

Stellungnahme zum Entwurf des

Szenariorahmen Strom 2040/2045 (Version 2027)

28.09.2026 | Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (Stand Juni 2026) - Entwurf der ÜNB.

Inhaltsübersicht

Wichtigste Punkte der bne-Stellungnahme	2
Ansprechpersonen zum Szenariorahmen im bne	5
Konsultationsfragen der BNetzA	6
1.1 Ausrichtung der Szenarien	6
1.2 Haushalte	8
1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)	10
1.4 Industrie	11
1.5 Verkehr	12
1.6 Elektrolyse und Wasserstoff	12
1.7 Lastseitige Flexibilität	12
1.8 Fernwärme	14
1.9 – 1.12 Generelle Anmerkungen zum Abschnitt Erneuerbaren Energien	15
1.9 Wind Offshore	17
1.10 Wind Onshore	17
1.11 Photovoltaik	19
1.12 Biomasse und Laufwasser	24
1.13 Spitzenkappung	24
1.14 Konventionelle Kraftwerke	25
1.15 Speicher	26
1.16 Europäischer Rahmen	28
1.17 Wetter- und Klimaprojektionen als meteorologische Datengrundlage	29
Sonstige Themen	29
Netzverluste	29
CCS/CCU und DAC, sowie Widerspruch zum Szenariorahmen Gas/H2	30

Wichtigste Punkte der bne-Stellungnahme zum Szenariorahmen Strom 2040/2045 (Version 2027)

Der Entwurf des Szenariorahmens Strom 2040/2045 (Version 2027) ist eine **positive Weiterentwicklung** und zeigt, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verglichen zum letzten Szenariorahmen methodisch erneut Verbesserungen umsetzen. Inhaltlich ist die **Basis solide**, bleibt aber **in wichtigen Punkten deutlich hinter den Anforderungen an eine zukunftsfähige und marktnahe Infrastrukturplanung zurück** (Speicherkapazitäten, Fehlen von Co-Location-Speichern, Abbildung der Photovoltaik (AC/DC), Annahmen zur Flexibilität des Marktes in den Zieljahren). Bei so deutlichen Differenzen besteht **Annahme zur Sorge, dass die falsche Infrastruktur mit Blick auf die Netzentwicklung entsteht**. Weil die Regionalszenarien der Verteilnetzbetreiber (VNB) mit dem Szenariorahmen der ÜNB wechselwirken, besteht diese Sorge auch für die aus den Regionalszenarien abgeleiteten Netzausbaupläne der VNB.



Die ÜNB legen **einen zu engen Szenarientrichter** vor, in dem sich die Entwicklungspfade **B und C kaum voneinander unterscheiden**. Dadurch wird der gesetzliche Zweck verfehlt, dem Markt und der Politik echten Erkenntnisgewinn über unterschiedliche Transformationspfade zu liefern. Zudem verfehlen sämtliche Szenarien im Zieljahr 2045 eine vollständige Versorgung aus Erneuerbaren Energien. **Mindestens das Szenario C muss eine 100%-Versorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien abbilden**. Diese ist in den 2040er Jahren eine wahrscheinliche Entwicklung – und demnach in den Szenarien abzubilden. Um systematische Fehlplanung zu vermeiden, braucht es seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) deutliche Hinweise an die ÜNB im Bereich Erzeugung, Speicherung und Verbrauchsflexibilität:

- **Falsche Bezugsgröße bei Photovoltaik:** Statt der aus den EEG-Zielen abgeleiteten Addition der PV-Modulleistungen (DC) muss – unter vollständiger Berücksichtigung von absehbaren kommenden Wirkleistungsbegrenzungen – zwingend die **netzwirksame Wechselstromleistung (AC) als Maßeinheit der Netzplanung** verankert werden.¹ Die netzwirksame Wechselstromleistung (AC) der Photovoltaik muss in allen Szenarien explizit ausgewiesen werden. Diese Bewertung versachlicht die Diskussion und schafft Raum für deutlich mehr Photovoltaik, die in den Zieljahren auch erwartbar ist. **Mindestens das Szenario C2045 sollte nicht unter 500 GW (AC) Photovoltaik im Jahr 2045 liegen**. Selbst der ambitionierteste Pfad - der Szenariopfad C - wurde in der Vergangenheit immer übererfüllt, was den Ausbau von PV anging.² Es ist eine wahrscheinliche Entwicklung, dass sich dies wiederholt. Demnach muss das Szenario C (und eigentlich auch schon B) bei der Photovoltaik in den 2040ern deutlich ambitionierter ausgestaltet sein.
- **“Blinder Fleck” Co-Location-Batteriespeicher an Solarparks:** Das vollständige Ignorieren von Co-Location-Batteriespeichern an PV-Freiflächenanlagen gefährdet eine bedarfsgerechte Planung der Netzinfrastuktur. Bereits heute werden neue PV-Freiflächenanlagen von vielen Marktakteuren nur noch mit Speicher geplant und errichtet. Fehlt die Co-Location von Speichern, führt das Ausklammern dieser Flexibilität im Netzmodell zur Planung fehlerhafter Infrastruktur. Wir empfehlen folgende Änderungen:
 - **Szenariopfad A:** Mindestens **10 %** der neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen sollten mit Co-Location-Speichern modelliert werden (Minimalvorgabe).
 - **Szenariopfad B:** Co-Location-Batteriespeicher vorsehen bei **50 %** aller neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen. Die Leistung der Speicher sollte die halbe Leistung des Solarparks betragen, bei 4 Stunden durchschnittlicher Kapazität.
 - **Szenariopfad C:** Co-Location-Batteriespeicher vorsehen bei **75 %** aller neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen. Die Leistung der Speicher sollte die halbe Leistung des Solarparks betragen, bei 4 Stunden durchschnittlicher Kapazität.

¹ Die „**netzwirksame Wechselstromleistung**“ (**AC**) bezeichnet die tatsächlich in das Wechselspannungsnetz einspeisbare AC-Leistung einer Photovoltaikanlage, bzw. einer Kombination aus PV-Anlage und Speicher, die – im Gegensatz zur Gleichstrom-Modulleistung (DC), die für im EEG und in den PV-Ausbauzielwerten angelegt wird.

² 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 ein Szenariopfad robust ist, dann eher Pfad C als Pfad A.

Co-Location-Batteriespeicher sollten mit derselben Logik regionalisiert werden, wie PV-Freiflächenanlagen (modellbasierte Regionalisierung der Co-Location-Batteriespeicher). Für die Anlagenkombinationen Solarpark + Batteriespeicher ist allein die tatsächlich netzirksame Wechselstromleistung (AC) anzusetzen, also nicht die DC-Leistung der PV und der Speicher schlicht aufzuaddieren.³ In den Zieljahren 2040/2045 ist zudem davon auszugehen, dass **regulär auch Netzbezug in den Speichern der Solarparks** realisiert wird. Der regulatorische Rahmen dafür existiert bereits (Abgrenzungsoption im EEG, MiSpeL). Die angemessene Bezugsleistung sollte von den ÜNB diskutiert werden und nicht unter 25% der Speicherleistung liegen. Die ÜNB sollten auch die **Art der Modellierung von Co-Location-Batteriespeicher explizit beschreiben** müssen. Für die Zieljahre 2040 und 2045 sollte ebenfalls die Nachrüstung bei Windenergie an Land mit Batteriespeichern diskutiert werden (z.B. bis zum Zieljahr 2040 15 % aller Windparks/Einspeisungsumspannwerke mit Co-Location-Batteriespeichern ausrüsten).

Unterschätzte Flexibilität (von Lasten und Prosumern): Die Annahmen zur marktorientierten und netzdienlichen Steuerung von dezentralen Anlagen und Prosumer-Haushalten liegen weit unter den realistischen Potenzialen der 2040er Jahre. Die ÜNB lassen sich hierbei zu sehr von den Digitalisierungsengpässen der 2020er Jahre leiten, anstatt den flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys), dynamischer Stromtarife und variabler Netzentgelte im Zeithorizont 2040/2045 abzubilden. Teilweise ist heute schon die netzdienliche Steuerung verpflichtend (§14a EnWG bei allen Wallboxen, Wärmepumpen und Heimspeichern ab 4,2 kWh.) Mit Blick auf 2040 ist auch zu erwarten, dass die VNB ihre heute eklatanten Digitalisierungsdefizite im Messwesen, in den Leitwarten und bei den Prozessen überwunden haben. **Anlagen können zudem gleichzeitig marktorientiert und netzdienlich betrieben werden.** Die ÜNB wenden eine zu starre Trennung an und ordnen Anlagen fest den Kategorien eigenbedarfsorientiert, marktorientiert und netzorientiert zu. Nur die Summe aus eigenbedarfsorientierten Anlagen und marktorientierten Anlagen muss 100% ergeben. Netzorientierung ist ohnehin oft Pflicht (z.B. §14a EnWG ist verpflichtend für Heimspeicher).

- **Netzorientierung: Grundsockel für alle Szenarien (A, B, C):** In jedem Szenario muss eine **Mindest-Netzorientierung von 25 %** angesetzt werden. Die im Entwurf enthaltenen Annahmen der ÜNB, z.B. im Szenario C für 2040/2045 von 0% Netzorientierung, ist aufgrund der schon heute gesetzlich verpflichtenden Vorgaben nach § 14a EnWG nicht nachvollziehbar. **Anhebung bei der Netzorientierung in Szenario B:** Im netzdienlich ausgerichteten Szenario B sollte der Anteil netzorientiert betriebener Haushalte auf **50 %** erhöht werden.
- **Korrektur der Annahmen zur Marktorientierung:** Mit flächendeckenden iMSys, variablen Preissignalen und variablen Netzentgelten (erwartbar in den Zieljahren 2040/2045) wird die Marktorientierung bei Prosumern der Standard sein. Der marktorientierte Anteil sollte in **keinem Szenario unter 40 %** liegen. Im **Szenario B** sollte eine Erhöhung des marktorientierten Anteils auf **60 %** vorgenommen werden. Der Logik der ÜNB folgenden Storylines kann im **Szenario C** eine verminderte Erhöhung des marktorientierten Anteils angenommen werden, auf z.B. **50 %**.

³ Würden PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern künftig bezüglich ihrer netzirksamen AC-Anschlussleistung betrachtet (Empfehlung), ist die Leistung der Batteriespeichern in CO-Location bereits damit beschrieben. In den Tabellen/Manteldaten müssten die Leistungsangaben bei Batterien nicht angepasst werden.

- Moderne **Home Energy Management Systeme (HEMS)** verarbeiten Marktpreise, lokale Eigenverbrauchsoptimierung und variable Netzentgelte zeitgleich. In den Zieljahren erfolgt die Optimierung längst mit KI-Agenten. Die BNetzA sollte die ÜNB auffordern, diese kombinierten Anreizstrukturen modelltechnisch abzubilden, anstatt Haushalte in starr getrennte Kategorien zu unterteilen.

Ein Szenariorahmen blickt immer in die Zukunft – Entwicklungen aus Brüssel kommend sollten frühzeitig antizipiert werden: Das **European Grids Package** und der **Network Code on Demand Response** werden Szenariorahmen und Netzplanung zeitnah betreffen.

- Das **European Grids Package** soll die Netzplanung von einer überwiegend nationalen und reaktiven zu einer stärker europäischen und vorausschauenden Infrastrukturplanung weiterentwickeln. Ein besonderer Fokus liegt auf den zunehmenden Warteschlangen bei Netzanschlüssen. Deshalb sollen Netz- und Anschlussplanung enger miteinander verzahnt werden. Netzbetreiber sollen stärker berücksichtigen, wo tatsächlich anschlussreife Projekte entstehen und welche Netzkapazitäten künftig benötigt werden.
- Der **Network Code on Demand Response (NCDR)** ist ein Regelwerk zur netzübergreifenden Nutzung von Flexibilitäten. Er verlangt eine wesentlich engere Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Er erhöht somit den regulatorischen Druck auf Netzbetreiber, Flexibilitäten als Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau zu nutzen. Dadurch wird eine rein netzausbaugetriebene Planung zunehmend schwerer zu rechtfertigen.

