

## **Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2025–2037/2045**

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) erhebt folgende Einwendungen und Vorschläge zum Entwurf des Szenariorahmens Strom 2037/2045 (Version 2025). Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Szenariorahmen (SZR) für den Netzentwicklungsplan 2037 (2045) (Version 2025) im Juli 2024 vorgelegt. Der BUND hatte zuletzt zum Szenariorahmen 2035 (Version 2022) am 14.2.2022 Stellung genommen.

Da sich zwischen den Versionen des SZR 2022 und 2025 nichts Wesentliches geändert hat, fügen wir unsere damalige Stellungnahme bei. Wir betonen aber, dass es einige Kernpunkte gibt, die Grund sind, den Szenariorahmen grundsätzlich abzulehnen. Diese führen, wie der Netzentwicklungsplan 2037/2045 zeigt, zu einem stark überdimensionierten Stromnetzausbau mit zu hoher Umweltauswirkung der Leitungsvorhaben und sehr hohen Kosten, die nach ersten Berechnungen zu starken Steigerungen der Netzentgelte führen würden (zwischen 7 ct/kWh (Industrie) und 10-18 ct/kWh (Gewerbe/Industrie)), die wirtschaftlich und sozial nicht akzeptabel wären. Es ist daher ein grundlegend veränderter Ansatz für den Szenariorahmen zu wählen.

1. Kernpunkt ist eine deutlich stärkere Umsetzung und Anwendung von Energieeffizienz. Dies ist auch eine wahrscheinliche Entwicklung, die im Sinne des EnWG im SZR zu berücksichtigen ist. Das Energieeffizienzgesetz setzt das Ziel eines Endenergieverbrauchs von 1400 TWh bis 2045 (aktuell ca. 2500 TWh). Dies ist im Entwurf des SZR nicht berücksichtigt worden.
2. Zentraler Punkt der Netzplanung ist die Spitzenkappung der Einspeisung (aus EE). Dies einzubeziehen, ist gesetzliche Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 b Abs. 1 S.3 EnWG<sup>1</sup>. Schon der NEP 2037/2024 hat dies bewusst nicht berücksichtigt und wurde unter Missachtung des Gesetzes von der BNetzA genehmigt. Der BUND fordert daher die Erstellung eines SZR und NEP mit Spitzenkappung. Diese war zudem schon vor einigen Jahren integraler Bestandteil der Netzplanung, mit einer Kappung der Spitzenleistungen mit einem maximalen Verlust einer jährlichen Strommenge von 30%. Solche Kappungen sind ohne Weiteres technisch machbar und bei größeren Anlagen der EE auch gesetzlich ermöglicht. Sie können zu einer Minderung der Belastung der die Einspeisung aufnehmenden Leitungen im Verteilnetz und sodann im Übertragungsnetz zu einer Minderung der erforderlichen Ausbaupkapazität um mindestens 30% (und bis zu 70%) führen. Beispielsweise können Batteriespeicher den tagsüber anfallenden Solarstrom in eine über den ganzen Tag vergleichmäßigte Einspeisung überführen. Stromspitzen können ebenfalls zunehmend in Wasserstoff umgewandelt werden. *Die Kappung mit Verlust der Energie wird künftig die Ausnahme sein.*

---

<sup>1</sup>[https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2024/09/EWeRK\\_1\\_2024-Internet.pdf](https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2024/09/EWeRK_1_2024-Internet.pdf)

3. Die Rolle der Biomasse ist unbegründet auf ein Minimum im SZR reduziert worden. Im Gegenteil zeigt sich, dass Biogasanlagen, die derzeit eine Kapazität von 9 GW haben mit Gasspeichern und Überbauung der Stromerzeuger auf 20-30 GW ertüchtigt werden können. Diese können regional im Netz verteilt die Reservefunktion übernehmen, wenn kein Strom aus Wind und Sonne kommt. Dies ist sogar günstiger für die Übertragungsnetze und entlastet diese im Vergleich zum Ansatz von 10-20 Großkraftwerken mit Erdgas, bzw. Wasserstoff<sup>2</sup>.
4. Schließlich ist ein neues Strommarktmodell – zumindest in einem Szenario – anzusetzen, welches stärker dezentrale und lokale Signale berücksichtigt. Denn nicht zuletzt auf EU Ebene wird die Aufteilung Deutschlands in mehrere Preiszonen diskutiert. Studien (Grimm/Prognos und DIW Nr. 167<sup>3</sup>) zeigen, dass stärkere Regionalität insgesamt zu einer signifikanten Minderung des Ausbaus des Übertragungsnetzes führen kann. Mehrere namhafte Expertinnen haben dies im Juli 2024 ebenfalls gefordert<sup>4</sup>. Real wird zudem aktuell, wenn auch unzureichend, die EU-Regelung zu Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften umgesetzt, was dezentralen Stromausgleich mit dem Effekt der Netzentlastung fördert.<sup>5</sup>

**Der BUND fordert einen Neustart der Netzplanung** mit zumindest diesen vier beschriebenen anderen Randbedingungen. Es gilt das Ziel: soviel wie nötig - so wenig wie möglich. Die Neufassung des Szenariorahmens ist die beste Gelegenheit, den nächsten Netzausbauplan oder zumindest einen „Plan B“ mit anderen Randbedingungen zu berechnen. Dies sollte zudem transparent und für die Öffentlichkeit nachvollziehbar erfolgen.

