

¹⁰https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20161007_prognos_n-ergie_studie_zellulare_optimierung_final_langfassung.pdf

¹¹ http://www.jarass.com/Energie/B/SuedLink_v1.179.pdf und ebenso in ZNER 3/21 :
http://www.jarass.com/Energie/A/ZNER_Stromversorgung_gefaehrdet.pdf

Nutzen-Analyse ist daher nicht nur aus volkswirtschaftlicher Sicht als Verstoß gegen das Wirtschaftlichkeitsgebot des Energiewirtschaftsgesetzes zu kritisieren (dies müsste auch seitens des Bundesrechnungshofes erfolgen), sondern dürfte sich auch als europarechtswidrig herausstellen¹².

Erörterung der Argumente der BNetzA gegen Kosten-Nutzen-Analysen

Da die Bundesnetzagentur auf diese Frage näher eingegangen ist,¹³ soll hier auf deren Argumente geantwortet werden:

- a) laut BnetzA können die Inhalte einer Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) auf verschiedene Weisen erstellt werden. Dem ist zu entgegnen, dass es seitens ENTSO-E auch auf Ebene der EU-Kommission im Rahmen eines mit Stakeholdern abgestimmten Verfahrens es einen Katalog der Bewertungskriterien gibt. Das für Interkonnectoren verwendete Verfahren ist unserer Auffassung nach übertragbar.
- b) laut BnetzA gibt es noch Unsicherheiten bei der KNA, da die genaue Umsetzung einer Maßnahme noch nicht feststehe. Hier kann man einfach die größtmögliche Variante nehmen oder erstellt die KNA sowohl für eine Freileitung als auch für ein Erdkabel.
- c) laut BnetzA ist der Nutzen schwer zu bemessen und daher der Nutzen im Rahmen der Netzplanung nur nach dem elektrotechnischen n-1 Kriterium sowie Erfordernis-Kriterien zu bemessen. Dem ist zu entgegnen, dass die Methodik von ENTSO-E eine Reihe von Kriterien aufweist, die verwendet werden können. Wenn es der BnetzA schwer erscheint, die Kriterien „zu plausibilisieren“, dann wäre es angebracht, hierzu eine Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, um mit Stakeholdern gemeinsam einen Katalog von nutzbaren Kriterien aufzustellen.
- d) Die BnetzA hebt darauf ab, dass bei einem Verfahren, bei dem z.B. ein Leitungsvorhaben verworfen wird, damit eine bestimmte Menge EE-Strom nicht integriert und demnach anderweitig erzeugt werden müsse. Dies ist richtig, genau darum geht es, auch die räumliche und zeitliche Verteilung der EE-Strom Erzeugung so zu planen, dass ein geringerer Stromnetzausbau folgt. Ebenso gibt es Alternativen, wie die Erzeugung von Wasserstoff oder Zwischenspeicherung in Stromspeichern, bei denen die nicht übertragene EE-Strommenge nicht verloren ist, sondern nur anderweitig verwendet wird. Genau solche Alternativvergleiche, bei denen man den gleichen Nutzen hat, aber deutlich verschiedene Kosten, können ohne weiteres umgesetzt werden.¹⁴
- e) laut BnetzA ist die Behauptung aufgestellt worden, „man bräuchte keinen Netzausbau“ und der Netzausbau wäre „das Ermöglichen der Energiewende als solche“. Die BnetzA gibt allerdings hier keine Erläuterung gibt, was sie unter Energiewende versteht. Für den BUND ist Energiewende nicht nur den Übergang zu einer 100%igen Energieversorgung mit Einhaltung der Pariser Klimaschutzziele, sondern auch den Übergang in eine Trägerschaft der Bürger*innenenergie. Der BUND steht nicht für keinen Netzausbau, sondern um einen in Richtung auf Minderung von Kosten und Umweltauswirkungen minimierten Netzausbau gerade im Sinne von § 1 EnWG! Die Behauptung, dass „alle seriösen wissenschaftlichen Studien“ die Alternativen als „kostenmäßig nicht zielführend“ nachgewiesen hätten, ist schlicht falsch – wir verweisen hier auf die zitierten Studien von Grimm, Prognos, FAU, vom DIW, von TUM/ZAE und von Jarass/Siebels, die alle zeigen, dass sinnvolle Alternativen, die einen deutlich geminderten Netzausbau gegenüber derzeitigen Kosten von 79 Mrd. € mit sich ziehen, wirtschaftlich sind.
- f) die BnetzA bezieht sich auf die Arbeiten im Rahmen des Projektes „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts. Dort hätte sich ergeben, dass dezentrale Szenarien zu teuer bzw. nicht machbar wären. Es ist der BnetzA entgegenzuhalten, dass hier eine sehr selektive Zitierweise aus den Ergebnissen der Studie vorliegt. Wesentlich ist, dass in diesem Projekt erstmalig ein

12 Zur näheren Begründung siehe: http://www.jarass.com/Energie/B/EU-Vorgaben,_v3.031.pdf

13 https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/NEP/NEP2035_BnetzA-VorlErg.pdf?__blob=publicationFile, dort Seite 45-52

14Vgl. hierzu die Studien von Jarass/Siebels, die auf die kostengünstigere Alternative Wasserstoffelektrolyse und Wasserstofftransport verweisen.

