

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens 2037 (2045) (Version Januar 2022)

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) erhebt folgende Einwendungen und Vorschläge zum Entwurf des Szenariorahmens 2037/2045 (Version 2022). Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Szenariorahmen (SZR) für den Netzentwicklungsplan 2037 (2045) (Version 2022) Mitte Januar 2022 vorgelegt. Der BUND hatte zuletzt zum Szenariorahmen 2035 (Version 2020) am 10.2.2020 Stellung genommen.

Zusammenfassend stellen wir fest:

Der BUND lehnt den Entwurf des Szenariorahmens 2037/2045 ab. Insbesondere der Strombedarf ist überschätzt. Die Stromerzeugung aus Windenergie offshore ist deutlich zu hoch angesetzt, wogegen die Stromerzeugung aus Windenergie onshore zu niedrig kalkuliert ist, vor allem in Bayern. Die Effizienz der Wärmepumpen ist zu gering angenommen worden, was zu einem überhöhten Stromverbrauch und zu hoher Spitzenleistung im Winter führt. Für Elektromobile fehlt die Annahme des Einsatzes als Stromspeicher. Die KWK ist nicht hinsichtlich ihrer Funktion für die Sektorkopplung mit Wärmespeichern und Bereitstellung von gesicherter Leistung in den Regionen modelliert.

Insgesamt bilden die Szenarien nicht die mögliche Bandbreite der Entwicklung der Energiebedarfe ab. Es wird sogar ein eher unrealistisches Szenario dargestellt mit insgesamt erheblich zu hohen Kosten. Dies führt zu einem überhöhten Stromnetzausbau. Da bekanntlich beim Netzausbau keine Kosten/Nutzen-Analyse bei der Notwendigkeit von Leitungen angesetzt wird, entsteht hier ein verzerrtes Bild der Kosten. Die unausgewogene und nicht an einer dezentralen Energiewende orientierten Szenarien führen damit zu einem Netzausbaubedarf, der insbesondere zu einem hohen und nicht akzeptablen Eingriff in die Natur und Umwelt führt. Mögliche Alternativen, das gleiche Ziel mit geringeren Umweltwirkungen und Kosten zu erreichen, werden im Szenariorahmen nicht angestrebt. Wir werten dies auch als Verstoß gegen die Anforderungen der Strategischen Umweltprüfung, die auch den Szenariorahmen betreffen.

Der BUND fordert daher ein Szenario, dass sich an der dezentralen lastnahen Verteilung von Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien orientiert und damit die Verwendung eines Strommarktmodells bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans begünstigt, bei dem ein dezentraler Stromausgleich den Bedarf für neue Übertragungsleitungen deutlich mindert. Der vorgelegte Szenariorahmen ist daher grundlegend zu überarbeiten.

Hinsichtlich der Entwicklung eines neuen Szenariorahmens verweisen wir auf die Studien des DIW¹ und der Fraunhofer Institute ISE und IEE für den BEE², die unseres Erachtens eine gute Leitlinie darstellen können.

Positiv – Erstellung von Szenarien für das Jahr 2045

Der Szenariorahmen 2037 (2045) nimmt erstmals den „Endausbau“ mit der vollständigen Umstellung auf eine Stromerzeugung aus fast 100% erneuerbaren Energien in den Blick. Dies ist zu begrüßen. Umso mehr richtet sich der Blick auf die Frage, ob seitens der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hierzu ein tragfähiges Konzept für das Jahr 2045 skizziert wird, bei dem Kosten und Umweltwirkungen minimiert werden. Da die Szenarien für das Jahr 2037 einen Zwischenschritt darstellen, nehmen wir vor allem Stellung zu den Szenarien 2045.

Unzureichend – Berücksichtigung und Umsetzung von Energieeffizienz und Suffizienz

Der Szenariorahmen soll gemäß EnWG eine „wahrscheinliche“ Entwicklung abdecken. Dies geht für das Jahr 2045 deutlich über die Amtszeit der Bundesregierung hinaus. Die bisherigen Bundesregierungen haben leider das Thema

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

2http://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf

Energieeffizienz (technische Umwandlungseffizienz, Geräte sowie Verhalten) nur unzureichend adressiert. Ob die neue Bundesregierung dies ändern wird, ist noch nicht ersichtlich. Im Koalitionsvertrag ist Energieeffizienz, insbesondere hinsichtlich des Stromverbrauchs noch nicht ausreichend verankert worden. Allerdings zeigen die aktuellen Preissteigerungen an den Energiemärkten, dass sich allein aus Kostengründen eine verstärkte Umsetzung von Energieeffizienz ergeben wird.