Ansprechpersonen zum Szenariorahmen im bne

Nadine Bethge
Leiterin Neue Energiesysteme
nadine.bethge@bne-online.de

Bernhard Strohmayer
Leiter Erneuerbare Energien
bernhard.strohmayer@bne-online.de

Konsultationsfragen der BNetzA

Antworten auf die im [Begleitdokument](#) der BNetzA gestellten Konsultationsfragen zum Entwurf des [Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 \(Version 2027\)](#).

1.1 Ausrichtung der Szenarien

*Leitfrage 1. Bilden die Szenarien die **energiepolitischen Ziele der Bundesregierung** ausreichend ab?*

Nein.

- Um die Bandbreite darzustellen, **braucht es einen viel größeren Szenarientrichter**.
- Szenario A nimmt einen EE-Ausbau zu deutlich unterhalb gesetzlicher Pfade an. Szenario B und C sind entlang der aktuell gesetzlich vorgegebenen Ausbaupfade ausgerichtet – und zudem fast identisch.
- Der Szenariorahmen orientiert sich nicht nur am EEG (und den Ausbauzahlen), sondern auch an allen anderen klima- und energiepolitisch relevanten Gesetzen, so bspw. auch am Klimaschutzgesetz und den Klimazielen.
- Im §12 a EnWG steht: *"Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten."*

*Leitfrage 2. Ist die aktuelle **Bandbreite der Szenarien** weiterhin als ausreichend zu bewerten?*

*Unterscheidet sich **Szenariopfad C** noch in ausreichendem Maße von **Szenariopfad B**?*

Die von den ÜNB vorgesehene Bandbreite ist als zu gering zu bewerten.

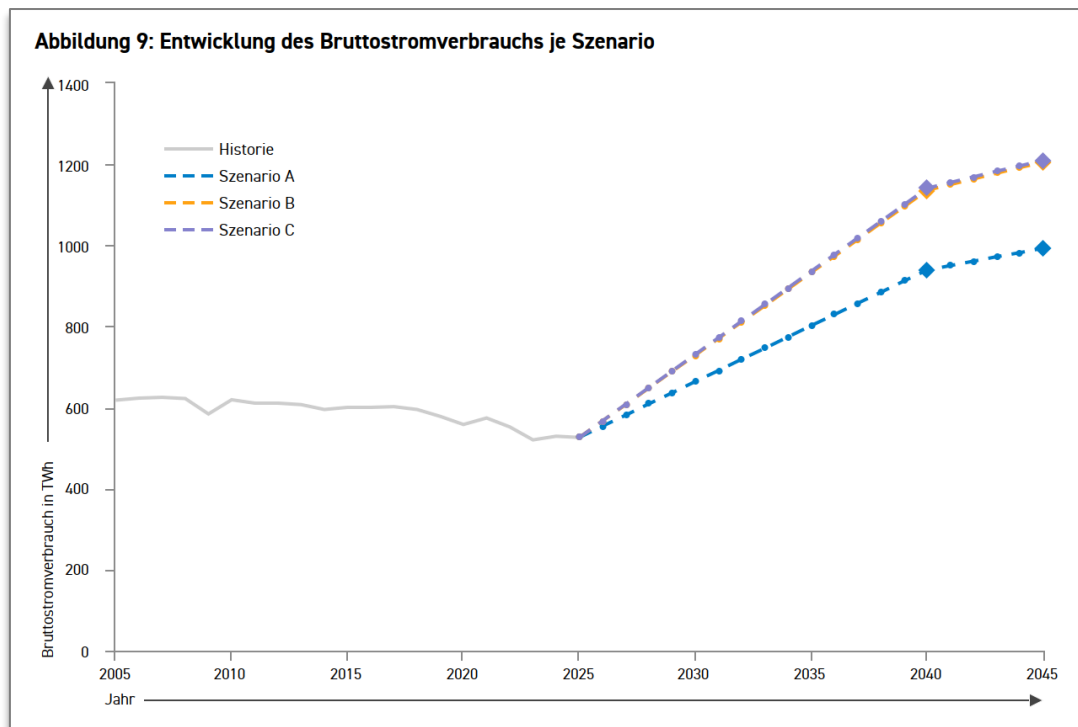
- Die Szenariopfade B und C **liegen zu nah beieinander**, wodurch ein wesentlicher Erkenntnisgewinn ausbleibt. Laut den ÜNB unterscheiden sich die Szenarien B und C in zwei Dingen (B: hohe Netzorientierung, weniger Interkonnektoren, C: geringe Netzorientierung, mehr Interkonnektoren). Dies zeigt, dass die Pfade die gleiche Basis haben und nur in zwei Details variieren - **der Unterschied ist minimal, klima- und energiepolitische Bandbreite wird hier nicht sichtbar**.
- Im Szenario C sollte das **Ausbau-Momentum der späten 2030er Jahre** (ca. 20 GW/a bei Photovoltaik) bis in das Jahr 2045 linear fortgeschrieben werden. Dies resultiert in einer **Photovoltaikleistung von 500 GW (AC) im Zieljahr 2045** für Szenario C und

etabliert eine notwendige Differenzierung zwischen B und C. Für Windenergie an Land sowie für Flexibilitäten und Speicher ist entsprechend vorzugehen.

- Das **Szenario A verfehlt die klimapolitischen Ausbauziele** in einem Maß, das als unwahrscheinlich einzustufen ist. Die Zielabweichung ist eklatant (z.B. ca. 125 GW zu wenig PV im Jahre 2040 oder ca. 60 GW zu wenig Windkraft an Land im Jahr 2035). Ein Zielverfehlungsszenario ist legitim, sollte die Ziele nicht derart stark unterschreiten.
- Es ist auf die **Inkonsistenz im Entwurf** hinzuweisen, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Szenario C2040 höher angesetzt ist als im Zieljahr C2045. **Mindestens das Szenario C muss eine 100%-Versorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien abbilden.** Diese ist in den 2040er Jahren eine wahrscheinliche Entwicklung – und demnach in den Szenarien der Netzentwicklung abzubilden.

Leitfrage 3. Erachten Sie die **Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs** in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Es ist von einem stark ansteigenden Stromverbrauch auszugehen.



Im Zieljahr 2040 ist der Anstieg des Bruttostromverbrauchs auf ca. 1140 TWh realistisch. Nach 2045 sollte sich der Szenarientrichter bzgl. des Verbrauchs aufweiten. Das Szenario C2045 sollte dabei deutlicher über B2045 liegen. Wir erwarten deutlich höhere Speicherkapazitäten sowie höhere Netzauslastung, was jeweils mit höheren Verlusten einhergeht. Auch bei der Industrie sollte sich der C-Pfad vom B-Pfad zumindest im Jahr 2045 unterscheiden (bestenfalls auch im Jahr 2040) und einen höheren Verbrauch aufweisen.

Tabelle 3: Übersicht Stromverbrauch

Stromverbrauch [TWh]	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Private Haushalte	134,2	154,1	165,1	168,1	169,0	175,8	178,9
davon aus Gerätebestand	110,0	80,0	80,0	80,0	76,0	76,0	76,0
davon aus Haushaltswärmepumpen	8,2	50,8	62,5	65,5	70,4	77,3	80,3
davon aus Stromdirektheizungen, Hilfsenergie und Nachtspeicheröfen	16,0	23,3	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
GHD	130,7	237,3	275,0	275,9	239,9	278,1	279,0
davon aus Gerätebestand	116,7	105,0	105,0	105,0	103,0	103,0	103,0
davon aus neuen Rechenzentren ⁸	2,4	107,1	141,8	141,8	107,1	143,2	143,2
davon aus Wärmepumpen	1,2	15,6	19,3	20,2	21,4	23,5	24,4
davon aus Stromdirektheizungen, Hilfsenergie und Nachtspeicheröfen	10,4	9,6	8,9	8,9	8,4	8,4	8,4
Industrie	188,1	249,0	315,0	315,0	262,0	343,0	343,0
Verkehr	17,0	140,9	168,8	169,7	169,8	183,4	184,4
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	5,1	125,0	152,9	153,8	152,9	166,5	167,5
davon aus Bus- und Schienenverkehr	11,9	15,9	15,9	15,9	16,9	16,9	16,9
Elektrolyse	0,0	35,0	84,0	84,0	35,0	101,5	101,5
Fernwärmeerzeugung	0,3	39,0	43,4	43,4	34,8	39,0	39,0
davon aus Elektrokesseln	0,2	11,5	11,7	11,7	8,4	8,6	8,6
davon aus Großwärmepumpen	0,1	27,5	31,7	31,7	26,4	30,4	30,4
Netzverluste	26,1	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4
Speicherverluste	8,3	4,8	5,8	5,8	4,9	5,8	5,8
Umwandlungsbereich	31,4	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Nettostromverbrauch	470,3	855,4	1.051,3	1.056,1	910,5	1.120,9	1.125,8
Bruttostromverbrauch	536,1	937,6	1.134,6	1.139,4	991,9	1.203,2	1.208,1

Leitfrage 4. Erachten Sie die **Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen Strom, Gas und Wasserstoff** für angemessen?

(keine Beurteilung)

1.2 Haushalte

Leitfrage 5. Ist der **Geräteverbrauch** im Haushaltssektor angemessen abgebildet?
Ist der **Stromverbrauch zur Wärmeerzeugung** in der Höhe angemessen?

Die Erhöhung des Stromverbrauchs durch den verstärkten Einsatz von elektrischen Wärmepumpen ist plausibel. Die Gebäudeklimatisierung sollte im Szenariorahmen jedoch stärker berücksichtigt werden. Die Annahme, dass dezentrale Wasserstoff-Direktheizungen keine Anwendung finden, wird uneingeschränkt unterstützt.

- **Dominanz der Wärmepumpe ist sachgerecht:** Die Grundannahme, dass der Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Haushaltssektor im Zieljahr 2045 überwiegend durch elektrische Wärmepumpen gedeckt wird, wird vollumfänglich unterstützt.
- **Ausschluss von Wasserstoff-Direktheizungen ist sachgerecht:** Die Annahme der ÜNB, dass dezentrale Wasserstoff-Direktheizungen zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten über alle Szenarien und Zieljahre hinweg **keine Anwendung** finden, wird uneingeschränkt und nachdrücklich unterstützt. Der Einsatz von H₂ in dezentralen Kesseln ist aufgrund des schlechten Gesamtwirkungsgrads (Power-to-Gas-to-Heat im Vergleich zum Faktor 3 bis 4 einer Wärmepumpe), der hohen Brennstoffkosten und der fehlenden Verfügbarkeit im Verteilnetz volkswirtschaftlich ineffizient. Der konsequente Ausschluss schafft notwendige Klarheit für die kommunale Wärmeplanung und verhindert Fehlinvestitionen in die doppelte Vorhaltung von Netzinfrastrukturen.

Tabelle 5: Stromverbrauch der privaten Haushalte

	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Stromverbrauch [TWh]	134,2	154,1	165,1	168,1	169,0	175,9	178,9
davon aus Gerätebestand [TWh]	110,0	80,0	80,0	80,0	76,0	76,0	76,0
davon aus Strom-Hilfsenergie [TWh]	-	12,2	12,2	12,2	12,6	12,6	12,6
davon aus Haushaltswärmepumpen [TWh]	8,2	50,8	62,5	65,5	70,4	77,3	80,3
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen [TWh]	16,0	11,1	10,4	10,4	10,0	10,0	10,0

Die angegebenen Stromverbräuche der Wärmeerzeugungstechnologien basieren konsistent zu den Langfristszenarien auf einem langjährig gemittelten Wetterjahr. Die Stromverbräuche dieser Technologien ergeben sich in der Modellierung für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte auf Basis von Temperaturdaten und können von den dargestellten Werten abweichen.

Quellen: AG Energiebilanzen 2024, Übertragungsnetzbetreiber, BMW-Langfristszenarien, FfE Wärmestudie

*Leitfrage 6. Sehen Sie aufgrund des Klimawandels in Deutschland zukünftig einen **Anstieg der Bereitstellung von Klimakälte** bei Gebäuden in privaten Haushalten?*

Ja.

