

Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) nimmt hiermit Stellung zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 und macht Vorschläge zu dessen Verbesserung.

Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

1. Einleitung

Der BUND hat seit Beginn der Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan jeweils Stellung genommen und zahlreiche Vorschläge eingebracht. Wir müssen allerdings feststellen, dass unsere Vorschläge und Forderungen, die auch von anderen Organisationen, Privatpersonen, Kommunen etc. vorgebracht wurden, kaum in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen wurden. Wir verweisen daher auch auf unsere bisherigen Stellungnahmen: <https://www.bund.net/themen/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetz/>

Zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 nehmen wir ergänzend Stellung:

2. Mangelnde Transparenz des NEP-Entwurfs

Wie schon bei früheren NEP-Entwürfen mangelt es an der erforderlichen Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Vorlage des NEP 2030. Es wurde ein neues Simulationsprogramm („BID“ von der Firma Pöyry) eingeführt. Die Darstellung der Eigenschaften dieses Programms ist jedoch nur eine Art Werbepräsentation über die prinzipiellen Eigenschaften des Programms, aber nicht mit welcher Methodik, welchen Rechenansätzen und Bedingungen der Netzentwicklungsplan berechnet wird. Auch die vertiefenden Ausführungen zum Kapitel 2 des NEP schaffen nicht die erforderliche Transparenz.

Insgesamt ist festzustellen, dass es keinerlei öffentliche Beteiligung oder Information über die Methodik der Berechnung vor Veröffentlichung des NEP gab. Im Projekt „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“, durchgeführt durch das Öko-Institut e.V., an dem der BUND als Stakeholder beteiligt ist, hat sich gezeigt, dass es eines erheblichen Aufwandes sowohl der Modellierung als auch der jeweiligen Berechnung bedarf, um zunächst den NEP der Übertragungsnetzbetreiber nachzuvollziehen und sodann Variationen und andere Modellansätze durchzuführen.

Seitens der ÜNB wird jedoch kein weiterer Einblick in die Berechnungen und deren Grundlagen gegeben.

Mehr noch – es besteht keine Möglichkeit, andere Modelle, Marktmodelle, insbesondere Ansätze zum regionalen Ausgleich verschiedener Stromerzeuger zur Minimierung des Stromnetzausbaus in diese Berechnungen der ÜNB einzubringen.

Der NEP erfüllt daher nicht die Erfordernisse die auch im Sinne der Aarhus-Convention für eine ausreichende Information und auch selbstständige Beteiligung der Öffentlichkeit geboten und gefordert sind.

3. Immense Ausweitung der Netzplanungen und Kosten gegenüber dem NEP 2025

Der NEP Entwurf 2030 weist gegenüber dem NEP Entwurf 2025 über 100 neue weitere Maßnahmen auf. Dies ist insofern erstaunlich, als der Vergleich der Szenarienrahmen 2025 und 2030 eine solche Entwicklung nicht plausibel nachvollziehbar macht und im Vergleich bei der Windenergie onshore im Szenariorahmen 2030 geringere Werte (aufgrund der politischen Restriktionen zur Deckelung des Windenergieausbaus an Land) angesetzt wurden. Es muss nachvollziehbar begründet werden, was der Grund für diese erhebliche Ausweitung der Netzplanungen ist.

4. Fehlerhafte, inkonsistente und intransparente Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Der BUND hatte im Rahmen früherer Stellungnahmen wiederholt darauf hingewiesen, dass die Ansätze zur Modellierung der KWK nicht stichhaltig und fehlerhaft sind. So wurde z.B. im NEP 2024 eine sehr hohe Stromerzeugung „aus KWK“ aus Braunkohle und Steinkohle von zusammen 64 TWh angesetzt, ca. 10 % der gesamten Bruttostromerzeugung, während für diesen Zeitraum allenfalls von zusammen 15 TWh KWK Strom ausgegangen werden kann. Im Jahr beträgt der KWK-Strom aus Kohlekraftwerken derzeit ca. 20 TWh. Dieser Fehler war auch durch Bezug auf die Statistik der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen nachweisbar. Kern des Fehlers war, für einige Kohlekraftwerke, die über eine KWK-Wärmeauskopplung verfügen, den gesamten Strom als KWK-Strom zu deklarieren und als sog. „must-run“-Stromerzeugung in die Modellierung eingehen zu lassen.