Der Ansatz aus dem Gerätebestand Haushalt (heute 127 TWh/Jahr) sollte über den Ansatz 114 TWh für die Jahre 2037 – 2045 auf 90 TWh gesenkt werden. Die Effizienzpotentiale des Bestands hinsichtlich Beleuchtung, Stand-By-Verbrauch sowie Heizungsumwälzpumpen und Geräteanwendungen liegen mindestens bei 30% des heutigen Verbrauchs, im Einzelfall von Anwendungen bei bis zu 80% (minus 24 TWh).

Der Ansatz für Strom aus Wärmepumpen (WP) sollte bei Haushalten und Gewerbe deutlich gesenkt werden. Zum einen ist aufgrund der Unterschätzung der KWK sowie der Solarthermie der Anteil von Strom aus Wärmepumpen zu hoch. Wie sich beim Online-Dialog gezeigt hat, durch Information des Fraunhofer Instituts ISE werden für die Effizienz der Wärmepumpen nur Jahresarbeitszahlen (JAZ) von durchschnittlich 2,2 angesetzt. Richtig wäre, den Wert von mindestens 3,5 anzusetzen. Anlagen mit PVT-Kollektoren erreichen Werte der JAZ von 4,0 im Jahresdurchschnitt. Auch WP, die mit Abwärme aus Rechenzentren betrieben werden, können Werte von 3,5 aufwärts erreichen. Es stellt nicht den Stand der Technik dar, dass im Szenariorahmen Stromverbraucher mit zu geringer Effizienz angesetzt werden. Die Umsetzung von Energieeffizienz dürfte deutlich kostengünstiger sein, als durch ineffiziente Wärmepumpen induzierter Stromnetzausbau. Statt 49 TWh WP Haushalte + 8,6 TWh WP GHD sind zusammen nur 36 TWh Strombedarf anzusetzen³ (minus 22 TWh).

Künftiger Stromverbrauch für Rechenzentren nicht begründet

Für neue Rechenzentren (RZ) wird ein Strombedarf von 50 TWh angesetzt. Das entspricht im Ansatz der Leistungsverteilung von ca. 5000 MW Strombedarf alleine in Hessen. Der Gesamtstrombedarf kann durchaus bis zum Jahr 2045 von derzeit ca. 16 TWh auf 30 TWh ansteigen⁴. Zu beachten ist, dass die bestehenden RZ einen PUE Wert von 1,6 – 2,0 aufweisen, neue hingegen nur von max. 1,2-1,3. Sicherlich werden bestehende RZ modernisiert werden, da es hier schnelle Erneuerungszyklen gibt. Ob es in Hessen und dort im Rhein-Main-Gebiet eine Konzentration von 5000 MW für Rechenzentren geben wird und kann, ist stark in Frage zu stellen. Seitens der ÜNB wurde im Online-Dialog auf Informationen lokaler Verteilnetzbetreiber verwiesen. Eine Anfrage bei diesen wurde nach zwei Wochen nicht beantwortet. Die ÜNB sind daher gehalten, ihre Annahme genauer zu begründen. Aktuell wird in der Region Frankfurt damit gerechnet, dass die Anschlussleistung der RZ sich von 500 MW auf 1000 MW mittelfristig (2030) erhöhen wird. Ein Anstieg auf 5000 MW in Hessen ist jedoch nicht in Sicht. Derzeit profitieren RZ von einer weitgehenden Entlastung von den Stromnetzentgelten, wenn sie, wie es in der Regel der Fall ist, Jahresvolllaststunden von über 7000 h aufweisen. Es ist fraglich, ob sich diese Entlastung politisch aufrechterhalten lässt, wenn die sog. § 19(2) Umlage deutlich steigt. Diese Daten sind grundlegend zu überprüfen (minus 20 TWh).

Elektrofahrzeuge effizienter und als Stromspeicher modellieren

Einen großen Anteil des erwarteten Stromverbrauchsanstiegs kommt aus dem Verkehrsbereich. Hier wird von 123 – 162 TWh Stromverbrauch für elektrische (Individual-)Fahrzeuge ausgegangen. Demgegenüber gehen Konzepte der Verkehrswende, die nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes erforderlich sind, von einer sinkenden Zahl einzelner Fahrzeuge aus, die zunehmend gemeinschaftlich genutzt werden. Wesentlich ist auch, dass der maximale Stromverbrauch von E-Fahrzeugen nicht bei 20-30 kWh/100 km liegen sollte (sog. E-SUVs) sondern eher bei 10-15 kWh/100 km. Wir gehen eher von 60-80 TWh Strom für individuelle Mobilität aus, also um die Hälfte niedriger als der Szenariorahmen. Die Annahmen für diesen Wert sind genauer zu prüfen und zu begründen. Auf der anderen Seite ist eine Erhöhung des Stromverbrauchs von 12 auf 24 TWh für die Ausweitung des Schienenverkehrs anzusetzen (insgesamt minus 94 TWh).