- **Klimatisierung ergänzen:** Die Gebäudeklimatisierung (Raumkühlung) im Wohngebäude-sektor wird im aktuellen Entwurf unzureichend abgebildet. Infolge des Klimawandels mit zunehmenden Hitzewellen und Tropennächten wird der Einsatz von Split-Klimageräten und Wärmepumpen im Kühlbetrieb in den 2040er Jahren flächendeckender im Einsatz sein. Dies betrifft nicht nur Prosumer-Haushalte und verändert den Stromverbrauch im Sommerhalbjahr.

1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

Leitfragen 7 - 9. Ist die in den Szenarien angenommene **Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs** realistisch? Ist der **Zubau von Rechenzentren** in Deutschland realistisch abgebildet? Wie sollte der **Stromverbrauch der Rechenzentren** im zeitlichen Verlauf abgebildet werden? Wie ist das Verhältnis von Arbeits- und Kühlungslast? Ist die pauschale Annahme von **5000 Volllaststunden für Rechenzentren** realistisch?

Die Entwicklung des GHD-Stromverbrauchs ist realistisch. Die Rechenzentren sollten allerdings getrennt von GHD-Stromverbrauch ausgewiesen werden.

Tabelle 7: Stromverbrauch im GHD-Sektor

	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Stromverbrauch [TWh]	130,7	237,3	275,0	275,9	239,9	278,1	279,0
davon aus Gerätebestand [TWh]	116,7	105,0	105,0	105,0	103,0	103,0	103,0
davon aus Strom-Hilfsenergie [TWh]	-	4,3	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4
davon aus Wärmepumpen [TWh]	1,2	15,6	19,3	20,2	21,4	23,5	24,4
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen [TWh]	10,4	5,3	4,6	4,6	4,0	4,0	4,0
davon aus neuen Rechenzentren [TWh]	2,4	107,1	141,8	141,8	107,1	143,2	143,2

Die angegebenen Stromverbräuche der Wärmeerzeugungstechnologien basieren konsistent zu den BMW-Langfristszenarien auf einem langjährig gemittelten Wetterjahr. Die Stromverbräuche dieser Technologien ergeben sich in der Modellierung für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte auf Basis von Temperaturdaten und können von den dargestellten Werten abweichen.

Quelle: AG Energiebilanzen 2024, Übertragungsnetzbetreiber, BMW-Langfristszenarien, FfE Wärmestudie

- Die **Annahme steigender Strommengen im GHD-Sektor** durch Elektrifizierung ist sachgerecht. Auch dass in diesem Sektor die Stromnachfrage für Wärmepumpen steigt, ist wahrscheinlich. Die Gebäudeklimatisierung im GHD-Sektor wird im aktuellen Entwurf noch unzureichend abgebildet. Ein Anstieg der Stromverbräuche für Klimatisierung in diesem Sektor ist wahrscheinlich, z.B. wegen zunehmend heißen Sommern und aufgrund von Arbeitsstättenvorgaben und Hitzeschutzplänen.
- Getrennte Ausweisung von GHD und Rechenzentren:** Es entsteht eine verzerrte Wahrnehmung der Sektorenbilanz im GHD-Bereich, wenn die ÜNB den Stromverbrauch neuer Rechenzentren derzeit innerhalb der Summentabelle des GHD-Sektors ausweisen. Da für neue Rechenzentren Strombedarfe von 107,1 TWh (Szenario A) bzw. 141,8 bis 143,2 TWh (Szenarien B & C) angenommen werden, machen Rechenzentren in den 2040er Jahren mehr als die Hälfte des gesamten GHD-Verbrauchs aus (ca. 275–279 TWh gesamt). Es ist methodisch unglücklich, diese enormen Strommengen mit speziellen Profilen in den regulären GHD-Sektor zu integrieren. Rechenzentren sollen als eigenständiger Verbraucherpunkt klar getrennt ausgewiesen werden.
- ÜNB beschreiben zutreffend, dass **Rechenzentren nicht mehr nur an den großen Datenknoten** (wie Frankfurt am Main/DE-CIX), sondern vermehrt in Berlin, NRW sowie in der Fläche entstehen. Für die Regionalisierung der Rechenzentren ist eine Folgestudie anzuraten. Hochleistungsrechner (z. B. für KI-Training) werden sich an der Netzinfrastruktur, der

Flächenverfügbarkeit und insbesondere an Co-Location-Möglichkeiten mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichern orientieren, nicht primär an etablierten Internetknoten.

- **Leistungsprofile von Rechenzentren, Co-Generation:** Zu möglicher Co-Generation an den Rechenzentren (Gaskraftwerke sowie Direktversorgung mit EE-Strom, Speicher) sollten die ÜNB einen Ansatz beschreiben. Findet eine Co-Generation statt, ändern sich die Strombezugsprofile erheblich. Klassische Data Center & Edge weisen zwar eine Bandlast mit hoher Zeitgleichheit auf, haben aber netzrelevante Bezugsleistungsschwankungen. KI-Trainingszentren & Hochleistungsrechner weisen hohe Spitzenleistungen auf, verfügen jedoch über erhebliche zeitliche Flexibilität bei den Rechenprozessen und können gezielt an Preissignale oder lokale Erzeugungsüberschüsse angepasst werden.
 - Die pauschale Annahme von **5.000 Volllaststunden pro Jahr** bezogen auf die geplante Netzanschlusskapazität ist als mittlerer Richtwert für die Netzentwicklungsplanung nachvollziehbar. Diese **Methodik sollte aber zum nächsten Szenariorahmen weiterentwickelt werden**, wegen genauerer Bewertung der Leistungsprofile von Rechenzentren und der Co-Generation (Eigenes Kapitel: Co-Generation an Rechenzentren).
 - In der **Begleitstudie** zum gewerblichen/ industriellen Strombedarf wurde der **Bedarf von Rechenzentren nicht bewertet**. Im Zuge des nächsten Szenariorahmens sollte das ergänzt oder in einer eigenen Studie umgesetzt werden. (https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-06/Abschlussbericht_Stromverbrauchsmodellierung_Industriesektor_Aktualisierung.pdf)

1.4 Industrie

Leitfragen 10 - 11. Ist die in den Szenarien angenommene **Entwicklung des industriellen Energieverbrauchs** realistisch? Zur **Ermittlung des industriellen Energieverbrauchs im Szenario B** werden zwei Studien miteinander kombiniert. Ist diese methodische Vorgehensweise aus Ihrer Sicht nachvollziehbar und führt sie zu plausiblen Ergebnissen?

Fade-out der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschreiben.

- Die Entwicklungsannahmen zum industriellen Energieverbrauch werfen **Fragen hinsichtlich der Dekarbonisierung** auf. Es verbleibt in B2045 ein Methan-Bedarf von 35 TWh. Dies steht im Widerspruch zu einem klimaneutralen System. Es wird empfohlen, den Fade-out der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beziehungsweise deren Transformation hin zum Klimaschutz präziser zu beschreiben.

Tabelle 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor

Bedarf Industrie/verarbeitendes Gewerbe [TWh]	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Wasserstoffbedarf	-	113	108	81	157	186	116
Methanbedarf	-	44	76	44	3	35	3
Nettostromverbrauch	186	249	315	315	262	343	343

Quelle: AG Energiebilanzen 2024, BMW-Langfristszenarien, FfE Industriestudie

1.5 Verkehr

Leitfragen 12 - 14. Sind die in den Szenarien angenommenen **Aufkommen von Elektrofahrzeugen** angemessen? Sind die unterstellten **Verbrauchswerte** je Fahrzeugkategorie realistisch? Ist die **Regionalisierung des Verbrauchs** und die **Ermittlung der Ladezeitreihen** angemessen?

Gut. Bitte Transformation des Bahnstrom beachten.

- Die **Orientierung am Szenario O45-Strom** der BMW Langfristszenarien ist im Mobilitätssektor sachgerecht. Die **Differenzierung von E-PKW, leichten und schweren E-Nutzfahrzeugen** ist zielführend und die Verbrauchsannahmen sind realistisch.
- Eine **Leerstelle besteht bei der Versorgung des 16,7-Hz-Bahnstromnetzes**: Da in den 2040er Jahren keine dedizierten, konventionellen Bahnstromkraftwerke mehr zur Verfügung stehen, ist die **notwendige Konverter-Infrastruktur aus dem 50-Hz-Netz** in den Szenarien der Netzentwicklung abzubilden. Bereits bei der Überarbeitung des Szenariorahmens sollten die ÜNB hierzu Angaben machen, wie und (in etwa) wo Konverter für Bahnstrom in einer adäquaten Leistung und mit passenden Verbrauchsprofilen im Szenariorahmen (oder NEP) verortet und abgebildet werden. In Abstimmung mit den Bahnstromnetzbetreibern sollte ggf. eine dezidierte Studie erstellt werden, die zum Zieljahr 2040 für alle Szenariopfade (ABC) ein aus dem 50-Hertz-Netz versorgtes 16,7-Hz-Bahnstromnetz beschreibt.

1.6 Elektrolyse und Wasserstoff

Leitfragen 15 - 17. Sind die in den Szenarien angenommenen **Elektrolysekapazitäten** angemessen? Ist die **Kürzung des „Projektsockels“** im gemeinsamen Szenario B mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff angemessen? Sind die angenommenen **Wasserstoffpreise** für die Szenarien angemessen?

(keine Beurteilung)

1.7 Lastseitige Flexibilität

Leitfragen 18 - 19. **Haushaltsnahe Flexibilitäten** werden in **eigenverbrauchs-, markt- und netzorientiert abgegrenzt**. eine **Flexibilisierung des Energiesystems** ist eine umfassende **Digitalisierung der Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik** der Prosumer erforderlich.

Erheblicher Anpassungsbedarf. Es ist in den Zieljahren 2040/2045 deutlich mehr Marktorientierung und deutlich mehr Netzorientierung von Haushalten zu erwarten.

Tabelle 13: Anteil der marktorientierten und netzorientierten Haushalte

In %	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Anteil marktorientierter Haushalte	25	45	45	30	55	55
Anteil netzorientierter Haushalte	0	25	0	0	25	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- **Unterschätzte Flexibilität (von Lasten und Prosumern):** Die Annahmen der ÜNB zur marktorientierten und netzdienlichen Steuerung von dezentralen Anlagen und Prosumer-Haushalten liegen **weit unter den realistischen Potenzialen der 2040er Jahre**. Die ÜNB lassen sich in der Szenariogestaltung zu sehr von den Digitalisierungsengpässen der 2020er Jahre leiten, anstatt den flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys), dynamischer Stromtarife und variabler Netzentgelte für 2040/2045 abzubilden.
- **Heute schon die ist netzorientierte Steuerung verpflichtend** (§14a EnWG bei allen Wallboxen, Wärmepumpen und Heimspeichern ab 4,2 kWh). Wegen Digitalisierungsdefiziten bei den VNB ist die netzorientierte Steuerung heute noch nicht möglich, aber bis zu Zieljahr 2040/2045 werden diese Probleme längst gelöst sein. Dass von den ÜNB so geringe Annahmen zur Netzorientierung getroffen werden, ist allein schon wegen der §14a EnWG-Verpflichtungen mit großer Wahrscheinlichkeit nichtzutreffend. Variable Netzentgelte kommen in den 2030ern noch dazu und verstärken die Netzorientierung.
- Mit Blick auf 2040 ist auch zu erwarten, dass die **VNB ihre heute eklatanten Digitalisierungsdefizite im Messwesen, in den Leitwarten und bei den Prozessen überwunden haben**. Die von den ÜNB vorgeschlagene Unterteilung in „Eigenbedarfsorientierte Flexumer“, „Marktorientierte Flexumer“ und „Netzorientierte Flexumer“ ist sinnvoll.

