

50Hertz Transmission GmbH  
Heidestraße 2  
10557 Berlin

TenneT TSO GmbH  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

Amprion GmbH  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund

TransnetBW GmbH  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15–17  
70173 Stuttgart

Halle, 19.11.2023

# Konsultationsbeitrag

zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023,  
2. Entwurf der ÜNB

unter [Einbeziehung der „Vorläufigen Prüfungsergebnisse  
der Bundesnetzagentur“ vom 08.09.2023](#)

Erstellt von Ingolf Müller i.A. von Team Orangebuch  
Weinbergweg 23  
06120 Halle  
E-Mail: [team@orangebuch.de](mailto:team@orangebuch.de)

Kernaussagen sind **rot** hervorgehoben.

Sehr geehrte Damen und Herren,

als seit langem an der Energiepolitik Deutschlands interessierter Bürger positioniere ich mich zu Ihrem zweiten Entwurf des NEP 2037/45 wie folgt:

## A – Allgemeines

**A1:** Ihr aktueller Entwurf eines NEP orientiert sich stark an den Zahlen des korrespondierenden letzten Szenariorahmens. **Allerdings können diese Zahlen durch den Kunstgriff der BNetzA, „endogenen Zubau“ von Gaskraftwerken zu erfinden, definitiv nicht als valide Grundlage für einen NEP dienen. Es völlig unklar, wo diese zusätzlichen Kapazitäten installiert werden sollen, obwohl dies massive Konsequenzen für den Netzausbau hat (Rechnungen in C2, Folgerung in C3). Damit ist Ihr NEP von vornherein wertlos.**

Nach dem strategischen Eingriff der BNetzA in die Voraussetzungen für den Netzausbau ist es wenig sinnvoll, das im zweiten Entwurf des NEP enthaltene Zahlenmaterial im Detail zu diskutieren. Kern meiner Kritik werden daher im Wesentlichen nur die logischen Implikationen des „endogenen Zubaus“ sein.

**A2:** Sie präsentieren sich als durch die BNetzA „regulierte Unternehmen“ (S. 17, 1.1)

*In §11 des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Pflichten der ÜNB beschrieben: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Als regulierte Unternehmen müssen sich die ÜNB dabei nach den Rahmenvorgaben der BNetzA richten.*

Anhand der Tatsache, dass Sie als ÜNB beim Netzdesign durch die Veröffentlichung neuer Szenariorahmen das Erstvorschlagsrecht für sich beanspruchen, konstatiere ich als Bürger erhebliche Defizite in dieser Regulierung. Insbesondere können Sie lt. Gesetz sogar Einwände geltend machen, wenn „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ (weites Feld, gespannt von „tatsächlich unzumutbar“ bis „die Shareholder hätten gern mehr Dividende“) vorliegt.

**A3:** Sie behaupten, dass sich der im Vorfeld zum NEP erstellte Szenariorahmen an den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientiert (Abschnitt 1.3.1). Ich setze dem die Behauptung entgegen, dass vielmehr Sie als ÜNB gemeinsam mit den großen Stromproduzenten vorgeben, was wann warum wie im Umfeld der Energiewirtschaft getan werden muss. Mich würde in diesem Zusammenhang interessieren, inwieweit Sie bzw. von Ihnen beauftragte Juristen an der Formulierung des aktuellen, im Kern untauglichen EnWG beteiligt waren.

## B – Strategie

**B1:** Wie schon der Szenariorahmen ist auch der aktuelle NEP-Entwurf ungeeignet, die politischen Ziele einer dekarbonisierten deutschen Gesellschaft 2045 zu erreichen. Die ausgewiesenen EE-Erzeugerkapazitäten sind hierfür ungenügend. Das Eingeständnis, Deutschland wird zunehmend Strom importieren müssen, ist in diesem Zusammenhang korrekt (u.a. S. 61 unten). Immerhin erkennt der zweite Entwurf an, dass das Thema Versorgungssicherheit nicht nur auf die Netze beschränkt werden kann. Insofern sollte sich die Politik hierzu zeitnah äußern, zumal für mich nicht erkennbar ist, dass ein noch so gut ausgebautes europäisches Verbundnetz die klar erkennbaren Erzeugerdefizite ausgleichen kann, von denen die meisten deutschen Anrainerstaaten in gleicher Weise betroffen sind.

Ihrem Enthusiasmus, erstmalig ein Stromnetz zu beschreiben, „das die Erreichung der Klimaneutralität ermöglicht“, kann ich demnach nicht folgen.