Elektrolyse

Der Strombedarf für Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff wurde mit 120 TWh angesetzt. Der BUND setzt hierfür den Wert von 150 TWh an. Off-site, bei der Erzeugung von Strom aus Windenergie, sollte der Großteil der Elektrolyseanlagen stehen, um mit ca. 4000 Jahresvolllaststunden Stromtransport über HGÜ-Leitungen zu ersetzen⁵. On-site sollten aber auch Elektrolyseanlagen dezentral betrieben werden, nicht nur für Industriebetriebe,

³Entsprechend 120 TWh Wärme gemäß BUND Position 66, Berlin 2017

⁴<https://www.bundestag.de/resource/blob/863850/423c11968fcb5c9995e9ef9090edf9e6/WD-8-070-21-pdf-data.pdf>

⁵Vgl. Studie Prof. Jarass http://www.jarass.com/Energie/B/SuedLink_v1.179.pdf

sondern verbunden mit lokalen Wasserstoffspeichern, zum Ausgleich der regionalen Stromlasten und in regionalen Quartierskonzepten, die lokale Wasserstoffherzeugung und Verwendung verbinden. Bezogen auf den Netzausbau ist entscheidend, dass die Elektrolyseure netzdienlich und netzentlastend eingesetzt werden.

CO₂-Abscheidung mit DAC

Hinsichtlich des Ansatzes der CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC) ist festzustellen, dass solche Verfahren verbunden mit der CO₂-Einspeisung in den Untergrund und Grundwasser mit erheblichen Umweltrisiken verbunden sind. Es ist zu erwarten, dass sich hiergegen erhebliche Einwände aus der Bevölkerung ergeben werden. Die Erzielung sog. „negativer Emissionen“ sind hingegen weitaus vorteilhafter und preisgünstiger mit der Aufforstung von Wäldern, Vernässung von Mooren und ähnlichen Methoden erreichbar, die zudem auch anderweitige ökologische Vorteile aufweisen. Der Bedarf von Kohlenstoff für die (chemische) Industrie kann einfacher aus dem Recycling von Kunststoffen und Rückführung aus nicht vermeidbarer Müllverbrennung erfolgen. Da es noch große Unsicherheiten gibt, kann ein Anteil von 10 TWh (1%) als Platzhalter für die Modellierung angesetzt werden.

Insgesamt ist der Strombedarf daher um ca. 120-150 TWh zu noch angesetzt worden.

Fernwärmenetze unklar modelliert

Hinsichtlich des Strombedarfs, aber auch der Stromerzeugung für Fernwärmenetze teilen wir die Grundeinschätzung, dass sich der Einsatz von KWK zur Stromerzeugung und von (Groß-)Wärmepumpen mit Wärmeerzeugung aus Stromverbrauch am Strommarkt entsprechend den Residuallasten ergeben wird. Beide Techniken werden dann – sich wechselseitig ergänzend – Jahresvolllaststunden von 2000-2500 h aufweisen. Elektroheizer, die nur bei negativen oder sehr niedrigen Strompreisen betrieben werden, können ca. 800 Jahresvolllaststunden haben.

Problematisch ist, dass die im Szenarioentwurf erwähnte Studie der Forschungsstelle FFE nicht im Internet verfügbar war. Die am 27. Januar erstellte Studie wurde erst auf unsere Intervention und Nachfrage hin im online-Dialog vom 3.2.2022 ins Internet gestellt. Dies ist ein erheblicher Verstoß gegen die Pflichten zur Transparenz, so dass nicht sichergestellt ist, dass alle Menschen, die ab dem 17. Januar an der Konsultation teilnehmen, dieses wichtige Dokument einsehen konnten, bzw. dieses gar nicht im Internet finden konnten.

Inhaltlich ist festzustellen: Die Differenzierung nach Fernwärme für die „allgemeine“ Versorgung und für die Industrie ist richtig, sollte aber transparenter erfolgen. Die Wahl der Bezeichnungen „zentral“ und „dezentral“ für Szenarien, die sich vor allem in der Sanierungsrate der Gebäude unterscheiden ist irreführend. Fernwärme ist immer „zentral“ bezogen auf Einzelheizungsanlagen und „dezentral“ bezogen auf Deutschland insgesamt. Bei der Auswahl von drei Wärmenetzen fällt auf, dass die Darstellung von Flensburg, Hamburg und Berlin in keiner Weise repräsentativ ist, hier sollten v.a. auch Wärmenetze im Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet (Frankfurt, Mannheim, Ludwigshafen) und Bayern aufgeführt werden. Die Grafiken haben keine Skala für die Energiemenge.