Netzentwicklungsplan exakt abgebildet wurde und dann weitergehende Modellierungen und Planspiele erfolgten, die seitens der ÜNB nicht umgesetzt oder seitens der BnetzA nicht eingefordert werden. Hierbei wurde ein dezentrales Szenario berechnet, bei dem der Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf in Regionen um dezentrale Netzknoten erfolgte, ähnlich wie in der Studie Grimm, Prognos, FAU. Zudem wurden neue Leitungsmaßnahmen iterativ zugefügt, so dass der jeweilige Zusatzeffekt gemessen in abgeregeltem Strom quantitativ beurteilt werden konnte¹⁵. Im Ergebnis zeigte sich, dass das bestehende Stromnetz deutlich geringer ausgelastet wurde und deutlich weniger neue Stromleitungen erforderlich waren¹⁶. Es resultierten im Modell zwar um 20% höhere variable Kosten der Stromlieferungen, die Einsparungen im Stromnetzausbau wurden im Szenario hingegen nicht quantifiziert, aufgrund der Vorgabe, dass die Netzausbaukosten ohnehin auf alle Stromkunden umgelegt werden. Das Öko-Institut stellt aber auch fest: „Entscheidend ist aber, dass das Zielnetz des dezentralen Szenarios mit einem deutlich geringeren Zubau neuer Leitungen auskommt.“ Zu klären wäre daher, ob und wie das Marktdesign verändert werden kann, welche Akzeptanz damit verbunden wäre, mehr EE-Anlagen lastnäher (insbesondere Windenergie in Bayern) zu bauen und eine Gesamtkostensicht durchzuführen.

Die Studie Transparenz-Stromnetze, kann also nicht als Gegenargument herangezogen werden, sondern zeigte erstmalig im Jahr 2018 auf, dass es eine Alternative zur Vorgehensweise der ÜNB und der BnetzA gibt und diese mit einem deutlich geringeren Zubau von Stromleitungen, insbesondere HGÜ-Leitungen auskommt. Kern der Alternative ist eine Begrenzung des Offshore-Windenergieausbaus, die lastnähere Verteilung von Wind- und PV- Anlagen an Land, dezentrale Strommärkte und regionaler Lastausgleich (Zellulärer Ansatz), auch im Sinne der nach EU-Recht vorgeschriebenen „Erneuerbare Energie Gemeinschaften“, die diesen regionalen Strommarkt betreiben können. Dass die BnetzA darauf antwortet, „ob der Gesetzgeber das Marktdesign ändere, sei nicht absehbar“, ist zum einen ein für die BnetzA als Behörde unzulässiges Argument und zum anderen nicht stichhaltig, da es im Bundestag, den Parteien selbst und Fachkreisen seit Jahren umfassende Diskussionen über neue Strommarktmodelle gibt. Umgekehrt ist es so, dass die deutliche Minderung des Netzausbaus, die im Projekt aufgezeigt wurde, sicherlich ein Argument sein kann, den Gesetzgeber zu motivieren, die Anforderungen nach Einbeziehung sinnvoller Alternativen gemäß der SUP-Richtlinie in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen. Es ist aber sicherlich auch der BnetzA bekannt, dass der Deutsche Bundestag im Dezember 2020 die Bundesregierung in einer Entschließung aufgefordert hat, ein neues Strommarktdesign zu entwickeln¹⁷. Auch aktuell hat die wahrscheinliche „Ampel-Koalition“ im Sondierungspapier festgehalten, dass eine künftige Bundesregierung ein neues Strommarktdesign entwickeln solle. Dies zeigt, dass das bisherige Strommarktdesign, welches der Netzentwicklungsplanung über 10 Jahre zugrunde lag als überarbeitungswürdig eingestuft wird.

Alternativprüfung mit anderem Strommarktdesign dringend erforderlich

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 hinsichtlich mangelnder Umsetzung der SUP-Richtlinie, explizit abgelehnt.

Der BUND fordert daher, die Aufstellung und eigenständige Modellierung eines NEP, der dem „Zellulären Ansatz“ des VDE folgt und Deutschland stromtechnisch nicht auf eine „Kupferplatte“ reduziert, sondern eine Vielzahl regionaler Stromzellen ansetzt, in denen ein Ausgleich von

¹⁵ https://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Oeko-Institut_2018_Transparenz_Stromnetze.pdf, dort v.a Kapitel 2.4, S. 30 ff

¹⁶ Genau diese Berechnung volkswirtschaftlicher Gesamtkosten erfolgt bei Grimm/Prognos a.a.O. und DIW a.a.O mit dem Ergebnis, dass dezentrale Ansätze die Gesamtkosten und den Netzausbau erheblich mindern können.

¹⁷ <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2021/01/ausschussdrucksache-19-9-910.pdf>

Stromerzeugung auf fluktuierenden und steuerbaren Quellen, 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 Onshore-Windenergie und Photovoltaik mehr an die regionalen Potentiale anzupassen.

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 Projektes „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts 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 Erlangen¹⁸. 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 durch Arbeiten von Prof. Lorenz Jarass dargelegt, die zeigen, dass der Netzausbau vor allem dem Stromtransport von Stromspitzen dient, die durchaus auch mit anderen Methoden und Energieträgern übertragen 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 Konvertern eine Absicherung auf Ebene des Hochspannungs-Drehstromnetzes 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 von Offshore-Windstrom-Anlagen. Die Kosten für diesen Sondertransport parallel zum HDÜ-Netz wären demnach durch die Stromlieferanten der Offshore Windenergieanlagen zu tragen, denn laut Hinweis der BNetzA ist für diesen Stromtransport das HDÜ Netz ausreichend oder 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 - bspw. HGÜ-Leitungen - im Modell betrieben werden. Das Rechenmodell sollte daher offengelegt werden.