**B2:** Sie behaupten im Vorwort, S. 13 Mitte:

*Fossile Energieträger spielen in dem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle mehr. Es kommen in dem volatilen System nur noch regelbare Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz, um bei geringer Einspeisung von Strom aus Wind- oder Solarenergie Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.*

Das Zitat bezieht sich auf die politisch angepeilte Situation im Jahre 2045.

Auf Seite 242, dritter Absatz findet sich dann folgende Aussage:

*Zudem werden Importe von Energieträgern oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO<sub>2</sub>-Bilanz für Deutschland eingerechnet.*

Ich sehe hier einen Widerspruch. Man könnte auch sagen: Das ist Greenwashing.

**B3:** Ob die privatwirtschaftliche Organisation öffentlich bedeutsamer Infrastruktur (hier des überregionalen Stromnetzes) ein geeignetes Mittel zur Minimierung der Netzentgelte für Bürger, KMUs und GHD ist, sei zunächst dahingestellt. Dass Sie als ÜNB rein betriebswirtschaftlich an der Forcierung des Netzausbaus interessiert sind, unterstreichen Sie mit folgendem Zitat (S.13, Vorwort):

*Konkret bedeutet dies, dass zum Erreichen der Klimaneutralität noch einige tausend Kilometer Freileitungen und Erdkabel optimiert, verstärkt und neu gebaut werden müssen. Das ist notwendig, um Strom vom windreichen Norden und von der Nord- und Ostsee in jene Regionen Deutschlands zu transportieren, in denen es einen Mangel an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig hohem Strombedarf gibt. Eine stärkere Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht einen weiträumigeren Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg.*

Sie bedienen sich dabei der altbekannten Argumente des Stromüberschusses im windreichen Norden, dem ein Strommangel im hochindustrialisierten Süden entgegensteht. Gerade im Zusammenhang mit dem „endogenen Zubau“ von Gaskraftwerksleistung (s. **C2** und **C3**) sollten Sie diesen Ansatz dem Publikum nicht länger als alternativlose volkswirtschaftliche Notwendigkeit verkaufen und dabei mehrfach im Text darauf hinweisen, dass Sie um Kostenminimierung im Sinne gesamtwirtschaftlicher Betrachtungen bemüht sind. Die korrekte These muss m.E lauten: **Kostenminimierungen für die deutsche Volkswirtschaft sind gleichbedeutend mit Gewinneinbußen für die ÜNB.**

**B4:** Die von Ihnen vermittelten Prämissen sind keinesfalls alternativlos, auch wenn Sie, wenn es gerade passt, politische Rückendeckung für sich in Anspruch nehmen (S.13, Vorwort):

*Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat.*

Können Sie einen Nachweis dafür erbringen, dass es tatsächlich die originäre Idee der **Politiker** war, 70 GW Windkraft bis 2045 in Nord- und Ostsee zu installieren? Oder folgt dieser Ansatz nicht vielmehr Ihrer, durch betriebswirtschaftliche Interessen geprägten „fachlichen Expertise“? 70 GW offshore Windkraft erfordern

selbstredend den Ausbau der Übertragungsnetze. Wer die Aufträge für die genannten 70 GW netto bzw. 74 GW inklusive Repowering ausführt, soll angeblich auf einem anderen Blatt stehen, lässt man die immer noch vorhandene enge Verflechtung der ÜNB mit den großen Stromproduzenten beiseite.

Die Alternative zu offshore Wind ist der massive Ausbau dezentralisierter EE-Erzeugung, die vom Bürger selbst als Prosument ausgestaltet werden kann. Rein rechnerisch gibt es in Deutschland PV-Potenzial allein an Gebäuden von nahezu einem Terawatt Leistung; Freiflächen, Verkehrswege, Agri-PV nicht eingerechnet. Sie weisen weniger als die Hälfte davon für 2045 als „wünschenswert“ aus. Um hohe PV-Leistungen zu integrieren, wären lediglich eine moderate Ertüchtigung der Verteilnetze und eine ausreichende Speicherinfrastruktur notwendig, kein gigantischer Ausbau der Übertragungsnetze, wie Sie ihn planen, einzig weil Sie als Unternehmen davon profitieren.

