

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)

Stellungnahme zum zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037/2045 (Version 2025) und den Prüfergebnissen der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom Juni 2026

24. August 2026 | Die BNetzA hat die Prüfergebnisse im Juni 2026 vorgelegt und kommentiert diese wie folgt: *"Die Bundesnetzagentur hat jedoch grundsätzliche Bedenken gegen die gewählten Kosten-Nutzen-Abwägungen einzelner Ausbaumaßnahmen, ..." oder "...suggeriert eine Scheingenauigkeit und birgt aus Sicht der Bundesnetzagentur ein erhöhtes Risiko eines unterdimensionierten Übertragungsnetzes."* Weiterhin ist den Prüfergebnissen folgendes zu entnehmen: *"Die Betrachtungen unterstellen außerdem, dass alle Betriebsmittel im Netz ständig und dauerhaft zur Verfügung stehen, was eine reine Fiktion ist und mit der betrieblichen Realität nichts zu tun hat."* Die BNetzA kommentiert weiter: *"Dass die Übertragungsnetzbetreiber für die in 2037 beantragten Maßnahmen unter diesen Gesichtspunkten lediglich das Jahr 2037 betrachtet haben, und noch nicht einmal das Jahr 2045, welches im Betrachtungsraum des Szenariorahmens enthalten wäre, macht die Kosten-Nutzen-Analyse der Übertragungsnetzbetreiber praktisch nicht verwertbar."* Diese Kritikpunkte der BNetzA sind berechtigt.

Zu den offensichtlichen Kritikpunkten seitens der BNetzA kritisieren wir außerdem, dass Szenario A („Verlangsamte Elektrifizierung“) als robust eingestuft wird, obwohl dieses sowohl die politischen Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) unterschreitet als auch auf derzeit investitionsseitig nicht sichtbaren Wasserstoff-Importtrends basiert. Der Szenariopfad A wurde bislang stets deutlich überschritten. Eine Beschränkung auf diesen wenig ambitionierten Pfad würde zu einer zu langsamen Netzentwicklung im Übertragungsnetz und in der Folge im Verteilnetz führen. Das würde dauerhaft den tatsächlichen Bedarf an Netzanschlüssen im Übertragungs- und Verteilnetz nicht decken und die Probleme der Gegenwart verschärfen und verestigen. In der bisherigen Netzentwicklungsplanung wurde selbst der „ambitionierte“ Szenariopfad C hinsichtlich der Ausbauzahlen erfüllt und teilweise deutlich übertroffen.



Weiterhin ist von einer erheblich höheren Durchdringung von markt- und netzorientierter Steuerung bei Haushalten in den Zieljahren 2037/2045 auszugehen. Dadurch ist die Netzentwicklungsplanung ggf. etwas zu zentralistisch ausgerichtet. Auch der zweite Entwurf der ÜNB unterschätzt die transformativen Effekte von Batteriespeichern und deren Kapazitäten, die von den ÜNB zu gering angenommen werden. Den ÜNB wird die notwendige Flexibilität in der Modellierung bislang nicht gestattet oder sie nutzen die gegebene Flexibilität nicht umfänglich aus. Die regionale Verortung von (Groß-)Batteriespeichern ist durch eine verzerrende Methodik geprägt und muss dringend überarbeitet werden. Generell sollte die gut überarbeitete Regionalisierung besser in den NEP einfließen.

Anmerkungen zu II A Szenariorahmen

„Verlangsamte Elektrifizierung“ ist immer noch kein robustes Szenario

Die Einschätzung der ÜNB, das Szenario A „Verlangsamte Elektrifizierung“ sei robust, kann so nicht bestätigt werden. Das Szenario A hat die geringste Dimensionierung des Stromsystems, der Stromverbrauch liegt unterhalb des letzten NEP. Es werden die höchsten H2-Bedarfe und die höchsten H2-Importe angenommen, wobei beide dieser Trends aktuell nicht in den Investitionen sichtbar sind, mithin eher auf Wünschen einzelner Marktparteien basieren. Hingegen bliebe der im überragenden öffentlichen Interesse stehende EE-Ausbau unterhalb der politischen Ziele des EEG. Auch kann die Robustheit für ein Zielverfehlungs-Szenario nicht einfach unterstellt werden.