Anpassungsempfehlungen:

- **Netzorientierung: Grundsockel für alle Szenarien (A, B, C):**
In jedem Szenario muss eine **Mindest-Netzorientierung von 25 %** angesetzt werden. Die im Entwurf enthaltene Annahmen der ÜNB z.B. für C2040/C2045 von 0% Netzorientierung ist aufgrund der schon heute gesetzlich verpflichtenden Vorgaben nach §14a EnWG nicht nachvollziehbar. **Anhebung bei der Netzorientierung in Szenario B:** Im netzdienlich ausgerichteten Szenario B kann der Anteil netzorientiert betriebener Haushalte auf **50 %** erhöht werden.
- **Korrektur der Marktorientierung:** Mit flächendeckenden iMSys, variablen Preissignalen und variablen Netzentgelten (erwartbar in den Zieljahren 2040/2045) wird die Marktorientierung bei Prosumern der Standard sein. Der marktorientierte Anteil sollte in **keinem Szenario unter 40 %** liegen. Im **Szenario B** sollte eine Erhöhung des marktorientierten Anteils auf **60 %** vorgenommen werden. Der Storylines der ÜNB folgend kann im **Szenario C** eine verminderte Erhöhung des marktorientierten Anteils angenommen werden, auf z.B. **50 %**.

Die ÜNB wenden eine **zu starre Trennung** an und ordnen Anlagen fest den Kategorien eigenbedarfsorientiert, marktorientiert und netzorientiert zu. **Nur die Summe aus eigenbedarfsorientierten Anlagen und marktorientierten Anlagen muss 100% ergeben**. Netzorientierung ist ohnehin oft Pflicht (z.B. §14a EnWG ist verpflichtend für Heimspeicher).

Leitfrage 20. Welche **Marktdurchdringung dynamischer Stromtarife** wird erwartet und welcher **Anteil der Prosumer wird an der Direktvermarktung/Marktbetrieb teilnehmen?**

Erheblicher Anpassungsbedarf. Es ist in den Zieljahren 2040/2045 deutlich mehr Marktorientierung und deutlich mehr Netzorientierung von Haushalten zu erwarten.

- Die **Marktdurchdringung von dynamischen Tarifen** und die markt- sowie netzorientierte Flexibilität sind im Entwurf **signifikant zu gering angesetzt**. Durch die Regularien des §14a EnWG und dem flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) ist im Zieljahr 2040 eine umfassende digitale Steuerbarkeit der Verbrauchs- und Speichieranlagen gegeben. Durch die §14a EnWG-Vorgaben ist auch technisch im Grundsatz **immer die Umsetzbarkeit von modernen Stromtarifen möglich**. Fast alle Anlagen werden auf Preissignale und variable Netzentgelte reagieren, zumindest auf Lieferantenseite.⁴ **In den 2040ern gibt es eine neue Stromtarifwelt**, in der Lieferanten den Verbrauch und ggf. die Erzeugung und Flexibilität von Anlagen viertelstundenbilanziert prognostizieren und handeln. Kunden erhalten z.B. Flatrate-Produkte, „Direktvermarktungsstromtarife“ oder vollvariable Stromtarife mit tatsächlicher Sichtbarkeit von Preissignalen, auf die KI-Agenten optimieren. **Dies alles wird 2040 der Standard sein.**
- Moderne **Home Energy Management Systeme (HEMS)** verarbeiten Marktpreise, lokale Eigenverbrauchsoptimierung und variable Netzentgelte zeitgleich, bereits heute. In den Zieljahren erfolgt die Optimierung mit KI-Agenten. Die BNetzA sollte die ÜNB auffordern, diese kombinierten Anreizstruktur (Preissignal + Netzentgeltsignal) modelltechnisch abzubilden, anstatt Haushalte in starr getrennte Kategorien zu unterteilen.

Empfehlung (wie bei Leitfrage 18-19):

- Der marktorientierte Anteil sollte in **keinem Szenario unter 40 %** liegen. Im **Szenario B** sollte eine Erhöhung des marktorientierten Anteils auf **60 %** vorgenommen werden. Der Logik der ÜNB folgenden Storylines kann im **Szenario C** eine verminderte Erhöhung des marktorientierten Anteils angenommen werden, auf z.B. **50 %**.

Leitfrage 21. Der **industrielle und gewerbliche Stromverbrauch** wird **weiterhin über Verringerung und zeitliche und Verschiebung der Prozesslast** abgebildet. Wird die erwartbare Entwicklung damit ausreichend abgebildet?

(keine Beurteilung)

1.8 Fernwärme

Leitfrage 22. Die **Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärmenetze** wird über die Installation von Elektrokesseln und Wärmepumpen erreicht. Sind die Annahmen zur Aufteilung und dem daraus folgenden Ausbau der Technologien plausibel?

⁴ Ein „dynamischer Stromtarif“ beachtet das Strompreissignal und reagiert darauf. Die kann beim Lieferanten oder direkt bei Kunden/HEMS erfolgen. Für den Endkunden muss dabei der Preis nicht unbedingt variabel sein (z.B. als „Flatrate-Tarif mit Marktoptimierung auf Lieferantenseite“).

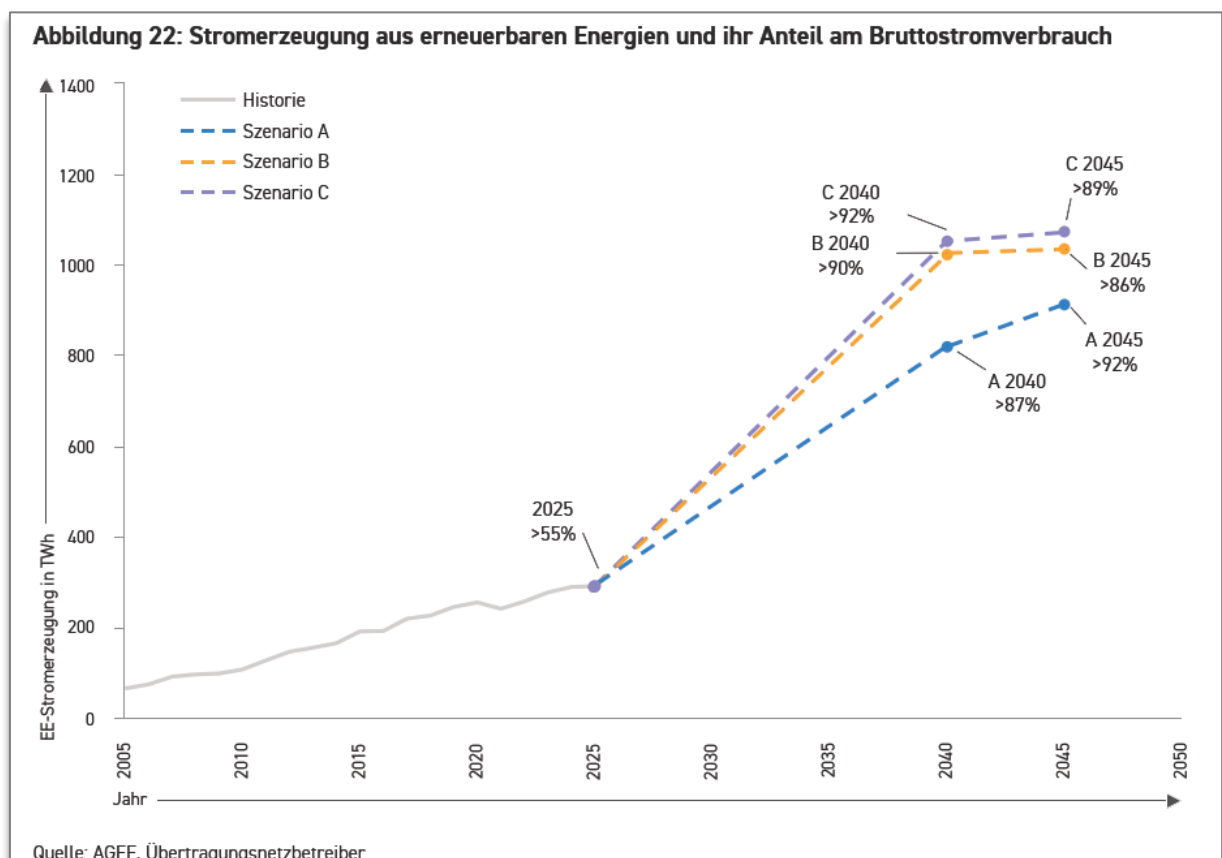
(keine Beurteilung)

Leitfrage 23. Im Entwurf des Szenariorahmens wird im **Szenario A** ein erhöhter **Einsatz von Wasserstoff für die Wärmeerzeugung** angenommen. Ist diese Annahme sachgerecht?

Der Einsatz von Wasserstoff für die direkte Wärmeerzeugung ist unwahrscheinlich (knapp, teuer, bessere Alternativen). Das Thema sollte allenfalls im Szenario A eine Rolle spielen.

1.9 – 1.12 Generelle Anmerkungen zum Abschnitt Erneuerbaren Energien

Die ÜNB legen im Entwurf **generell einen zu engen Szenarientrichter** vor, in dem sich die Entwicklungspfade **B und C kaum voneinander unterscheiden**. Dadurch wird der gesetzliche Zweck verfehlt, dem Markt und der Politik echten Erkenntnisgewinn über unterschiedliche Transformationspfade zu liefern. Zudem verfehlen sämtliche Szenarien im Zieljahr 2045 eine vollständige Versorgung aus Erneuerbaren Energien. **Mindestens das Szenario C muss eine 100%-Versorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien abbilden**. (Dem Entwurf nach werden im C2025 nur 89% EE-Anteil erreicht, siehe Abbildung 22). Eine hundertprozentig auf Erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung in Deutschland ist in den 2040er Jahren eine sehr wahrscheinliche Entwicklung – und demnach in den Szenarien der Netzentwicklung abzubilden.



Um systematische Fehlplanung zu vermeiden, braucht es seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) deutliche Hinweise an die ÜNB im Bereich Erzeugung, Speicherung und Verbrauchsflexibilität:

- **Falsche Bezugsgröße bei Photovoltaik:** Statt der aus den EEG-Zielen abgeleiteten Addition der PV-Modulleistungen (DC) muss – unter vollständiger Berücksichtigung von absehbaren kommenden Wirkleistungsbegrenzungen – zwingend die **netzwirksame Wechselstromleistung (AC) als Maßeinheit der Netzplanung** verankert werden. Die netzwirksame Wechselstromleistung (AC) der Photovoltaik muss in allen Szenarien explizit ausgewiesen werden. Diese Bewertung versachlicht die Diskussion und schafft Raum für deutlich mehr Photovoltaik, die in den Zieljahren auch erwartbar ist. **Mindestens das Szenario C2045 sollte nicht unter 500 GW (AC) Photovoltaik im Jahr 2045 liegen.** Der Szenariopfad C wurde in der Vergangenheit immer übererfüllt, was den Ausbau anging.⁵ Es ist eine wahrscheinliche Entwicklung, dass sich dies wiederholt. Demnach muss das Szenario C (und eigentlich auch B) bei der Photovoltaik in den 2040ern deutlich ambitionierter ausgestaltet sein.

Tabelle 18: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

	Bestand	A 2040		B 2040		C 2040		A 2045		B 2045		C 2045	
	GW	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Onshore-Wind	68,1	130,0	325,0	160,0	400,0	160,0	400,0	145,0	362,5	160,0	400,0	160,0	400,0
Offshore-Wind	9,7	58,7	211,3	68,8	247,7	71,0	255,6	63,4	228,2	73,7	265,3	78,1	281,2
Photovoltaik	117,7	275,0	261,3	400,0	380,0	400,0	380,0	325,0	308,8	400,0	380,0	400,0	380,0
Biomasse	9,2	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	3,0	9,0	3,0	9,0	3,0	9,0
Laufwasser	3,6	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8
Speicherwasser	1,0	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5
Abfall (erneuerbarer Anteil)	0,9	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1

Hinweis: Die dargestellten Energiemengen und Kennzahlen stellen lediglich eine Abschätzung im Rahmen der Szenariobildung dar. Sie sind abhängig von den unterstellten Witterungsbedingungen, der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen und ihrem Einsatz in der Marktsimulation.

Tabelle 19: Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Summe der potenziellen Stromerzeugung [TWh]	836,0	1.066,1	1.074,1	931,9	1.077,8	1.093,6
Reduzierte Stromerzeugung durch marktseitige Einsenkung und Überbauung [TWh]	-16,7	-42,6	-21,5	-18,6	-43,1	-21,9
Summe der geschätzten Stromerzeugung [TWh]	819,3	1.023,5	1.052,6	913,3	1.034,7	1.071,7
Bruttostromverbrauch [TWh]	937,6	1.134,6	1.139,4	991,9	1.203,2	1.208,1
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	>87%	>90%	>92%	>92%	>86%	>89%

⁵ 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 ein Szenariopfad robust ist, dann eher Pfad C als Pfad A.