Weiter ist der Grundansatz der ÜNB, das Stromnetz im Sinne einer sog. „Kupferplatte“ mit weitgehend unbehinderten Stromtransport deutschlandweit auszulegen, nicht konkurrenzlos. Es ist vorteilhaft, andere Modelle alternativ zu berechnen, die auf dem „Zellularen Ansatz“ und regionalen Strommarktmodellen mit Knotenpreisen beruhen.

Es dient zur Kenntnis, dass der Deutsche Bundestag in einem Entschließungsantrag zur EEG-Novelle die Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns gefordert hat¹⁹. Dazu gehört ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien, eine stärkere Bereitstellung von „Systemverantwortung“ der Einspeiser, eine Stärkung der Eigenstromnutzung, mehr direkte Stromverträge mit Power Purchase Agreements

¹⁸ <https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/651/show/4eedb9172fdc35e95da3097ed742ea82/>

¹⁹ <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925302.pdf>; dort ab Seite 6.

(PPA) und flexiblem 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)²⁰ der Netzausbaubedarf deutlich gemindert werden kann, bspw. durch ein neues Strommarktdesigns zur Behebung oder Vermeidung von Netzengpässen. Hierzu zählen auch die „Einführung eines Knotenpreismanagements, der Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone (zwei oder mehrere Stromgebotszonen), die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte, die Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität und erhöhte Anreize von nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität“²¹. Die Studie zeigt, dass hierdurch Netzengpässe kostengünstig vermieden werden können, damit der Netzausbau vermindert werden 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 basiert auf dem Zellularen Ansatz 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 Gesetzes-Vorschlags, nach dem im Strommarkt neben der Stromdarbietung auch die Systemdienstleistung zum Angebot von Stromprodukten aus 100 % erneuerbar erzeugtem Strom vergütet wird²². Modellrechnungen haben gezeigt, dass hierfür eine Vergütung von (nur) 8 ct/kWh ausreichen würde. Dem gegenüber bewirkt das bisherige System des EEG, dass keine Verbindung der Stromdarbietung mit dem Betrieb der Stromnetze geschaffen wird und dies zu weitaus höhere Kosten führt, die jedoch für Verbraucher*innen nicht ersichtlich sind. Das Verfahren dieser „Kombikraftwerksvergütung“, die durch einzelne Anbieter oder „Aggregatoren“ durchgeführt werden kann, bietet Versorgungssicherheit, Schwarzstartfähigkeit auf regionaler Ebene. So fordert die EU-Richtlinie RED II²³ 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 sollen²⁴ (Art. 15,16,17 und 31).

Es sind Strommarktmodelle anzusetzen, die berücksichtigen, dass gemäß den Vorschriften der EU, auch in Deutschland der Handel von Energie durch sog. „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“ ermöglicht werden soll. Diese können einen regionalen Ausgleich von fluktuierendem Stromangebot aus Wind und Sonne mit flexibel steuerbaren Anlagen herstellen²⁵. Dies kann bei entsprechender Verbindung mit dem Betrieb der Verteilnetze zu erheblichen Minderungen im überregionalen Stromtransport führen²⁶. Der BUND sowie eine Vielzahl von Organisationen und Stromversorgern hat bei der EU-Kommission Beschwerde eingelegt, weil die EU RED II-Richtlinie hinsichtlich der Schaffung

20 <https://energiesysteme-zukunft.de/presse/meldung/impulse-marktdesign>

21 <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-netzengpaesse>

22 http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Eckpunkte-f%C3%BCr-eine-Gesetzesinitiative-zur-Systemintegration-Erneuerbarer-Energien.pdf

23 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>

24 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>

25 Wie dies organisiert werden kann, zeigt das Projekt PEBBLES: <https://pebbles-projekt.de/>

26 Genau dieser Effekt wurde im Projekt „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts nachgewiesen.

von Rahmenbedingungen für EE-Gemeinschaften nicht umgesetzt wurde²⁷. Der NEP ignoriert diese Möglichkeiten und ist damit rechtlich nicht tragfähig.

Dies alles zeigt, dass gemäß den EU Richtlinien schon jetzt andere Regeln zum Strommarkt und zum Betrieb der Verteilnetze vorgeschrieben sind, die jedoch durch die Bundesregierung noch nicht ausreichend und konsequent umgesetzt werden. 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 EE 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 der Offshore-Windenergie 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 Vollaststunden²⁸ ergeben sich Erzeugungskosten von 5,0-6,0 ct/kWh. (²⁹)

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-Windenergie 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.

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 dem seine Transportkosten zuzurechnen. Tatsächlich wird der Offshore-Windstrom zu

27 <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/breite-allianz-nimmt-untaetigkeit-der-bundesregierung-zulasten-der-buergerenergie-nicht-laenger-hin-eu-beschwerde-gegen-deutschland-eingereicht/>

28 Es gibt Hinweise, dass die realen Vollaststunden bei ausgebauten Offshore-Windparks eher bei 3500 h als bei 4500 h liegen aufgrund der „Windverschattung“ der Anlagen und nachlaufenden Wirbelschleppen. Der Ansatz der Vollaststunden im NEP ist daher zu überprüfen.