Die Grundtendenz ist, dass eine gewisse Energieeffizienz, v.a. durch mehr oder minder Gebäudesanierung unterstellt wird, sodann ein Zuwachs der Wärmeerzeugung durch (Groß-)Wärmepumpen und eine Verschiebung des Energieträgers der KWK von Erdgas auf Wasserstoff. In dieser Allgemeinheit kann der Studie gefolgt werden. Im Detail liefert die Studie jedoch keine klaren Abschätzungen für den künftigen Beitrag der KWK zur Stromerzeugung.

Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in Umfang und Funktion unterschätzt

Wie im früheren Szenariorahmen ist die Abbildung und der Ansatz für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unzureichend bis fehlerhaft. Es wird angesetzt (S. 90), dass KWK Anlagen vor allem zur Stromerzeugung eingesetzt werden und „zeitgleich“ ein Wärmebedarf vorliegt. Dies mag für die bisherige und wohl fortgesetzte Modellierung des Netzentwicklungsplans sicherlich die einfachste Möglichkeit darstellen. Der Ansatz verkennt jedoch, dass neue KWK-Anlagen, sei es in Gebäuden oder in Fernwärmenetzen, in der Regel mit Wärmespeichern ausgestattet werden. Dies ist die Voraussetzung, dass die KWK-Anlagen flexibel einsetzbar sind. Die Erzeugung von Strom und Wärme wird zwar physikalisch gekoppelt erfolgt, die Nutzung jedoch durch die Wärmespeicher (und evtl. künftig auch Stromspeicher) entkoppelt. Wir fordern daher, dass die KWK endlich als flexible Stromerzeugung in der Modellierung eingesetzt wird.

Hinsichtlich der Leistungen von KWK-Anlagen fehlt beim Bestand von „Gaskraftwerken“ die Differenzierung nach Anlagen mit oder ohne KWK. Zielgröße des BUND sind „Gas“-Heizkraftwerke, die übergangsweise mit Erdgas betrieben werden, dann aber auch Wasserstoff nutzen können und insbesondere bisher mit Kohle betriebene

Anlagen ersetzen. Aufgrund der abwechselnden Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen weisen diese nur noch ca. 2500 Jahresvolllaststunden auf.

Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass aktuell der auch von der BNetzA und dem Bundeskartellamt herausgegebenen Monitoringbericht 2021 aufzeigt, dass die Gesamtleistung der KWK-Anlagen (über 10 MW) im Jahr 2020 aufgrund neuer Erhebungen statt 21 GW sogar 28 GW umfasst. Hinzu kommen noch Anlagen unter 10 MW, deren Gesamtleistung im Monitoringbericht nicht dargestellt wird, so dass zumindest von einer elektrischen Leistung von 35 GW ausgegangen werden kann, die flexibel einsetzbar ist.

Hinzu kommen Bioenergie-Anlagen, die eine deutliche Leistungsüberhöhung erhalten können, (Jahresvolllaststunden 2500 h statt 7500 h), so dass deren flexibel nutzbare Leistung bei 30 GW liegen kann. Insgesamt könnte damit eine Gesamtleistung von 65 GW (35 GW Erdgas/Wasserstoff + 30 GW Biomasse) resultieren, die insbesondere für die Versorgungssicherheit erforderlich ist. Zugleich kann damit ein Beitrag geleistet werden, um den Netzausbau zu mindern.

In der Modellierung sollten diese KWK-Anlagen in den jeweiligen Regionen im flexiblen Zusammenspiel und Ausgleich mit fluktuierenden Stromquellen der Wind- und Sonnenenergie eingesetzt werden. Hierdurch kann der überregionale Netzausbau begrenzt werden.

Wir fügen hier nun den Textabschnitt aus unserer Stellungnahme zum SRZ 2035 aus dem Jahr 2020 an, da diese Aspekte weiterhin ignoriert werden:

„Ähnlich wie bereits bei den vorherigen Szenarien, wird die Rolle der KWK als Flexibilitätsoption durch die ÜNB unterschätzt. In den früheren Ansätzen bestand das Problem, dass es keine saubere Trennung von KWK – und Kondensationsstrom-Anteilen von großen Kohlekraftwerken gab. In dem vorliegenden Entwurf, wo in drei Szenarien keine Kohlestromerzeugung mehr angesetzt wird, verlagert sich die Fragestellung auf EE-Gas (Methan-) betriebene Anlagen, GuD-Anlagen mit hohem KWK-Anteil sowie kleinere und mittlere KWK-Anlagen (BHKW). Alle diese Anlagen können mit Wärmespeichern ausgestattet werden (wie schon derzeit mehrere kommunale HKW) und können wie ein virtueller Stromspeicher Abnahme und Lieferung von Strom flexibel darstellen. Des Weiteren können solche KWK-Anlagen mit Wärmespeicher auch zusätzlich mit (Hochtemperatur-) Wärmepumpen verbunden werden, die im Falle negativer Residuallast (Stromüberschuss) netzdienlich betrieben werden können. Durch flexible Fahrweise von Stromabnahme und Stromangebot stellt dies (zusammen mit den bestehenden flexiblen Biogasanlagen) eine zentrale Option zur Minderung des Netzausbaus auf überregionaler Ebene dar. Solche regionalen Flexibilitäten werden durch den SZR nicht berücksichtigt. Sie werden und müssen aber bis zum Jahr 2040 wesentliche Größen im Strommarkt werden. Der BUND fordert, dass im Szenariorahmen ein eigenes Kapitel für flexibel betreibbare Anlagen (Biomasse, Biogas, KWK mit Methangas (teils noch Erdgas, sonst Biogas, Power-to-Gas) eingeführt wird und hierzu eine separate Regionalisierung erfolgt.“

Konkret sollte der Szenariorahmen insofern überarbeitet werden, dass eine klare Aufteilung von Anlagen nach deren Einsatzenergieträger (Erdgas noch bis 2037, Wasserstoff/EE-Methan 2045, Bioenergie (Holz, Biogas) erfolgt sowie auch eine Differenzierung nach KWK- und nicht-KWK-Anlagen) erfolgt. Hierbei ist auch klar zu unterscheiden zwischen Anlagen, die nach dem jeweiligen Wärme- und Strombedarf betrieben werden (v.a. Industrie), Anlagen die flexibel mit Wärmespeichern betrieben werden (v.a. Objektversorgung und kommunale Fernwärme) sowie Anlagen, die nur mit geringen Vollaststunden als Reservekraftwerke („besonderes Betriebsmittel“) eingesetzt werden.

Erzeugungsseite

Rolle und Umfang der Energie aus Biomasse erheblich unterschätzt

Eine erhebliche Kritik gilt den Annahmen zum Einsatz von Biomasse. Die elektrische Leistung der Biomasseanlagen soll gemäß Entwurf von derzeit 6 GW auf 2 GW (2045) reduziert werden. Grund hierfür ist die Unterstellung des Einsatzes von Biomasse zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme in der Industrie. Im Szenariorahmen erfolgt daher eine doppelte Minderung der Stromerzeugung aus Biomasse, nämlich durch Minderung der Leistung von 8,8 auf 2 GW und der Laufzeiten von 7500 - 8000 h auf 3000 h. Umgekehrt ist es eine sinnvolle Strategie, die Biomasse (mehr Blühpflanzen als Mais, geringerer Flächenbedarf durch Minderung Fleischbedarf/Futtermittel sowie mehr Nutzung von Reststoffen) deutlich flexibler mit geringeren Jahresvolllaststunden einzusetzen und dafür die bisherige Spitzenleistung von ca. 10 GW auf 30 GW anzuheben. Die Jahresstromerzeugung steigt damit von ca. 60 auf ca. 80-90 TWh. Wesentlich ist, dass die Anlagen zunehmend in KWK betrieben werden, und zusätzlich das abgeschiedene CO₂ aus Biogasanlagen mittels Wasserstoff aus Elektrolyse zur Erzeugung von Methan verwendet

wird, welches an anderer Stelle in KWK eingesetzt werden kann.

Hervorzuheben ist, dass durch den Vorrang der flexiblen KWK eine deutlich höhere Energieausnutzung v.a. der Exergie erfolgt, die beim einfachen Verbrennen der Biomasse deutlich geringer ist. Zudem ergibt sich der Vorteil des Einsatzes einer flexiblen Stromquelle, v.a. im Rahmen regionaler Optimierung. Des Weiteren kann der Hochtemperaturbedarf in der Industrie mittels direktem Stromeinsatz gedeckt werden. Dies bietet den Vorteil besserer Regelung und vermeidet den dortigen Aufbau von Biomasseverbrennung und längere Transportwege. Zudem kann der Hochtemperaturbedarf auch unter Nutzung von Abwärme durch Wärmepumpen und Solarthermie mit einer teilweisen Temperaturerhöhung gedeckt werden, so dass der Stromeinsatz vor allem der Erzielung der hohen erforderlichen Temperaturen zukommt. Der Bedarf der Industrie an Kohlenstoff zur Erzeugung von Kunststoffen ist auch größtenteils durch Recycling sowie Rückgewinnung aus Abfallverbrennungsanlagen (CCU) zu decken. Der Ansatz des Entwurfs mit extremer Minderung des Einsatzes von Biomasse zur Stromerzeugung wird abgelehnt. Vielmehr sollte die Biomasse nachhaltig gewonnen und flexibel eingesetzt werden mit hohen Wirkungs- und Nutzungsgraden. Hier kommt der Vorteil der Speicherbarkeit von biogenen Einsatzstoffen und ebenso der erzeugten Gase und Wärme besonders zur Geltung.