Die Realität sieht bisher anders aus, die „ambitionierten“ Szenarien der Netzentwicklung wurden regelmäßig erfüllt, dass bezüglich der Elektrifizierung wenig ambitionierte A-Szenario sogar weit übertroffen.¹ Der Auftrag der ÜNB gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist, die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen des Systems abzubilden. Nun schlicht eine Zielverfehlung als wahrscheinlich/robust zu deklarieren, erfüllt nicht den Auftrag. Schwache EE-Ziele und schwache Elektrifizierungs- und Energiespeicherziele werden zwangsläufig auch in die Netzausbaupläne (NAP) der Verteilnetzbetreiber (VNB) übernommen, was dort Folge-Planungsfehler verursacht. Das ist verheerend für eine konsistente Bedarfsplanung auf den unterlagerten Netzebenen (Konsequenz: Heutige und künftige Knappheit an Netzanschlüssen würde fortbestehen).

Empfehlung: Nur inklusive der **Orientierung am C-Pfad** wird die Bandbreite der wahrscheinlichen Netzentwicklung abgebildet. Würde nur der A-Pfad als „robust“ angesehen, führt dies zu einem absehbaren Defizit an Netzinfrastruktur in Übertragungs- und Verteilnetz.

Als sektorübergreifende Szenarien sind Szenario B (und C) die Orientierungsgröße

Szenario C beschreibt einen „besonders ambitionierten“ Entwicklungspfad mit hohem Stromverbrauch und den meisten Erzeugungskapazitäten, aber auch höhere Eigenversorgung

¹ Beispiel: Im Jahr 2014 wurde der Szenariorahmen Strom 2025/2035 von der BNetzA genehmigt ([LINK](#)). Dieser Szenariorahmen hat im C2025-Szenario einen Photovoltaikausbau von 54,1 GW für das Jahr 2025 vorgesehen. In der Realität wurde Ende 2025 ein Ausbau von ca. 110 GW erreicht – also dem doppelten Wert des „ambitionierten“ Szenarios der Netzentwicklung. Wenn eine Szenariopfad robust ist, dann eher Pfad C als Pfad A.



Deutschlands hinsichtlich Wasserstofferzeugung. **Historisch war die tatsächliche Systementwicklung auf dem C-Pfad.** Diese bisher gemachten Erfahrungen zu ignorieren wäre grob fahrlässig.

Szenario C als das wahre "Robustheitsszenario" etablieren

Die Daten des zweiten Entwurfs widerlegen die ÜNB-These, dass eine ambitionierte Elektrifizierung unbezahlbar sei. Da Szenario C durch intelligente Steuerung und Innovationen (Einsparung eines ONAS) mit **390 Mrd. €** sogar günstiger ist als Szenario B, ist die willkürliche Fokussierung auf das rückwärtsgewandte Szenario A (das die EEG-Ausbauziele verfehlt) energiepolitischer Blindflug. Die BNetzA darf keine Netzplanung genehmigen, die ein "erhöhtes Risiko eines unterdimensionierten Übertragungsnetzes" in Kauf nimmt. Szenario C muss bei einer verantwortungsbewussten und erfahrungsgetragenen Herangehensweise der verbindliche Mindestmaßstab für die Netzentwicklung werden.

Korrektur der restriktiven Flexibilitäts- und Speicherannahmen einfordern

Trotz der nachgewiesenen, enormen netzdämpfenden Wirkung im Szenario C unterschätzen die ÜNB das Potenzial von Batteriespeichern weiterhin. Das starre Festhalten an der 2-Stunden-Kapazitätsannahme für Großbatteriespeicher und die verzerrende Regionalisierungsmethodik (Zufalls-Projektsockel statt netzdienlicher Verortung an Netzknoten/Umspannwerken) verhindern das Heben weiterer Milliarden-Einsparpotenziale. Für den kommenden **Szenariorahmen (Version 2027)**, der bereits im Prozess ist, sollte die BNetzA den ÜNB vorschreiben, längere Speicherlaufzeiten, Co-Location-Modelle (PV + Speicher) und eine Kopplung an die Übertragungsleistung der Höchst-/Hochspannungsebene methodisch sauber zu verankern.