Nunmehr wurden für den KWK-Strom (NEP 2030 1. Entwurf, S. 75) zwischen 20 TWh (B 2035) und über 40 TWh (A 2030) angesetzt. Dies kann aber nicht sein, zumal auch bis zum Jahr 2030/2035 Kohlekraftwerke abgeschaltet oder – mit KWK – auf Erdgas umgestellt werden dürften, dass der im NEP 2030 Entwurf angesetzte KWK-Strom aus Kohle deutlich höher ist als der derzeitige Stand im Jahr 2016. Damit ist die KWK-Berechnung offensichtlich auf einer falschen Daten-Grundlage erfolgt.

Mehr noch, wenn man versucht aufgrund der Daten im NEP Entwurf die Modellierung der KWK nachzuvollziehen, stellt man fest, dass die Werte aus dem Szenariorahmen (ausführliche Fassung, S. 14) merkwürdige Werte für die Jahresvolllaststunden ergeben.

Im Szenariorahmen wurde z.B. für B 2030 ein Wert von 0,6 GW Braunkohle-KWK angesetzt, der dann zu ca. 15 TWh Stromerzeugung führt, mithin 25.000 Jahresvolllaststunden, was schlicht ein unsinniges Ergebnis ist. Ähnlich sieht es beim Ansatz A 2030 aus: 22 TWh/ 0,7 GW = 31.000 h. Die Angaben für die Steinkohle-KWK sowie die Erdgas-KWK hingegen sind mit ca. 1700–2500 h bei Steinkohle und 3500–4500 h bei Erdgas hingegen im möglichen und plausiblen Bereich. Allerdings widerspricht diese Angabe der Volllaststunden für Erdgas-Anlagen den sonstigen Ergebnissen des NEP –Entwurfs, der von 845–1900 h für Erdgas-Anlagen ausgeht. Es ist festzustellen, dass die Angaben der Stromproduktion und Leistung für KWK-Anlagen mit dem Gesamtdurchschnitt für Anlagen fossiler Energie nicht zusammenpasst.

Die Beschreibung der Flexibilisierung der Kraftwerks-Einsatzbedingungen (Kap. 2 ausführliche Fassung) ist nicht nachvollziehbar. Es fehlen Angaben, welche KWK-Anlagen als „must-run“ unter welchen Bedingungen angesetzt werden und welche Anlagen welchen Wärmeabnahmebereichen und Wärmemengen zugeordnet werden. Eine Unterscheidung nach kommunalen Fernwärmenetzen und Industrie ist nicht ersichtlich. Gemäß der Erläuterung in Kap. 2.3.1. (ausf. Fassung) wird zum einen die Kategorie „KWK“ definiert. Diese ist aber nicht identisch mit der Klassifizierung „must-run“. Es kann sein, dass auch KWK-Anlagen „vom Strommarkt getrieben“ betrieben werden, dann muss dies aber kein KWK-Betrieb sein. Es scheint, dass hier ein Grund für die fehlerhaften Ergebnisse zu suchen ist, wenn KWK-Anlagen nicht im KWK-Modus betrieben werden, dieser Strom jedoch als vorrangiger („must-run“) Strom im NEP behandelt und zudem fehlerhaft als KWK-Strom bezeichnet wird.

Dass im Szenario C 2030 die KWK-Anlagen vollständig (bis auf kleine Anlagen) als flexibel angesetzt werden, ist im Grunde ein sinnvoller Ansatz. Es ist jedoch keinerlei Hinweis im NEP-Entwurf zu finden, wie z.B. ein solcher flexibler KWK-Betrieb (mit Wärmespeicher) im gegenseitigen Ausgleich zur Stromeinspeisung v.a. aus Windenergie betrieben wird. Kurz: ob und wie die Flexibilität der KWK im Markt wirkt und ob sie auch netzentlastend eingesetzt wird, ist nicht ersichtlich. Diese KWK-Strommenge von ca. 70 TWh (NEP-E S. 75) wird auch nicht näher auf bestimmte Energieträger zugeordnet. Als eine solche unbekannte Menge ist diese im Mengengerüst der Strommengen jedoch nicht aufzufinden. (Kap. 3 S. 67). Zieht man dort bei C 2030 die Strommenge für Erdgas (24 TWh) ab und ordnet dies dieser unbekannteren KWK-Menge zu, verbleiben 46 TWh KWK-Strom unbekannter Herkunft die aus Braun- und Steinkohle stammen müssten. Wie erwähnt, liegt die KWK-Strommenge aus Kohle derzeit nur bei ca. 20 TWh und dürfte im Jahr 2030 maximal mit 10–15 TWh anzusetzen sein. Die KWK-Modellierung für C 2030 ist daher in keiner Weise nachvollziehbar.