**B5:** Ihre grundsätzlichen Aussagen zu mehr Flexibilität (S. 13, Vorwort) finden meine volle Zustimmung. Ich sehe jedoch ein erhebliches weiteres Flexibilisierungspotenzial, das an den **Jahreszyklus** gebunden ist. Z.B. könnte die teilweise Stilllegung/Drosselung energieintensiver Produktion im Winter einen wichtigen Beitrag leisten, um Erzeugung und Bedarf jederzeit im Gleichgewicht zu halten, was insbesondere in den Monaten Dezember und Januar mit den höchsten strukturellen Erzeugungsdefiziten eine Herausforderung darstellt. Eine saisonale Flexibilisierungsoption wird im Text jedoch nicht einmal erwähnt, obwohl sie ebenfalls sowohl Redispatch- als auch Netzausbaukosten senken würde.

**B6:** Sie postulieren erneut das Primat des Marktes (vor den physikalischen Gesetzen, S. 18 1.3.2):

*Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.*

Ihre Marktsimulation dürfte aus mehreren Gründen keine validen Ergebnisse liefern:

- a) politische Einflüsse, die extreme Auswirkungen auf die Preisgestaltung haben (und schon hatten),
- b) unvorhergesehene (aber mittlerweile deutlicher vorhersehbare) Ereignisse im Zusammenhang mit dem fortschreitenden Klimawandel, die schon in der Vergangenheit die Möglichkeiten der Stromerzeugung stark beeinflusst haben (z.B. Niedrigwasser, unzureichende Kühlung französischer AKW, zukünftig weniger Ertrag aus alpiner Wasserkraft),
- c) Börsenspekulationen, die die durch a) und b) ausgelösten Schockwellen verstärken.

Das durch eine Marktsimulation generierte europäische Rundum-Sorglos-Netz kann ich deshalb nicht erkennen und würde eine Planung befürworten, die sich stärker an den physikalischen Fakten orientiert.

Nebenbei gesagt wehre ich mich in diesem Zusammenhang gegen die Verwendung des Begriffes „Kraftwerkseinsatz“, zumal Kraftwerke i.S. des Wortes zumindest bei der von mir favorisierten, fokussiert dezentralen Erzeugung keine herausragende Rolle mehr spielen.

**B7:** Auf Seite 36, 2.4.1 verweisen Sie um Zusammenhang auf haushaltsnahe Flexibilitäten auf variable Strompreise für Endkunden.

*Der genehmigte Szenariorahmen geht davon aus, dass der Verbrauch der privaten Haushalte zukünftig in hohem Maße durch einen variablen Preis für Endkunden beeinflusst wird.*

Ich hoffe sehr, dass variable Strompreise für Endkunden zeitnah tatsächlich realisiert werden können. Zu klären bleibt die Art und Weise der technischen Realisierung.

Sinnvoll wären darüber hinaus dynamische regionale Strompreiszonen, die einen weitaus größeren Effekt auf den Netzausbau bzw. dessen Minimierung haben würden. U.a. könnte man Industrieinvestitionen im Norden durch niedrigere Strompreise befördern, während deutlich höhere Strompreise im Süden perspektivisch zur Stilllegung dort ansässiger industrieller Großverbraucher führen würde. Auf diese Weise ließe sich das von Ihnen behauptete Nord-Süd-Gefälle innerhalb Deutschlands (in Wirklichkeit reicht es mindestens bis in die Industriegebiete Norditaliens) im Angebot stark minimieren. **Im Übrigen würde dies tatsächlich dem prinzipiellen marktwirtschaftlichen Ansatz folgen, dass Preise durch Nachfrage und Angebot bestimmt werden.**

**B8:** Sie unterlassen die nähere Untersuchung der Flexibilitätsoption „vehicle-to-grid“, obwohl diese sehr wirkmächtig sein könnte (S. 37, letzter Satz, vorletzter Absatz). Ich halte diesen Ansatz für falsch.

Schon im Jahr 2030 wird es in Deutschland mindestens 15 Mio. batteriegetriebene PKW geben. Unter vorsichtiger Schätzung (15 Mio. \* 40 kWh durchschnittliche Kapazität einer PKW-Batterie) ergibt sich daraus eine gesamte Batteriekapazität von 600 GWh. Davon stehen Teile rein statistisch definitiv **immer** als Flexibilitätsoption zur Verfügung. Die Realisierung steht und fällt mit den für „vehicle-to-grid“ geltenden gesetzlichen Grundlagen, insbesondere der Vergütung der von den Fahrzeughaltern tatsächlich bereit gestellten Kapazitäten. Mit der Weiterentwicklung der Batterietechnologie laufen Gegenargumente a la „vorzeitige Batteriealterung durch zusätzliche Ladezyklen“ zunehmend ins Leere.