Ein Klimaneutralitätsnetz 2045 ist das Ziel der Netzentwicklung

Es ist anzuerkennen, dass verschiedene Kostensteigerungen Einfluss auf die Zielnetzentwicklung haben. Dennoch müssen Netzplanung und Netzausbau den **energiepolitischen Zielen der Bundesregierung gemäß §12a EnWG** entsprechen. Szenarien sollten daher nicht „anschlussfähig für die neue Bundesregierung sein“, sondern fachlich sauber das Klimaneutralitätsnetz 2045 abbilden.

Kritik an Zielverfehlung bei Wind-Offshore

Im vorliegenden NEP erfolgt eine Offshore-Optimierung auf Basis von neuen Flächenzuschnitten und Überbauung. Sinkende Kosten sind naturgemäß die Folge, aber das Ausbauziel Offshore von 70 GW wird somit auf 60 GW reduziert (Szenario A). Die fehlenden 10 GW Offshore werden nicht Onshore hinzuaddiert, sondern weggelassen.

Batteriespeicher werden das Stromsystem vollkommen verändern. Die ÜNB bilden das in der Netzentwicklung unzureichend ab, was nicht nur mit zu geringen Vorgaben aus dem Szenariorahmen zu tun hat, sondern auch am Marktmodell und einer verzerrten Regionalisierung von Batteriespeichern liegt.

Die Leistung von Batteriespeichern (groß wie klein) summiert sich auf 175 GW (Szenario C). Diese neuen Annahmen sind begrüßenswert, wenngleich die Vermutung besteht, dass diese Batterieleistung in den Zieljahren nicht mit der richtigen korrespondierenden Batteriekapazität



modelliert wird. Insbesondere die Annahme zur Kapazität der Batteriespeicher (ÜNB: 2 Stunden) ist mit Blick auf die Zieljahre 2037 und 2045 nicht zeitgemäß. Heutigem Stand der Technik folgend sind Speicher mit 2 Stunden Kapazität der Standard im Markt. Im Jahr 2037 sollte mindestens im **Schnitt von 3 - 4 Stunden Speicherkapazität** ausgegangen werden. Diese Annahme ist legitim, da solche Speicher bereits jetzt in die Planung/Realisierung gehen. National und international werden Batteriespeicher mit bis zu 8 Stunden Speicherkapazität geplant. Zudem werden 2037 die heute installierten Speicher ein Repowering erhalten, was bei gleichbleibender Netzanschlussleistung in der Regel zu höheren Kapazitäten führen wird.

Wir möchten anregen, dass ÜNB im Rahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans zugestanden wird, **bei den Annahmen für Batteriespeicher nach oben abzuweichen**, auch abweichend vom Szenariorahmen. Dies betrifft insbesondere die Kapazität.

Anmerkungen zu II B Regionalisierung

Großverbraucherabfrage

Die Daten basieren auf Netzanschlussanfragen oder Netzanschlusszusagen der VNB und ÜNB sowie auf einer Marktabfrage mit den FNB (Fernleitungsnetzbetreiber Gas) und sind Stand März 2025. Die Verwendung von **möglichst aktuelleren Daten** ist legitim. In der Gegenüberstellung der Werte den NEPv23 zeigen die ÜNB selbst, dass die noch vor kurzem für das Jahr 2045 potenziell angenommen Werte schon jetzt vollständig durch Planungen mit den mindestens der Planungsreife „fortgeschrittene Planung“ erfüllt werden – wohlgemerkt für das Jahr 2037.

Flexibilität von Haushalten

Das systemische Potential der Haushalte wird bislang nur begrenzt ausgeschöpft. Langfristig ist die stärker marktlich orientierte Betriebsweise von Haushaltsbatteriespeichern sinnvoll und erwartbar. Wie in den Szenarien angenommen, müssen und werden technische Voraussetzungen geschaffen werden (Smart Meter, Steuerbox, Interoperabilität, Fähigkeit, Preissignale zu erkennen und zu nutzen). In den Zieljahren 2037/45 wird dies jedenfalls der Fall sein. Von den ÜNB werden die mit dem „Solarspitzengesetz“ von Anfang 2025 beschlossenen Regelungen zur Flexibilisierung und Vermarktung von PV-Prosumern offensichtlich nicht vollständig reflektiert. Denn die neuen Optionen der Direktvermarktung für Neu- und Bestandanlagen wurden mit der „Abgrenzungsoption“ und der „Pauschalooption“ wesentlich verbessert. Diese Positiv-Anreize für einen Marktintegration (Anteil marktorientierte Haushalte) werden durch die MiSpeL-Festlegung der BNetzA ab Oktober 2026 nutzbar. Gleichzeitig entfällt der Vergütungs-/Marktprämienanspruch ab der ersten Viertelstunde mit negativen Preisen, was ein Negativ-Anreiz ist, der zu mehr Flexibilisierung führen wird. **Im Jahr 2037 wird es absoluter Standard sein, dass Prosumer-Haushalte oder Haushalte mit Verbraucherflexibilität eine vollständige Marktintegration haben.** Wir gehen in allen Szenarien von höheren Prozentwerten für den Marktanteil im Bereich von plus 10-20% aus.