5. Spitzenkappungen nur bei erneuerbaren nicht bei fossilen Energieträgern

Der BUND, zahlreiche Verbände und Sachverständige hatten vielfach gefordert, dass bei der Modellberechnung eine Spitzenkappung der Stromeinspeisung aus Windenergie und Photovoltaik um bis zu 30 % der Leistung vorgenommen werden sollte, wobei die gekappte Strommenge auf ca. 3 % der Jahreserzeugung elektrischer Energie begrenzt werden sollte. Inzwischen ist dies auch gesetzlich verankert. Jedoch zeigt der NEP-Entwurf, dass diese Möglichkeiten nur zum Teil ausgeschöpft werden. Die Einsenkungen betragen bei Windenergie nur 1,7% der Strommenge und nur ca. 10% der installierten Leistung. Es wäre sinnvoll, im NEP anzugeben, ob eine weitere

Einsenkung (auch gekoppelt an eine „Power-to-X“-Verwendung) noch in größerem Umfang möglich wäre und zu einer Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen führen könnte. Diese Forderung hatten wir schon in einer früheren Stellungnahme zum NEP 2025 erhoben.

Problematisch ist hierbei, dass zwar bei der jeweils nur kurzfristig durch Wetterbedingungen bedingten Spitzeneinspeisung durch EE eine Abregelung erfolgen kann, andererseits eine kurzfristige Abregelung für Stromerzeuger mit fossilen Energien, insbesondere Kohlestrom nicht erfolgt.¹ Betreiber von Kohlekraftwerken, auch von Braunkohle weisen zunehmend daraufhin, dass ihre Anlagen auch flexibler betrieben werden können – es fehlt jedoch eine Vorgabe, dass entsprechende Kohlekraftwerke im Fall der Überlastung von Leitungen bei Starkwindeinspeisung gedrosselt werden, um dem Stromtransport für Windenergie Vorrang zu geben. Da dies nicht erfolgt, ist zu schließen, dass der Neubau (oder Verstärkung) entsprechender Leitungen dem Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke zuzuordnen ist, da diese nur „marktgetrieben“ weiter einspeisen. Konsequenterweise wären dann aber die Zusatzkosten dieser Leitungen auch den Strompreisen dieser Anlagen zuzurechnen, da diese ohne diese Leitungen den Strom nicht vermarkten könnten. Dass eine solche Zurechnung nicht erfolgt, zeigt, dass die Systematik des NEP – Einspeisemarkt und Zusatzkosten für neue Leitungen zu trennen, nicht konsistent ist.² Auch in Hinblick auf die Klimaschutzziele wäre es weitaus zielführender, im Falle von Netzengpässen zunächst Kohlekraftwerke abzuregeln als dies bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien vorzunehmen.

6. Erforderlichkeits-Kriterium überarbeiten

Neben dem n-1-Kriterium spielt das Kriterium der Erforderlichkeit eine wesentliche Rolle. Neue Leitungen werden danach als erforderlich angesehen, wenn diese mindestens zu einem Zeitpunkt eine Auslastung über 20% ihrer Kapazität aufweisen. (vgl. ausführliche Begründung u.a. in der Bestätigung des NEP Strom 2013, BNetzA). Hierbei ist die Ableitung dieser „20% -Grenze“ nicht stringent. Es heißt bei der BNetzA, dass ein Wert von 50 % als „hoch“ anzusehen sei, damit eine solche Leitung bei Ausfall benachbarter Leitungen, deren Leistung übernehmen könne. Im Rahmen des vermaschten AC-Netzes könnte man aber daran denken, den Wert von 33% zu verwenden, entsprechend einer Verteilung von Leistung auf drei parallel verlaufende Leitungen, die bei Ausfall einer Leitung dann mit jeweils 50% ausgelastet wären und damit immer noch einem n-2 Kriterium stand halten würden.