**B9:** Standort der Elektrolyseure zur Wasserstoffgewinnung (S. 40). Diesem Ansatz stimme ich grundlegend zu. Allerdings wird er durch die Tabellen, die den Abbildungen 14 (S. 53) und 17 (S. 56) zugehörig sind, mMn infrage gestellt. Dort sind für Bayern nach meinem Dafürhalten deutlich überzogene Elektrolysekapazitäten ausgewiesen, was den von Ihnen behaupteten Strommangel im Süden verschärfen würde. Frage dazu: Sind Bayern in seiner Gesamtheit oder Teile davon nun Regionen/Netzknoten mit negativer Jahresresiduallast oder nicht? **Das Charmante an der öffentlichen Konsultation besteht für Sie darin, weder auf diese noch auf andere Fragen irgendeines Konsultationsteilnehmers antworten zu müssen.**

*Zur Ermittlung eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen die Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. ... Elektrolyseleistung wird dabei nur Regionen beziehungsweise Netzknoten mit negativen Jahresresiduallasten, also regionalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien, zugewiesen. Der lokale Umfang der Elektrolyseleistung ergibt sich gewichtet aus der Höhe der negativen Jahresresiduallast.*

*Die Verortung der Elektrolyseure wird unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren.*

Den folgenden Markt-Regelmechanismus halte ich für fragwürdig:

*Der Strompreis darf dabei maximal so hoch sein, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des angenommenen Wasserstoffpreises liegen.*

Wasserstoff könnte z.B. so teuer sein, dass sich seine Erzeugung aus Strom auch dann noch lohnt, wenn Strom Mangelware (damit teuer, aber nicht teuer genug) ist. Im anderen Extremfall ist Wasserstoff billig genug, dass sich seine Erzeugung selbst aus EE-Quellen nicht mehr rentiert. Man schaltet dann Windkraftanlagen lieber in Segelstellung als deren Energieüberschuss sinnvoll zu nutzen?

Die zuerst genannte Situation dürfte weit häufiger auftreten als die zweite. Dass sie von den Marktteilnehmern im Sinne der Gewinnmaximierung ausgenutzt werden würde, legen die Erfahrungen mit dem spekulativen Handel mit Regenergie mehr als nur nahe. Dies birgt m.E. aufgrund der hohen geplanten Elektrolyse-Kapazitäten erhebliche Gefahren für die Versorgungssicherheit und Netzstabilität in sich.

Unverständlich für mich ist, dass Sie den Betrieb vom Stromnetz isolierter Elektrolyseure, die ihren Strom etwa aus Windkraftanlagen/Solarparks in unmittelbarer Nähe beziehen, nicht weiter betrachten. Diese Konstellation hätte gleich mehrere Vorteile:

- a) Wasserstoff wird ausschließlich aus EE-Strom erzeugt, während netzverbundene Elektrolyseure teilweise noch Strom aus fossiler Erzeugung nutzen. Aufgrund der Trägheit der Regelung fossiler Kraftwerke kann ich Ihrem Argument, dass deren gleichzeitiger Betrieb mit Elektrolyseuren aufgrund eines Grenzpreises von 36 Euro/MWh ab 2037 unmöglich wäre (S. 41 oben), nicht folgen. Es stellt sich darüber hinaus die Frage, wie sich die Situation von 2023 bis 2037 konkret darstellt.
- b) Die beteiligten Komponenten (Erzeuger und Elektrolyseure) generieren keinerlei Netzlast im öffentlichen Stromnetz. Insbesondere ist das Auskoppeln von EE-Erzeugern bestens geeignet, hohe Erzeugungsspitzen zu vermeiden.
- c) Die Volllaststunden der Elektrolyseure würden tendenziell steigen.

Einziger Nachteil ist, dass eine „umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur“, deren Vorhandensein Sie auf S. 40 unterstellen, tatsächlich erst geschaffen werden muss.

**B10:** Einordnung der Biomasse-Kraftwerke, S. 44:

*Biomassekraftwerke stellen eine regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nicht unbegrenzt erzeugt sowie gelagert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke die ihr zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können.*

Abgesehen von der erneuten, ausschließlichen Fokussierung auf den Strommarkt befürworte ich einen diskontinuierlichen Betrieb der Biomassekraftwerke, die bislang als quasi Konstante an der Stromerzeugung beteiligt sind. Neben einer Flexibilisierung im Tageszyklus halte ich jedoch eine saisonale Flexibilisierung der Biomasse-Erzeugerkapazitäten für dringend geboten (s. auch **B5**). Das im ersten Prozessschritt gewonnene Biogas könnte sehr wohl langfristig eingelagert und im Winter zur Stromerzeugung verwendet werden.