Gleichzeitig irritiert die Annahme der ÜNB, dass die Netzorientierung der Haushalte nur im Szenario C Wirkung entfaltet. Dies entspricht nicht dem Trend. Bereits heute werden praktisch alle

Haushalte mit „steuerbaren Verbrauchern“ nach §14a EnWG technisch für Netzorientierung ausgestattet. §14a EnWG gilt sogar verpflichtend für Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die ab dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden und mehr als 4,2 kW Leistung haben – also praktisch alle Haushalte, die nun Wärmepumpen installieren, Elektromobilität beginnen zu nutzen oder die PV-Speicher integrieren. Die heutigen Praxisprobleme in der Anwendung und Umsetzung des §14a EnWG durch die Verteilnetzbetreiber (Unvermögen Steuerboxen einzubauen, ungeeignete Leitwartentechnik, nicht korrekt angewendete MaKo, etc.) werden 2037 überwunden sein. Allenfalls kann im Szenariopfad A ein Scheitern der netzorientierten Steuerung unterstellt werden. **Bereits im Szenario B und erst recht im Szenario C muss auch netzorientierte Steuerung vorgesehen werden.**

Auch dürfen **Marktorientierung und Netzorientierung kein „entweder oder“** sein, sondern ein „sowohl als auch“ und das ab dem frühestmöglichen Zeitpunkt. Alles andere entspricht auch nicht dem aktuellen Stand des Netzentgeltstrukturreformprozesses der BNetzA. Sobald oben genannte technische Voraussetzungen geschaffen sind (Smart Meter, Interoperabilität, Preissignale, etc.), müssen Haushalte ein breites Spektrum an Flexibilität anbieten können und dürfen.

Empfehlung, basierend auf obiger Begründung:

- Anteil marktorientierter Haushalte in allen Szenarien im Bereich von **plus 10-20%**
- Anteil netzorientierter Haushalte nur **im Szenario A bei 0%, sonst mindestens 25%**
- Im Jahr 2045 jeweils höhere Werte als im Jahr 2037 (Markt- und Netzorientierung)

Verbesserte Regionalisierung des EE-Ausbaus im NEP berücksichtigen

Mit dem Entwurf des NEP wurde endlich die "[Regionalisierung des EE-Ausbaus](#)" modernisiert. Das Werk der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zur Regionalisierung ist eine sehr sinnvolle Planungsgrundlage und sollte kurzfristig Eingang in den Netzberechnungen finden.

Der Ausbau von Freiflächen-PV erfolgt nach der modernisierten Regionalisierung vorrangig im Nordosten und Südosten, Dach-PV in West-, Süddeutschland und bevölkerungsreichen Regionen. Damit wird endlich der PV-Zubau verteilt in ganz Deutschland angenommen und nicht mehr „hauptsächlich im Süden“. Insbesondere NRW und Rhein-Main-Region werden zusätzliche PV-Hot-Spots wegen der vielen Gebäude und das Potenzial für Freiflächen im Osten wird in der Netzentwicklung besser abgebildet.

Blickt man auf die tatsächlich von den ÜNB angenommene Verteilung der Ausbauzahlen, wird man feststellen, dass diese **verbesserte Regionalisierung noch keinen Einfluss hat**. Beispielsweise möchten wir auf „PV-Freiflächen in Brandenburg“ hinweisen. Der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen würde nach dem ÜNB-Modell in Brandenburg zwischen 2037 und 2045 nur ca. 3 Gigawatt in acht Jahren betragen. Dieser Wert ist offensichtlich unrealistisch klein. In den Arbeiten zur Regionalisierung zeigen sich deutliche Hot-Spots in diesem Bundesland.