Im Folgenden verweisen wir auf unsere Kritikpunkte, Forderungen und Vorschläge aus der Stellungnahme im Jahr 2022, die weiter gelten:

Der BUND lehnt den Entwurf des Szenariorahmens 2037/2045 ab. Insbesondere ist der Strombedarf überschätzt. Die Stromerzeugung aus Windenergie offshore ist deutlich überschätzt, wogegen die Stromerzeugung aus Windenergie onshore zu niedrig angesetzt 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 als Sektorkopplung mit Wärmespeichern und Bereitstellung von gesicherter Leistung in den Regionen modelliert.

Insgesamt bilden die Szenarien nicht die mögliche Bandbreite der Entwicklung ab. Sie stellen sogar ein eher unrealistisches Szenario dar mit insgesamt erheblich zu hohen Kosten. Dies wird dann zu einem überhöhten Stromnetzausbau führen, da bekanntlich beim Netzausbau keine Kosten/Nutzen-Analyse bei der Notwendigkeit von Leitungen angesetzt wird. Die unausgewogenen und nicht an einer dezentralen Energiewende orientierten Szenarien führen

---

<sup>2</sup> <https://www.kwk-flexpernten.net/>

<sup>3</sup> [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.821870.de/21-29-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf)

<sup>4</sup> <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>

<sup>5</sup> <https://blog.energybrainpool.com/pressemitteilung-neue-analyse-bis-zu-30-prozent-mehr-erneuerbare-im-netz-durch-dezentrale-stromversorgung/>

damit zu einem Netzausbaubedarf, der insbesondere zu einem hohen und daher 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 der 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 Weiterentwicklung für einen neuen Szenariorahmen verweisen wir auf Studien wie die des DIW<sup>6</sup> und der Fraunhofer Institute ISE und IEE für den BEE<sup>7</sup>, die den Aspekt der Dezentralität besser adressieren.

### **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 Energieeffizienz (sowohl technische Umwandlungseffizienz, Geräte sowie Verhalten) nur unzureichend adressiert. Allerdings ist allein aus Kostengründen eine verstärkte Umsetzung von Energieeffizienz geboten und wahrscheinlich.

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 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. Nach 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 können WP, die mit Abwärme aus Rechenzentren betrieben werden, 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 anzusetzen<sup>8</sup>. **(Minus 22 TWh)**

---

6 [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.821870.de/21-29-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf)

7 [BEE-Studie Neues Strommarktdesign \(klimaneutrales-stromsystem.de\)](https://www.bee-studie.de/neues-strommarktdesign-klimaneutrales-stromsystem-de)

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

### **Künftiger Stromverbrauch für Rechenzentren nicht begründet**

Für neue Rechenzentren (RZ) wird ein Strombedarf von 50 TWh angesetzt. Dem entspricht der Ansatz in 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 ansteigen<sup>9</sup>. 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 selbst 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 meist – Jahresvollaststunden 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 Jahresvollaststunden Stromtransport über HGÜ-Leitungen zu ersetzen.<sup>10</sup> On-site-sollten aber auch Elektrolyseanlagen dezentral betrieben werden, nicht nur für Industriebetriebe sondern verbunden auch mit lokalen Wasserstoffspeichern zum Ausgleich der regionalen Stromlasten und von regionalen und Quartierskonzepten die lokale Wasserstoffherzeugung und Verwendung verbinden. Bezogen auf den Netzausbau ist entscheidend, dass die Elektrolyseure netzdienlich und netzentlastend eingesetzt werden.

<sup>9</sup> [WD-8-070-21-pdf-data.pdf](http://WD-8-070-21-pdf-data.pdf) ([bundestag.de](http://bundestag.de))

<sup>10</sup> vgl. Studie Prof. Jarass [http://www.jarass.com/Energie/B/SuedLink\\_v1.179.pdf](http://www.jarass.com/Energie/B/SuedLink_v1.179.pdf)

### **CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit DAC**

Hinsichtlich des Ansatzes der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (DAC) ist festzustellen, dass solche Verfahren verbunden mit der CO<sub>2</sub>-Einspeisung in den Untergrund und Grundwasser mit erheblichen Umweltrisiken verbunden sind. Es ist zu erwarten, dass sich hiergegen erhebliche Einwände ergeben werden. Die Erzielung sog. „negativer Emissionen“ ist hingegen weitaus vorteilhafter und preisgünstiger mit der Aufforstung von Wäldern, Wiedervernässung 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, werden ca. 800 Jahresvolllaststunden haben.

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 in früheren Szenariorahmen ist die Abbildung und der Ansatz für Anlagen der **Kraft-Wärme-Kopplung** 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 fast in der Regel mit Wärmespeichern ausgestattet werden. Dies ist die Voraussetzung, dass die KWK-Anlagen flexibel eingesetzt werden, die Erzeugung von Strom und Wärme zwar physikalisch gekoppelt erfolgt, die Nutzung von Strom und Wärme jedoch durch die Wärmespeicher (und evtl. künftig auch Stromspeicher) entkoppelt wird. KWK sollte als flexible Stromerzeugung in der Modellierung abgebildet werden.