29 <http://offshore-das-fundament.de/kosten-und-strompreise/was-kostet-eine-offshore-windenergieanlage.html>

geringeren Preisen angeboten, wobei die Stromkunden die wahren Kosten für diese nicht ersichtlich über die erhöhten Netzentgelte zahlen müssen.

Dies widerspricht dem Ziel des § 1 EnWG der Verbraucherfreundlichkeit zu der eine entsprechende Transparenz gehört. Zudem führt dies dazu, dass Stromkunden für die Netztransportkosten des Offshore-Windstroms zahlen müssen, obwohl diese u.U. diesen gar nicht beziehen. Schließlich bedingt dies einen Diskriminierungstatbestand gegenüber anderen Stromanbietern und anderen Technologien, die bestimmte Kostenanteile nicht auf die Allgemeinheit umlegen können und hierfür auch im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern keine gesetzlich garantierte Rendite erhalten.

Regionale Windenergieanlagen haben hingegen 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. Offshore-Windenergie 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 Offshore-Windenergie wird so von allen Stromkunden getragen, auch solche die nicht auf diese, sondern auf regionale Versorgung setzen.

Dies bedeutet, dass eine Option der Energiewende im Strombereich faktisch durch Freistellung von besonders hohen Übertragungsnetzentgelten und Umlage dieser Kosten auf andere bevorzugt wird – alle anderen EE-Optionen werden somit stärker belastet und im Vergleich und im Wettbewerb ungerechtfertigt diskriminiert.

Auch aus Umweltsicht erfolgt hier faktisch eine Bevorzugung der Offshore-Windenergie - zu Lasten der Umwelt und des Naturschutzes. Der Ausbau der Offshore-Windenergie 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.

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. Im Vergleich dazu ist der Bau regionaler Windenergie 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)³⁰.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass Offshore-Windenergie hinsichtlich der Kosten auch im Rahmen der Marktsimulation im Netzentwicklungsplan mit den Kosten angesetzt werden muss, die diesem Gesamtkonzept entsprechen. Also nicht nur mit seinen 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

³⁰ <https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/> und Hintergrundpapier:

https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/meere/meere_meeresschutz_hintergrund_offshore_windenergie.pdf

verursachungsgerecht der Erzeugung 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 Ausbaurkosten des NEP von ca. 90 Mrd. €, plus Ausbaurkosten 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“ könnte weitgehend im bestehenden Erdgasnetz umgesetzt werden, ohne die immensen Umwelteingriffe von bis zu sechs 40 m breiten HGÜ-Leitungsschneisen.³¹ 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. Offshore-Stromerzeugung)³² – dies zeigt aber, dass die Kosten des Endprodukts der Energielieferung etwa in gleicher Größenordnung liegt wie Offshore-Windenergie plus HGÜ-Leitungsübertragung³³. 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. Weiter 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 Offshore-Stationen oder in der Nähe sowie der Transport der Energie als Wasserstoff in bestehenden oder neuen Pipelines sollte als weitere Variante des NEP im Rahmen der Alternativenprüfung einbezogen werden. Es macht immer weniger Sinn, die Netzentwicklungspläne Strom und Gas weiterhin getrennt zu betrachten.

Stromaustausch 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

31 Bei besonders kritischen Querungen wie im Werratal wird die Trasse bis zu 200 m ausgeweitet vor Tunnelbohrungen.

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

33 https://www.ffe.de/attachments/article/527/Kurzgutachten_Kostenvergleich%20Stromtransport.pdf (wobei die FFE in dieser Studie die Kosten der HGÜ-Leitungen durch einen hohen Freileitungsanteil gegenüber der NEP-Planung zu gering ansetzt)

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, Tschechien oder der Schweiz und (den Atomausstieg in Deutschland konterkarierend) 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.

Zusammenfassung:

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

Hierzu ist der Szenariorahmen deutlich zu verändern. Insbesondere sollte ein stärkerer Ausbau der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt werden, wie er im Hinblick auf veränderte politische Zielsetzung gefordert wird. Dabei ist eine Verlagerung der Stromerzeugung von Offshore - Windenergie in Richtung auf Onshore-Windenergie und hierbei verstärkt in den Süden Deutschlands erforderlich, gemäß dem Planungsrahmen von 2% der Fläche für Onshore-Windenergie in allen Bundesländer. 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 Netzengpässen des Projektes ESYS der acatech, Vorschlägen für Strommärkte, für Kombikraftwerke und für Erneuerbare-Energie- Gemeinschaften.

Autor:

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

Kontakt:

Caroline Gebauer
Leiterin Energie- und nationale Klimapolitik
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Friends of the Earth Germany
Kaiserin-Augusta-Allee 5, 10553 Berlin

Fon: + 49 30 275 86-494

Fax: + 49 30 275 86-440

Mail: Caroline.Gebauer@bund.net

Grundlagen der Beteiligung:

- Dokumente der BnetzA bei www.netzausbau.de
- Bedarfsermittlung 2021-2035– Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/NEP/NEP2035_BnetzA-VorlErg.pdf?__blob=publicationFile, August 2021
- Netzentwicklungsplan Strom 2035 – Version 2021 – 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 26.4.2021
- https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/NEP/NEP2035_UENB-Entwurf2a.pdf?__blob=publicationFile

Anhang:

Wir legen die Kritik am Bundesbedarfsplan 2020 sowie die Stellungnahmen zahlreicher namhafter Wissenschaftler*innen bei, da deren Kritik sich gleichermaßen auf den NEP 2021-2035 bezieht.