Windenergie an Land

Vergleicht man den Ansatz der ÜNB von 125-150 GW mit der Modellierung des DIW, stellt man fest, dass im „integrierten Szenario“ des DIW ein Wert von 220 GW angesetzt wird, der dem 2% Flächenziel der Bundesregierung entspricht. Die ÜNB setzen damit die Vorgabe der Bundesregierung unzureichend um. Insbesondere setzen die ÜNB für das Jahr 2045 nur ca. 12 GW für Bayern und 7 GW für Baden-Württemberg an, während das DIW 40 GW in Bayern und 16 GW in Baden-Württemberg ansetzt. Die ÜNB gehen dabei davon aus, dass die 10H-Regel in Bayern bis zum Jahr 2045 Bestand haben wird, was eine geringe politische Wahrscheinlichkeit hat, da im Jahr 2022 damit zu rechnen ist, dass die 2% -Flächenregel in ganz Deutschland eingeführt werden wird. Die Behauptung auf Seite 72, dass man die 10H-Regel außer Acht gelassen habe, ist schlicht falsch, weil diese faktisch angewendet wurde. Mit einem Ansatz von 2% der Fläche wären 7000 Anlagen (20 ha pro WEA) in Bayern möglich, mit ca. 35 -40 GW. Auch die TU München (und ZAE) setzen in einer Studie für eine 100%ige Stromversorgung in Bayern⁶ aus erneuerbaren Energien 32 GW Windenergie (und 66 GW Photovoltaik) wo die ÜNB nur 11 GW Wind onshore (und andererseits 90 GW PV Aufdach plus Freiland) ansetzen.

Hier wird deutlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch eine nicht begründete starke Reduzierung der installierten Leistung für Windenergie onshore und besonders in den südlichen Ländern, im Zusammenspiel mit einer Überschätzung des Wind-offshore-Ausbaus schon eine Vorbestimmung für einen überzogenen Ausbau von Nord-Süd-Leitungen getroffen haben. Dieses Szenario lehnt der BUND ab und fordert die ÜNB auf, sich an den Szenarien des DIW und der TUM zu orientieren.

Windenergie offshore

Sicherlich ist der Wert von 70 GW Offshore eine Größe für das Jahr 2045, die die ÜNB aus dem Koalitionsvertrag entnehmen können. Es ist gleichwohl erforderlich, diesen Wert zu prüfen, da anzuzweifeln ist, ob dieser wirklich zu erreichen ist. In keiner Weise ist dabei bedacht, dass der Offshore-Wind - Ausbau schon jetzt technische Probleme aufweist, ein solch immenser Ausbau zudem erhebliche „Windverschattungen“ mit geringerem Ertrag bedeuten würde und ein solcher Ausbau ökologisch nicht tragbar wäre. Daher sind schon im Szenariorahmen auch ökologische Überlegungen mitzudenken, auch im Sinne der Strategischen Umweltprüfung. Der BUND hat sich für eine Begrenzung des Offshore-Windenergieausbaus auf 15 GW ausgesprochen, weil ein darüberhinausgehender Ausbau erhebliche nicht tolerable Auswirkungen auf das Ökosystem in Nord- und Ostsee und das Wattenmeer durch die Anbindung der Leitungen bedeuten würde⁷.

Daher ist entsprechend dem höheren Ausbau Windenergie an Land mit 220 GW statt 150 GW der Offshore-Windausbau im Szenario von 70 auf 15 GW zu senken. Die Minderung der Stromerzeugungsmenge Offshore um ca. 220 TWh wird durch den Mehrertrag an Land von 180 TWh weitgehend kompensiert. Nimmt man eine höhere Stromerzeugung durch Biomasse an als die ÜNB mit 50 TWh statt 15 TWh, stimmt die gesamte Strommenge überein. Die regionale Verteilung ist dann so gewählt, dass der Stromnetzausbau, v.a. zur Ableitung immenser Stromleistungen aus Offshore-Wind deutlich reduziert wird. Dazu liegen wissenschaftliche Studien vor. Der BUND fordert daher diese Studien anstelle des vor allem aus ökologischer Sicht nicht vertretbaren Ansatzes der ÜNB in die Planung aufzunehmen.

