

Stellungnahme zum Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (2027)

Eingereicht am 26. September 2026

Stellungnahme der Bürgerinitiative die LADEFREUNDE im Konsultationsverfahren vom 31.08. bis 28.09.2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

Präambel

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage der Netzentwicklungsplanung. Er legt fest, welche Entwicklungen von Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität als möglich gelten, und begrenzt damit den Raum, in dem der Netzentwicklungsplan Lösungen suchen kann. Annahmen, die hier gesetzt werden, sind in den folgenden Verfahrensschritten keine Gegenstände der Abwägung mehr, sondern Eingangsgrößen der Rechnung.

Aus dieser Stellung folgt der Maßstab, den wir an den Entwurf anlegen. Jede Annahme sollte hergeleitet, aus einer benannten Quelle übernommen oder als Setzung kenntlich gemacht sein. Die Annahmen sollten untereinander widerspruchsfrei sein. Und wo der Entwurf für eine Größe eine Dynamik unterstellt, sollte er dieselbe Dynamik auch dort zulassen, wo sie in die andere Richtung wirkt.

Wir prüfen den Entwurf an diesem Maßstab. Abschnitte 1 bis 8 betreffen einzelne Annahmen. Abschnitt 9 fasst die Plausibilitätsprüfung zusammen, Abschnitt 10 benennt Widersprüche innerhalb des Dokuments, Abschnitt 11 schlägt einen vierten Szenariopfad vor, Abschnitt 12 enthält die Fragen, um deren Einordnung und Klarstellung wir bitten, und Abschnitt 13 ordnet den Entwurf in den unionsrechtlichen Rahmen ein.

Einordnung

Der Entwurf geht an mehreren Stellen über seine Vorgänger hinaus. Der Szenariopfad B ist erstmals gemeinsam mit den Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreibern entwickelt. Die Markt- und Netzbetreiberabfrage vom Februar und März 2026 macht den Planungsstand neuer Stromgroßverbraucher nachvollziehbar. Der Entwurf legt Unsicherheiten offen, korrigiert eigene frühere Annahmen nach unten, wo die Marktentwicklung sie nicht bestätigt hat, und bittet an mehreren Stellen ausdrücklich um Hinweise. Diese Stellen sind der Anlass unserer Stellungnahme.

Unsere Kritik richtet sich nicht gegen einzelne Zahlen, sondern gegen ein Muster in ihrer Auswahl. Dort, wo eine unterstellte Dynamik zu zusätzlicher Last und zu zusätzlichem Transportbedarf führt, folgt der Entwurf den gemeldeten Projekten und schreibt das Wachstum fort: Der Stromverbrauch neuer Rechenzentren steigt von 4,2 auf 143,2 Terawattstunden, die Batteriespeicherleistung auf 182,4 Gigawatt. Dort, wo eine Dynamik Last vermeiden, Erzeugung verbrauchsnahe halten oder das Netz entlasten würde, schreibt derselbe Entwurf den Status quo fort: Die Flexibilität der Haushalte steigt zwischen 2040 und 2045 um zehn Prozentpunkte, die Rückspeisung aus Fahrzeugen wird nicht gerechnet, die installierte Photovoltaikleistung bleibt zwischen 2040 und 2045 unverändert bei 400 Gigawatt, und die Aufteilung zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen ist in allen Szenarien dieselbe.

Diese Asymmetrie ist kein Rechenfehler. Sie ist eine Reihe von Setzungen, die jede für sich vertretbar erscheint und in der Summe ein Systembild ergibt, in dem mehr Transportkapazität und mehr importierte Energieträger nötig sind, als ein flexibles und digital gesteuertes System benötigen würde.

Mehrere unserer Punkte liegen an Stellen, an denen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf ausdrücklich um Hinweise gebeten haben: zur Modellierung der Flexumer (S. 66), zu den Annahmen über Kleinbatteriespeicher und zu deren Betriebsweise (S. 109) sowie zur Entwicklung der Großbatteriespeicher (S. 108 f.).

Wir sind eine Bürgerinitiative und kein Marktteilnehmer. Was wir beisteuern, ist der Sachvortrag zu einer Geräteklasse, die im Entwurf mit rund 39,6 Millionen Fahrzeugen und 91,7 Terawattstunden Jahresverbrauch (B 2045) die größte neue Last des Systems bildet und zugleich sein größter Kurzzeitspeicher wäre.

Unser Befund in einem Satz. Moleküle sind im Entwurf als frei verfügbare Ausgleichsgröße gesetzt, die Flexibilität der Elektronenseite als feste Verhaltensquote gedeckelt. Wir regen an, die Annahmen an den drei Stellen zu korrigieren, an denen die Abweichung am größten ist: bei der Flexibilität der Fahrzeugflotte einschließlich ihrer Rückspeisung, bei den dezentralen Erzeugungs- und Speicherstrukturen und bei der Verfügbarkeit von Wasserstoff für die kalorische Nutzung.

Die Belege für die drei Punkte sind in der beigefügten Evidenzsynthese zusammengestellt, mit Angabe des jeweiligen Studientyps und der Grenzen der Aussagen (Anlage 1).

1. Die größte Flexibilitätsannahme des Entwurfs ist nicht hergeleitet

Was der Entwurf annimmt. Nach Tabelle 13 nutzen 2045 im Pfad B 55 Prozent der Haushalte ihre Flexibilität marktorientiert und 25 Prozent netzorientiert; im Pfad C sind es 55 und null Prozent, im Pfad A 30 und null Prozent. Über die verbleibenden Haushalte heißt es auf S. 66 wörtlich, sie nutzten ihre Batteriespeicher „primär zur Eigenverbrauchsoptimierung und erschließen die Flexibilitätspotenziale ihrer Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge nicht“.

Begründet wird dieser Rest auf S. 65 mit der Fähigkeit der Haushalte, „Preissignale wahrzunehmen, entsprechende Geräte zu kontrollieren und die Ladeleistung präzise zu messen“, mit der Durchdringung intelligenter Messsysteme von 5,5 Prozent Ende 2025, mit der Bildung von Aggregatoren, mit flexiblen Tarifen, mit Interoperabilität und mit der „Bereitschaft von Stromkundinnen und -kunden“.

Was diese Aufzählung nicht abbildet. Alle genannten Hemmnisse sind veränderbar, und sie werden gerade verändert. Der Rollout intelligenter Messsysteme, die Reform der Netzentgelte, die Verpflichtung zu dynamischen Tarifen und die Marktöffnung für Aggregatoren sind laufende regulatorische Vorgänge mit einem Zeithorizont weit vor 2045. Der Szenariorahmen behandelt den Anteil der flexiblen Haushalte gleichwohl als eine Eigenschaft der Bevölkerung, die sich zwischen 2040 und 2045 kaum noch bewegt: von 45 auf 55 Prozent im Pfad B. Zwanzig Jahre regulatorischer und technischer Entwicklung ergeben in dieser Modellierung zehn Prozentpunkte.

Was der gedeckelte Anteil bedeutet. In den Pfaden B und C erschließen 45 Prozent der Haushalte die Flexibilität ihrer Fahrzeuge im Zieljahr 2045 nicht, im Pfad A sind es 70 Prozent. Bezogen auf eine Flotte von rund 40 Millionen Fahrzeugen ist das die größte einzelne Annahme

des gesamten Entwurfs über die Verfügbarkeit von Flexibilität — und sie ist im Dokument nicht hergeleitet, sondern aus dem Vorgängerplan fortgeschrieben und zwischen den Pfaden getauscht (S. 66).

Warum das keine Verhaltensfrage ist. Ein Ladepunkt kann auf ein Preissignal nur reagieren, wenn sein Verbrauch bilanziell eigenständig erfasst wird. Diese Voraussetzung ist eine Frage der Messkonfiguration und damit eine regulatorische Entscheidung, keine Frage der Zahlungsbereitschaft. Sie fällt heute: Die Bundesförderung für Ladeinfrastruktur in Mehrparteienhäusern verlangt keine eigene Marktllokation je Ladepunkt, und die überwiegende Zahl der geförderten Ladepunkte entsteht deshalb in einer Konfiguration, die eine eigenständige Marktteilnahme ausschließt (Zahlen und Fundstellen in Anlage 2). Wer die Flexibilitätsquote von 2045 modelliert, modelliert damit das Ergebnis von Entscheidungen, die im Planungszeitraum noch offen sind.

Was daraus folgt. Der nicht erschlossene Rest ist im Entwurf ein Verhaltensparameter. Tatsächlich ist er zu einem erheblichen Teil das Ergebnis von Regeln, die im Zeithorizont des Plans gesetzt werden. Ein Szenariorahmen, der ihn als Verhaltenskonstante führt, schreibt eine reparable Beschränkung in die Netzplanung für zwanzig Jahre fort.

Unsere Anregung.

1. Den Flexumer-Anteil aus zwei Faktoren bilden: der Zugangsfähigkeit (Anteil der Ladepunkte mit bilanziell eigener Erfassung) und der Verhaltensbereitschaft. Beide getrennt ausweisen.
2. Den nicht erschlossenen Rest im Szenariorahmen nachvollziehbar aufteilen in einen Teil, der auf fehlende Zugangsvoraussetzungen zurückgeht, und einen, der auf Bereitschaft zurückgeht.
3. Für den Pfad B eine Variante rechnen, in der die bilanzielle Erfassung des Ladestroms keine Beschränkung mehr darstellt. Sie beziffert, was eine Änderung der Messkonfiguration für den Netzausbaubedarf bedeutet — und damit den Wert einer Entscheidung, die im Zeithorizont des Plans noch getroffen werden kann.

Zu der auf S. 66 gestellten Frage nach einer kombinierten Abbildung der Anreizsignale: Wir halten eine kombinierte Abbildung für sachgerecht. Ein Haushalt mit dynamischem Tarif und zeitvariablem Netzentgelt reagiert auf beide Signale gleichzeitig; die scharfe Trennung in markt- und netzorientiert bildet einen Zustand ab, der mit der Reform der Netzentgelte gerade endet. Die Modellierung sollte deshalb nicht zwei Gruppen unterscheiden, sondern ein Signal aus Marktpreis und Netzentgelt bilden, dem alle zugangsfähigen Haushalte ausgesetzt sind.

2. Die Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien fehlt vollständig

Was der Entwurf sagt. Auf S. 64 heißt es: „Perspektivisch besteht durch die Batterien in E-Fahrzeuge auch das Potenzial, Strom zurück in das Netz zu speisen.“ Danach kommt der Punkt nicht wieder vor. In keinem der drei Pfade und in keinem Zieljahr ist Rückspeisung als Kapazität, Leistung oder Betriebsweise hinterlegt.