Anhang 1: Kritik des BUND am Bundesbedarfsplan 2020

Da der NEP Grundlage für eine Neufassung des Bundesbedarfsplans ist, verweisen wir auf die Kritik, die der BUND mit Unterstützung von namhaften Expert*innen der Energiewirtschaft gegenüber den Mitgliedern des Deutschen Bundestages vorgetragen hat:

"Das Bundesbedarfsplangesetz steht für einen technisch überdimensionierten, unwirtschaftlichen und umwelt- und naturschädlichen Stromnetzausbau. Die Bundesregierung setzt damit weiter auf ein zentralistisches Modell. Statt regionale Netze zu stärken, wird die 'Kupferplatte Deutschland' gefördert nach der veralteten Vorstellung: Strom muss bundesweit beliebig transportierbar sein.

Das Gesetz ebnet dem Ausbau von über 6.000 Kilometern Hochspannungsleitungen den Weg. Die Kosten belaufen sich auf mehr als 80 Milliarden Euro. Während Netzbetreiber hohe gesetzlich gesicherte Renditen in Milliardenhöhe erwarten, drohen Stromkunden Mehrkosten von bis zu vier Cent/kWh. Dies trifft vor allem Haushalte und Kleingewerbe. Das ist unsozial.

Der BUND setzt stattdessen auf dezentrale Energiekonzepte: Strom aus zeitlich schwankender Erzeugung von Wind- und Solaranlagen wird regional ausgeglichen durch flexible Kraftwerke der Kraft-Wärme-Kopplung, die Versorgungssicherheit bieten und zudem zur Wärmewende und zum Klimaschutz beitragen. Verteilnetze werden bei der Stromnetzplanung einbezogen. Dieses Konzept wird von namhaften Energiewissenschaftlern unterstützt.

Der BUND fordert ein neues Strommarktsystem. Der Bundestag hatte im Dezember signalisiert, dass es noch vor der Bundestagswahl dafür einen Entwurf geben soll. Das ist die Chance, sich von alten Vorstellungen eines Strommarktes zu trennen, der auf zentrale Großkraftwerke ausgerichtet wurde. Der neue Markt muss regional, dezentral, flexibel und sozial sein. Das macht überdimensionierte Stromtrassen überflüssig, ist kostengünstiger und naturverträglicher."

Anhang 2: Anschreiben BUND

Überdimensionierten Bundesbedarfsplan 2020 überarbeiten – Alternativen entwickeln!

Berlin, 26.05.2020

An die Mitglieder der Fraktionen von CDU/CSU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen, LINKE und FDP.

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) möchte Sie anlässlich der geplanten und bevorstehenden Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) zum Stromnetzausbau ansprechen und bitten, den vorgelegten Plan nicht in dieser Weise zu verabschieden.

Auf Grundlage des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber, der zuletzt im Dezember 2019 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde, soll aktuell eine neue Version des Bundesbedarfsplans (BBPlan) in den Deutschen Bundestag eingebracht und verabschiedet werden. Jedoch gibt es seit vielen Jahren nicht nur seitens des BUND e.V. grundlegende Kritik an diesen

Netzentwicklungsplänen.

(www.bund.net/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze)

Kernkritikpunkt ist, dass der BBPlan hinsichtlich der Streckenlänge, der Art der Leitungen, der Kosten und der Umwelteingriffe *deutlich überdimensioniert* ist. Es bestehen nämlich *zahlreiche Alternativen* hinsichtlich der Stärkung der dezentral in Deutschland verteilten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die diesem jedoch nicht gegenübergestellt werden.

- Möglichkeiten zur Regionalisierung durch Ausgleich von Stromerzeugung und -bedarf auf Verteilnetzebene in Zellen/Waben oder durch Strommarktzone wurden nicht in Betracht gezogen (z.B. im Sinne des „Zellularen Ansatzes“ der Elektrotechnischen Gesellschaft (ETG) des VDE e.V.).
- Eine Abregelung von Einspeisespitzen von Anlagen erneuerbarer Energie (Wind, Sonne), die systemisch an den Schwachstellen der bestehenden Netze ansetzt, erfolgt in dem Modell der Bundesnetzagentur ebenso nicht.
- Hinzu kommen noch nicht ausgeschöpfte Möglichkeiten des Monitorings der Leiterseile und der Einsatz von Hochtemperaturseilen.
- Auch ein größerer Anteil des Energietransports mittels aus Erneuerbarem-Strom erzeugten Gasen kann den Stromnetzausbau mindern.

Eine aktuelle Studie von Prof. Lorenz J. Jarass „Überzogener Netzausbau“, die auch als Buch erschienen ist, können wir Ihnen gerne kostenlos zusenden³⁴.

Die Studie wurde in Auftrag gegeben vom „Initiativkreis Netzentwicklungsplan 2030“: Rechtsanwalt W. Baumann, Würzburg, N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, BUND Natur-schutz in Bayern e.V., Bundesverband Bürgerinitiativen gegen Südlink, ABSOT/Südostlink, BI A7 Stromtrasse NEIN e.V., BI Bergrheinfeld, Landkreis Wunsiedel, Gemeinde Brennbach, Gemeinde Geldersheim, Gemeinde Wasserlosen. Sie zeigt, dass es keine ökonomische Optimierung des Netzausbaus gibt, da die künftig immer größer werdenden Netzentgelte nicht in Relation zu preisgünstigeren Optionen gestellt werden. Einige Studien weisen daraufhin (z.B. „Transparenz Stromnetze“ des Öko-Instituts³⁵) dass mit einem grundlegend anderen Ansatz und Strommarktmodell/Energiemarktordnung von Netzplanung und -betrieb der Netzausbau gemindert und in Folge kostengünstiger und umweltfreundlicher werden könnte. Dies kann sich wiederum positiv auf die Akzeptanz für die Energiewende auswirken.