Hinsichtlich der Leistungen von KWK-Anlagen fehlt beim Bestand von „Gaskraftwerken“ die Differenzierung nach Anlagen mit oder ohne KWK. „Gas“-Heizkraftwerke, die nur noch übergangsweise (bis 2035) mit Erdgas betrieben werden, dann aber (grünen) Wasserstoff nutzen, können insbesondere bisher mit Kohle betriebene Anlagen ersetzen. Aufgrund der abwechselnden Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen weisen diese aber 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, s.o. 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 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-toGas) 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 2035, 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), die flexibel mit Wärmespeichern betrieben werden (v.a. Objektversorgung und kommunale Fernwärme) sowie nur mit geringen Vollaststunden als Reservekraftwerke („besonderes Betriebsmittel“) eingesetzt werden.

## **Erzeugungseite**

### **Rolle und Umfang der Energie aus Biomasse erheblich unterschätzt**

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 nachhaltig gewonnene Biomasse deutlich flexibler mit geringeren Jahresvollaststunden einzusetzen, jedoch 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 zudem das abgeschiedene CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen mittels Wasserstoff aus Elektrolyse zur Erzeugung von Methan verwendet wird, das an anderer Stelle in KWK eingesetzt wird.

Hervorzuheben ist, dass durch den Vorrang der flexiblen KWK eine deutlich höhere Energieausnutzung 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. Andererseits kann der Hochtemperaturbedarf in der Industrie in der Regel 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.

Grundsätzlich sollte Biomasse nachhaltig gewonnen und flexibel eingesetzt werden mit hohen Wirkungs- und Nutzungsgraden. So 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 nicht und 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 von 40 GW in Bayern und 16 GW in BaWue ansetzt. Die ÜNB gehen dabei davon aus, dass die 10 H-Regel in Bayern bis zum Jahr 2045 Bestand haben wird, da 2% -Flächenregel in ganz Deutschland eingeführt wird. 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 Bayern<sup>11</sup> 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 sieht man schon, 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 Winds 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, ob er wirklich der „wahrscheinlichen“ Entwicklung entspricht. 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 zu treffen im Sinne der Strategischen Umweltprüfung von Plänen. 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 v.a. die Anbindung der Leitungen über das Wattenmeer bedeuten würde.<sup>12</sup>

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

---

11 [100 % erneuerbare Energien für Bayern - Potenziale und Strukturen einer Vollversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität \(tum.de\)](https://www.tum.de)

12 [Klimaschutz nur mit Meeresnaturschutz – BUND fordert Grenze für naturverträglichen Ausbau der Offshore-Windenergie](#)



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, jedoch ist die regionale Verteilung so gewählt, dass der Stromnetzausbau, v.a. zur Ableitung immenser Stromleistungen aus Offshore-Wind deutlichst reduziert wird. Es liegt also – auch zusammen mit einem geringeren Ansatz des Strombedarfs – ein auch durch wissenschaftliche Studien abgesicherter Alternativansatz vor. Der BUND fordert daher diesen anstelle des nicht vertretbaren Ansatzes der ÜNB zu verwenden.

## Photovoltaik

Wir gehen ähnlich wie der Szenariorahmen von einem Gesamtausbau von PV auf Gebäuden und versiegelten Flächen von 200 GW aus. Für Freiland-PV-Anlagen gehen wir 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](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.821870.de/21-29-1.pdf)

## **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.

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 zweifelhaft, als 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 deren Summe installierter Leistung von 600 GW kann aber kein Bedarf von 100 GW (15%) 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 – 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. Auch bei einem unter Umständen kosten- oder binnenmarktlich begründeten höheren Bedarf, erscheint eine Steigerung dieses Wertes auf 100 GW überdimensioniert und muss überprüft werden.

Diese Interpretation der EU-Regel führt in der Tendenz zu einer deutlichen Überschätzung des Bedarfs von Grenzkuppelkapazität. Dies wiederum bedingt, dass hieraus ein weiterer Leitungsausbau generiert wird. 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 somit in der Tendenz zu einem auf europäischer Ebene überzogenen Stromtransport zwischen den Ländern und hemmt damit potentiell den Ausbau von Flexibilitäten (DSM, Speicher u.a.) im nationalen Energiesystem. Es ist entsprechend zu prüfen, ob aktuelle ‚projects of common interest‘ in diesem Sinne immer dem Klimaschutz dienen, wenn sie wesentlich dem Weiterbetrieb fossiler und nuklearer Stromerzeugung in anderen EU-Ländern dienen. Im Szenariorahmen ist daher zu begründen, welchem Transferbedarf die zu hoch angesetzte Leistung der Interkonnektoren dient.

30. September 2024



Autor:

Dr. Werner Neumann  
Sprecher des Arbeitskreises Energie  
im Wissenschaftlichen Beirat des BUND  
[werner.neumann@bund.net](mailto: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