Andererseits erscheint der Wert von 20% als recht niedrig. Er wird damit begründet, dass bei einer max. Auslastung unter diesem Wert auch das (110 kV-) Hochspannungsnetz (Verteilnetz) die Transportaufgabe übernehmen könne. Seit Beginn der Aufstellung von Netzentwicklungsplänen erfolgt dies nur für die Höchstspannungsebene, die Hochspannungsebene wird komplett ausgeblendet. Dabei wurden zwischenzeitlich verschiedene Studien zur Optimierung und Verstärkung der Verteilernetzebene durchgeführt (dena-Verteilnetzstudie³, Energynautics et al, Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz⁴, Verteilnetzstudie NRW⁵). Neben dem ohnehin durch den in den Regionen verteilten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, neben dem ohnehin bestehenden Netzsanierungsbedarf, zeigen diese Studien jedoch auf, dass ein gezielter Ausbau der Verteilernetzebene zu einem Minderbedarf des Ausbaus der Höchstspannungsebene führen kann. Vorteilhaft ist zudem, dass eine Netzverstärkung bzw. Ausbau auf Verteilnetzebene meist mit geringeren Umweltauswirkungen erfolgen kann, insbesondere sind 110 kV-Kabel relativ einfach als Erdkabel zu verlegen (Einplügen statt 30-40m breite Schneisen bei 380 kV HGÜ-Kabeln)

Ebenso besteht die Möglichkeit bestehende Verteilnetze mittels Hochtemperaturseilen, Temperaturmonitoring deutlich in ihrer Kapazität auszuweiten und zwar von 2 * 140 MW auf 2* 432 MW⁶.

Das „20%-Kriterium“ unterstellt, dass z.B. eine 380 kV-Leitung mit 2 * 700 MW nicht erforderlich ist, wenn deren Transportleistung durch eine Hochspannungsleitung von 2 * 140 MW übernommen werden kann. Wenn nun aber das Hochspannungsnetz regional optimiert werden kann und zudem mit HT-Seiten und T-Monitoring deutlich mehr ausgelastet werden kann (in Spitzenzeiten), dann müsste das Kriterium der Erforderlichkeit auf mindestens den Wert von 30-40% erhöht werden. Es ist zu erwarten, dass bei dieser Integration der Netzplanung unter Einbeziehung der Hochspannungsebene ein deutlich geringerer Ausbaubedarf der Höchstspannungsebene resultiert. Wir gehen davon aus, dass zahlreiche Ausbaumaßnahmen schon bei einer Erhöhung des Erforderlichkeits-Kriteriums

¹ https://www.greenpeace.de/files/publications/kurzanalyse_grosskraftwerke.pdf

² Siehe hierzu auch div. Veröffentlichungen von L. Jarass, zuletzt A. u. L. Jarass, Integration von erneuerbarem Strom, Wiesbaden, Münster 2016.

³ <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/>

⁴ https://mwkel.rlp.de/fileadmin/mwkel/Abteilung_6/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf

⁵ https://www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/nrw-vns_abschlussbericht.pdf

⁶ Vgl, Jarass, Integration von erneuerbarem Strom Kap. 7.2.2.

auf 30% wegfallen könnten. Wir fordern eine entsprechende zweite Berechnung des NEP mit dem auf 30% erhöhten Erforderlichkeits-Kriterium.

Berechnungen im Rahmen des „Transparenz“-Projektes des Öko-Instituts zeigen, dass das gesamte AC-Netz im Mittel maximal nur zu ca. 20% ausgelastet ist. Der Netzausbau ist daher vor allem durch Spitzenbelastungen getrieben, z.B. wenn Kohlekraftwerke „marktgetrieben“ eine Grundlast darstellen, KWK-Anlagen als „must-run“ betrieben werden und dann noch starke Einspeisungen aus Windenergie und zudem Stromtransite hinzukommen. Es gilt daher, diesen Engpasslagen nicht nur durch weiteren Netzausbau zu begegnen, sondern durch Flexibilitäten sowie durch Teilverlagerung auf die Hochspannungsebene den Höchstspannungsnetzausbau zu mindern.

Der BUND fordert daher eine Netzentwicklungsplanung, die die Hochspannungs/Verteilnetz-Ebene einbezieht, da diese zu einem geringeren Netzausbau bzw. einem Netzausbau auf geringeren Spannungsebenen mit geringeren Umweltauswirkungen führt. Diese integrierte Planung ist ohnehin zur Darlegung machbarer und sinnvoller Alternativen im Sinne der Strategischen Umweltprüfung erforderlich.