Modellierung der EE-Einspeisung (insb. Wind- /PV- und Co-Location-BESS)

Es ergeben sich noch immer erhebliche Klärungsbedarfe, ob und wie Wind-/PV- mit Batteriespeichern in Co-Location abgebildet werden. **Erneuerbare Energien** werden (außer Biomasse), **entsprechend ihren Erzeugungsprofilen modelliert**. Wenn nun bei Wind-/PV-Anlagen weiterhin die Volleinspeisung entsprechend der Profile unterstellt wird, würde, insbesondere bei der



Photovoltaik, das Bild verzerrt. Auch hier liegt die Vermutung nahe, dass die mit dem „Solarspitzengesetz“ von Anfang 2025 beschlossenen Regelungen zur Flexibilisierung und Vermarktung von den ÜNB nicht vollständig reflektiert werden. Die Direktvermarktung im Marktprämienmodell wurde für Neu- und Bestandanlagen mit der „Abgrenzungsoption“ wesentlich verbessert. Durch den Wegfall der Marktprämie ab der ersten Viertelstunde mit Negativpreis entsteht ein weiterer starker Anreiz für flexiblen Betrieb.

Im Jahr 2037 wird es daher absoluter Standard sein, dass direktvermarktete Wind- /PV-Anlagen auch Co-Location-BESS enthalten – inklusive einer Nachrüstung bei Bestandanlagen. Daher sollte Modellierung der EE-Einspeisung auch bei Wind- und PV-Anlagen angepasst werden (z.B. in C-Szenario anteilige Verschiebung der Einspeisung von 10-20% zulassen).

Großbatteriespeicher

„Für alle Großbatteriespeicher wird ein einheitliches Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2 Stunden angenommen.“² Das stimmt schon heute nicht mehr. Wir möchten für die Bestätigung seitens der BNetzA anregen, dass ÜNB im Rahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans zugestanden wird, **bei den Annahmen für Großbatteriespeicher nach oben abzuweichen**. Die Annahme zur Kapazität der Batteriespeicher ist nicht zeitgemäß, insbesondere mit Blick auf das Zieljahr 2037. Heute sind Speicher mit 2 Stunden Kapazität der Standard. Im Jahr 2037 sollte mindestens **im Schnitt von 3 - 4 Stunden Speicherkapazität** ausgegangen werden. Diese Annahme ist legitim, da solche Speicher bereits jetzt in die Planung/Realisierung gehen. 2037 werde die heute installierten Speicher auch ein Repowering erhalten, was bei gleicher Netzanschlussleistung in der Regel zu höheren Kapazitäten führen wird.

Empfehlung: Die ÜNB müssen ihre Methodik zur Regionalisierung von Batteriespeichern überarbeiten. Dabei sollten sie sich einerseits an der Regionalisierung der PV-Freiflächenanlagen nach den Arbeiten der FfE richten (weil künftige Solarparks mit Speichern ausgerüstet werden) und ggf. zusätzlich Batteriespeicher entsprechend der Kopplungsleistung der Netzebenen Höchstspannung/Hochspannung regionalisieren (was die Errichtung an den Umspannwerken vereinfacht abbilden würde.)

Anmerkungen zu II C Marktmodellierung (plus Technologien)

Energiebilanz Deutschland ³

Sowohl die Einspeisung in Speicher als auch die Ausspeisung aus Speichern nimmt beim Vergleich der Zieljahre 2037 und 2045 ab. Dieses Marktsimulationsergebnis zeigt, dass immer noch fundamentale Probleme bei der Modellierung von Speichern und Flexibilitäten bestehen. Wir halten diese Annahme für falsch. Warum sollen Speicher mit höherer Kapazität in Summe kleinere Energiemengen ins Netz einspeisen bzw. aus dem Netz beziehen? Zudem kann man davor

² Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf, Seite 48

³ Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 2. Entwurf, Abbildung 21



ausgehen, dass im Jahr 2045 die komplette "Speicherflotte" weitestgehend ausgetauscht ist – heutige Standorte mit 2h-Speicher werden dann mindestens mit 4h-Speichern ausgerüstet sein.