⁶https://www.epe.ed.tum.de/fileadmin/w00bzo/es/pictures/Projekte/Systemstudien/100-erneuerbare-Energien-fuer-Bayern_TUM_ZAE_2021.pdf

⁷<https://www.bund.net/service/presse/pressemitteilungen/detail/news/klimaschutz-nur-mit-meeresnaturschutz/>

Photovoltaik

Der BUND geht ähnlich wie der Szenariorahmen von einem Gesamtausbau von PV auf Gebäuden und versiegelten Flächen von 200 GW aus. Für Freiland-PV-Anlagen geht der BUND von 100 GW, entsprechend etwa 0,5% der Landesfläche aus. Anlagen auf bisher landwirtschaftlich genutzten Flächen sollen Beiträge zur Biodiversität leisten oder als doppelt genutzte Agri-PV-Flächen dienen. Im Szenario der DIW-Studie sind ebenfalls in Summe 300 GW PV-Kapazität insgesamt angesetzt worden. Der Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB geht hingegen von 152-187 PV-Freilandanlagen aus. Zudem verzerrt dieser Entwurf die regionale Verteilung durch die Annahme, dass aufgrund höherer Erträge im Süden die Erschließung von PV-Freilandanlagen dort mit 78% höher wäre als mit 40% im Norden. Diese Begründung ist nicht stichhaltig, da die Sonneneinstrahlung sich nur um plus/minus 15% unterscheidet und andere Faktoren bisher den größeren Ausbau im Süden bedingt haben.

Tabelle

Regionale Verteilung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im Szenario „integriert“

In Gigawatt

Bundesland	Wind an Land	Photovoltaik	Elektrolyseure	Wasserstoff-turbinen	Batterien
Baden-Württemberg	16,1	44,3	7,6	11,0	3,5
Bayern	39,8	67,1	14,8	15,4	9,3
Brandenburg	17,7	21,2	6,6	5,5	1,6
Hessen	11,1	12,3	3,7	5,9	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	16,0	18,4	9,1	3,2	1,0
Niedersachsen	35,1	40,3	10,2	19,2	3,3
Nordrhein-Westfalen	20,4	25,1	9,0	7,3	2,6
Rheinland-Pfalz	11,0	16,1	2,8	4,4	1,3
Saarland	1,3	1,7	0,9	1,1	0,3
Sachsen	10,7	12,8	3,7	3,7	0,5
Sachsen-Anhalt	19,4	23,0	7,4	6,2	1,5
Schleswig-Holstein	12,4	15,7	6,2	6,2	1,3
Thüringen	6,9	8,0	0,9	3,0	0,1

Anmerkung: Die Bundesländer Berlin, Hamburg und Bremen wurden Brandenburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen zugerechnet.

Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2021

Quelle: DIW https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf

Strommarktdesignstudie des BEE / Fraunhofer ISE und IEE

Im Rahmen des online-Dialogs stellte der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) seine Strommarktdesignstudie vor⁸. Auch hier zeigte sich eine erhebliche Kritik am Szenariorahmen der ÜNB. Ähnlich wie der BUND setzt der BEE einen Ausbau der Windenergie an Land auf bis zu 200 GW an. Der Ausbau von Offshore Wind wird geringer angesetzt als die ÜNB, zwar mit 40-57 GW höher als der BUND mit 15 GW, aber auch für den Offshore-Wind-Ausbau von 30 GW bis zum Jahr 2030 hält der BEE dies nicht für realistisch erreichbar.

Ähnlich wie der BUND sieht auch der BEE die Rolle der Biomasse nicht in einem Mengenzuwachs der Stromerzeugung, sondern in einer Steigerung der Spitzenleistung, die in KWK mit Wärmespeichern, Gasspeichern zu einem regional bedeutenden flexiblen Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne eingesetzt werden.

Dieser gezielt flexible, netzdienliche Einsatz der Biomasse zur Versorgungssicherung führt im BEE Szenario zu einer deutlichen Reduzierung des Bedarfs an Gaskraftwerken (Erdgas, Wasserstoff).

Der BUND regt an, die Vorschläge aus der Strommarktstudie des BEE im Szenariorahmen zu berücksichtigen.

⁸ Präsentation M. Stark, F. Widdel, BEE – Kritische Einordnung des Szenariorahmenentwurfs. BEE -Präsentation 3.2.2022 - <https://www.netzausbau.de/srdialog03022022>

Europäische Integration

Es ist klar, dass Deutschland aufgrund seiner Lage einen Stromaustausch mit den Nachbarländern hat. Die Frage ist jedoch, in welcher Weise und in welcher Größenordnung. Bisherige Netzentwicklungspläne haben einen erheblichen Stromaustausch mit dem Ausland generiert, was allerdings insofern problematisch zu werten ist, als dabei meist Strom aus erneuerbaren Energie aus Deutschland gegen Atomstrom aus Frankreich und Kohlestrom aus Polen und Tschechien ausgetauscht wurde. Der Szenariorahmen muss daher Rahmenbedingungen setzen, die zwar keine Autarkie aber eine in der Jahresgesamtbilanz wesentliche Abdeckung des Bedarfs in Deutschland aus Deutschland darstellen muss, um die Klimaschutzziele real und nicht nur auf dem Papier einzuhalten.