1.9 Wind Offshore

Leitfrage 24. Ist die Annahme zur **Betriebsdauer** (der Bestandsanlagen) von **25 Jahren in Szenario A, bzw. 30 Jahren in den Szenarien B und C sachgerecht?**

(keine Beurteilung)

Leitfrage 25. Der Entwurf des Szenariorahmens sieht vor, **Energiemengen aus möglichen Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks**, auch solchen zu denen es bisher weder einen Staatsvertrag noch eine Bestätigung im NEP gibt, auf die erneuerbaren Energiemengen anzurechnen. Ist dies **sachgerecht** oder sollte die Anrechnung an einen bestimmten Projektstatus gekoppelt sein?

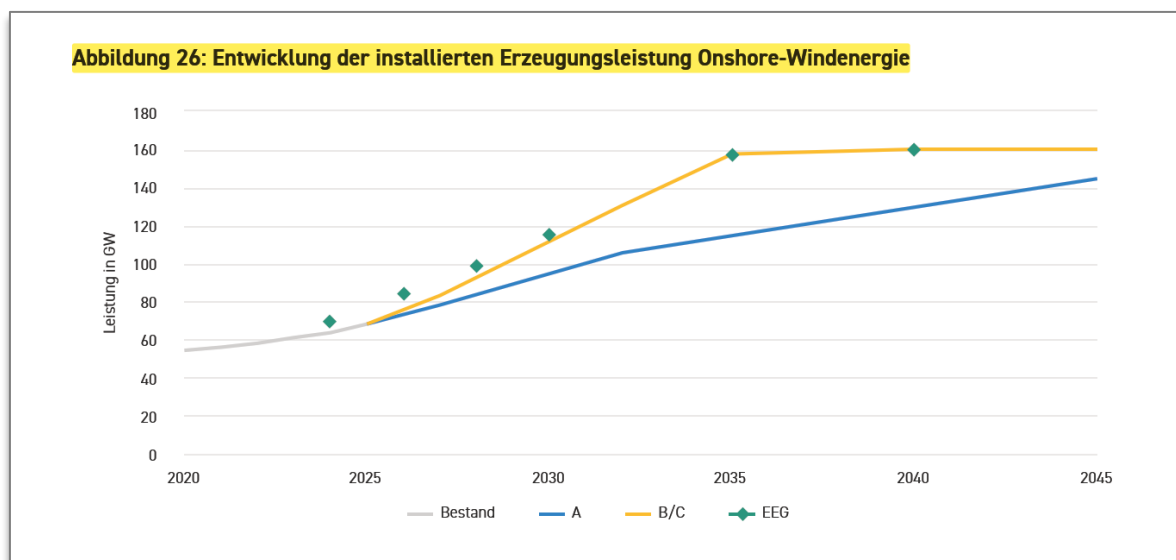
Nein, ist nicht sachgerecht. Die Ziele des EEG beziehen sich auf den „Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Bundesgebiet)“ (vgl. [§ 1 Absatz 2 EEG](#)).

1.10 Wind Onshore

Leitfrage 26. Halten Sie die **Ausbaupfade für Wind Onshore** in den Szenarien für realistisch?

Szenario A überarbeiten (zu starke Zielverfehlung). Szenarien B/C bei Wind an Land differenzieren und besser an regionaler Entwicklung ausrichten.

Kritik an der Schwäche von Szenario A: Szenario A greift deutlich zu kurz und bleibt mit einer Abweichung von ca. 40 GW gegenüber dem gesetzlichen EEG-Ziel im Jahr 2035 und 30 GW im Jahr 2040/2045 weit hinter den Zielen des EEG-Mengengerüsts Onshore Windkraft und den realen Ausbauanforderungen zurück. Auch in Szenario A sollte sich der Ausbau enger an den EEG-Pfaden orientieren.



Kein Erkenntnisgewinn durch Deckungsgleichheit und starre Deckelung in B und C: Die identische Festschreibung der installierten Onshore-Windleistung in den Szenarien **B und C auf 160 GW (400 TWh) für die Jahre 2040 und 2045 verengt den Szenarientrichter** und bietet keinen planerischen Mehrwert für die Netzplanung, in der mindestens ein Progressiver Wind-Onshore-Pfad enthalten sein soll. Wenigstens bis zum Zieljahr 2045 sollte sich C2040/45 von B2040/45 unterscheiden und einen moderaten Nettoausbau bei Windkraft an Land in den 2040ern annehmen, auch wenn das über dem EEG-Zielpfad liegt (z.B. **C2040: 170 GW, C2045: 180 GW**). Die Prognosen in den Regionalszenarien der VNB für das Zieljahr 2045 weisen in zahlreichen Bundesländern – insbesondere in **Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Sachsen-Anhalt** – deutlich höhere Werte aus als von den ÜNB in den Szenarien B und C angenommen. Diese höheren regionalen Erwartungswerte sollten als obere Ausbauvariante in das **Szenario C** integriert werden.

Abbildung 28: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Onshore-Windenergie

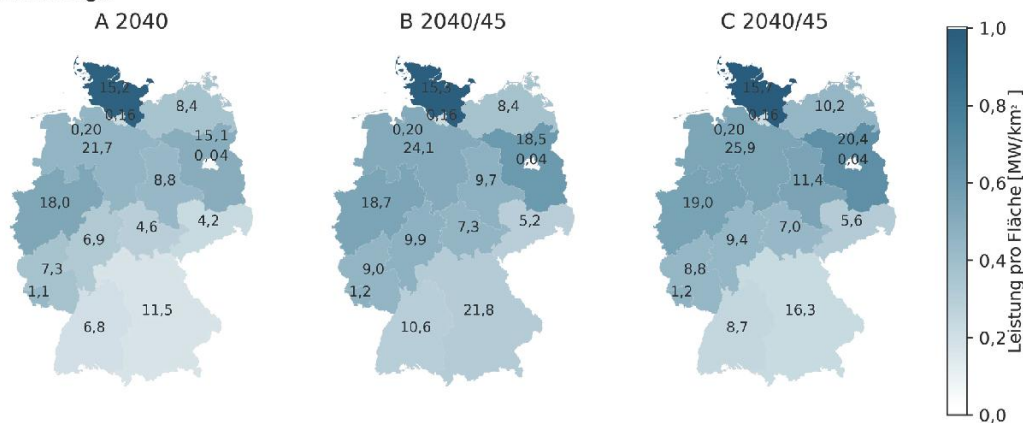
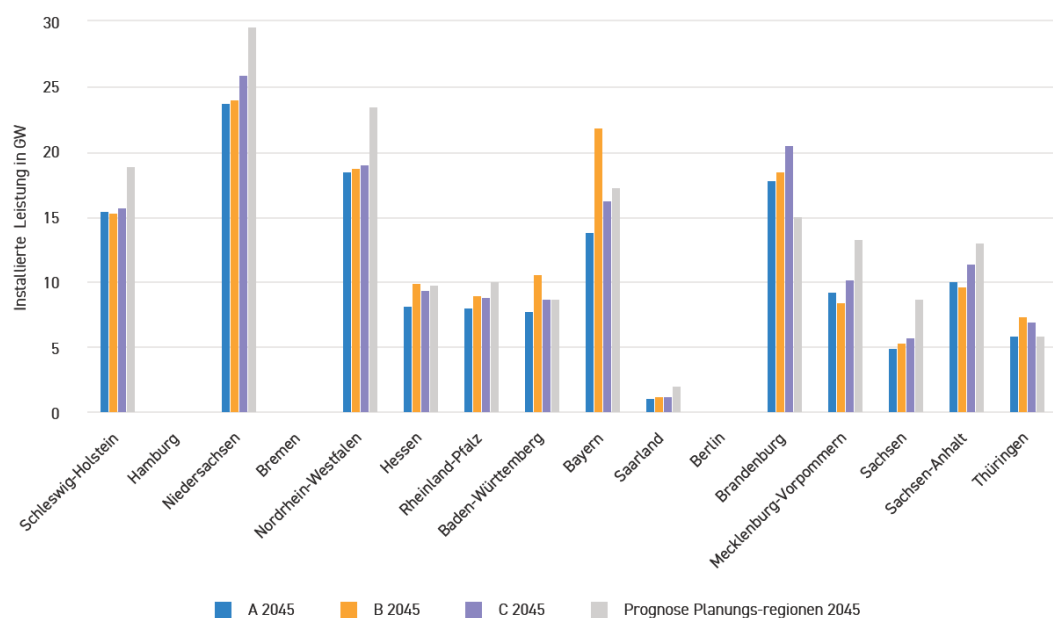


Abbildung 29: Vergleich der Bundeslandverteilungen Windenergie-Onshore



Leitfrage 27. Ist die vorgeschlagene **Regionalisierungsmethodik** (Windkraft an Land) angemessen, insbesondere die **Südverschiebung** der Leistung in Szenariopfad B?

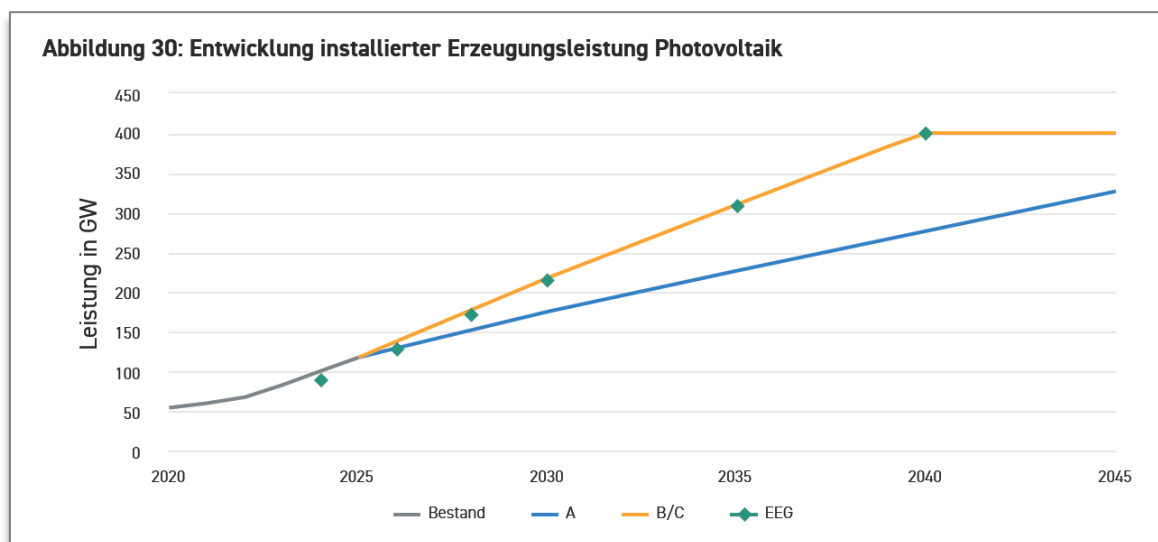
Bewertung der Südverschiebung (Szenario B): Die netzdienliche Südverschiebung der Onshore-Windleistung in Szenario B ist prinzipiell eine legitime methodische Variante. Die VNB-Prognosen für Bayern und Baden-Württemberg liegen jedoch unter den hohen Werten, die von den ÜNB für die Südverschiebung angesetzt wurden. Für **Bayern und BaWü** sollte der Ausbau in Szenario B daher um **ca. 5 GW zögerlicher** modelliert werden. Szenario B bildet einen Testfall für eine netzdienliche Südsteuerung ab, muss dabei aber realistisch bleiben: Da die VNB-Prognosen in Bayern und BaWü um ca. 5 GW unter den ÜNB-Annahmen liegen, sollte die Südverschiebung dort etwas gedämpft werden. Im Gegenzug muss Szenario C als progressiver Pfad die realen, höheren Ausbauerwartungen der nord- und ostdeutschen Planungsregionen konsequent abbilden.