Betriebskonzepte und innovative Technologien: Vom exklusiven Netzbooster zum marktlichen Multi-Use-Ansatz

Ein wichtiger und vom bne ausdrücklich unterstützter Schritt im zweiten Entwurf ist die Streichung des exklusiven dezentralen Netzbooster-Projekts AMP-P609 [92]. Die ÜNB ziehen hier die richtigen Lehren aus der erfolgreichen Ausschreibung im Rahmen des Projekts Bayerisch-Schwaben (AMP-P510).

- **Effizienz durch Multi-Use-Speicher:** Die ÜNB erkennen nun offiziell an, dass Speicher im Besitz von freien Marktteilnehmern, die sowohl am Strommarkt agieren als auch über Dienstleistungsausschreibungen für den kurativen Redispatch der Netzbetreiber zur Verfügung stehen (Multi-Use), volkswirtschaftlich deutlich effizienter sind als teure, exklusiv für den Netzbetreiber reservierte Großbatterien.
- **Ausschreibung statt Monopolstrukturen:** Der bne unterstützt das im Consentec-Gutachten⁴ skizzierte Modell einer **Dienstleistungsausschreibung für kurativen Redispatch**. Dies stärkt den marktbasierten Wettbewerb, vermeidet Fehlanreize und senkt die Netzentgelte für Verbraucher.

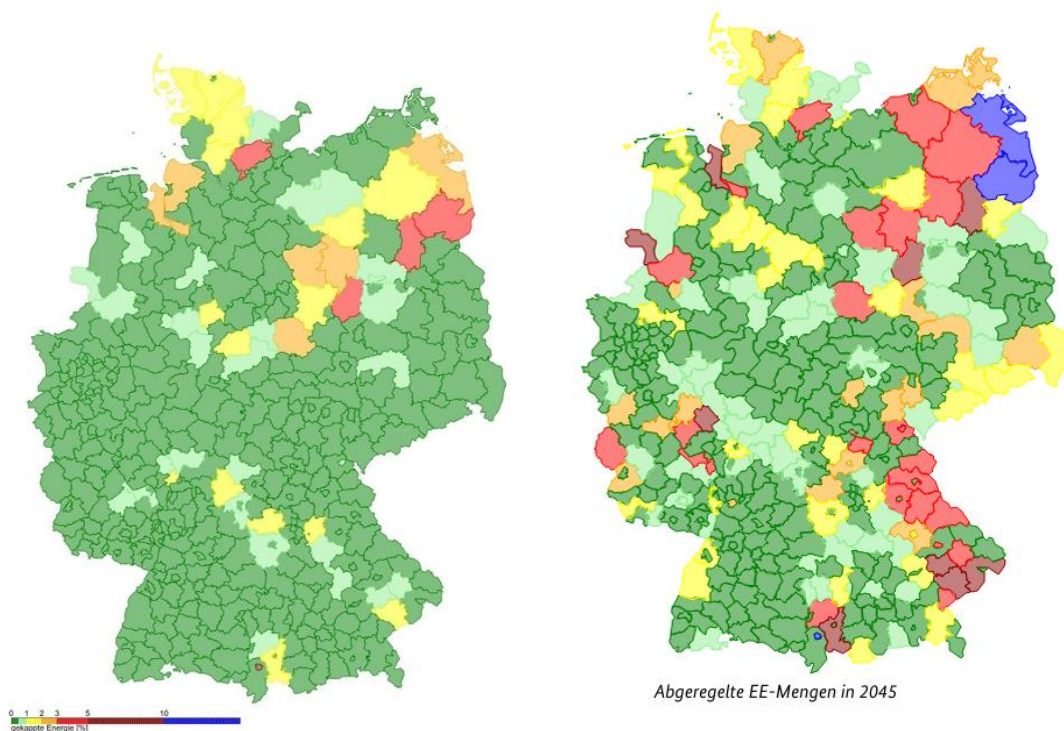
Anmerkungen zu III Vorläufige Prüfungsergebnisse: Übertragungsnetz

Spitzenkappung

„Insbesondere bei der Spitzenkappung ergeben sich aggregiert auf Landkreisebene nur noch fünf Regionen mit Abregelungen von mehr als 3 %. Die verbleibenden Abregelungen lassen sich mit den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen allerdings nicht mehr vollständig beheben (linke Abbildung). Die Engpässe verstärken sich dann nochmals erheblich im Zieljahr 2045 (rechte Abbildung), obwohl selbst die Übertragungsnetzbetreiber für diesen Zeitraum noch weitere Maßnahmen vorschlagen. Insoweit spricht vieles dafür, dass bereits für das Jahr 2037 noch weiterer Netzausbau nötig sein wird.“ Wir unterstützen diese Aussage vollumfänglich. Die beiden nachfolgenden Abbildungen⁵ (links mit Blick ins Jahr 2037, rechts der Blick auf 20245) dokumentieren eindeutig die **Herausforderungen und die Notwendigkeit des Netzausbaus**. Vor allem weil die Bedarfe unterlagerter Netzbetreiber aktuell noch nicht berücksichtigt sind.