Die Größenordnung, die damit unberücksichtigt bleibt. Der Entwurf setzt für 2045 im Pfad B 79,5 Gigawatt und 159 Gigawattstunden Kleinbatteriespeicher an, dazu 102,9 Gigawatt und 205,8 Gigawattstunden Großbatteriespeicher (Tabellen 24 und 25). Für die gleichzeitig angenommenen

39,6 Millionen Elektro-Pkw nennt der Entwurf keine mittlere Batteriegröße. Rechnet man sie mit den Größen nach, die in der Fachliteratur belegt sind, ergibt sich das folgende Bild. Jede Stufe der Rechnung ist einzeln nachvollziehbar und einzeln bestreitbar:

Stufe	gewählter Pfad	zurückhaltende Variante	Herkunft der Annahme
Flotte 2045, Pfad B	39,6 Mio.	39,6 Mio.	Entwurf, Tabelle 10
Anteil bidirektional nutzbar	50 %	35 %	Fraunhofer ISE und ISI (2024), Varianten Car II und Car I für 2040
gleichzeitig geparkt	50 %	50 %	Mobilität in Deutschland (2018): Anteil gleichzeitig parkender Fahrzeuge sinkt nie unter 50 %
gleichzeitig verfügbar	9,9 Mio.	6,9 Mio.	
mittlere Batterie	60 kWh	60 kWh	Mittel aus 50 und 70 kWh, e-mobil BW
abzüglich vermiedener Tiefentladung	rund die Hälfte	rund die Hälfte	e-mobil BW: Entladung unter 20 bis 30 % Ladezustand wird vermieden
nutzbare Kapazität	rund 297 GWh	rund 208 GWh	
verfügbare Leistung	rund 109 GW	rund 76 GW	bei 11 kW Entladeleistung je Fahrzeug

Die nutzbare Kapazität des mittleren Pfades entspricht knapp dem Doppelten aller im Entwurf angesetzten Kleinbatteriespeicher und gut vier Fünfteln der gesamten dort modellierten Batteriekapazität. Die verfügbare Leistung übersteigt die gesamte Kleinbatteriespeicherleistung von 79,5 Gigawatt. Auch die zurückhaltende Variante bleibt in dieser Größenordnung.

Die Annahmen stammen nicht von uns. Der Anteil von 50 Prozent bidirektional nutzbarer Ladeenergie ist die Variante Car II der Fraunhofer-Studie, die ihn aus dem Szenario Sen2 der FfE-Untersuchung übernimmt. Die 50 Prozent gleichzeitig parkender Fahrzeuge sind die Untergrenze aus der Erhebung Mobilität in Deutschland. Beide Größen sind getrennt geführt und multiplikativ verknüpft; die Rechnung unterstellt also nicht, dass die halbe Flotte gleichzeitig zurückspeist, sondern knapp ein Viertel. Zur Einordnung: Xu et al. (Nature Communications 14, 119, 2023) ermitteln Beteiligungsquoten von 12 bis 43 Prozent als ausreichend, um den Kurzzeitspeicherbedarf zu decken.

Warum 60 Kilowattstunden die untere Kante sind. Wir rechnen oben bewusst mit dem heute belegten Mittelwert, damit die Rechnung nicht an einer Prognose hängt. Für ein Zieljahr zwanzig Jahre in der Zukunft ist dieser Wert allerdings die Untergrenze, nicht der Erwartungswert. Die Kapazität je Fahrzeug steigt seit Jahren, und die Kosten sinken in einer Geschwindigkeit, die den Anstieg wirtschaftlich möglich macht: Nach der jährlichen Erhebung von BloombergNEF sind die Preise für Batteriepakete 2025 auf 108 US-Dollar je Kilowattstunde gefallen und liegen damit rund 93 Prozent unter dem Niveau von 2010; für stationäre Speicher liegt der Wert bei 70 US-Dollar je Kilowattstunde. Eine Verdopplung der mittleren Fahrzeugbatterie auf etwa 100 Kilowattstunden bis 2045 halten wir daher für den wahrscheinlicheren Fall. Sie würde die oben

ausgewiesene nutzbare Kapazität von rund 297 auf rund 495 Gigawattstunden erhöhen. Wir regen an, diese Entwicklung als Sensitivität zu führen; unsere eigene Rechnung lassen wir bewusst auf dem niedrigeren Wert stehen.

Was diese Rechnung nicht besagt. Sie betrifft den Ausgleich innerhalb von Stunden bis zu einem Tag. Eine mehrtägige Phase mit geringer Wind- und Sonneneinspeisung ist damit nicht zu überbrücken; dafür bleibt gesicherte Leistung erforderlich. Der Punkt ist nicht, dass Fahrzeuge Kraftwerke ersetzen. Der Punkt ist, dass sie den verbleibenden Bedarf an gesicherter Leistung und deren Einsatzstunden verringern — und dass diese Wirkung im Entwurf mit null angesetzt ist.

Die empirische und wissenschaftliche Grundlage ist vorhanden. Der Entwurf begründet die zurückhaltende Behandlung des Ladeverhaltens damit, die Menge an empirischen Ladedaten sei „sehr gering und nicht repräsentativ“ (S. 58). Für die Rückspeisung liegen inzwischen vor: eine begutachtete Arbeit, nach der Fahrzeugbatterien allein den Kurzzeitspeicherbedarf decken können, und zwar bei Beteiligungsquoten von 12 bis 43 Prozent (Xu et al., Nature Communications 14, 119, 2023); eine Modellrechnung für das europäische Stromsystem, nach der bidirektionales Laden die jährlichen Systemkosten der EU-27 im Jahr 2040 um 22,2 Milliarden Euro oder 8,6 Prozent senkt (Fraunhofer ISE und ISI für Transport & Environment, Oktober 2024, Tabelle 4); ein abgeschlossener Feldversuch mit realen Fahrzeugen (Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Abschlussbericht Bidirektionales Lademanagement, März 2023); eine aktuelle Einordnung von Technik und Regulierung (Agora Verkehrswende, 2025); sowie eine Aufarbeitung der rechtlichen Hemmnisse (Stiftung Umweltenergierecht, Würzburger Studien 38, Dezember 2024).

Unsere Anregung. Für den Pfad B mindestens eine Sensitivitätsrechnung mit rückspeisefähigen Fahrzeugen aufnehmen und im Szenariorahmen die Parameter offenlegen, mit denen gerechnet wird: Anteil rückspeisefähiger Fahrzeuge, Anschlusswahrscheinlichkeit über den Tag, freigegebene Kapazität je Fahrzeug, Wirkungsgrad. Ohne diese Rechnung entscheidet der Szenariorahmen die Frage faktisch mit Null, obwohl der Aufbau der Fahrzeugflotte in den Zeitraum fällt, den er beschreibt.

3. Die Regionalisierung der Ladelast schreibt das Einfamilienhaus fest

Was der Entwurf beschreibt. Die räumliche Zuordnung der Ladelast beruht auf „Parametern wie Garagenanzahl, Pendeldistanz, PV-Leistung, Wohnfläche und Einkommen“ (S. 56); die Methodik entspricht der des Vorgängerplans und verweist auf eine Kurzstudie aus dem Jahr 2019. 70 Prozent des Verbrauchs werden dem Wohnort oder Arbeitsplatz zugeordnet, 30 Prozent Schnellladepunkten entlang von Fernstraßen. Für das Laden in der Stadt wird angenommen, dass verstärkt öffentliche Ladestellen genutzt werden, auf dem Land vornehmlich Heimpladestellen.

Was daran zu prüfen ist. Garagenzahl, Wohnfläche und Einkommen bilden das Einfamilienhaus mit eigenem Stellplatz ab. Der Fall, um den es in den kommenden Jahren geht — ein Ladepark in der Sammelgarage eines Mehrparteienhauses mit zehn bis fünfzig Stellplätzen an einem gemeinsamen Anschluss — ist in diesen Merkmalen nicht abgebildet. Das Wort Mehrfamilienhaus kommt im Entwurf ausschließlich im Wärmekapitel vor. Die Folge ist eine räumliche Verteilung, die städtische Ladelast tendenziell dem öffentlichen Laden zuweist, obwohl das Laden am Wohnort in Mehrparteienhäusern gerade der Fall ist, der durch Förderung und durch die Ansprüche aus § 20 Absatz 2 Nummer 2 WEG und § 554 BGB derzeit entsteht.

Unsere Anregung. Die Merkmalsliste um Gebäudetyp und Stellplatzform ergänzen und die Datengrundlage von 2019 auf den heutigen Bestand aktualisieren. Die Verteilung entscheidet mit darüber, an welchen Netzknoten Last und Flexibilität verortet werden.

4. Die Bandbreite der Pfade koppelt Flexibilität an das Ausbautempo

Zu Pfad A. Der Entwurf beschreibt A als verzögerten Pfad mit geringerem Elektrifizierungsgrad und stellt zugleich fest, es werde „keine gesonderte Ausrichtung auf eine netzdienliche Verortung oder Betriebsweise von Anlagen zugrunde gelegt“ (S. 24); die Flexumer-Anteile liegen bei 30 und null Prozent.

Diese Kopplung halten wir für nicht plausibel. Ein verzögerter Ausbau erneuerbarer Erzeugung bedeutet knappere und teurere Strommengen. Der Anreiz, den Verbrauch zeitlich zu verschieben, steigt in dieser Lage, er sinkt nicht. Flexibilität hängt an Preisunterschieden und an den Regeln des Zugangs, nicht am Tempo der Elektrifizierung. Ein Pfad, der beides gleichzeitig nach unten setzt, beschreibt keinen unteren Rand der Bandbreite, sondern die Summe zweier voneinander unabhängiger Pessimismen.

Unsere Anregung: die Flexibilitätsannahme von der Ausbaugeschwindigkeit entkoppeln und in A mindestens die Marktorientierung der Pfade B und C ansetzen.

Zu Pfad C. C unterscheidet sich von B dadurch, dass „keine zusätzlichen Annahmen getroffen [werden], die gezielt auf eine Entlastung der Netzinfrastruktur ausgerichtet sind“; Standort- und Einsatzentscheidungen folgten „überwiegend systemischen und marktlichen Rahmenbedingungen“ (S. 25). Der Anteil marktorientierter Haushalte ist in B und C identisch. Die dort verwendete Bezeichnung „marktlich“ beschreibt damit nicht ein stärkeres Preissignal für Verbraucher, sondern das Entfallen der netzentlastenden Betriebsweise. Wir regen an, das im Text klarzustellen, weil die Bezeichnung sonst nahelegt, C sei der marktnähere Pfad.