Nachrüstung von Bestandwindparks mit Co-Location-Speichern: Da Netzanschlusskapazitäten knapp sind, ist eine zunehmende Flexibilisierung von bestehenden Windparks und deren Einspeise-Umspannwerken zu erwarten. Die Regelungen dazu existieren bereits (Abgrenzungsoption, MiSpeL, FCA). Es wird empfohlen, in B2040 verbindlich anzunehmen, dass **15 % aller Windparks an Land mit Co-Location-Batteriespeichern** ausgerüstet oder nachgerüstet sind. Eine ähnliche Größenordnung ist auch für C2040 erwartbar.

1.11 Photovoltaik

Leitfrage 28. Halten Sie die angenommenen **Ausbaupfade (Photovoltaik)** sowie die **hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik** für sinnvoll?

Erhebliche methodische Anpassungen im Bereich Photovoltaik notwendig: Ausrichtung auf „netzwirksame Wechselstromleistung“ (AC statt DC), Beachtung von Co-Location-Speichern an Solarparks, Anpassung von Zielwerten, Szenarien B/C differenzieren, ...)



Bewertung Ausbaupfade & Erhöhung der Ambition (Mindestens 500 GW (AC) bis 2045)

- **Unrealistisch schwaches Szenario A:** Das Szenario A verfehlt die gesetzlichen EEG-Ausbauziele für 2040 um eklatante **ca. 125 GW**. Vor dem Hintergrund sinkender Modul- und Systempreise, weltweiter Ausbaudynamik, veränderter rechtlicher Rahmenbedingungen (z.B. mehr PV-FFA, aber auch PV-Ausrüstungspflichten bei Gebäuden) und hoher Akzeptanz ist **eine derartige Untererfüllung des EEG-Pfads unwahrscheinlich und als Planungsgrundlage für Netzinfrasturktur vollkommen ungeeignet**. Nicht einmal Szenario A sollte unter dem EEG-Pfad liegen, allenfalls moderat darunter (- 10%). In der Historie des Szenariorahmens wurde im Bereich PV stets das ambitionierte Szenario C übererfüllt.⁶
- **Künstliche Deckelung ab 2040 aufheben:** Die ÜNB frieren den PV-Ausbau in den Szenarien B und C ab dem Jahr 2040 bei 400 GW ein. Dieser plötzliche Stopp widerspricht der realen Marktdynamik. In den späten 2030er Jahren werden verlässlich jährliche Nettozubauraten von über 20 GW erreicht. Mindestens ist die **Anhebung von Szenario C2045 auf 500 GW (AC) notwendig**. Dies stellt keine besondere Ambition dar, sondern ist nur eine Fortschreibung des jährlichen Zubautrends der 2030er Jahre (ca. 20 GW/Jahr). Dieser Wert sollte auch im Szenario B verankert werden. Generell sind deutlich höhere Ausbauraten bei PV auf ca. 750 GW (DC) in Deutschland realistisch.
- **Ohne adäquate Modellkorrekturen bei Batteriespeichern** (deutlich mehr Kapazität sowie Beachtung von Co-Location-BESS an Solarparks) **würden sehr hohe PV-Zielwerte zu falschen Schlüssen bezüglich der Infrastrukturkosten führen**. Daher muss die BNetzA den ÜNB primär vorgeben, die Defizite bei den Speichern zu beheben. Die **Behebung der Szenario- und Modellschwächen bei Speichern ist wichtiger als ein besonders hohes PV-Ausbauziel**.
- Speicher und PV werden gleichzeitig ausgebaut, nicht nacheinander.

AC statt DC: Umstellung von DC-Modulleistung auf netzirksame AC-Leistung).

Behebung eines systematischen Methodikfehlers bei PV: Die ÜNB leiten die installierte PV-Leistung eins-zu-eins aus den EEG-Zielen ab, welche sich auf die Summe der installierte **Gleichstrom-Modulleistung (DC)** beziehen. Für die Infrastrukturbelastung ist ausschließlich die **netzirksame Wechselstromleistung (AC)** am Netzverknüpfungspunkt maßgeblich.

- **Berücksichtigung der Wirkleistungsbegrenzung (Netzanschlusspaket):** Bei PV-Freiflächenanlagen ist gesetzlich bzw. regulatorisch eine flächendeckende, standortunabhängige Wirkleistungsbegrenzung auf voraussichtlich **70 % der installierten Leistung** zu erwarten. Dies bedeutet, dass mindestens **30 % der installierten DC-Leistung physikalisch niemals netzirksam werden**, wobei auch angeschlossene Speicher erfasst sind.

⁶ 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 ein Szenariopfad robust ist, dann eher Pfad C als Pfad A.

- **Empfehlung:** Die Ausbauziele in allen Szenarien müssen zwingend als **netzwirksame Wechselstromleistung (AC)** definiert und ausgewiesen werden. Diese methodische Korrektur schafft physikalischen Realismus, versachlicht die Netzausbau Diskussion und schafft den nötigen planerischen Raum für den real erwartbaren PV-Zubau (installierte DC-Leistungen deutlich über den EEG-Zielwerten).

Aufteilung zwischen Freiflächen- (PV-FFA) und Gebäude-PV (40/60-Gewichtung)

- Die **starre 50/50-Aufteilung ist überholt:** Die hälftige Aufteilung des Ausbaus auf Gebäude- und Freiflächenanlagen entspricht nicht mehr den ökonomischen Realitäten und mit dem EEG2027 voraussichtlich auch nicht mehr dem EEG-Mengengerüst. Der Zubau wird aus Wirtschaftlichkeitsgründen, getrieben durch Skaleneffekte, Anpassungen im EEG-Förderregime und Modelle zur direkten Eigenversorgung (PPA/Direktlieferung) zunehmend von Großanlagen auf der Freifläche dominiert. Vorgeschlagene Gewichtung:
 - **Szenario A:** Eine 50/50-Aufteilung ist aufgrund des reduzierten Gesamtausbaus akzeptabel (aber auch dort kein Muss).
 - **Szenarien B/C:** Verhältnis auf **60 % Freiflächen-PV** und **40 % Gebäude-PV** anpassen. In den Szenarien bei PV-Freiflächenanlagen einen Co-Location-Speicherausbau vorzusehen ist im Vergleich zum Ausbauverhältnis zwischen Freifläche/Gebäude deutlich wichtiger.

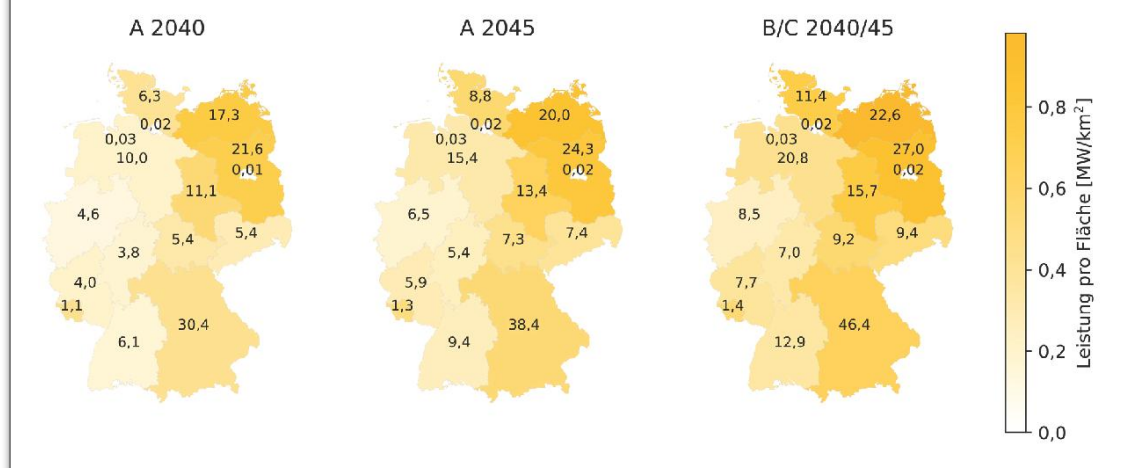
*Leitfrage 29. Ist die vorgeschlagene **Regionalisierungsmethodik** angemessen?
(Photovoltaik, sowie Photovoltaik und Co-Location-Speicher)*

Regionalisierung von Solarparks ist gut. Methode auch für Co-Location-BESS nutzen.

Bewertung der Regionalisierung (Photovoltaik):

- **Regionalisierung Freiflächen-PV:** Die grundlegende Methodik auf Basis von Potenzialflächen (Fraunhofer IEE / FfE) ist sachgerecht. Höhere regionale Erwartungswerte der Planungsregionen für 2045 (insbesondere im Nordosten wie Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt) sollten als Obergrenze in Szenario C übernommen werden.
- **Positivbewertung des Kurzfrist-Stützpunkts 2030:** Die Einbindung der VNB-Regionalszenarien für das Jahr 2030 als Stützpunkt der Regionalisierung wird ausdrücklich unterstützt, da die VNB die konkrete regionale Antragslage gut beurteilen können.
- Wenn die **Prognosen der Regionalszenarien für 2045** die Ausbauziele des EEG übersteigen, sollte jeweils der höhere Wert gewählt werden (Mindestens im C-Szenario, sofern nicht über die empfohlene Anpassung auf 500 GW (AC) abgedeckt).
- Die **Regionalisierung für Gebäude-PV** auf Basis von Dachflächen-Potenzialen und Siedlungsstrukturen ist schlüssig nachvollziehbar und wird **uneingeschränkt unterstützt**.

Abbildung 32: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Freiflächen-PV



“Blinder Fleck” Co-Location-Batteriespeicher an Solarparks: Das vollständige Ignorieren von Co-Location-Batteriespeichern an PV-Freiflächenanlagen gefährdet eine bedarfsgerechte Planung der Netzinfrastruktur. Bereits heute werden neue PV-Freiflächenanlagen von vielen Marktakteuren nur noch mit Speichern geplant und errichtet. **Fehlt die Co-Location von Speichern, führt das Ausklammern dieser Flexibilität im Netzmodell zur Planung fehlerhafter Infrastruktur.** Wir empfehlen folgende Änderungen:

- **Szenariopfad A:** Mindestens **10 %** der neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen sollten mit Co-Location-Speichern modelliert werden (Minimalvorgabe, als untere Schranke).
- **Szenariopfad B:** Co-Location-Batteriespeicher bei **50 %** aller neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen vorsehen. Die Leistung der Speicher sollte die halbe Leistung des Solarparks betragen, bei 4 Stunden durchschnittlicher Kapazität.
- **Szenariopfad C:** Co-Location-Batteriespeicher bei **75 %** aller neu hinzukommenden PV-Freiflächenanlagen vorsehen. Die Leistung der Speicher sollte die halbe Leistung des Solarparks betragen, bei 4 Stunden durchschnittlicher Kapazität.

Co-Location-Batteriespeicher sollten mit derselben Logik regionalisiert werden, wie PV-Freiflächenanlagen. Für die Anlagenkombinationen Solarpark + Batteriespeicher ist eine netz wirksame Wechselstromleistung (AC) anzusetzen, also nicht die DC-Leistung von PV und Speicher aufzuaddieren.⁷ In den Zieljahren 2040/2045 ist zudem davon auszugehen, dass **regulär auch Netzbezug in den Speichern der Solarparks** realisiert wird.⁸ Der regulatorische Rahmen dafür existiert bereits (Abgrenzungsoption im EEG, MiSpeL). Die angemessene Bezugsleistung sollte von den ÜNB diskutiert werden und nicht unter 25% der Speicherleistung liegen.

⁷ Würden PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern künftig bezüglich ihrer netzwirksamen AC-Anschlussleistung betrachtet (Empfehlung), ist die Leistung der Batteriespeichern in CO-Location bereits damit beschrieben. In den Tabellen/Manteldaten müssten die Leistungsangaben bei Batterien nicht angepasst werden.