7. Regionalität mit dezentralem Ausgleich ansetzen – alternative Netzplanung umsetzen

Seit einigen Jahren werden immer mehr Fachstudien vorgelegt, die auf eine andere Organisation des Strommarktes und des Stromnetzbetriebs abzielen. Hierzu zählt nicht nur die VDE-Studie zum „zellularen Ansatz“, die zeigt, dass ein rein auf eine 100%ige Versorgung aus erneuerbaren Energien neu ausgelegtes Stromnetz eine deutlich andere Struktur und Umfang als die bisherigen Netzentwicklungspläne aufweisen kann. Ebenso zeigt die VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“, dass mit solchen regionalen Ausgleichsmechanismen und flexibel aufeinander abgestimmten Betrieb von Einspeisungen bzw. Demand Side Management ein deutlicher Abbau von Engpässen, Kappung von Spitzen und Minderung des Netzausbaus erfolgen kann.⁷

Besonders hat die Studie der FAU Erlangen und der Prognos AG gezeigt, dass eine dezentrale Organisation von Strommärkten in Zellen mit verschiedenen Stromknotenpreisen, dem gezielten Einsatz von KWK-Anlagen zu einer immensen Senkung des Stromnetzausbaus, bis zum weitgehenden Verzicht auf neue HGÜ-Leitungen führen kann und dies zudem ohne hohe Kostensteigerungen bzw. sogar Minderungen der Gesamtkosten im System⁸.

Der NEP-Entwurf hingegen generiert aufgrund der Vorgabe, dass zwischen den Einspeisungen und dem Transportbedarf keinerlei Optimierung und Koordination erfolgt, dass bei nur zeitweiligen Engpässen dem mit dem Vorschlag weiterer neuer Leitungen gefolgt wird. Entsprechend steigt der Ausbaubedarf in Leitungslängen und in Kosten mit über 30 Mrd. € immer weiter an. Alternativen, die den Ausbaubedarf mindern, werden nicht oder unzureichend verfolgt.

Hierbei ergibt sich auch eine Ungleichgewichtigkeit der Optionen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe einen „freien“ Netzplan vorzulegen. Zugleich wird ihnen gesetzlich zugesichert, dass – nach weiteren Prüfungen und Planungsverfahren – für die folgenden Leitungsvorhaben ihnen eine Eigenkapitalrendite von 9 %, künftig 6,9 % zusteht. Sämtliche Alternativen, sei es auf der Verteilnetzebene, sei es durch regional betriebene Bilanzkreise, regionale Flexibilitätsmärkte, regionale Stromanbieter, virtuelle Kraftwerke, Integration mit Energietransport mittels Power-to-X, flexibel betriebene KWK-Anlagen, werden sämtlich aus der Netzentwicklungsplanung ausgeblendet. Die potentiellen Investoren in diese Techniken erhalten keine gesetzliche gesicherte Eigenkapitalrendite.

Bezogen auf den Zweck, nicht den Betrieb von Stromnetzen, was nur eines von vielen Mitteln ist, sondern für eine sichere stabile Stromversorgung wäre es erforderlich ebenso andere dem Ziel dienenden Techniken die Möglichkeit zu geben, ihren Beitrag zur Erreichung dieses Ziels zu leisten und dies mit gleichen Rahmenbedingungen wie den Übertragungsnetzbetreibern.

Je teurer und umfangreicher der Übertragungsnetzausbau wird und umso mehr auch die erheblichen Auswirkungen des Übertragungsnetzausbaus ersichtlich werden, ob nun als Freileitung oder im wahrsten Sinne tiefgreifenden Auswirkungen mittels Erdkabeln, umso mehr könnten Alternativen sowohl (volkswirtschaftlich) kostengünstiger sein mit deutlich geringeren Auswirkungen auf Umwelt, Natur und Gesundheit der Menschen. Dabei werden – mit gutem Grund – Umweltschadenswirkungen im Rahmen der Netzplanung nicht monetarisiert. Ebenso werden auch andere Umweltwirkungen, wie z.B. Schadstoffemissionen von Kohlekraftwerken nicht monetär in der Marktberechnung berücksichtigt. Um also eine valide Strategische Umweltprüfung durchführen zu können, ist eine umfassende

⁷ <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibilitaetsmaerkte>

⁸ Peter, Grimm, Zöttl et al, Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf

Berücksichtigung von Umweltwirkungen erforderlich und eine Darlegung ausreichender und vielfältiger Alternativen die geringere Auswirkungen haben, als der Strommarktbetrieb gemäß dem Szenariorahmen mit Kohlekraftwerken, denen keine Schadenskosten zugeordnet werden.