5. Photovoltaik: der Aufdach-Anteil ist zu niedrig angesetzt

Was der Entwurf annimmt. Der Bestand besteht heute zu knapp 70 Prozent aus Aufdach-Anlagen, während Freiflächen-PV bereits nahezu die Hälfte des Zubaus des Jahres 2025 ausmachte. Für 2045 wird in allen drei Szenarien angenommen, dass sich die installierte Leistung zu gleichen Teilen auf Aufdach und Freifläche verteilt (S. 90). Begründet wird das mit Kostenvorteilen, Verfügbarkeit, etablierter Direktvermarktung und der Zahl vorliegender Netzanschlussanfragen. Der Entwurf nennt selbst die Gegenseite: Aufdach-PV „benötigt keine zusätzlichen Flächen und ermöglicht häufig eine verbrauchsnahe Nutzung des erzeugten Stroms“, zieht daraus in den Szenarien aber keine Folgerung.

Warum wir eine andere Aufteilung für sachgerecht halten.

Erstens Verbrauchsnähe. Aufdach-Erzeugung entsteht dort, wo sie verbraucht werden kann, und belastet die vorgelagerten Netzebenen entsprechend weniger. Der Entwurf selbst weist darauf hin, dass das systemische Potenzial dezentraler Erzeugung heute nicht ausgeschöpft wird, weil die zugehörigen Speicher rein eigenverbrauchsorientiert betrieben werden (S. 64 f.). Das ist ein Argument dafür, den dezentralen Anteil höher anzusetzen und seine Betriebsweise zu verbessern, nicht dafür, ihn einzufrieren.

Zweitens Flächen und Akzeptanz. Der Entwurf benennt den hohen Flächenbedarf der Freiflächen-PV als Nachteil, zieht daraus aber keine Folge. Flächenkonkurrenz und die Zustimmung vor Ort sind die bindende Grenze des Ausbautempos, nicht die Technik und nicht die Kosten: Jeder Hektar, um den vor Ort gestritten wird, kostet Jahre, die ein Dach nicht kostet. Dach- und Parkplatzflächen stehen ohne diese Konkurrenz zur Verfügung, sie sind bereits versiegelt oder bebaut, und ihre Erschließung erzeugt keinen Widerstand, den ein Genehmigungsverfahren erst abarbeiten muss. Solange dieses Potenzial nicht ausgeschöpft ist, ist die Inanspruchnahme freier Flächen der Weg mit dem höheren Konfliktaufwand.

Drittens Resilienz. Der Entwurf begründet auf S. 18 die Bedeutung einer „resilienten und diversifizierten Energieversorgung“ mit dem Angriffskrieg gegen die Ukraine und mit „Beeinträchtigungen zentraler Energie- und Transportinfrastrukturen“. In den Szenarioannahmen findet dieses Motiv keine Entsprechung: Eine Erzeugungsstruktur aus Millionen kleiner Anlagen ist gegen gezielte Störungen unempfindlicher als eine aus wenigen großen Einheiten und ihren Anbindungen. Wenn Resilienz als Begründung genannt wird, sollte sie in den Annahmen zur Struktur der Erzeugung wiederkehren.

Viertens Wertschöpfung. Aufdach-Anlagen werden überwiegend von Handwerksbetrieben vor Ort errichtet und gewartet. Die Wertschöpfung verbleibt in der Region, in der die Anlage steht.

Unsere Anregung.

1. In den Pfaden B und C einen Aufdach-Anteil deutlich oberhalb von 50 Prozent ansetzen und den Freiflächenpfad **anteilig entsprechend kürzen**, bei unverändertem Gesamtziel für die installierte Photovoltaikleistung. Es geht nicht um weniger Photovoltaik, sondern um dieselbe Menge an anderer Stelle.
2. Überdachte Parkflächen als eigene Kategorie führen. Sie sind bereits versiegelt, liegen verbrauchsnahe, und mehrere Länder haben für sie inzwischen eine Ausstattungspflicht eingeführt. Im Entwurf kommen sie weder in der Aufteilung noch in der Regionalisierung vor.
3. Die Verteilung zwischen den Segmenten als eigene Sensitivität ausweisen, damit sichtbar wird, wie stark sie auf die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes wirkt.

Was wir dazu offen sagen. Eine anteilige Kürzung des Freiflächenpfades bei unverändertem Gesamtziel setzt voraus, dass das Dach- und Parkflächensegment die Menge auch aufnimmt. Die Flächenpotenziale reichen dafür aus; die Grenze liegt bei Installationskapazität, Netzanschlüssen im Verteilnetz und den Regeln für Mehrparteienhäuser. Wird diese Grenze nicht angegangen, verfehlt der Pfad das Gesamtziel. Genau deshalb regen wir die Kürzung nicht isoliert an, sondern zusammen mit der Sensitivität aus Ziffer 3: Sie zeigt, was die Umverteilung wert ist und was sie voraussetzt.

6. Speicher: Kleinspeicher hängen allein an der eigenen Dachanlage

Was der Entwurf annimmt. Zubau und räumliche Verteilung der Kleinbatteriespeicher orientieren sich „ausschließlich an der Installation neuer Aufdach-PV-Anlagen“, mit 0,6 Kilowatt Speicherleistung je Kilowattpeak und einem Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 2 Kilowattstunden je Kilowatt (S. 109). Die Betriebsweise folgt der Flexumer-Modellierung.

Was daraus folgt. Wer keine eigene Dachanlage hat, kommt im Modell als Speicherstandort nicht vor. Damit fehlen zwei Konfigurationen, die derzeit entstehen: der Speicher im Mehrparteienhaus, der zu einem gemeinschaftlichen Anschluss gehört, und der Quartierspeicher, der mehrere Gebäude versorgt und dessen Standort sich nach dem Netz richtet, nicht nach der Dachfläche eines einzelnen Eigentümers. Beide sind für die Verortung netzentlastender Kapazität gerade die interessanten Fälle, weil ihre Platzierung planbar ist.

Eine Speicherquelle, die im Entwurf vollständig fehlt: Batterien aus der zweiten Nutzung. Fahrzeugbatterien werden aus dem Fahrzeug ausgebaut, lange bevor sie unbrauchbar sind; für stationäre Anwendungen ohne Gewichts- und Volumenbeschränkung sind sie danach weiter verwendbar. Der Rücklauf ist im Zeithorizont dieses Plans keine Randgröße, sondern eine Folge der Flottengröße: Aus 39,6 Millionen Fahrzeugen entsteht ein jährlicher Strom ausgemusterter Batterien im Bereich mehrerer Gigawattstunden. Die Verordnung (EU) 2023/1542 über Batterien und Altbatterien schafft dafür den Rahmen, unter anderem mit Sammel- und Verwertungsquoten und mit dem digitalen Batteriepass, der Zustandsdaten für die Zweitnutzung verfügbar macht.

Für die Netzplanung ist das aus zwei Gründen erheblich. Erstens sind Quartierspeicher in der Größenordnung mehrerer Megawattstunden mit Zweitnutzungsbatterien wirtschaftlich darstellbar, und ihr Standort richtet sich nach dem Netz, nicht nach der Dachfläche eines Eigentümers. Zweitens ist ein solcher Speicher, anders als die Fahrzeugflotte, dauerhaft am Netz und ohne Mobilitätsbedarf verfügbar; er ist damit auch in längeren Phasen geringer Einspeisung nutzbar. Xu et al. (Nature Communications 14, 119, 2023) beziffern den Effekt: Werden ausgemusterte Fahrzeugbatterien zur Hälfte stationär weiterverwendet, sinkt die für die Deckung des Kurzzeitspeicherbedarfs nötige Beteiligungsquote der Fahrzeuge auf unter zehn Prozent.

Auch die Annahme von zwei Stunden zwischen Kapazität und Leistung sollte geprüft werden: Sie bildet den heutigen Eigenverbrauchsspeicher ab. Ein Speicher, der Windüberschüsse aufnehmen soll — der Entwurf nennt diese Lücke auf S. 65 selbst — wird anders ausgelegt.

Unsere Anregung: Kleinbatteriespeicher nicht ausschließlich an den Zubau von Aufdach-PV koppeln, sondern eine eigene Kategorie für gebäude- und quartiersbezogene Speicher ohne eigene Dachanlage vorsehen, und die Auslegung des Verhältnisses von Kapazität zu Leistung an die vorgesehene Betriebsweise binden.

7. Die kalorische Nutzung von Wasserstoff ist als Annahme nicht belastbar

Was der Entwurf selbst feststellt. Auf S. 59 heißt es, aktuelle Entwicklungen deuteten darauf hin, „dass die erwarteten Kostendegressionen bei der Wasserstoffherstellung bislang nicht eintreten“; die Marktabfrage zeige „eine Halbierung der Projektmeldungen im Vergleich zur vorherigen Erhebung“. Der Ausbaupfad der Elektrolyse wird im Pfad B gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen halbiert, im Pfad A auf 10 Gigawatt begrenzt. Der Bedarf wird überwiegend über Importe gedeckt.

Was der Entwurf gleichwohl unterstellt. Ebenfalls auf S. 59: „Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Strom wird vereinfachend unterstellt, dass keine strukturellen Restriktionen hinsichtlich Transport-, Speicher- und Importkapazitäten bestehen und Wasserstoff in Kraftwerken und Fernwärmenetzen jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung steht.“

Der Widerspruch. Der Entwurf halbiert die Erzeugungserwartung wegen ausbleibender Kostendegression und halbiert die Projektpipeline und rechnet zugleich mit unbegrenzter Verfügbarkeit für die energetisch schlechtesten Verwendungen. Beides zusammen ist nicht haltbar.