⁸ Co-Location-Speicher erhöhen nicht die benötigte Einspeise-Netzanschlusskapazität des Solarparks (diese bleibt starr z.B. auf 70 % AC der PV-Modulleistung gedeckelt). Die vorgeschlagene Netzbezugsleistung (mind. 25 %) nutzt die vorhandene Netzkapazität in Zeiten geringer PV-Einspeisung antizyklisch aus und ist über flexible Netzanschlussvereinbarungen (§ 8a EEG / § 17 EnWG) abzusichern. Es besteht starkes Interesse der Anlagenbetreiber, auch Bezugsleistung für die Solarparkbatterien zu ermöglichen. Der Vorschlag von 25% ist daher auch ein Kompromiss, der beschreibt, dass Bezugsleistung nicht immer, aber bei einer von vier Anlagen nutzbar ist.

Die ÜNB sollten auch die **Art der Modellierung von Co-Location-Batteriespeicher explizit beschreiben** müssen. Für die Zieljahre 2040 und 2045 sollte die Nachrüstung bei Windenergie an Land mit Batteriespeichern diskutiert werden (z.B. bis zum Zieljahr 2040 sollen 15 % aller Windparks bzw. deren Einspeisumspannwerke mit Co-Location-Batteriespeichern ausgerüstet/nachgerüstet werden).

Abbildung 31: Bundeslandverteilung der installierten Leistung Freiflächen-PV

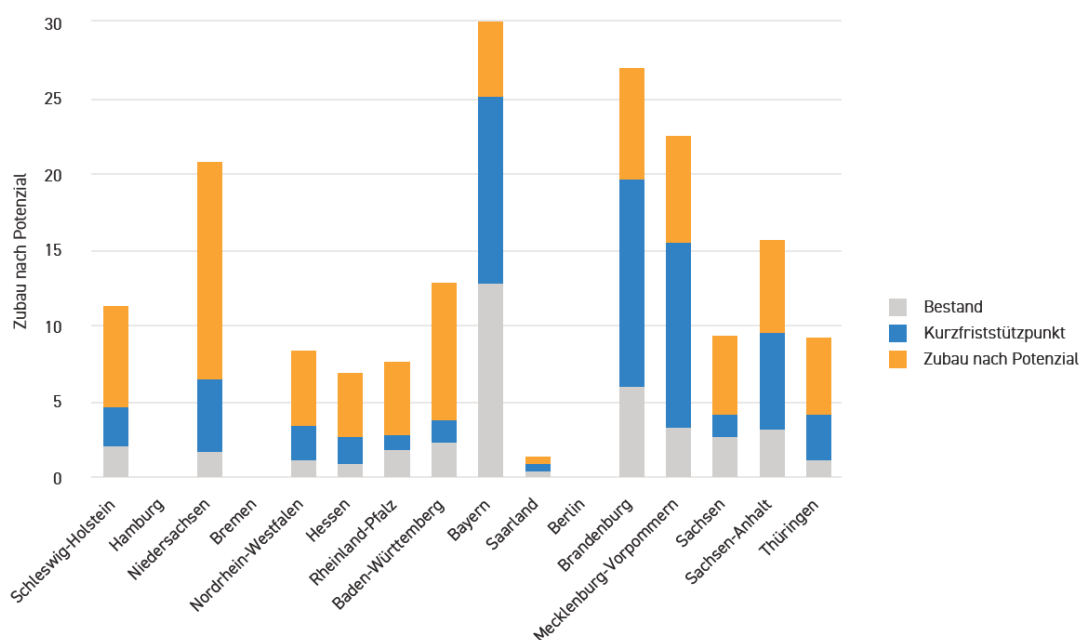
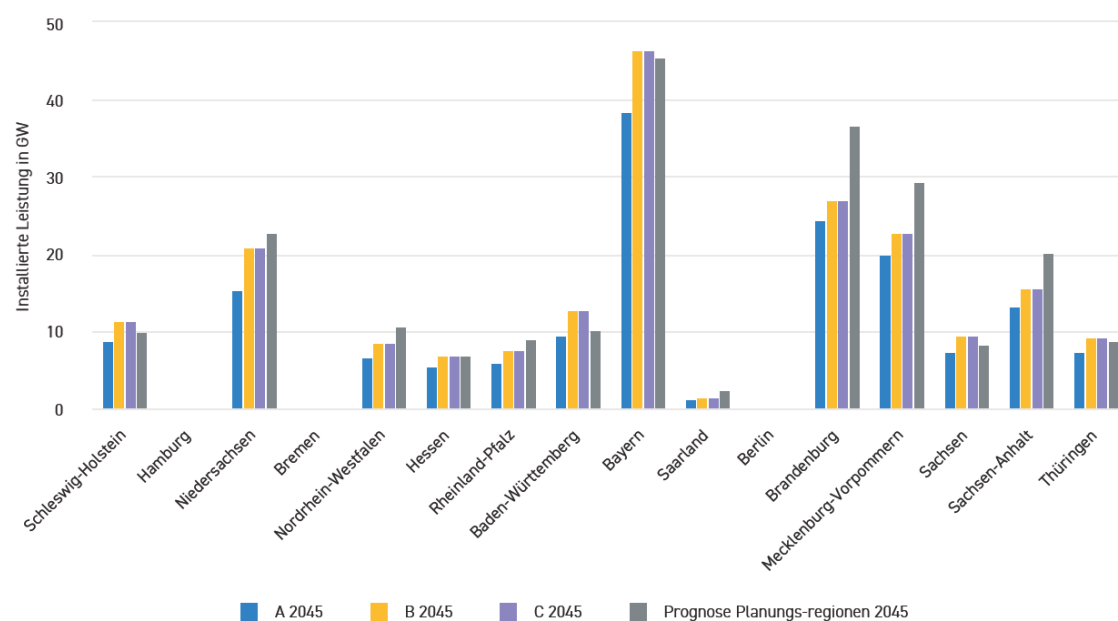


Abbildung 33: Vergleich der Bundeslandverteilungen Freiflächen-PV



1.12 Biomasse und Laufwasser

Leitfrage 30 - 32. Wie sehen Sie die **Rolle der Biomasse in den Zieljahren**? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen? Wie bewerten Sie den **Nutzungskonflikt von Biomasse** in den verschiedenen Sektoren aufgrund der begrenzten Gesamtkapazität? Sind die angenommenen **zusätzlichen Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung** in Szenario B realistisch?

(keine Beurteilung)

1.13 Spitzenkappung

Leitfragen 33 - 34. Ist es wahrscheinlich, dass **Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung** im größeren Maße nutzen? Wie sollte Spitzenkappung abgebildet werden?

Wirkleistungsbegrenzung in Szenarien und Spitzkappung im Verteilnetz anwenden. Überbauungslogik auf Co-Location-BESS im Schwerpunkt anwenden.

Kritik am Verzicht auf die Spitzenkappung (§ 11 Abs. 2 EnWG): Wir kritisieren, dass die ÜNB die Anwendung der Spitzenkappung im Verteilnetz für die Zieljahre 2040 und 2045 weiterhin explizit ausschließen. Zwar nutzen VNB das Instrument derzeit noch verhalten, in den Zieljahren wird die Spitzenkappung jedoch essenziell sein, um unverhältnismäßige Netzausbaukosten beim Anschluss fluktuierender Erzeuger zu vermeiden. Die modellseitige Abbildung der Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan sollte über einen dreistufigen Ansatz erfolgen:

Wirkleistungsbegrenzung, netzwirksame Wechselstromleistung (AC):

- Verankerung einer pauschalen Wechselstrom-Wirkleistungsbegrenzung (z. B. auf 70 % der installierten DC-Modulleistung bei PV-Freiflächenanlagen) direkt in den Erzeugungszeitreihen aller Szenarien ab dem Jahr 2027.

Kombinierte Abbildung von Co-Location & Überbauung:

- Neben der rein erzeugungsseitigen Komplementarität (Wind + PV) muss die **Überbauung von Netzverknüpfungspunkten durch Co-Location-Batteriespeicher an PV-Freiflächenanlagen** als Standardpfad verankert werden (50 % in Szenario B, 75 % in Szenario C mit jeweils $C/P \geq 4$).

Modellierung der Verteilnetz-Spitzenkappung (ggf. als Sensitivität):

- Die klassische Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG sollte im **Szenario B als Sensitivität** auf VNB-Ebene abgebildet werden, um die volkswirtschaftlichen Einsparpotenziale beim Übertragungs- und Verteilnetzausbau transparent auszuweisen. Dies würde gut in die Storyline des Szenario B passen.

Engpass der bisherigen Überbauungs-Methodik: Die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur „Überbauung“ von Netzverknüpfungspunkten greift fundamental zu kurz. Sie beschränkt sich im Wesentlichen auf die Erzeugungskomplementarität von Wind- und Photovoltaikanlagen. Das entspricht nicht der aktuellen und zukünftigen Praxis am Markt. Der tatsächliche Ausbauswerpunkt der Überbauung liegt in der **Co-Location von PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern**. (Konkrete Verbesserungsvorschläge bei Leitfrage 29)

1.14 Konventionelle Kraftwerke

Leitfrage 35 - 36. Ist die **Zubauleistung konventioneller Kraftwerke** *realistisch*? Sollte bei der **Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert** werden?

Zubauleistung konventioneller Kraftwerke ist zu hoch: Methodik verbessern.

Die **Zubauleistung konventioneller Kraftwerke ist zu hoch** und aufgrund der aktuellen Ausrichtung des StromVKG **in Richtung von klassischen Kraftwerken verzerrt**. Es ist nicht sicher, dass in diesem gewaltigen Umfang klassische Kraftwerksleistung errichtet oder benötigt werden. Im Szenariorahmen sind Batteriespeicher deutlich falsch abgebildet (viel zu geringe Kapazität). Co-Location-Batteriespeicher an Solarparks fehlen im Szenariorahmen vollständig und Langzeitspeicher⁹ werden im Szenariorahmen ebenfalls nicht beachtet. Auch zum Beitrag der Einspeisung potenzieller Co-Generation an Rechenzentren gibt es von den ÜNB keine Aussagen. Weil diese Alternativen fehlen oder nur schwach abgebildet sind, wird die **klassische Kraftwerksleistung überschätzt**. Diese alternativen Flexibilitäten interagieren mit Kraftwerken (*Batterien puffern über den Markt in Schwachlastzeiten von Dunkelflauten auch die Produktion von z.B. Kraftwerken*). **Die rein exogene Vorgabe der Kraftwerksleistung ist kritisch zu bewerten – sowohl mengenmäßig als auch methodisch**. Es sollte mindestens zwischen den Szenarien differenziert werden.

Vorschlag zur Verbesserung der Methodik: Im Szenario A kann der Kraftwerkspark wie beschrieben exogen festgesetzt werden. Im Szenario B und C hingegen sollten die ÜNB **von der vorgegebenen Kraftwerksleistung nach unten abweichen** dürfen und dies methodisch auch müssen, **wenn die Versorgungsaufgabe in der Marktmodellierung erfüllt ist** und eine Überbauung mit klassischen Kraftwerken festgestellt wird. Die Kraftwerksleistung würde in den Szenarien B/C zunächst vorgegeben. Die Annahmen zu Speichern und deren Speicherkapazitäten (siehe Leitfragen 37/38) sowie zu Co-Location-Speichern mit Netzbezug (Leitfragen 28/29) werden im Szenariorahmen korrigiert. Auch soll eine Bewertung seitens der ÜNB zu Langzeitspeichern und zur Co-Generation an Rechenzentren (Leitfrage 5) durchgeführt werden. Mit diesen verbesserten Manteldaten führen die ÜNB wie üblich die oben genannte Marktmodellierung im Rahmen des NEP durch. **Die BNetzA gibt dabei vor, dass kraftwerksscharf die jeweils produzierten Energiemengen der Reservekraftwerke angegeben werden müssen**. Zweck ist die Transparenz zur Notwendigkeit der Kraftwerke. Ergibt die Marktmodellierung der ÜNB, dass ein konventionelles Kraftwerk überhaupt nicht eingesetzt wird, sollten die ÜNB dieses Kraftwerk explizit benennen und in der Folge nicht mehr im Szenariorahmen vorsehen.

⁹ (<https://sicher-durch-die-dunkelflaute.de/speicher/langzeitspeicher>)

Abbildung 36: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland*



* Die Darstellung enthält zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken die Leistung des biogenen Anteils der Abfallkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke.