In Bezug auf die Nicht-Berücksichtigung dieser vielfältigen Optionen, die Ignorierung seit Jahren vorgetragener Vorschläge und Forderungen sowie zahlreicher wissenschaftlicher Studien und technischer Möglichkeiten wirkt der Netzentwicklungsplan 2030 antiquiert und überzogen.

Andererseits hat sich gezeigt, dass auf dem Hintergrund politischer Proteste Änderungen der Netzplanung durch Aufnahme des Erdkabelvorrangs und der Abregelmöglichkeiten möglich sind. Ebenso wurden nunmehr mit dem Begleitvorhaben des Fraunhofer ISI weitere Sichtweisen in die Netzplanung integriert. Es ist daher nicht nachvollziehbar, wieso nicht auch andere Optionen und Randbedingungen der Netzplanung einbezogen werden.

8. Stromtransite und Stromexporte

Wie schon in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen liegt im NEP 2030 ein sehr hoher Export und Import von Strom mit jeweils ca. 90-100 TWh sowie hierbei ein recht hoher Transit von Strom vor. In 95 -99 % aller Stunden erfolgt ein Stromtransit durch Deutschland. Der Transit umfasst eine Strommenge von ca. 50 TWh bei einer Spitzenlast von 16-18 GW. Gemäß NEP sind dies Transite aus Skandinavien und Osteuropa (Polen) nach Südwesteuropa (Frankreich-Spanien/ Schweiz/Italien).

Der Transit von Strom durch Deutschland umfasst daher eine Kapazität die doppelt so hoch ist, wie die geplanten HGÜ-Leitungen; entsprechend wird im NEP die HGÜ Südlink (DC3 DC4) von 4 auf 8 GW ausgeweitet, eine weitere DC Verbindung mit 8 GW (DCX, DCY) vorgeschlagen und die anderen DC Leitungen mit weiteren Verbindungen nach Norwegen und Schweden versehen (DC 19 Güstrow-Isar), sowie weiterer Netzausbau vorgesehen um diese Leitungen mit dem Ausland zu verbinden.

Der Netzausbauplan folgt daher zu einem großen und immer dominanterem Anteil nicht mehr den Erfordernissen eines stabilen Netzbetriebs mit Übergang zu erneuerbaren Energien in Deutschland sondern setzt übergeordnete Pläne der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E und der Pläne eines „E-highways“ durch ganz Europa um⁹. Diese Vorgaben, quasi der Szenariorahmen im europäischen Maßstab ist allerdings im Netzentwicklungsplan 2030 in keiner Weise transparent dargelegt. Es fehlen Angaben zu den in den anderen Ländern unterstellten Kraftwerkskapazitäten und deren Betriebsweisen.

Deutschland ist als zentrales Land in Europa im Rahmen eines Binnenmarktes für Energie und demnach auch für Strom sicherlich als Transitland gefragt. Es kann jedoch nicht sein, dass eine Stromnetzplanung in Deutschland zu einem großen und wachsenden Anteil durch externe energiepolitische Entscheidungen wesentlich geprägt wird, ohne dass hierüber eine umfassende europäische Information, Diskussion und Beteiligung und auch eine europäisch orientierte Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgt. Dies betrifft insbesondere die Durchleitung von Kohlestrom aus Polen oder der Ausgleich von zeitweilig nicht verfügbarem französischem Atomstrom durch Importe aus Deutschland und dessen Nachbarländern. Es stellt sich konkret die Frage, welcher Netzausbau nur für die Energiewende in Deutschland erforderlich ist und welcher Netzausbau durch andere Entscheidungen und Rahmenbedingungen induziert ist. Allein hierfür fehlt im NEP 2030 die Information, z.B. durch eine Netzberechnung mit begrenzten oder gekappten Außenbeziehungen. Es muss ersichtlich sein, welche Vorteile und auch Entlastungen ein europäischer Verbund bietet, aber zugleich auch, welche zusätzlichen Belastungen mit neuen Stromleitungen durch Stromtransite zwischen Ländern durch Deutschland hindurch erfolgen, die in diesen Ländern nicht mit einer Energiewende hin zu erneuerbaren Energien verbunden sind.