Ein wesentlicher Parameter, der auch den Netzausbaubedarf stark bestimmt, ist die Interkonnektivität, also die Leistung der Interkonnektoren zum Stromaustausch mit dem Ausland. Hier hat die EU einen Zielwert von 10% (mit Steigerung auf 15%) der „Kraftwerksleistung“ oder der „installierten Leistung“ eines Landes, die durch die Summe der Leistung der Interkonnektoren bereitgestellt werden soll. Der Szenariorahmen kommt hierbei allerdings auf Werte von 80–100 GW anstelle von derzeit ca. 20 GW. Die Ableitung des Bedarfs aus der Summe der installierten Leistung ist insofern fehlerhaft, als dass die Zieldefinition der angestrebten Leistung der Interkonnektoren seitens der EU sich aus der Leistung regelbarer fossiler und nuklearer Kraftwerken ableitet. Künftig werden aber fluktuierende Stromerzeuger, wie Wind- und PV-Anlagen dominieren. Aus der daraus installierten Leistung von 600 MW kann kein Bedarf von 100 GW (15%) der Interkonnektoren abgeleitet werden, denn die Spitzenleistungen von Wind- und PV-Anlagen treten nicht gleichzeitig auf und werden zudem durch Speicher auf geringere Spitzenwerte geglättet bzw. werden mit einer Minderung von 30% der installierten Leistung abgeregelt. Wendet man dies auf die Spitzenleistungen von 200 GW Windenergie (abgeregelt 140 GW) sowie PV 350 GW (abgeregelt auf 245 GW) zusätzlich gemindert durch Zwischenspeicher auf 120 GW – beträgt der Bezugswert zur Bestimmung der Interkonnektoren nur ca. 140 GW. Mit der 15% Regel ergibt sich damit ein Wert der Interkonnektoren von 20 GW, also ein Wert, der derzeit faktisch schon vorliegt. Eine Steigerung dieses Wertes auf 100 GW (was einen immensen Ausbau bedeuten würde) erschließt sich nicht.

Dieser systematische Irrtum der Interpretation der EU-Regel führt zu einer deutlichen und nicht gerechtfertigten Überschätzung des Bedarfs von Interkonnektoren. Dies wiederum bedingt, dass hieraus ein weiterer Leitungsausbau generiert wird, der zu diesen Interkonnektoren hinführt. Und wie im Szenariorahmen abschließend festgestellt wird, führt dies zu einem geringeren Bedarf an Flexibilitäten innerhalb Deutschlands, was dann zur Begründung genommen wird, diese im Szenariorahmen zu mindern (vgl. Biomasse, KWK).

Der Szenariorahmen führt zu einem auf europäischer Ebene überzogenen Stromtransport zwischen den Ländern und wirkt damit dem Ziel von dezentralen und regionalen Energiekonzepten entgegen. Es ist nicht zu verstehen, dass hohe Stromaustauschkapazitäten angesetzt werden, wenn im Inland durch Flexibilitäten beim Bedarf (Demand Side Management), bei der Erzeugung (Batteriespeicher für PV und KWK Anlagen mit Wärmespeicher) sowie dem Einsatz von Power-to-Gas und der Speicherung und Rückverstromung sowie des Energietransports mit Wasserstoffleitungen der Grenztransferbedarf weitgehend erst gar nicht entsteht.

Der Szenariorahmen unterstellt somit einen hohen Transferbedarf und ermöglicht diesen mit einem überhöhen Ansatz von Grenzkuppelkapazitäten, woraus wiederum im Netzentwicklungsplan ein Transfer von Strom durch Deutschland hindurch (Skandinavien-Italien, Polen-Frankreich) generiert wird und entsprechenden Leitungsausbau bedingt, der einer dezentralen Energiewende in Deutschland entgegensteht. Einem solchen Bedarf für Leitungen, die dann noch das Siegel „project of common interest“ erhalten“, aber wesentlich dem Weiterbetrieb fossiler und nuklearer Stromerzeugung in anderen EU-Ländern dienen, sollte Deutschland nicht zustimmen. Im Szenariorahmen ist daher zu begründen, welchem Transferbedarf die zu hoch angesetzte Leistung der Interkonnektoren dient.

Berlin, 14. Februar 2022

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)
Kaiserin-Augusta-Allee 5
10553 Berlin