Nicht nachvollziehbar finde ich die Prognose der deutlich sinkenden Erzeugerkapazität für Strom aus Biogas (s. auch **C6**).

**B11:** Ich zitiere den letzten Satz von Seite 91:

*Das Übertragungsnetz ist demnach auf den Transport sehr großer Strommengen vorzubereiten. Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt zudem der Austausch von Süden nach Norden an Relevanz.*

Der These des Nord-Süd-Gefälles unter Berücksichtigung der von Ihnen aufgestellten, für mich fragwürdigen Paradigmen (hier insbesondere 70 GW offshore Windkraft; s. auch **B4**) kann ich folgen. Situationen, in denen umgekehrt PV-Strom von Süd nach Nord in Mengen transportiert werden muss, die das Bestandsnetz überlasten und deshalb weiteren Netzausbau erfordern, sehe ich hingegen nicht, zumal gerade in Bayern die Einspeisung von PV-Strom oft genug an den zu wenig ertüchtigen Verteilnetzen scheitert. Konstellationen eines Süd-Nord Gefälles und umgekehrt ließen sich überdies leicht vermeiden, wenn man den PV-Ausbau im Süden verpflichtend mit einem adäquaten Speicherausbau kombiniert.

**B12:** Die Betrachtungen zum Offshore-Netz beginnen auf Seite 97 und enden auf Seite 130. Allein daraus wird deutlich, dass der Fokus bei der Gestaltung eines „klimaneutralen Deutschlands“ wie schon im Szenariorahmen klar auf dem Ausbau dieser Technologie liegt. Die Energiewende wird damit vor allem in die Hände großer Unternehmen gelegt, die sich vormals und zu großen Teilen immer noch der fossilen Stromerzeugung in großen Kraftwerken verbunden fühl(t)en. Das Motto lautet offenbar: „Wenn Kohle- und Atomkraft nicht mehr salonfähig sind, bauen wir eben große Windparks auf See.“

Nicht nur, weil diese Herangehensweise die Beteiligungsmöglichkeiten des Bürgers und der mittelständischen Unternehmen an der Energiewende einschränkt, betrachte ich den Ansatz der Forcierung der offshore-Windkraft äußerst kritisch. Die in Ihrem NEP ausgewiesenen Projekte sind überaus teuer (dabei bringe ich Ihren Kostenschätzungen rein empirisch wenig Vertrauen entgegen), ökologisch bedenklich und technisch fragwürdig. Ob z.B. die avisierten Volllaststunden tatsächlich erreicht werden, bleibt abzuwarten. Schon heute haben wir Verschattungseffekte bei großen Windparks auf See. Diese werden bei einer Verneunfachung der Erzeugerleistung drastisch zunehmen.

## C – Zahlen und Fakten

**C1:** S. 23, oben, Ihr spätes Eingeständnis der deutlichen Zunahme des Stromverbrauchs

*Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh.*

Ob die Voraussage quantitativ Bestand hat, wird die Zukunft zeigen. Qualitativ lässt sich daraus folgerichtig die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Stromnetze ableiten. Bei einem Fokus auf dezentraler Erzeugung wäre allerdings eher eine Verstärkung der Verteilnetze angesagt als der von Ihnen favorisierte Ausbau des Fernübertragungsnetzes, der sich, physikalisch unbestritten, aus der weiterhin zentralisierten Erzeugung, insbesondere durch offshore-Windkraft ergibt.

**C2:** Die massive durch endogenen Zubau von Gaskraftwerken „geschlossene“ Versorgungslücke.

Die folgende Berechnung fußt ausschließlich auf **Ihren** Zahlen.

Laut Tabelle 1 (S. 25) ergeben sich durch Summierung für alle 2045iger Szenarien 43,9 GW **gesicherte** Grundlastkapazität (ohne Pumpspeicherkraftwerke). Die Gaskraftwerkskapazität wurde dort vorsorglich mit einem Größerzeichen „>“ versehen.