Quelle: BNetzA, MaStR, Übertragungsnetzbetreiber

1.15 Speicher

Leitfragen 37 - 38. Sind die angenommenen **Batteriespeicherleistungen** und die entsprechenden **Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher** passend? Sind die angenommenen Werte für das **Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung** realistisch?

Nein. Die Speicherkapazität von Batterien ist viel zu gering angenommen. In den Zieljahren 2040/2045 ist von erheblich mehr Kapazität im Verhältnis zur Leistung von Batteriespeichern auszugehen (Vorgabe E/P ≥ 4 , eher 6). Auch ist nicht tragbar, dass im Szenarioahmen Co-Location-Batteriespeicher an Solarparks nicht beachtet werden.

Großbatteriespeicher: Richtige Leistung, aber dringender Korrekturbedarf beim E/P-Verhältnis der Großspeicher (Empfehlung: Vorgabe E/P ≥ 4 , eher 6).

- **Plausible Leistungsmengen:** Die von den ÜNB ausgewiesene Großspeicherleistung spiegelt die enorme Marktdynamik und die hohe Nachfrage nach Netzanschlusskapazitäten sachgerecht wider.
- **Inkorrekte Kapazitätsannahme:** Die Verknüpfung dieser Leistung mit einer Kapazität von lediglich 168 GWh bis 206 GWh basiert auf einem veralteten Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (E/P = 2 Stunden) und greift energiewirtschaftlich deutlich zu kurz. Dies steht im Widerspruch zu Markt- und ÜNB-Erkenntnissen: Die ÜNB räumen im Entwurf selbst ein, dass der Markt aktuell bereits Großspeicher mit E/P = 4 plant, interne ÜNB-Analysen Verhältnisse von bis zu 6 als attraktiv ausweisen und erste 8-Stunden-Speicher in die Realisierung gehen. Auch bei Co-Location-Speichern an Solarparks ist ein E/P-Verhältnis von 2 Stunden

physikalisch viel zu gering, um mehrstündige PV-Einspeisespitzen wirksam über den Tag zu verschieben. In den Zieljahren des Szenariorahmens werden die heutigen Speicher zudem schon lange repowert sein und höhere Kapazitäten aufweisen. Die **Bundesnetzagentur muss korrigierend eingreifen** und für Großbatteriespeicher ein **E/P-Verhältnis von mindestens 4 (perspektivisch flexibel 4 bis 6 Stunden) verbindlich vorschreiben**. Dies verdoppelt die nutzbare Speicherkapazität im Modell auf über 400 GWh.

- **Versäumnis bei Co-Location:** Die ÜNB versäumen es, Co-Location-Großspeicher an PV-Freiflächenanlagen und Windparks systematisch abzubilden. Dadurch wird das reale Flexibilitätspotenzial an den Netzverknüpfungspunkten ignoriert. (Details und Methodenvorschlag in Antwort auf Leitfrage 29). Würden PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern künftig bezüglich ihrer netzwirksamen AC-Anschlussleistung betrachtet (Empfehlung), ist die Leistung der Batteriespeicher in Co-Location bereits damit beschrieben. In den Tabellen/Manteldaten müssten die Leistungsangaben bei Batterien nicht angepasst werden.

Kleinbatteriespeicher: Veralteter Fokus auf reine Eigenverbrauchsoptimierung

- **Plausible Ausbauleistung:** Die Annahme von 47,4 GW bis 79,5 GW installierter Leistung bei Kleinbatteriespeichern (gekoppelt an den Aufdach-PV-Zubau mit 0,6 kW/kWp) bildet den Trend zur Dezentralisierung gut ab.
- **Überholtes Betriebsmodell:** Die ÜNB unterstellen weiterhin, dass Kleinspeicher primär der privaten Eigenverbrauchsoptimierung dienen. **In den Zieljahren 2040/2045** mit flächendeckenden Smart Metern, dynamischen Tarifen und negativen Strompreisen wird jedoch eine **markt- und netzorientierte Bewirtschaftung der Standard** sein.
- **Neue Anwendungsfelder vernachlässigt:** Der Szenariorahmen blendet aus, dass Kleinspeicher künftig zunehmend als Stand-Alone-Speicher (ohne eigene PV-Anlage) oder in Kombination mit Schnellladeinfrastruktur (HPC-Charging) betrieben werden, um Leistungsspitzen abzufedern und Netzanschlusskosten zu minimieren. Eine Erläuterung zur Integration von Speichern ohne Erzeugungsanlagen in den Kapiteln Private Haushalte (3.3.1), GHD (3.3.2) und Verkehr/Ladeinfrastruktur (3.3.4) ist erforderlich.

Tabelle 24: Batteriespeicherleistung je Szenario

Batteriespeicherleistung [GW]	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	47,4	79,5	79,5	53,1	79,5	79,5
Großbatteriespeicher	84,1	102,4	102,4	84,1	102,9	102,9
Summe	131,5	181,9	181,9	137,2	182,4	182,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Batteriespeicherkapazität je Szenario

Batteriespeicherkapazität [GWh]	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	94,8	159,0	159,0	106,2	159,0	159,0
Großbatteriespeicher	168,2	204,8	204,8	168,2	205,8	205,8
Summe	263	363,8	363,8	274,4	364,8	364,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.16 Europäischer Rahmen

Leitfrage 39 - 40. Ist die **Bewertung der Interkonnektoren** ausschließlich auf Basis von **Szenariopfad B** ausreichend? Methodik für **Interkonnektoren** auch für **hybriden Interkonnektoren** angemessen?

(keine Beurteilung)

Leitfrage: 41. Ist die Nutzung des **TYNDP Szenarios „National Trends+“** sachgerecht?

European Grids Package und Network Code on Demand Response (NCDR) beachten.

Die Nutzung des TYNDP Szenarios „National Trends+“ ist methodisch nachvollziehbar, da ohnehin ein Basis-Leitszenario der EU-Kommission im nationalen Szenariorahmen abgebildet werden soll. Wenn dieses Szenario vorliegt, sollte es maßgeblich werden.

Mit Blick auf den Europäischen Rahmen möchten wir auf folgende regulatorische und rechtlich sofort wirkende Prozesse aufmerksam machen. Sie werden Szenariorahmen und Netzplanung zeitnah betreffen.

Das **European Grids Package** wird zeitnah kommen und darf nicht außer Acht gelassen werden. Es soll die Netzplanung von einer überwiegend nationalen und reaktiven zu einer stärker europäischen und vorausschauenden Infrastrukturplanung weiterentwickeln. Hierfür soll ein gemeinsames europäisches Szenario den künftigen Bedarf an Strom-, Wasserstoff- und weiterer Energieinfrastruktur abbilden. Auf dieser Grundlage sollen Engpässe und Ausbaubedarfe frühzeitig erkannt und Netzinvestitionen besser koordiniert werden. Ein besonderer Fokus liegt auf den zunehmenden Warteschlangen bei Netzanschlüssen. Deshalb sollen Netz- und Anschlussplanung enger miteinander verzahnt werden. Netzbetreiber sollen stärker berücksichtigen, wo tatsächlich anschlussreife Projekte entstehen und welche Netzkapazitäten künftig benötigt werden.

Aus deutscher Sicht ist insbesondere die Stärkung einer vorausschauenden Netzplanung von Bedeutung. Langfristig könnte dies den Ansatz fördern, Netzkapazitäten nicht allein an konkreten Anschlussanträgen auszurichten, sondern auch an erwarteten regionalen Entwicklungen. Damit berührt das Package unmittelbar die Diskussion um Anschlussreservierung, Priorisierung von Netzanschlüssen und den Umfang des Ermessens von Netzbetreibern bei der Vergabe knapper Netzkapazitäten.

Der **Network Code on Demand Response (NCDR)** wird auf Grundlage der Elektrizitätsmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 entwickelt. Nach Abschluss des Verfahrens wird er als unmittelbar geltendes EU-Recht verabschiedet und muss grundsätzlich von allen Mitgliedstaaten angewendet werden. Der NCDR ist ein Regelwerk zur netzübergreifenden Nutzung von Flexibilitäten und verlangt eine wesentlich engere Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Er erhöht somit den regulatorischen Druck auf Netzbetreiber, Flexibilitäten als Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau zu nutzen. Dadurch wird eine rein netzausbaugetriebene Planung zunehmend schwerer zu rechtfertigen.

1.17 Wetter- und Klimaprojektionen als meteorologische Datengrundlage

Leitfrage 42 - 43. Ist die **Verwendung einer Klimaprojektion anstatt eines historischen Wetterjahres** sachgerecht? Sind die aus dem TYNDP ausgewählten Klimaprojektionen für das Zieljahr angemessen? Ist die **Verwendung unterschiedlicher Klimaprojektionen** für die Zieljahre 2040/2045 sachgerecht?

Gut.

Die Verwendung von Klimaprojektionen anstelle historischer Wetterjahre ist eine **sehr positive und sachgerechte Weiterentwicklung**. Die neue Methodik stellt sicher, dass die Auswirkungen klimatischer Veränderungen in der Infrastrukturplanung besser abgebildet werden. Die Nutzung unterschiedlicher Klimaprojektionen für die Zieljahre 2040 und 2045 ist ebenfalls legitim, da zur Mitte des Jahrhunderts mit immer weiter abweichenden klimatischen Belastungen (z. B. Starkwind oder Hochdrucklagen im Sommer) zu rechnen ist.

Sonstige Themen

Netzverluste

Die Annahme, dass die Netzverluste in den Zieljahren bedeutend höher sein werden als 2025, ist positiv zu werten. Dies deutet darauf hin, dass die Netzinfrastuktur eine deutlich bessere Netzauslastung erfährt (da Netzverluste im Wesentlichen von der Stromstärke im Netz abhängen). Die Vervielfachung der Annahmen zu den Netzverlusten auf ca. 40 TWh in der Höchstspannung ist legitim. In der Hoch-, Mittel- und Niederspannung wird jedoch lediglich eine Verdopplung angenommen, was auf eine weiterhin schlechtere Auslastung des Verteilnetzes schließen lässt. Hier sollte in den Szenarien B und C eine höhere Auslastung (und damit höhere erlaubte Netzverluste für die Planung der VNB-Regionalszenarien/NAP) zugestanden werden.

Tabelle 15: Netzverluste

	Referenz 2025	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Netzverluste [TWh]	27,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4
davon Netzverluste in Hoch-, Mittel-, und Niederspannung	17,4	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
davon Netzverluste in Höchstspannung	10,0	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6

Quelle: Monitoringbericht, Übertragungsnetzbetreiber

CCS/CCU und DAC sowie Widerspruch zum Szenariorahmen Gas/H2

Die Annahme der ÜNB, dass **kein Einsatz von CCS** (Carbon Capture and Storage) und CCU (Carbon Capture and Utilization) in der Stromerzeugung erfolgt, ist legitim. Gleiches gilt für die Annahme, dass **Direct Air Capture (DAC) Anlagen in Deutschland nicht zum Einsatz kommen**. Im Gegensatz dazu steht der Szenariorahmen Gas/H2, der im Szenario 3 die fortgesetzte Nutzung von fossilem Methan (Erdgas) in Verbindung mit CCS unterstellt. Zum einen ist diese Diskrepanz zu kritisieren. Zum anderen bleibt im Szenariorahmen Gas/H2 völlig offen, auf welchen Annahmen die zukünftige Nutzung von Erdgas mit CCS beruht. Es gab keine Marktabfrage zu CCS-Vorhaben und es liegen keine Meldungen von Marktakteuren vor, die eine Nutzung von CCS an Gaskraftwerken in Deutschland konkret planen. Auch die Verfügbarkeit notwendiger CO₂-Transport- und -Speicherinfrastruktur in den Zieljahren ist fraglich. Ohne eine belastbare Grundlage, ob in der Energiewirtschaft ein tatsächliches Interesse am CCS besteht, ist die Annahme fortgesetzter fossiler Methannutzung mit CCS im Jahr 2045 spekulativ und sollte entweder durch eine entsprechende Marktabfrage untermauert oder – wie den ÜNB im Szenariorahmen Strom abgenommen – vollständig entfallen.

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.