Der Stand der begutachteten Literatur stützt die Knappheitsannahme, nicht die Verfügbarkeitsannahme. Odenweller et al. (Nature Energy 7, 854–865, 2022) kommen mit einem Diffusionsmodell zu dem Ergebnis, dass grüner Wasserstoff selbst bei einem Ausbautempo wie bei Wind und Photovoltaik mit mindestens 75 Prozent Wahrscheinlichkeit bis 2030 weniger als ein Prozent des Endenergieverbrauchs der Europäischen Union deckt und für 2040 ein Interquartilsbereich von 3,2 bis 11,2 Prozent verbleibt. Ueckerdt et al. (Nature Climate Change, 2021) beziffern die Vermeidungskosten wasserstoffbasierter Kraftstoffe auf 800 bis 1.200 Euro je Tonne Kohlendioxid und leiten daraus ab, Wasserstoff und seine Folgeprodukte den Anwendungen vorzubehalten, die einer direkten Elektrifizierung nicht zugänglich sind. Für die Wärmeanwendung hat Rosenow (Joule, 2022) 32 unabhängige Studien ausgewertet, die nicht im Auftrag der Branche entstanden sind; keine einzige sieht für Wasserstoff eine wesentliche Rolle in der Gebäudewärme.

Wie viel Wasserstoffkraftwerksleistung von der Flexibilitätsannahme abhängt, ist beziffert. In der Modellrechnung von Fraunhofer ISE und ISI (Oktober 2024) sinkt für Deutschland im Jahr 2040 gegenüber einem Referenzfall mit ungesteuertem Laden die installierte Leistung von Wasserstoffkraftwerken um - **56 Gigawatt** und die Elektrolyseleistung um - **15 Gigawatt**, sobald die Hälfte der Ladeenergie bidirektional nutzbar ist; die Fahrzeuge speisen dann 82 Terawattstunden zurück, das sind sieben Prozent der Stromerzeugung, und der Bedarf an stationären Batteriespeichern geht auf 12 Gigawattstunden zurück. Für die EU-27 sinkt in derselben Variante die Abregelung erneuerbarer Erzeugung um 39 Terawattstunden. Referenzfall, Modell und Zieljahr dieser Rechnung sind nicht die des Szenariorahmens; sie ersetzt keine Rechnung im NEP-Modell. Sie zeigt aber die Größenordnung dessen, was der Entwurf nicht rechnet: Ein erheblicher Teil der als unverzichtbar bezeichneten Kraftwerksleistung ist eine Folge der Annahme, dass Fahrzeuge nicht zurückspeisen.

Eine Planungsgrundlage, die die Verfügbarkeit von Wasserstoff für Kraftwerke und Fernwärmenetze als unbeschränkt setzt, verschiebt die Knappheit damit aus dem Modell heraus, ohne sie aufzulösen — und weist in der Folge eine Infrastruktur als erforderlich aus, die auf einer Annahme beruht, für die es in der Literatur keine Stütze gibt.

Die Folge im Wärmesektor ist im Entwurf ausdrücklich benannt. Auf S. 63 f. heißt es, in jedem Fernwärmenetz werde „eine hinreichende Anzahl an Wärmespeichern und Wasserstoff-Heizkesseln unterstellt“, was dazu führe, „dass der Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger in der Strommarktsimulation bei sehr hohen Strompreisen systematisch vermieden wird“. Damit nimmt die Annahme einer unbegrenzten Wasserstoffversorgung der elektrischen Wärmeerzeugung genau jene Stunden ab, in denen sie als flexible Last für das Stromsystem den größten Wert hätte. Für Wärme benötigt Wasserstoff das Fünf- bis Sechsfache an Strom gegenüber der direkten Elektrifizierung.

Der Entwurf trifft keine Aussage zur Herkunft des Wasserstoffs, rechnet ihn aber durchgehend mit null Emissionen. Für die inländische Erzeugung heißt es, sie erfolge „mittels Wasserelektrolyse auf Basis erneuerbarer Energien“ (S. 59). Für die Importe, die den überwiegenden Teil des Bedarfs decken, heißt es lediglich, es werde „davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger

treibhausgasneutral erfolgt" (S. 23). Ein Kriterium, eine Nachweisanforderung oder eine Abgrenzung nach Herstellungsverfahren enthält der Entwurf nicht; die Begriffe für erdgasbasierten Wasserstoff, mit oder ohne Kohlendioxid-Abscheidung, kommen im gesamten Dokument nicht vor. In Tabelle 30 wird Wasserstoff mit einem Emissionsfaktor von 0,000 Tonnen Kohlendioxid je Megawattstunde geführt, ohne Bedingung.

Das ist aus unserer Sicht die folgenreichste offene Stelle des Wasserstoffkapitels. Die Modellierung unterstellt gleichzeitig drei Dinge: unbegrenzte Verfügbarkeit, überwiegende Deckung durch Import und Emissionsfreiheit unabhängig vom Herstellungsweg. Unter diesen drei Annahmen zusammen ist der billigste Weg, die Mengen bereitzustellen, erdgasbasierter Wasserstoff. Er wird im Modell wie erneuerbar erzeugter behandelt, obwohl er es nicht ist: Die Abscheidung erfasst nur einen Teil der Prozessemissionen, die Vorkettenemissionen der Erdgasförderung und des Transports bleiben unberücksichtigt, und die Abhängigkeit von fossilen Lieferketten, deren Reduktion der Entwurf auf S. 18 selbst als Ziel benennt, bleibt bestehen. Energetisch kommt hinzu, dass die Umwandlungsverluste dieselben sind wie bei erneuerbar erzeugtem Wasserstoff, ohne dass ihnen ein Klimanutzen gegenübersteht.

Wir halten es für erforderlich, dass der Szenariorahmen die Herkunft des unterstellten Wasserstoffs benennt und den Emissionsfaktor daran bindet. Solange beides fehlt, beschreibt das Modell einen Pfad, auf dem eine Infrastruktur für treibhausgasneutrale Moleküle gebaut und mit fossil erzeugten Molekülen betrieben werden kann, ohne dass dies in den Ergebnissen sichtbar würde.

Unsere Position. Grüner Wasserstoff ist vorrangig stofflich einzusetzen, insbesondere als Ammoniak, danach für Flugkraftstoffe und Methanol — also dort, wo es keine elektrische Alternative gibt. Die kalorische Verwertung, sei es in Heizkesseln, in Kraft-Wärme-Kopplung oder in Kraftwerken, ist demgegenüber die nachrangige Verwendung. Sie darf in einem Szenariorahmen nicht als frei verfügbare Ausgleichsgröße gesetzt werden.

Unsere Anregung.

1. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff für die kalorische Nutzung mengenmäßig begrenzen und die Begrenzung aus den Annahmen zu Elektrolyse und Import ableiten, statt sie als unbeschränkt zu setzen.
2. Die stoffliche Nutzung im Modell vorrangig bedienen.
3. Den verbleibenden Bedarf an Wasserstoffverstromung als Ergebnis ausweisen, nachdem Lastflexibilität, Speicher und europäischer Austausch ausgeschöpft sind — nicht als Eingangsgröße. Jede Stunde, die dezentrale Speicher und rückspeisefähige Fahrzeuge abdecken, ist eine Stunde weniger Betrieb der teuersten Erzeugung im System und wirkt unmittelbar auf die Kosten für die Verbraucher.
4. Die Annahme der Wasserstoff-Heizkessel in jedem Fernwärmenetz überprüfen; sie schaltet die elektrische Wärmeerzeugung als Flexibilität in den Stunden ab, in denen sie gebraucht wird.

8. Preissignale und die Kosten für die Verbraucher

Der Entwurf bildet „grundsätzlich das aktuell vorherrschende Strommarktdesign“ ab, mit einem Energy-Only-Markt und „weiterhin eine[r] deutsche[n] Gebotszone“ (S. 23). Für die netzorientierte Betriebsweise verweist er auf zeitlich und regional differenzierte Netzentgelte

und ausdrücklich auf die laufende Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (S. 65 f.).

Wir halten die räumliche Komponente des Preissignals für den wirksamsten Hebel zur Begrenzung der Kosten. Ein Preis, der den tatsächlichen Zustand des Netzes am Ort der Entnahme abbildet — im Grenzfall knotenscharf —, lenkt Verbrauch und Erzeugung dorthin, wo sie das System entlasten, und verringert Redispatch und Abregelung in dem Maß, in dem er wirkt. Für eine Flotte von rund 40 Millionen Fahrzeugen, die überwiegend steht und deren Ladezeitpunkt beweglich ist, ist die räumliche Differenzierung der Preise das Signal, das den größten Teil der Flexibilität hebt, weil es dort ansetzt, wo die Engpässe entstehen.

Wir regen an, im Szenariorahmen kenntlich zu machen, welche Ergebnisse an der Annahme einer einheitlichen Gebotszone hängen, und mindestens eine Variante mit räumlich differenzierten Preissignalen zu rechnen. Die Frage, in welcher Form diese Differenzierung erfolgt — über Netzentgelte, über Zonen oder knotenscharf —, ist eine politische Entscheidung. Ihre Wirkung auf den Netzausbaubedarf lässt sich aber nur beziffern, wenn sie im Szenariorahmen überhaupt als Variante vorkommt.

8.1 Eine Form der räumlichen Differenzierung, die der Entwurf nicht benennt

Der Entwurf stellt an vier Stellen etwas fest, das zusammengehört. Aufdach-Erzeugung „ermöglicht häufig eine verbrauchsnahe Nutzung des erzeugten Stroms“ (S. 90). Das systemische Potenzial dezentraler Erzeugung wird nicht ausgeschöpft, weil die zugehörigen Speicher rein eigenverbrauchsorientiert betrieben werden (S. 64 f.). Kleinbatteriespeicher folgen in der Modellierung ausschließlich dem Zubau eigener Dachanlagen (S. 109). Und für die netzorientierte Betriebsweise verweist der Entwurf auf zeitlich und regional differenzierte Netzentgelte sowie auf die laufende Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (S. 65 f.; Aktenzeichen GBK-25-01-1#3).

Diesen vier Feststellungen entspricht eine gemeinsame Preisform: eine Entgeltstufe, die abbildet, **welche Netzebenen eine Kilowattstunde tatsächlich in Anspruch genommen hat.**

Die Kostenrechnung ist bereits so aufgebaut, die Entgeltbildung nicht. Nach § 14 StromNEV werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Ebene verteilt; der Entwurf der Festlegung AgNes führt dieses Kaskadenprinzip fort und bestimmt den Wälzungsschlüssel aus dem netzbezogenen Letztverbrauch. Eine Entnahmestelle in der Niederspannung finanziert damit die Kosten ihrer eigenen Ebene und die anteilig heruntergereichten Kosten aller darüberliegenden. Die Entgeltbildung gegenüber dem Letztverbraucher richtet sich dagegen nach der Anschlussnetzebene, nicht nach der Herkunft der Energie. Wird eine Kilowattstunde im selben Ortsnetz erzeugt und verbraucht, finanziert sie gleichwohl Ebenen, über die sie nicht geflossen ist.