Die volatile Windkraft liefert laut einer [Untersuchung des Umweltbundesamtes](#) einen gesicherten Beitrag von 5% bei isolierter Betrachtung Deutschlands. Ich setze unter Einbeziehung der Synergieeffekte des europa-weiten Stromaustausches optimistischere 10% an. Daraus ergibt sich ein gesicherter Windbeitrag von ca. 23 GW. Ich gehe weiterhin großzügig davon aus, dass zeitlich begrenzt 20 GW über Pump- und Batteriespeicher bezogen werden. In der Summe ergeben sich daraus 86,9 GW **gesicherte** Erzeugerleistung, die in Relation zu den ca. 1.200 TWh Strombedarf im Jahr 2045 zu setzen sind.

Hierzu dividiert man die 1.200 TWh durch 8.760 Jahresstunden und erhält die **durchschnittlich notwendige** Erzeugerleistung von rund 137 GW, die zur Verfügung stehen muss. Schon in dieser grob vereinfachten Durchschnittsbetrachtung ergibt sich eine Erzeugungslücke von knapp 50 GW. Der Durchschnittswert kann aber nur als Anhaltspunkt dienen. Skalieren wir demnach die heutigen 82 GW Spitzenlast (bei rund 600 TWh Bruttostrombedarf) auf 1.200 TWh ( $1.200/600 = 2$ ), ergeben sich statistisch 164 GW Spitzenlast, die in einigen Situationen als Erzeugerleistung oder aus Batterien am Netz anliegen müssten, um die Versorgungssicherheit **jederzeit** und das **vornehmlich im Winter** zu gewährleisten. Noch ungünstiger geht die gleiche Rechnung aus, legt man die von Ihnen postulierten Maxima der „Bänder der Nachfrage“ zugrunde:

Szenario 2045A: 176,1 GW (Tabelle zu Abbildung 17, S. 56)

Szenario 2045B: 190,6 GW (Tabelle zu Abbildung 18, S. 57)

Szenario 2045C: 198,2 GW (Tabelle zu Abbildung 19, S. 58)

In Ihrer Marktsimulation (Seite 82, Tabelle 12) finden sich darüber hinaus in bestimmten Situationen denkbare Lastwerte, die z.T. noch erheblich über meiner Schätzung liegen. Die entscheidende Frage lautet: Sind 164 GW Spitzenlast durch Erzeugung und Import mit dem vorhandenen Erzeugerpark abgesichert? Die Frage beantworte ich mit einem klaren Nein.

Gerade im Winter neigen Batterien stark zu geringen Ladungen und können folglich nicht als gesicherte Puffer für spezielle Lastsituationen dienen. Außerdem waren sie weiter oben schon Bestandteil unserer Rechnung. Wollen Sie ernsthaft  $164 \text{ GW} - 86,9 \text{ GW} = 77,1 \text{ GW}$  Leistung importieren? In Konstellationen, in denen für die deutschen Anrainerstaaten mit hoher Wahrscheinlichkeit selbst Importbedarf besteht? [McKinsey](#) legte unlängst vergleichbare Argumentationen und Rechnungen für das Jahr 2030 vor.

Wir erinnern uns an das Größerzeichen bei den Gaskraftwerken. Die soeben zitierte Tabelle 1 aus dem NEP 2037/2045 (2023) taucht in leicht, an einer Stelle aber entscheidend abgewandelter Form in einem [offiziellen Dokument der Bundesnetzagentur vom 08.09.2023](#) wieder auf:

**Installierte Leistung [GW]**

Energieträger	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaskraftwerke (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	> 38,4	> 38,4	> 38,4	> 34,6	> 34,6	> 34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	> 50,5	> 50,5	> 50,5	> 46,7	> 46,7	> 46,7
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3

Die BNetzA hat Ihre Zuarbeit „vorläufig geprüft“, die offensichtliche Erzeugungslücke erkannt und mit dem Fremdwort endogen „behooben“. Ich bewerte diesen Griff in die Trickkiste als grobes Foul, das einzig deshalb verübt wurde, um mit Elementarmathematik nachvollziehbare Tatsachen zu verschleiern. Ich gebe mich dennoch nicht der Illusion hin, dass Sie mit Ihrem komplett falschen Ansatz politisch scheitern werden. Sie genießen schließlich die volle Rückendeckung der BNetzA, die zur Rechtfertigung Ihrer falschen Zahlen einfach mal „endogenen Zubau“ aus dem Hut zaubert, der um mehr als den Faktor zwei höher ist als die regulär geplante Leistung von Gaskraftwerken. Ihr NEP wird jedoch unter den physikalischen Realitäten zusammenbrechen.