Kurz: der für die Energiewende erforderliche Stromnetzausbau kann deutlich geringer ausfallen, kann deutlich kostengünstiger werden, kann erheblich umweltfreundlicher sein!

Wir möchten Ihnen daher gemeinsam mit Bürgerinitiativen, kommunalen Gremien und Stadtwerken, die sich ebenfalls kritisch gegenüber dem geplanten BBPlan stellen, ein gemeinsames Papier mit Statements an die Fraktionen des Deutschen Bundestags sowie die Öffentlichkeit geben, was nochmals verdeutlichen soll, dass die geplante Verabschiedung des Bundesbedarfsplans nicht in dieser überdimensionierten Weise erfolgen darf.

Gerade in der aktuellen Lage der Corona-Krise, gilt es in Zukunft den Lösungen den Vorrang und die Chance zu geben, bei denen Milliarden Euro gespart werden können zugunsten von Umwelt und Naturschutz! Investitionsprogramme müssen für die dezentrale Gestaltung der Energiewende eingesetzt werden!

³⁴www.jarass.com/Energie/A/ueberdimensionierter_Netzausbau_behindert_die_Energiewende/NEP_2030_Buch_v2.32_Internet.pdf

³⁵ www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Schlussfolgerungen_Stakeholder.pdf

Die Stellungnahmen dieser Wissenschaftler*innen und Verbandsvertreter*innen (siehe Anlage) sind sich einig, dass ein dezentrales Szenario in der Netzplanung fehlt und kostengünstigere Maßnahmen im NEP/BBPlan nicht berücksichtigt wurden.

Wir erhoffen uns eine Belebung der Diskussion über die Stromnetzplanung, in der auch alle Alternativen zum überdimensionierten Stromnetzausbau einbezogen werden. Wenn diese nicht entsprechend der Pflicht zur Strategischen Umweltprüfung (SUP) einbezogen werden, kann eine Verabschiedung des Bundesbedarfsplans als nicht rechtmäßig angesehen werden.

Mit freundlichen Grüßen

Antje von Broock
Bundesgeschäftsführerin Politik & Kommunikation

Anlage 3: Stellungnahme

Überdimensionierten Bundesbedarfsplan 2020 überarbeiten – Alternativen entwickeln!

Stellungnahmen von Prof. Dr. Claudia Kemfert, Prof. Dr. Christian v. Hirschhausen, Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, Prof. Dr. Uwe Leprich, Prof. Dr. Bernd Hirschl, Prof. Dr. Michael Sterner, Dr. René Mono, Dr. Axel Berg, Olaf Bandt/Dr. Werner Neumann

Prof. Dr. Claudia Kemfert (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), und Hertie School of Government): „**Fossile abregeln, nicht die Erneuerbaren**“

„Der Netzausbau in Deutschland beruht immer noch auf der alten Denkwelt der konventionellen Energiewirtschaft. So werden die Kohlekraftwerke zwar jetzt (endlich) aus dem Szenariorahmen entfernt, jedoch werden sie durch ebenfalls sehr CO₂-intensive Erdgaskraftwerke ersetzt. In den (wenigen) Stunden mit Netzengpässen werden Erneuerbare abgeregelt, statt die fossilen Kraftwerke, die teurer und schmutziger sind, vom Netz zu nehmen. Eine Vielzahl von wissenschaftlichen Studien belegt, dass mit kostengünstigen Maßnahmen wie Abregelung, Leiterseilmonitoring sowie der Berücksichtigung der Infrastrukturkosten bei der Planung der notwendige Netzausbau erheblich reduziert werden kann. So lange der Bundesbedarfsplan sich nicht am „new normal“ einer 100% erneuerbaren, möglichst dezentralen Energieversorgung orientiert, sondern das alte System stärkt, ist er abzulehnen.“

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen (TU Berlin, und DIW Berlin): „**Netzausbau für eine dekarbonisierte Zukunft – In Deutschland und in Europa**“

„Stromnetzinfrastruktur ist für die Energiewende wichtig, hat dabei jedoch eine „dienende“ Funktion: Konkret muss sich der Netzbau am Ziel der Dekarbonisierung orientieren, welches sowohl die Bundesregierung für Deutschland, als auch die Europäische Union beschlossen haben. Stattdessen arbeitet der Netzentwicklungsplan in Deutschland noch mit einem erheblichen Ausbau fossiler Infrastruktur, vor allem sollen noch mehr klimaschädlich Erdgaskraftwerke gebaut werden (+ 10 GW): Selbst im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens steigt die Kapazität von 25 GW (2018) auf 34 GW (2025 sowie 2040). Auf europäischer Ebene sieht der „Ten-year-network-development-plan“ (TYNDP) sogar den Bau neuer Kohlekraftwerke (u.a. in Polen und Bulgarien) und Kernkraftwerke vor; auch hier

wird in vielen Ländern in neue Erdgaskraftwerke investiert, was nicht nur umweltschädlich sondern auch aller Voraussicht nach unwirtschaftlich sein wird („stranded assets“). Weder die Netzentwicklungspläne noch der Bundesbedarfsplan dürfen hinter den energie- und klimapolitischen Zielen zurückbleiben und bedürfen daher einer grundlegenden Umstrukturierung.“

Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, Stromnetzsachverständiger, Wiesbaden: **„Eine Reihe kostengünstiger, nicht berücksichtigter Maßnahmen machen HGÜ-Leitungen überflüssig“**

„Der Netzentwicklungsplan sieht bis 2035 einen Netzausbau von fast 18.000 km mit Investitionskosten von 95 Mrd. € vor. Dieser Netzausbau ist ganz überwiegend für den Stromexport von Leistungsüberschüssen erforderlich. Für Leistungsdefizite (Dunkelflauten) hingegen ist auch laut Bundesnetzagentur typischerweise kein Netz-ausbau erforderlich. Unser Buch "Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende" belegt u.a.:

- Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten führt zu einem signifikant überhöhten Netzausbau und macht damit die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig.
- Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben und jedenfalls die geplanten HGÜ-Erdkabel überflüssig machen würden.“

Prof. Dr. Uwe Leprich - Energieexperte, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Saarbrücken: **„Man muss sich von der „Kupferplatte“ verabschieden und dezentrale Potentiale ausschöpfen“**

"Das Herz der Energiewende schlägt aktuell auf der dezentralen Ebene: bei den Genossenschaften, findigen Ingenieuren, Energieberatern, Hausbesitzern, innovativen Wohnungsbaugesellschaften, engagierten Kommunalpolitikern, ... Es ist skandalös, dass die politischen Rahmenbedingungen dezentrale Ansätze und Systemlösungen immer noch stark behindern und ausbremsen und sie gleichsam als Störfaktoren in einem ansonsten "effizienten" Gesamtsystem betrachten. Eines ist sicher: wenn man sich von der Traumtänzerie einer geschlossenen "Kupferplatte" bei den Stromnetzen verabschiedet, benötigt man händeringend vielfältige dezentrale Systemlösungen, die heute entwickelt werden müssen. Dies beinhaltet auch die Sektorkopplung und damit die optimierte Nutzung der lokalen und regionalen Strom- und Gasnetze. Selbst wenn der aktuell geplante Stromnetzausbau bis 2035 umgesetzt werden sollte - was eher fraglich erscheint und auch extrem teuer wäre -, muss das dezentrale Potenzial der Systemlösungen umfassend ausgeschöpft werden, um eine weitere unrealistische Ausbaurunde nach 2035 überflüssig zu machen. Dafür müssen die Weichen in Berlin sehr zeitnah gestellt werden.

Prof. Dr. Bernd Hirschl, Leiter Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gemeinnützig: **„Der Gesetzesrahmen erschwert eine stärkere regionale Verteilung, hierfür braucht es neue Szenarien.“**

„Die Szenarioermittlung und die sich daran anschließende Netzentwicklungsplanung orientiert sich maßgeblich an dem geltenden gesetzlichen Rahmen. Dieser erschwert aber gegenwärtig eine stärkere regionale Verteilung der erneuerbaren Energien sowie eine Nutzung der sich daraus ergebenden Überschüsse vor Ort durch geeignete Flexibilitätsoptionen. Eine stärkere Regionalisierung der Erzeugung von Wind- und Solarstrom sowie von systemdienlicher Flexibilität könnte gleichermaßen für eine gleichmäßigere Verteilung von regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung wie auch für

mehr Akzeptanz und Resilienz sorgen - und nebenbei den Netzausbaubedarf verringern. Hierfür braucht es aber Szenarien, die derartige Entwicklungen und Eigenschaften - und ihre voraussichtlichen Kosten und Nutzen - ebenfalls abbilden“.

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, FENES OTH Regensburg (Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher): **„Der Bedarfsplanung fehlt ein dezentrales Szenario, das den Transportbedarf minimiert“**

„Wir befürworten den Netzausbau grundsätzlich aus technischen und ökonomischen Gründen: Netze verbinden Wind- und Solarenergie - die günstigste Form neuer Stromerzeugung - mit den Lastzentren regional und überregional und schaffen so einen räumlichen Ausgleich von Fluktuationen, auch europaweit. Genauso wichtig sind die Speicher, die technisch das leisten, was die Netze nicht leisten können: den zeitlichen Ausgleich schwankender Erzeugung und das Schaffen von Versorgungssicherheit in Form von gesicherter Leistung. Stromleitungen bieten per se keinen Beitrag zur gesicherten Leistung, wenn am Ende der Leitungen keine Kraftwerke oder Speicher stehen. Atom- und Kohleausstieg begründen also eine Notwendigkeit zum Speichereinstieg. Diese Kombination aus Netzen und Speichern in der Stromnetzinfrastruktur ist nach unseren Berechnungen ökonomischer und ökologischer als das Abregeln und Nicht-Nutzen von erneuerbarem Strom bei gleichzeitigem Einsatz fossiler Reservekraftwerke.