Die Größenordnung ist nicht klein. Eine Auswertung von 110.000 Hausanschlüssen über das Pfingstwochenende 2026 kommt zu dem Ergebnis, dass 80 bis 90 Prozent des Stroms aus Aufdachanlagen im Ortsnetz verbleiben (E3/DC, wiedergegeben in pv magazine vom 15.06.2026). Diese Zahl stammt von einem Speicherhersteller und ist mit diesem Interesse zu lesen. Eine vergleichbare Auswertung aus dem Kreis der rund 850 Verteilernetzbetreiber ist öffentlich nicht verfügbar — und darin liegt der zweite Punkt.

Die Rechenvorschrift existiert, die Messgröße fehlt. Die viertelstündliche Zuordnung lokal erzeugter zu lokal verbrauchter Energie ist seit dem 1. Juni 2026 geltendes Recht: § 42c EnWG ordnet sie für die gemeinsame Nutzung von Strom an, bezogen auf das Bilanzierungsgebiet eines Verteilernetzbetreibers. Eine Entgeltfolge ist an diese Zuordnung nicht geknüpft. Was zusätzlich fehlt, ist die Messung an der Stelle, an der sich entscheidet, ob eine Kilowattstunde die Mittelspannung überhaupt erreicht: an der Ortsnetzstation. Sie ist keine Entnahmestelle, wird nicht abgerechnet, und die Kostenwälzung zwischen den Ebenen arbeitet mit Bezugsgrößen — zeitgleicher Höchstlast nach § 14 StromNEV, netzbezogenem Letztverbrauch im AgNES-Entwurf —, nicht mit gemessenen Flüssen an dieser Schnittstelle.

Unsere Anregung. Zusätzlich zu der oben angeregten Variante eine Variante rechnen, in der der Anteil des Verbrauchs, der innerhalb desselben Niederspannungsnetzes gedeckt wird, entgeltlich anders behandelt wird als der Anteil, der aus vorgelagerten Ebenen stammt. Sie beziffert, wie stark ein solches Signal Erzeugung, Speicher und flexible Last verbrauchsnahe verortet, und damit, welcher Teil der ermittelten Transportaufgabe daran hängt. Sie schließt zugleich an die Lücke an, die der Entwurf auf S. 64 f. und S. 109 selbst benennt: Ein Speicher, dessen Ertrag am Deckungsgrad seines Ortsnetzes hängt, wird nicht eigenverbrauchsorientiert ausgelegt, und sein Standort richtet sich nach dem Netz statt nach der Dachfläche eines einzelnen Eigentümers.

Die Frage, in welcher Rechtsform eine solche Entgeltstufe einzuführen wäre, gehört nicht in dieses Verfahren. Ob ihre Wirkung auf den Netzausbaubedarf bekannt ist, schon.

9. Plausibilität der Annahmen und Ableitungen

9.1 Die technologische Entwicklung wird nicht fortgeschrieben

Der Entwurf stellt im Kapitel zu den Speichern selbst fest, der Markt sei „durch eine ausgeprägte Dynamik gekennzeichnet“, mit „einer deutlichen Kostendegression bei Batteriespeichersystemen und einer Weiterentwicklung neuer Speicherarten“ (S. 107). In den Annahmen findet diese Feststellung keine Entsprechung:

- Kleinbatteriespeicher werden mit 0,6 Kilowatt je Kilowattpeak Aufdachleistung und einem Verhältnis von 2 Kilowattstunden je Kilowatt angesetzt — für 2040 und für 2045 identisch. Über zwanzig Jahre bleiben Auslegung und Technikparameter unverändert.
- Für Fahrzeugbatterien nennt der Entwurf keine mittlere Kapazität und keine Entwicklung, obwohl die Kapazität je Fahrzeug seit Jahren steigt.
- Die installierte Photovoltaikleistung beträgt in den Pfaden B und C sowohl 2040 als auch 2045 exakt 400 Gigawatt. In fünf Jahren findet kein Zubau statt. Fortschritte beim Wirkungsgrad, die mehr Ertrag auf derselben Dachfläche ermöglichen, sind nicht abgebildet.
- Für den konventionellen Kraftwerkspark heißt es ausdrücklich: „In allen Zieljahren wird jeweils derselbe Kraftwerkspark zugrunde gelegt“ (S. 103).

Der Entwurf beschreibt damit technologisch höchstens den Status quo, fortgeschrieben in der Menge. Eine Planungsgrundlage für 2045 sollte die Entwicklung der Preis-Leistungs-Verhältnisse abbilden, die in den vergangenen zehn Jahren bei Batterien und Photovoltaik eingetreten ist, mindestens als Bandbreite.

9.2 Erzeugungsoptionen, die im Dokument nicht vorkommen

Geothermie erscheint zweimal, beide Male als Wärmequelle für Fernwärmenetze; als Option für wetterunabhängige Stromerzeugung kommt sie nicht vor. Biogene Energieträger werden zurückgefahren: die installierte Biomasseleistung sinkt von 9,2 auf 3,0 Gigawatt, und der Methanbedarf wird 2045 vollständig über Biomethan gedeckt, ohne dass biogene Brennstoffe als steuerbare Flexibilitätsoption geführt würden. Zum Neubau von Kernkraftwerken heißt es in einem Satz: „Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet“ (S. 103). Kleine modulare Reaktoren und Fusion kommen im Dokument nicht vor.

Wir halten weder kleine modulare Reaktoren noch Fusion für die Zieljahre 2040 und 2045 für in nennenswertem Umfang verfügbar; das ist keine Forderung nach ihrer Aufnahme. Der Punkt ist die ungleiche Behandlung von Unsicherheit: Eine Erzeugungsoption wird per Setzung ausgeschlossen, während die unbegrenzte Verfügbarkeit von Wasserstoff für Kraftwerke und Fernwärmenetze per Setzung eingeschlossen wird. Beide Setzungen sollten mit demselben Begründungsaufwand behandelt werden.

9.3 Effizienzgewinne sind nicht als eigene Größe ausgewiesen

Der Bruttostromverbrauch steigt vom Referenzwert 517,2 auf 1.203,2 Terawattstunden im Pfad B 2045. Effizienz wird an mehreren Stellen erwähnt, etwa beim Gerätebestand und bei Rechenzentren, aber nicht als eigene Größe ausgewiesen. Aus dem Dokument lässt sich nicht ablesen, welcher Anteil des Anstiegs auf die Substitution fossiler Energieträger entfällt, welcher auf Mengenwachstum, und mit welcher jährlichen Effizienzrate gerechnet wird. Diese Aufteilung entscheidet über die Höhe des gesamten Verbrauchspfades und damit über die Transportaufgabe.

9.4 Die Industriestandorte gelten als unveränderlich

Der Entwurf legt fest: „In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die heutigen Produktionsstandorte erhalten bleiben. Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet.“ Zugleich nimmt er im Pfad C für die Grundstoffchemie einen verstärkten Import von Vorprodukten an und nennt Unterschiede in der Wertschöpfungstiefe.

Das ist die folgenreichste Setzung des Verbrauchsteils, und sie ist in sich nicht schlüssig: Wenn Vorprodukte importiert werden, verändert sich die Produktion am Standort, in der Menge und in der räumlichen Lage. Wir regen eine Sensitivität an, die den plausiblen Fall abbildet: Deutschland als Standort mit hoher Wertschöpfung je Kilowattstunde, mit weiterhin starker Produktion, aber verschobenem Schwerpunkt weg von energieintensiven Grundstoffen hin zu Weiterverarbeitung, Anlagenbau, Medizintechnik, Halbleitern und Software. Diese Entwicklung senkt den industriellen Strombedarf gegenüber der Kontinuitätsannahme und verändert seine Verortung. Beides wirkt unmittelbar auf die Netzplanung.

9.5 Rechenzentren sind die größte neue Last und werden als starr behandelt

Der Stromverbrauch neuer Rechenzentren, also der ab 2023 in Betrieb genommenen, steigt von 4,2 Terawattstunden auf 143,2 Terawattstunden in den Pfaden B und C 2045. Das ist mehr als der gesamte Ladestrom aller 39,6 Millionen Elektro-Pkw im selben Jahr (91,7 Terawattstunden).

Der Entwurf benennt selbst die Grenzen dieser Entwicklung: Flächen, die Verfügbarkeit leistungsfähiger digitaler Infrastruktur und die Akzeptanz sind limitierende Standortfaktoren, und Fortschritte in Hard- und Software können den Anstieg dämpfen. Eine Variante mit deutlich geringerem Zubau fehlt gleichwohl.

Vor allem aber erscheinen Rechenzentren ausschließlich als starre Last. Tatsächlich verfügen sie über unterbrechungsfreie Stromversorgungen mit erheblicher Batteriekapazität, über zeitlich verschiebbare Rechenlasten und über eine Standortwahl, die sich an der Netzsituation ausrichten lässt. Dieselbe Dynamik, die dem Wachstum ihrer Last zugestanden wird, wird ihrer Flexibilität nicht zugestanden.

9.6 Die Preiswelt des Entwurfs ist die ambitionierteste verfügbare

Die Brennstoffpreise werden aus dem World Energy Outlook 2025 im Szenario „Net Zero Emissions by 2050“ übernommen, also aus dem ambitioniertesten globalen Pfad, der weltweite Klimaneutralität bis 2050 und eine Begrenzung der Erwärmung auf 1,5 Grad unterstellt; die Werte für 2040 und 2045 entstehen durch lineare Interpolation zwischen den Stützjahren.

Die CO₂-Zertifikatspreise stammen aus einer zweiten Quelle. Der Entwurf begründet das damit, dass der World Energy Outlook für sein Netto-Null-Szenario keine spezifischen Preise für die Europäische Union ausweist, und übernimmt deshalb die Werte des TYNDP 2026 von ENTSO-E: 297,5 Euro je Tonne für 2040 und 502,7 Euro je Tonne für 2050. **Der Wert für 2045 ist die lineare Interpolation dieser beiden Zahlen: 400,0 Euro je Tonne.** Er ist damit keine eigene Annahme des Szenariorahmens, sondern das arithmetische Mittel zweier Stützstellen aus einem anderen Planungswerk.