**C3:** Aus **C2** ergibt sich folgerichtig die Fragestellung: **Wo** sollten die fehlenden Gaskraftwerke gebaut werden? Baut man sie in den südlichen Bundesländern, mutiert Ihre gebetsmühlenartig immer wieder gebrauchte Argumentation, den überschüssigen Windstrom von Nord nach Süd transportieren zu müssen zur Farce. 77 GW sind eine gewaltige Flexibilitätsoption.

**C4:** Unter Bezugnahme auf **B2** (behauptete Klimaneutralität unter Verwendung von Wasserstoffkraftwerken).

Die Summe aus endogener und regulärer Gaskraftwerksleistung beträgt 100,7 GW. Wenn man davon ausgeht, dass diese Kraftwerke mit 600 Volllaststunden p.a. (Mittelwert aus zur Abbildung 24, S 72 gehörigen Tabelle), erhält man eine Energiemenge von lediglich 60,42 TWh. Es stellt sich gleichsam die Frage, inwieweit der massive „endogene Zubau“ bei knapp 7% Auslastung ökonomisch zu rechtfertigen ist. Wollen Sie behaupten, Gaskraftwerke wären in 2045 nur zu ca. 5% an der Produktion des von Ihnen selbst prognostizierten Bedarfs von 1.200 TWh elektrischer Energie beteiligt?

Hierfür wären, bei optimistischer Annahme eines Wirkungsgrades von 45% für die Rückverstromung dennoch 134,27 TWh in Wasserstoff gespeicherter Energie notwendig.



Die Elektrolyseleistung habe ich über die 3 Szenarien auf 65 GW gemittelt (S. 56ff), die Volllaststunden der Elektrolyseure auf 4.300 h (Tabelle Abbildung 24, S. 72). Dies ergibt eine Energiemenge bei einem Wirkungsgrad von 70% für die Elektrolyse von 195,7 TWh in Form von Wasserstoff. Insofern geht Ihre Wasserstoffbilanz auf den ersten Blick auf.

Stellt man jedoch grob in Rechnung, dass die 445 GW geplanter PV in den Monaten November bis Januar nur zu (wiederum optimistisch) geschätzten 150 h wirkmächtig sind, lassen sich damit im o.g. Zeitraum lediglich knapp 70 TWh Strom produzieren. Hinzu kommen die Erträge von

Wind onshore  $2.420 \text{ h/4} * 1,25 * 160 \text{ GW} = 121,0 \text{ TWh}$

Wind offshore  $3.420 \text{ h/4} * 1,25 * 70 \text{ GW} = 74,8 \text{ TWh}$  (beide mit 25% Aufschlag für windreiche Monate)

sowie die von Biomasse, Wasserkraft und sonstigen Grundlasterzeugern bereit gestellten von

$4.500 \text{ h/4} * 9,3 \text{ GW} = 10,5 \text{ TWh}$ .

Summa summarum ergibt sich daraus eine vom 01.11 bis 31.01.erzeugbare Energiemenge von 276,3 TWh, Es dürften jedoch in dieser verbrauchsintensiven Periode mindestens  $1.200 \text{ TWh/4} * 1,1 = 330 \text{ TWh}$  (10% Aufschlag für Mehrverbrauch) notwendig sein. Diese Lücke lässt sich durch Gaskraftwerke, inkl. der durch „endogenen Zubau“ erfundenen nicht schließen, erst recht nicht durch die in Ihrer Tabelle 1 auf Seite 25 geplante reguläre Kapazität.

Wer mag, kann die Rechnung für ein Gesamtjahr aufmachen. Sie geht gleichfalls nicht auf.

**C5:** Tabelle 1, S. 25: Inwieweit ist es legitim, Pumpspeicherkraftwerke direkt den Erzeugern zuzurechnen, wie hier zum wiederholten Male geschehen? Sie stehen bekanntermaßen nur dann als Erzeugerkapazität zur Verfügung, wenn sich im Oberbecken noch Wasser befindet. Ich bin erneut erstaunt über die unkorrekte, die Realität schönfärbende Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke.

**C6:** Tabelle 1, S. 25 Sie prognostizieren einen deutlichen Rückbau der Biomasse-Kapazität von 9,5 auf 2 GW. Inwieweit ist diese Annahme angesichts der Reserven, die vor allem in der biogenen Verwertung von Abfall liegen, sinnvoll? Befürworter dieser Technologie weisen darauf hin, dass lediglich eine Reform des Abfallrechts notwendig wäre, um einen derart massiven Rückbau zu vermeiden. Immerhin ist Biomasse grundlastfähig und bietet darüber hinaus Möglichkeiten **saisonalen** Speichermanagements auf der Grundlage von Biogas.