Aus zahlreichen Diskussionen und Vorträgen vor Ort mit Windkraftgegnern – die ich teilweise unter Polizeischutz gehalten habe - kann ich bestätigen, dass die Abbildung eines dezentralen Szenarios samt Speichern in der Diskussion zur Notwendigkeit des Netzausbaus, den wir nicht anzweifeln, von großer Bedeutung für eine überzeugende Argumentation ist.“

René Mono, Geschäftsführender Vorstand der 100 Prozent erneuerbar Stiftung, Vorstandsmitglied Bündnis Bürgerenergie e.V.: **„Dezentrale Energiewende reduziert Leitungsausbau –sozialer und ökologischer“**

"In ihren Vorschlägen zum Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan gehen Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur von vollkommen falschen Grundannahmen und Zielsetzungen aus. Ihre Pläne berücksichtigen nicht die Möglichkeiten einer dezentralen Energiewende, bei der regionale Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen intelligent auf die regionale Verbrauchslast abgestimmt werden. So kann der Transport- und damit auch der Netzausbaubedarf, wie sich in Modellierungen nachweisen lässt, reduziert werden. Studien zeigen, dass die dezentrale Energiewende gesamtwirtschaftlich nicht teurer ist als eine Energiewende, bei der Übertragungsnetze die regionale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch unnötig machen. Sie hat aber andere Vorteile: Die Wertschöpfung kommt den Menschen und Verbraucher*innen zugute, dadurch ist die Akzeptanz höher, und sozialpolitische Ziele können mit ökologischen verbunden werden. Außerdem ist die Resilienz (Widerstandsfähigkeit gegen Angriffe von außen) höher. Vor allem aber kommt eine dezentrale Energiewende ohne den Import des klimaschädlichen Erdgases aus, der zudem autoritäre Regime unterstützt."

Dr. Axel Berg, Vorsitzender der deutschen Sektion von EUROSOLAR: **„Dezentrale Energiewirtschaft ist kostengünstiger, sozialer und bietet mehr Versorgungssicherheit.“**

„Zentrale und dezentrale Systeme vertragen aufgrund ihrer physikalischen und ökonomischen Charakteristika kein Nebeneinander. Je schneller der Umstieg von statten geht, desto einfacher und kostengünstiger ist er. Übertragungstrassen sind überregionale, auf Dauer angelegte zentrale Systeme mit zentraler Steuerung und nur für die Betreiber lukrativ. Eine Auslastung und Refinanzierung ist nur möglich, wenn der Ausbau Erneuerbarer Energien außerhalb der Anschlussmöglichkeiten klein gehalten wird. Der Ausbau von Übertragungsnetzen fördert die Energiewende nicht, sondern zwingt die dezentralen Erneuerbaren und die Verbraucher für Jahrzehnte in das Funktionssystem der etablierten Stromversorgung.

Der Systemwechsel hin zu einer dezentralen Energiewirtschaft setzt auf lokale Versorgungskonzepte mit der Verstärkung vorhandener Verteilnetze im Niederspannungsbereich, über die Lastenausgleich, virtuelle Kraftwerke, Speicher und Sektorenkopplung betrieben werden. Die Potenziale, um so die Energieversorgung ausschließlich mit heimischen Solarenergien zu organisieren, sind im Überfluss vorhanden. Neue Übertragungsnetze sind, bis auf wenige Ausnahmen, nicht nur überflüssig, sondern für die Energiewende kontraproduktiv.

Solarstrom ist Sozialstrom; bereits jetzt ist eine Eigenversorgung mit Photovoltaik auf dem Dach und einer Batterie im Keller billiger als der Bezug von Netzstrom. Und die Technikkosten sinken weiter. Je höher die Netzkosten durch den übertriebenen Ausbau für die Verbraucher steigen, desto mehr Menschen und Unternehmen werden darüber nachdenken, sich vom Netz zu trennen, um sich selbst zu versorgen.

Nur Millionen von Anlagen, die auch unabhängig vom Hauptnetz funktionieren, überstehen unbeschadet Naturkatastrophen oder einen Cyber-Anschlag auf das Hochspannungsnetz oder auf Großkraftwerke.“

Olaf Bandt - Bundesvorsitzender des BUND e.V., Berlin; **Dr. Werner Neumann**, Sprecher des Bundesarbeitskreis Energie im Wissenschaftlichen Beirat des BUND: **„Ein regionaler flexibler Stromausgleich macht überdimensionierte Stromtrassen überflüssig, kostengünstiger und naturverträglicher“**

„Die Bundesnetzagentur plant die Stromtrassen in Deutschland auf völlig falschen Grundlagen. Statt auf mehr Stromautobahnen zu setzen muss der Netzausbau viel stärker als bisher auf die regionalen und vor allem dezentralen Stromerzeuger und Bedarfe ausgerichtet werden. Wir fordern daher die Bundesregierung auf, den Bundesbedarfsplan 2030 nicht im Kabinett/Dt. Bundestag zu beschließen. Der NEP muss überarbeitet und sich an deutlich reduzierten Energieverbräuchen orientieren.

Erneuerbare Energien sind hochflexibel, lassen sich an die lokalen Gegebenheiten anpassen und brauchen viel weniger Hochspannungsleitungen, die Natur und Landschaft durchschneiden. Auch wird die Energiewende nur dann zu bewältigen sein, wenn sie dezentral, in der Hand von Bürgerinnen und Bürger oder Stadtwerken umgesetzt wird. Die Energie aus Wind und Sonne darf nicht in der Hand von Großkonzernen und Investoren zentralisiert werden. Das erzeugt unnötig hohe Kosten beim Netzausbau für Privathaushalte und Gewerbe.

Die Zeiten, in denen Strom beliebig durch die Republik geschickt werden muss, sind lange vorbei. Strom aus Wind und Sonne ist längst zur verlässlichen Energiequelle geworden. Ein regionaler Ausgleich ist mit flexiblen Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung sowie Laststeuerung einfach möglich. Auch hierfür braucht es keine überdimensionierten Stromtrassen.“