⁴ [Beschaffung von Netzbooster-Kapazitäten als Systemdienstleistung: Machbarkeit eines "Systemboosters"](#)

⁵ [Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045](#), Seite 45 sowie [vorl. Prüfungsergebnisse_Detail](#)



Kosten-Nutzen-Analyse

Die Einschätzung der BNetzA, die Kosten-Nutzen-Analyse der ÜNB nur eingeschränkt als Entscheidungsgrundlage heranzuziehen, ist nachvollziehbar und sachgerecht. Denn die Analyse basiert auf stark vereinfachenden Annahmen und betrachtet im Wesentlichen lediglich ein einzelnes Zieljahr, wodurch langfristige Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen nur unzureichend erfasst werden. Insbesondere betriebliche Realitäten wie Anlagenverfügbarkeiten, Kraftwerksausfälle oder wetterbedingte Unsicherheiten bleiben weitgehend unberücksichtigt. Dadurch besteht das Risiko, die tatsächlichen Redispatchmengen (im aktuellen NEP-Entwurf bei 15.150 GWh – Anstieg im Vergleich zum letzten NEP) und die damit verbundenen Kosten systematisch zu unterschätzen. Auch die wirtschaftliche Bewertung über die technische Lebensdauer von Leitungen von mehreren Jahrzehnten erscheint aufgrund der großen Unsicherheiten bei Energiepreisen, Technologiekosten und Marktentwicklungen nur begrenzt belastbar.

Darüber hinaus können wesentliche systemische Vorteile eines leistungsfähigen Netzes, etwa die bessere Integration erneuerbarer Energien und die Vermeidung struktureller Engpässe, in einer rein ökonomischen Betrachtung nicht vollständig abgebildet werden. Ein ausreichender Netzausbau stärkt langfristig die Versorgungssicherheit und trägt zur Stabilität des Stromsystems bei. Ebenso sind die langfristigen Potenziale von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen für das Redispatch derzeit noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Vor diesem Hintergrund ist ein vorsorgender und bedarfsgerechter Netzausbau sinnvoller als eine zu starke Fokussierung auf kurzfristige Kostenbetrachtungen. Insgesamt spricht daher vieles dafür, die Netzausbauplanung an robusten Systemanforderungen und nicht vorrangig an vereinfachten Kosten-Nutzen-Analysen auszurichten.



Die bewusste Inkaufnahme von 15% bis 30% mehr verbleibendem Redispatch im Zielnetz, die von den ÜNB mit gestiegenen Netzausbaukosten begründet wird, ist aus unserer Sicht ein riskanter planerischer Rückschritt. Zwar argumentieren die Netzbetreiber, eine vollständige Engpassvermeidung sei volkswirtschaftlich nicht effizient; diese Rechnung basiert jedoch auf einer stark vereinfachenden und fehleranfälligen Kosten-Nutzen-Methodik (CBA), welche die langfristigen Anforderungen bis 2045 systematisch unterschätzt. Während Investitionen in Netzinfrasturktur dauerhafte, über Jahrzehnte nutzbare Sachwerte schaffen, verursachen die verbleibenden Netzengpässe jährlich wiederkehrende, milliarden schwere Betriebskosten, die über die Netzentgelte direkt auf die Endverbraucher umgelegt werden. Anstatt eine dauerhafte Mangelverwaltung im Höchstspannungsnetz planerisch zu zementieren, fordern wir, die Netzplanung konsequent an robusten Systemanforderungen für ein stabiles Klimaneutralitätsnetz 2045 auszurichten und verbleibende Engpässe primär durch den intelligenten, marktbasierten Einsatz dezentraler Flexibilitäten statt durch teuren präventiven Redispatch aufzufangen.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für fairen Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.