**C7:** Sie berufen sich auch im zweiten Entwurf auf Seite 26, 2.2 mit folgendem Satz auf die BNetzA:

*Zugrunde gelegt werden hierfür gemäß der BNetzA-Genehmigung Wetterdaten des Jahres 2012.*

Bekanntermaßen hat sich die Wettersituation gerade in den letzten Jahren dramatisch verändert. Warum also nehmen Sie Bezug auf einen mittlerweile veralteten und damit kaum validen Datenbestand? Ich würde dringend die Verwendung aktuellerer Wetterdaten anraten und auch die Datenbasis auf mehr als ein Jahr verbreitern.

**C8:** Tabelle 9, S. 50. Sie weisen hier die Handelskapazitäten für die deutschen Anrainer für das Jahr 2045 aus, die weitgehend denen des Jahres 2037 gleichen. Zur Bewertung des notwendigen Netzausbaus zu den Anrainern wäre die Angabe der aktuellen Kapazitäten hilfreich.

**C9:** Einsenkungen = Nichteinspeisung von EE-Strom aufgrund von Erzeugungsspitzen

*Für das Jahr 2045 sind die überschüssigen Strommengen in einer Bandbreite von 2,5 bis 3,9 % im Vergleich zur erneuerbaren Erzeugung vergleichsweise gering. Die Stundenanzahl mit hohen negativen Residuallasten (auf Basis der konventionellen Last ohne flexible Lasten) von teilweise über 100 GW liegt im niedrigen dreistelligen Bereich.*

Die von Ihnen vorgelegten Zahlen sind schlicht zu schöngefärbt, um wahr zu sein. Mich würde der konkrete Rechenweg, der diese Ergebnisse liefert, interessieren.

**C10:** In Abbildung 63, S. 13 präsentieren Sie die Ergebnisse einer (n-1)-Netzanalyse des bestehenden Bundesbedarfsplannetzes (BBP-Netz). Solange Sie nicht näher offenlegen, wie Sie zu diesen Ergebnissen gekommen sind, erlaube ich mir, sie anzuzweifeln. Ausgangspunkt dieser Zweifel ist u.a. die Veröffentlichung der realen Lastflüsse im IST-Netz (=BBP-Netz, vermindert um das bestätigte Plannetz) von 50Hertz auf der Website dieses ÜNB. Dort waren nur selten Überlastsituationen zu erkennen, Auslastungen von über 150% nach meiner Sichtung gar nicht. Sie geben im BBP-Netz 250% maximale Auslastung zu Protokoll, was genauso wenig nachvollziehbar ist wie die Anzahl der in Abbildung 64, S. 138 konstatierten jährlichen Überlaststunden einiger Leitungen.

## Fazit

Dieser zweite Entwurf des 2023iger NEP zeigt sehr eindrücklich, dass die ökonomischen Interessen einzelner großer Marktteilnehmer Vorfahrt vor volkswirtschaftlichen, dem Gemeinwohl dienenden Erfordernissen haben. Insbesondere versetzt mich die Dreistigkeit, mit der die BNetzA Ihre grundlegend falschen Eingangsparameter zurechtrückt („endogener Zubau“), ohne die sich daraus klar ergebenden Folgen auch nur im Geringsten zu erwähnen, in großes Erstaunen. Der nächste Szenariorahmen dürfte Spannendes bereithalten.

Ich bin mir sicher, die BNetzA wird gemeinsam mit Ihnen einen passenden BBP zum weiteren Netzausbau aus diesem NEP erstellen. Punktuelle Änderungen wird es hier und da geben, was allerdings nichts an der Tatsache ändert, **dass dieser NEP in seiner verfolgten Strategie grundsätzlich falsch** ist. Die vom Bürger zu zahlenden, im Strompreis enthaltenen Netzentgelte werden schon mittelfristig in ungeahnte Höhen steigen. Sie als ÜNB sind damit Teil einer Entwicklung, die immer mehr Menschen rein ökonomisch die Teilhabe am gesellschaftlichen Leben verwehrt, weil bereits die Befriedigung ihrer Grundbedürfnisse, zu denen auch die sichere Versorgung mit Strom gehört, ihre finanziellen Möglichkeiten übersteigt.

Ingolf Müller, im Auftrag Team Orangebuch