Zur Einordnung, weil die Höhe Fragen aufwirft. Dass in einem Zieljahr mit Treibhausgasneutralität überhaupt ein CO₂-Preis angesetzt wird, ist folgerichtig und kein Widerspruch. Erstens ist Neutralität nicht Emissionsfreiheit: Der Entwurf führt für beide Zieljahre Emissionsfaktoren für Braunkohle, Erdgas, Mineralölprodukte und Abfall, und die Gaskraftwerke laufen erst im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff. Zweitens ist der Preis in der Modellrechnung das steuernde Instrument: Er entscheidet die Einsatzreihenfolge und damit, ab wann Wasserstoff das Erdgas und ein elektrischer Wärmeerzeuger den Kessel schlägt. Drittens ist die Höhe selbst die Aussage. Der Deckel des europäischen Emissionshandels läuft nach geltendem Recht gegen null — für die ortsfesten Anlagen des ETS 1 um das Jahr 2039, für Gebäude und Verkehr im ETS 2 um 2044. Je näher der Deckel an null kommt, desto teurer wird die letzte verbleibende Tonne, weil nur die teuersten Vermeidungsoptionen übrig bleiben. Ein Preis dieser Größenordnung ist der Schattenpreis dieser letzten Tonne.

Zwei Punkte gehören dazu, die der Entwurf nicht benennt. Der unterstellte Pfad steht politisch zur Disposition: Die Europäische Kommission hat vorgeschlagen, den linearen Kürzungsfaktor nach 2030 abzusenken — auf 3,7 Prozent für die Jahre 2031 bis 2035 und auf 1,7 Prozent danach. Dann würden bis in die 2040er Jahre Zertifikate ausgegeben, und der Deckel liefe nicht um 2039 gegen null. Der Szenariorahmen rechnet mit dem strengerem geltenden Pfad, ohne diese Unsicherheit auszuweisen. Und die Lenkungswirkung des Preises endet dort, wo ihr Zielpunkt nicht geprüft wird: Wasserstoff steht in derselben Tabelle mit 0,000 Tonnen Kohlendioxid je Megawattstunde, unabhängig vom Herstellungsweg (dazu Abschnitt 7). Der Preis treibt das System in Richtung Wasserstoff, und ob dieser Wasserstoff die unterstellte Eigenschaft hat, prüft die Modellierung nicht.

Diese Preiswelt hat Folgen, die im Verbrauchsteil nicht gezogen werden. Bei 400 Euro je Tonne Kohlendioxid liegen zwischen Stunden mit und ohne fossile Erzeugung Preisunterschiede, wie es sie bisher nicht gegeben hat. In einer solchen Welt ist die Annahme, dass 45 Prozent der Haushalte die Flexibilität ihrer Fahrzeuge und Wärmepumpen nicht nutzen, ökonomisch nicht erklärbar. Man kann das eine annehmen oder das andere, nicht beides zugleich: Entweder ist die letzte Tonne 400 Euro wert, dann sind die Preisunterschiede zwischen den Stunden so groß, dass Verbrauchsverschiebung sich für nahezu jeden Haushalt lohnt — oder die Haushalte reagieren tatsächlich nicht, dann ist der unterstellte Preispfad nicht der eines funktionierenden Marktes. Auch die Annahme, Wasserstoff stehe in Kraftwerken und Fernwärmenetzen jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung, ist in einer Welt mit solchen Zertifikatspreisen und entsprechend hoher globaler Nachfrage nach knappen treibhausgasneutralen Molekülen schwer zu halten.

9.7 Geopolitische Robustheit ist Motiv, aber kein Kriterium

Der Entwurf begründet auf S. 18 die Bedeutung einer resilienten und diversifizierten Energieversorgung mit dem Angriffskrieg gegen die Ukraine, dem Iran-Konflikt und Beeinträchtigungen zentraler Energie- und Transportinfrastrukturen. In den Szenarien selbst kommt dieses Motiv nicht wieder vor. Im Gegenteil steigen die Abhängigkeiten: von Wasserstoffimporten, von importierten Derivaten und Vorprodukten, von Stromimporten und von einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur, deren Aufbau der Entwurf im selben Kapitel als unsicher beschreibt.

Zwei Punkte gehören dazu. Erstens der internationale Rahmen: Das Weltbild des Netto-Null-Szenarios unterstellt, dass die wesentlichen Volkswirtschaften diesen Pfad gehen. Die Volksrepublik China, die den weltweiten Zubau an Photovoltaik, Batterien und Elektrofahrzeugen bestimmt und deren Tempo die Preise aller drei Technologien setzt, kommt im Dokument nicht vor; der internationale Rahmen wird ausschließlich über den World Energy Outlook und den TYNDP vermittelt. Verläuft die dortige Entwicklung schneller als im Netto-Null-Pfad unterstellt, sind Batterien und Photovoltaik in den Zieljahren billiger als angenommen, und die dezentralen Optionen werden wirtschaftlicher, nicht teurer.

Zweitens die Möglichkeit eines Bruchs. Die deutsche Energiepolitik ist in den vergangenen fünfzehn Jahren zweimal durch Ereignisse umgestellt worden, die in keinem Szenario standen. Ein Szenariorahmen kann solche Ereignisse nicht vorhersehen, aber er kann Robustheit gegen sie als Kriterium führen. Eine Struktur aus vielen kleinen, verbrauchsnahe Einheiten ist gegen den Ausfall einzelner großer Elemente und gegen unterbrochene Lieferketten unempfindlicher als eine Struktur, die auf wenige große Anlagen, lange Transportwege und Importe angewiesen ist. Diese Eigenschaft sollte in der Bewertung der Szenarien vorkommen.

Damit verbunden ist die Frage nach der Wahrscheinlichkeit des unterstellten Ausstiegspfad. Der Entwurf setzt den Kohleausstieg vor 2040 und die vollständige Umstellung der Gaskraftwerke auf Wasserstoff bis 2045 als gegeben. Beides hängt von langfristigen Lieferverträgen für fossile Energieträger, von der Ausschreibungspraxis nach dem Stromversorgungssicherheitsgesetz und von künftigen politischen Mehrheiten ab. Auch hier gilt: Je größer der Anteil der Flexibilität, die im Inland und verbrauchsnahe verfügbar ist, desto geringer die Abhängigkeit von diesen Setzungen.

9.8 Grenzüberschreitende Kapazitäten: ein Ziel wird verfehlt, und die Alternative wird nicht geprüft

Was der Entwurf ansetzt. Die Austauschkapazitäten zu den Nachbarnetzen sind keine Größe, die der Netzentwicklungsplan errechnet, sondern eine Eingangsgröße: übernommen aus dem European Resource Adequacy Assessment 2026 und den Projektplanungen des TYNDP 2026. Berücksichtigt werden Vorhaben in Betrieb, im Bau oder im Bundesbedarfsplan sowie die weiterverfolgten Projekte des Vorgängerplans. In den Pfaden A und B sind es nur fortgeschrittene Projekte, was zu rund 58 Gigawatt in Richtung Deutschland und 59 Gigawatt in die Nachbarländer führt, in beiden Zieljahren. Im Pfad C werden alle Vorhaben des TYNDP 2026 unabhängig von ihrem Projektfortschritt einbezogen; die Kapazitäten liegen dort 2040 bei 65 beziehungsweise 66 Gigawatt und 2045 bei 68 beziehungsweise 69 Gigawatt. Zum Vergleich weist der Entwurf selbst aus, dass die BMW-Langfristszenarien im Szenario O45-Strom rund 92,4 Gigawatt ansetzen.

Der Befund, den der Entwurf offen ausspricht. Auf S. 121 heißt es, in allen Szenarien werde das für 2030 formulierte Stromverbundziel der Europäischen Union in Höhe von 15 Prozent der installierten Erzeugungsleistung unterschritten. Das betrifft Zieljahre, die zehn und fünfzehn Jahre nach dem Zieldatum liegen. Im selben Absatz empfehlen die Übertragungsnetzbetreiber, keine weiteren Austauschkapazitäten über die bekannten Projektplanungen hinaus anzusetzen, und stützen sich dabei auf einen Hinweis der Bundesnetzagentur aus der Genehmigung des vorangegangenen Szenariorahmens: Zusätzliche Kapazitäten ohne konkrete Verortung könnten Netzausbauvorhaben implizit beeinflussen und Fehlplanungen begünstigen.

Beide Aussagen sind für sich nachvollziehbar. Zusammen bleibt offen, wie die Lücke zum Verbundziel geschlossen werden soll und was es für die Ergebnisse bedeutet, dass sie über den gesamten Betrachtungszeitraum offenbleibt.

Die zweite unionsrechtliche Vorgabe wird einseitig gelesen. Nach Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 müssen mindestens 70 Prozent der austauschlimitierenden Leitungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stehen; der Entwurf hält fest, dass diese Pflicht seit dem 31.12.2025 gilt, und setzt sie in der Modellierung um, indem für Wechselstrom-Interkonnektoren 70 Prozent der technischen Kapazität als Remaining Available Margin angesetzt werden, für Gleichstromverbindungen bis zu 100 Prozent.

Die Vorschrift begrenzt, in welchem Umfang innere Engpässe auf die Grenzkapazitäten abgewälzt werden dürfen. Sie lässt sich deshalb auf zwei Wegen erfüllen: durch zusätzliche Kuppelkapazität oder durch Entlastung der kritischen Netzelemente im Inland, aus denen sich die verfügbare Handelskapazität rechnerisch ergibt. Der Entwurf beschreibt beide Vorgaben — die 70 Prozent und das 15-Prozent-Ziel — als „Ausdruck eines wachsenden Bedarfs an Interkonnektivität im europäischen Binnenmarkt“ und prüft den zweiten Weg nicht.

Das ist dasselbe Muster wie in den Abschnitten 1 und 2, hier mit unmittelbarem unionsrechtlichem Bezug: Artikel 51 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 verlangt, das Potenzial von Laststeuerung und Speicherung **als Alternative zum Systemausbau** in vollem Umfang zu berücksichtigen. Die Größenordnung ist bezifferbar: In der Rechnung von Fraunhofer ISE und ISI baut das Modell für Deutschland im Jahr 2040 rund 1,6 Gigawatt weniger grenzüberschreitende Übertragungskapazität aus, wenn die Hälfte der Ladeenergie bidirektional nutzbar ist — bei gleichzeitig höheren Nettoimporten. Weniger Leitung bei mehr Handel.

Unsere Anregung. Erstens die Unterschreitung des Verbundziels als eigenen Punkt behandeln und ausweisen, welche Folgen sie für die Ergebnisse hat. Zweitens ausweisen, in welchem Umfang inländische Flexibilität die nach Artikel 16 Absatz 8 bereitzustellende Handelskapazität freisetzt — also den zweiten Erfüllungsweg neben dem Zubau überhaupt sichtbar machen.