Solange der NEP 2030 nicht eine hinreichend transparente Grundlage für Diskussionen und politische Entscheidungen bietet, und solange auch keine gesamteuropäische Beteiligung der Bevölkerung an einer Netzplanung verbunden mit Strategischer Umweltprüfung erfolgt, kann diese Netzplanung nicht akzeptiert werden. Sie kann auch im Kontext der Energiewende nicht der von Netzausbau betroffenen Bevölkerung vermittelt werden. Dies gilt umso mehr als diese Leitungen im Rahmen eines EU-Verfahrens sowie allein eigenständiger Entscheidungen von ENTSO-E als „project of common interest“ definiert werden, aber kein demokratisch basiertes Verfahren besteht, dieses „gemeinsame Interesse“ mit Beteiligung der Öffentlichkeit zu definieren.

Der BUND hatte hierauf schon in seiner Stellungnahme zum NEP 2025 hingewiesen:
„Wenn aber Projekte in den NEP 2025 aufgenommen werden, die wesentlich oder alleinig dem Transit dienen, aber in Deutschland entsprechende Auswirkungen auf Umwelt, Natur, Gesundheit der Menschen haben, dann muss auch

⁹ <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

auf europäischer Ebene eine SUP erfolgen¹⁰, bei der z.B. zu untersuchen wäre, ob Maßnahmen in anderen EU-Staaten und dortigen Stromnetzen den Ausbaubedarf in Deutschland reduzieren könnten.“

9. Klimaschutzziele und Netz vom Ziel aus planen

Gemäß den Angaben der ÜNB erfüllt der NEP die im Szenariorahmen gesetzten Anforderungen an die dort getroffenen Klimaschutzziele, d.h. maximaler CO₂-Emissionen. Der BUND verweist auf seine Stellungnahme zum Szenariorahmen¹¹, und dass nach den Beschlüssen von Paris und Marrakesch zum weltweiten Klimaschutz, die im NEP erfüllten Klimaschutzziele nicht mehr ausreichend sind.

Der BUND regt an, da sowohl – entgegen dem Szenariorahmen – ein Kohleausstieg bis spätestens zum Jahr 2030 erforderlich ist und ein weitgehender Übergang zur Versorgung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2040 erforderlich ist, dass ein NEP 2040 erstellt wird, der sich auf die Energiewende in Deutschland konzentriert und hierbei zur Minderung des Transportnetzausbaus die erwähnten Vorschläge und Forderungen – zellulärer Ansatz mit regionalem Ausgleich, regionale Bilanzkreise, Optimierung 110 kV-Hochspannungs-Verteilnetze, flexibler Einsatz der KWK als Ausgleich bei Windstrom- und PV-Einspeisungsminderung berücksichtigt.

Ein hierüber hinaus zusätzlicher Netzausbau zugunsten von Stromtransiten und europaweitem Stromhandel durch Netze in Deutschland hindurch würde dann ein europäisch erweitertes Planungs- und Beteiligungsverfahren erfordern, das bislang jedoch nicht vorliegt.

Weitere Informationen und bisherige Stellungnahmen des BUND unter:
<https://www.bund.net/themen/energiewende/erneuerbare-energien/stromnetze/>

Berlin, 28. Februar 2017

Autor:

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

Kontakt:

Thorben Becker
Leiter Atompolitik und Stromnetze
BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Am Köllnischen Park 1
10179 Berlin
thorben.becker@bund.net

¹⁰ Das Guidance Document „Streamlining environmental assessment procedures for energy infrastructure „Projects of Common Interest“ (PCI)“ verweist unter Abschnitt 2.2.2 darauf, dass für diese Projekte eine SUP innerhalb der Pläne und Programme der nationalen Transportnetzbetreiber durchzuführen ist. Der BUND betont hierzu, da die PCI aus Begründungen auf EU-Ebene entwickelt wurden, dann auch die Alternativen in einer SUP auf EU-Ebene zu prüfen mit einer Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß der Aarhus-Concentration zu verbinden sind.

¹¹

https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/stromnetze/160316_bund_klima_energie_bundesnetzagentur_szenariorahmen_2030_stellungnahme.pdf