10. Widersprüche innerhalb des Entwurfs

Wir benennen sie einzeln, weil jeder für sich auflösbar ist.

Nr.	Der Widerspruch	Fundstellen
1	CO ₂ -Preise von 400 Euro je Tonne im Jahr 2045 und zugleich 45 Prozent der Haushalte, die ihre Flexibilität nicht nutzen. Die Preiswelt erzeugt genau den Anreiz, dessen Wirkung die Verhaltensannahme ausschließt.	S. 66 (Tab. 13) gegen S. 134 (Tab. 29)
2	Der Elektrolysepfad wird halbiert, die Projektmeldungen haben sich halbiert, die Kostendegression bleibt aus — und im selben Kapitel gilt Wasserstoff für Kraftwerke und Fernwärmenetze als jederzeit bedarfsgerecht verfügbar, ohne strukturelle Restriktionen.	S. 59
3	Resilienz und Diversifizierung werden als Motiv genannt, die Szenarien erhöhen jedoch die Importabhängigkeit und bilden keine dezentrale Struktur als Antwort darauf ab.	S. 18 gegen Kapitel 3.4
4	Für Rechenzentren wird die Bottom-up-Dynamik gemeldeter Projekte übernommen, für die Flexibilität von 39,6 Millionen Fahrzeugen der Status quo fortgeschrieben.	S. 37 f. gegen S. 66
5	Die Photovoltaikleistung ist 2040 und 2045 mit 400 Gigawatt identisch, obwohl der Entwurf im selben Kapitel Kostenvorteile, hohe Zubauraten und eine anhaltende Projektpipeline beschreibt.	S. 89 ff.
6	Die Produktionsstandorte gelten als unverändert, während für die Grundstoffchemie im Pfad C der Import von Vorprodukten angenommen wird. Die Wertschöpfungstiefe ändert sich, die Standorte nicht.	S. 48 gegen S. 25
7	Für Batteriespeicher wird eine deutliche Kostendegression festgestellt, die Technikparameter der Kleinspeicher bleiben zwischen 2040 und 2045 unverändert.	S. 107 gegen S. 109
8	Der Neubau von Kernkraftwerken wird per Setzung ausgeschlossen, die unbegrenzte Verfügbarkeit von Wasserstoff per Setzung eingeschlossen. Gleiche Unsicherheit, ungleiche Behandlung.	S. 103 gegen S. 59

11. Vorschlag: ein vierter Szenariopfad D

Die drei Pfade des Entwurfs unterscheiden sich im Tempo und in der Netzdienlichkeit, nicht in der technologischen Entwicklung. Sie decken damit die Spanne zwischen einem verzögerten und einem plangemäßen Verlauf ab, nicht aber den Fall, dass die Entwicklung der vergangenen zehn Jahre bei Batterien, Photovoltaik und digitaler Steuerung weiterläuft. Diesen Fall halten wir nicht für den Bestfall, sondern für den wahrscheinlichsten.

Wir regen deshalb einen vierten Pfad an, der auf dem Pfad B aufsetzt und sich von ihm in den folgenden Größen unterscheidet. Alle Werte sind aus Quellen abgeleitet, die in der beigefügten Evidenzsynthese benannt sind.

Größe	B 2045 (Entwurf)	D 2045 (Vorschlag)	Herkunft
Flexibilität der Haushalte	55 % marktorientiert, 25 % netzorientiert, getrennte Gruppen	ein kombiniertes Signal aus Marktpreis und Netzentgelt für alle zugangsfähigen Haushalte; die Zugangsfähigkeit als eigener Parameter ausgewiesen	die auf S. 66 selbst gestellte Frage nach kombinierter Abbildung
Rückspeisung aus Fahrzeugen	nicht abgebildet	50 % der Ladeenergie bidirektional nutzbar; daraus rund 297 GWh nutzbare Kapazität und rund 109 GW Leistung	Fraunhofer ISE und ISI (2024), Variante Car II; Verfügbarkeit nach der Erhebung Mobilität in Deutschland
Photovoltaik	400 GW, unverändert gegenüber 2040	Fortschreibung des Zubaus nach 2040, Wirkungsgradfortschritt abgebildet	Zubauraten und Kostenentwicklung, die der Entwurf auf S. 89 f. selbst beschreibt
Aufteilung Aufdach zu Freifläche	50 zu 50	Aufdach deutlich über 50 %, Freiflächenpfad anteilig gekürzt, Gesamtziel unverändert; überdachte Parkflächen als eigene Kategorie	Verbrauchsnähe und Flächenbedarf, vom Entwurf auf S. 90 selbst benannt; Akzeptanz als bindende Grenze
Kleinbatteriespeicher	ausschließlich an neue Aufdach-PV gekoppelt, 2 kWh je kW	eigene Kategorie für gebäude- und quartiersbezogene Speicher ohne eigene Dachanlage; Auslegung an die Betriebsweise gebunden	die auf S. 109 selbst erbetenen Hinweise
Rechenzentren	143,2 TWh, starre Last	dieselbe Menge, aber mit abgebildeter Flexibilität aus unterbrechungsfreier Stromversorgung und verschiebbaren Rechenlasten; zusätzlich eine Untergrenzen-Variante	die auf S. 46 selbst genannten limitierenden Standortfaktoren
Wasserstoff, kalorische Nutzung	unbegrenzt verfügbar	mengenmäßig begrenzt aus Elektrolyse- und Importannahmen; der Verstromungsbedarf als Ergebnis nach Ausschöpfung von Flexibilität und Speichern	Odenweller et al. (2022); Rosenow (2022); Ueckerdt et al. (2021)
Industrie	Standorte und Mengen unverändert	Sensitivität mit veränderter Wertschöpfungstiefe und verschobenem Schwerpunkt	die im Pfad C selbst angenommene Verlagerung der Vorproduktherstellung
Effizienz	nicht gesondert ausgewiesen	Effizienzrate als eigene, ausgewiesene Größe je Sektor	—

Was dieser Pfad leistet. Er ist kein Wunschbild, sondern die Fortschreibung dessen, was der Entwurf an anderer Stelle bereits feststellt: fallende Speicherkosten, hohe Zubauraten bei der Photovoltaik, eine laufende Reform der Netzentgelte und eine Preiswelt mit 400 Euro je Tonne Kohlendioxid. Er unterscheidet sich von B nicht durch Optimismus, sondern dadurch, dass er dieselbe Dynamik auf beiden Seiten der Bilanz zulässt.

Was er für die Netzplanung bedeutet. In der Modellrechnung von Fraunhofer ISE und ISI sinkt für Deutschland im Jahr 2040 bei 50 Prozent bidirektional nutzbarer Ladeenergie die installierte Leistung von Wasserstoffkraftwerken um 56 Gigawatt und die Elektrolyseleistung um 15 Gigawatt; die Abregelung erneuerbarer Erzeugung geht EU-weit um 39 Terawattstunden zurück. Ein Pfad D würde beziffern, was davon im deutschen Übertragungsnetz ankommt. Solange er fehlt, ist diese Größe im Verfahren nicht bekannt, und eine Transportaufgabe, die ohne sie ermittelt wurde, fällt zwangsläufig größer aus.

Der gesetzliche Maßstab spricht dafür. § 12a Absatz 1 EnWG verlangt Szenarien, die „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen“ abdecken. Eine Fortschreibung der technologischen Entwicklung der vergangenen zehn Jahre ist nicht der optimistische Rand dieser Bandbreite, sondern ihr wahrscheinlichster Verlauf. Ein Rahmen, dessen drei Pfade technologisch identisch sind, bildet die Bandbreite in dieser Dimension nicht ab.

Wie er sich zu den bestehenden Pfaden verhält. D ersetzt keinen der drei Pfade. Er erweitert die Bandbreite an dem Rand, an dem sie derzeit endet: Alle drei Pfade des Entwurfs liegen technologisch beim Status quo und unterscheiden sich nur im Tempo seiner Vervielfältigung.

12. Bitte um Einordnung und Klarstellung

Zu den folgenden Punkten bitten wir um eine Einordnung im Rahmen der Auswertung dieser Konsultation:

1. Wie ist der Anteil der Haushalte hergeleitet, die ihre Flexibilität nicht erschließen, und wie verhält er sich zu den unterstellten CO₂-Preisen von 400 Euro je Tonne?
2. Auf welcher Grundlage beruht die Annahme unbegrenzter Verfügbarkeit von Wasserstoff für Kraftwerke und Fernwärmenetze, nachdem der Elektrolysepfad halbiert wurde?
3. Welche mittlere Batteriekapazität je Elektrofahrzeug liegt den Szenarien zugrunde, und aus welchem Grund wird die Rückspeisung in keinem Pfad gerechnet?
4. Aus welchem Grund bleibt die installierte Photovoltaikleistung zwischen 2040 und 2045 unverändert?
5. Welcher Projektstatus wurde bei den gemeldeten Rechenzentren angesetzt, wie ist eine Doppelzählung mit dem Bestand ausgeschlossen, und mit welcher Effizienzrate wird gerechnet?
6. Wird die Flexibilität von Rechenzentren, insbesondere aus unterbrechungsfreier Stromversorgung und verschiebbaren Rechenlasten, in der Modellierung abgebildet?
7. Welche jährliche Effizienzrate liegt dem Verbrauchspfad je Sektor zugrunde, und welcher Anteil des Anstiegs des Bruttostromverbrauchs entfällt auf Substitution, welcher auf Mengenwachstum?

8. Ist eine Sensitivität vorgesehen, in der sich die Wertschöpfungstiefe der Industrie und damit ihr Strombedarf und dessen Verortung verändern?
 9. Nach welchem Kriterium wird der Neubau von Kernkraftwerken per Setzung ausgeschlossen, während die unbegrenzte Verfügbarkeit von Wasserstoff per Setzung eingeschlossen wird?
 10. Ist geprüft worden, wie empfindlich die Ergebnisse auf den CO₂-Preispfad reagieren, insbesondere mit Blick auf den Vorschlag der Europäischen Kommission, den linearen Kürzungsfaktor des Emissionshandels nach 2030 abzusenken?
 11. Ist vorgesehen, die Robustheit der Szenarien gegen Unterbrechungen von Importwegen und gegen den Ausfall einzelner großer Infrastrukturelemente zu bewerten?
 12. Nach welchem Kriterium gilt importierter Wasserstoff als treibhausgasneutral, und aus welchem Grund wird der Emissionsfaktor unabhängig vom Herstellungsweg mit null angesetzt?
 13. Ist vorgesehen, den Rücklauf ausgemusterter Fahrzeugbatterien und deren stationäre Zweitnutzung als Speicherkategorie abzubilden?
 14. Wie soll mit der in allen Szenarien festgestellten Unterschreitung des 15-Prozent-Verbundziels umgegangen werden, und ist geprüft worden, in welchem Umfang inländische Laststeuerung die nach Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 bereitzustellende Handelskapazität freisetzt?
 15. Welcher Anteil der in der Niederspannung erzeugten Energie wird nach den der Modellierung zugrunde liegenden Daten in derselben Netzebene verbraucht, und auf welcher Datengrundlage beruht dieser Wert?
 16. Welche Messgrößen an der Schnittstelle zwischen Nieder- und Mittelspannung stehen der Modellierung zur Verfügung, und geht der Lastfluss an Ortsnetzstationen als Eingangsgröße in die Ermittlung der Transportaufgabe ein?
 17. Ist vorgesehen, die seit dem 1. Juni 2026 nach § 42c EnWG vorgeschriebene viertelstündliche Zuordnung lokal erzeugter Energie als mögliche Grundlage einer entgeltlichen Differenzierung in den Szenarien abzubilden?
 18. Nach welchem Kriterium wird entschieden, welche der in der Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom erwogenen Entgeltstrukturen in die Szenarien eingehen, und wird die Abstimmung zwischen beiden Verfahren im Szenariorahmen dokumentiert?
-

13. Unionsrechtliche Einordnung und Ansätze zur Effizienz des Verfahrens

13.1 Der Maßstab, an dem der Szenariorahmen mittelbar zu messen ist

Die Netzentwicklungsplanung des Übertragungsnetzes beruht auf Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944, national umgesetzt in den §§ 12a bis 12c EnWG. **Artikel 51 Absatz 3** verlangt, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erarbeitung des zehnjährigen Netzentwicklungsplans das Potenzial für den Einsatz von Laststeuerung, Energiespeicheranlagen oder anderen Ressourcen

als Alternative zum Systemausbau **in vollem Umfang** berücksichtigen. Dieselbe Vorschrift verpflichtet die Regulierungsbehörde, alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer offen und transparent zu konsultieren und das Ergebnis der Konsultation zu veröffentlichen.

Der Szenariorahmen ist diesem Schritt vorgelagert, und darin liegt die Schwierigkeit: Was in den Annahmen nicht vorkommt, kann der Netzentwicklungsplan später nicht berücksichtigen. Eine Ressource, die in allen drei Szenariopfaden mit null angesetzt ist — die Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien —, steht für die Prüfung nach Artikel 51 nicht mehr zur Verfügung. Eine Laststeuerung, die als feste, nicht hergeleitete Verhaltensquote geführt wird, wird nicht ihrem Potenzial nach berücksichtigt, sondern ihrer angenommenen Inanspruchnahme nach. Wir regen an, im Szenariorahmen ausdrücklich auszuweisen, wie das Potenzial dieser beiden Ressourcen ermittelt wurde und an welcher Stelle des Verfahrens es geprüft wird.

Das nationale Recht setzt einen zweiten Maßstab. § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG verlangt mindestens drei Entwicklungspfade, die „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen“ für die nächsten zehn bis fünfzehn Jahre abdecken; Satz 3 verlangt drei weitere Szenarien für das Jahr 2045, die ebenfalls „eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen“. Maßstab ist damit die Bandbreite des Wahrscheinlichen, nicht die Bandbreite des Tempos. Drei Pfade, die sich in der technologischen Entwicklung nicht unterscheiden und sämtlich beim heutigen Stand der Technik bleiben (Abschnitt 9.1), decken diese Bandbreite an einem Rand nicht ab. Genau dort setzt der in Abschnitt 11 vorgeschlagene Pfad D an.

Drei weitere Vorschriften desselben Rechtsrahmens weisen in dieselbe Richtung:

- **Artikel 19e der Verordnung (EU) 2019/943** in der Fassung der Verordnung (EU) 2024/1747 verpflichtet Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu einer Analyse des Flexibilitätsbedarfs gegenüber der Regulierungsbehörde; ENTSO-E und die EU-DSO-Einrichtung haben dafür eine gemeinsame Methodik vorgelegt. Gegenstand dieser Analyse und Gegenstand der hier konsultierten Flexumer-Annahmen sind weitgehend dieselbe Frage. Uns erschließt sich nicht, wie beide Verfahren zueinander stehen und welche der beiden Größen im Konfliktfall maßgeblich ist.
- **Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943** stellt die Laststeuerung im Redispatch ausdrücklich neben Erzeugung und Speicherung und verpflichtet die Netzbetreiber, den abwärtsgerichteten Redispatch erneuerbarer Erzeugung zu minimieren. Eine Modellierung, die die größte verfügbare steuerbare Last des Zieljahres nicht als Senke abbildet, arbeitet dieser Vorgabe entgegen.
- **Artikel 18 derselben Verordnung** verlangt, dass Netzentgelte Energiespeicherung und Aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung setzen. Das betrifft die Frage der bilanziell eigenständigen Erfassung unmittelbar (Abschnitt 1).

13.2 Ansätze, die über dieses Verfahren hinausweisen

Die folgenden Anregungen betreffen nicht den Szenariorahmen selbst, sondern die Vorschriften, in die er eingebettet ist. Wir bringen sie ein, weil die Konsultation die Gelegenheit dazu gibt, und benennen bei jeder, was bereits existiert und was neu wäre.

Rollierende Fortschreibung der dynamischen Parameter. Der Zweijahresrhythmus des § 12a EnWG passt zu Größen, die sich langsam ändern. Er passt nicht zu Batteriekosten, die sich seit 2010 um über 90 Prozent verringert haben, und nicht zur Frage, wie viele Fahrzeuge

rückspeisefähig sind. Für diese Parameter wäre eine jährliche Fortschreibung innerhalb des laufenden Rahmens sachgerechter als ihre Fixierung über zwei Jahre.

No-Regret-Maßnahmen abgrenzen. Ein Teil der ermittelten Maßnahmen ist in jedem Szenariopfad erforderlich, ein anderer nur in einzelnen. Werden beide getrennt ausgewiesen, lässt sich der unstrittige Teil vorziehen, während der strittige an nachprüfbare Auslöser gebunden wird. Das verkürzt die Umsetzung dort, wo Einigkeit besteht, und verhindert Investitionen, die von einer einzelnen Annahme abhängen.

Zielvereinbarungen neben der Maßnahmenliste. Die Anreizregulierung nach § 21a EnWG kennt beides bereits: den Effizienzvergleich nach § 12 der Anreizregulierungsverordnung und das Qualitätselement nach deren § 19, das Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze an Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit knüpft. Zulässige Kennzahlen sind dort die Dauer und die Häufigkeit der Unterbrechung sowie die nicht gelieferte Energiemenge und die nicht gedeckte Last.

Alle vier sind Mengen- oder Mittelwertgrößen. Was fehlt, ist erstens eine Zielgröße für die Kostenentwicklung je transportierter Kilowattstunde und zweitens ein Maß für die Verteilung zwischen den Netzgebieten: Ein bundesweiter Mittelwert der Unterbrechungsdauer verdeckt, wie ungleich die Versorgungsqualität verteilt ist, und lässt sich durch gute Werte in dicht besiedelten Gebieten halten, während einzelne Netzgebiete dauerhaft zurückfallen. Eine Kennzahl, die diese Ungleichverteilung misst, und eine spürbare Sanktion bei Verfehlung wären ein wirksamerer Hebel als eine längere Maßnahmenliste.

Internationales Benchmarking. Der Effizienzvergleich läuft heute national. Kosten und Qualität je transportierter Kilowattstunde sind über die Berichte der europäischen Regulierungsbehörden grenzüberschreitend vergleichbar. Ein Vergleich, der die deutschen Werte regelmäßig in diesen Rahmen stellt, macht sichtbar, wo Kostenunterschiede aus der Netzstruktur folgen und wo nicht.

Nutzen statt Abregeln, mit Kostenverantwortung. Die Kosten für Abregelung und Redispatch gelten überwiegend als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und werden über die Netzentgelte umgelegt. Wer sie bezahlt, hat sie nicht verursacht, und wer sie vermeiden könnte, verdient am Vermeiden nichts. Wird ein Anteil dieser Kosten in den beeinflussbaren Teil überführt, entsteht ein Eigeninteresse daran, Erzeugung lieber zu verbrauchen als abzuregeln — und damit ein Eigeninteresse an genau den flexiblen Lasten, die in diesem Szenariorahmen mit null angesetzt sind. Die Ausgestaltung gehört in ein anderes Verfahren; die Wirkung auf die Transportaufgabe gehört in dieses.

14. Zusammenfassung unserer Anregungen

Die Anregungen laufen auf eine Korrektur in dieselbe Richtung hinaus: Die Elektronenseite des Systems — flexible Lasten, dezentrale Erzeugung, Speicher in Fahrzeugen und Gebäuden, digitale Steuerung — ist im Entwurf zu niedrig angesetzt, die Molekülseite als frei verfügbare Ausgleichsgröße zu hoch. Wird beides korrigiert, verschiebt sich das Ergebnis der Netzplanung erkennbar: weniger zusätzliche Transportkapazität, mehr Flexibilität und Digitalisierung, weniger Importabhängigkeit.

1. Den Flexumer-Anteil in Zugangsfähigkeit und Verhaltensbereitschaft trennen; die Zugangsvoraussetzung der bilanziell eigenen Erfassung von Ladepunkten sichtbar machen; eine Variante ohne diese Begrenzung rechnen.

2. Markt- und netzorientiertes Verhalten kombiniert abbilden statt in getrennten Gruppen.
3. Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien mindestens als Sensitivität aufnehmen und ihre Parameter offenlegen.
4. Die Regionalisierung der Ladelast um Gebäudetyp und Stellplatzform ergänzen und die Datengrundlage von 2019 aktualisieren.
5. Die Flexibilitätsannahme in Pfad A von der Ausbaugeschwindigkeit entkoppeln; die Bezeichnung „marktlich“ für Pfad C klarstellen.
6. Den Aufdach-Anteil an der Photovoltaik deutlich oberhalb von 50 Prozent ansetzen, den Freiflächenpfad anteilig kürzen und das Gesamtziel unverändert lassen; überdachte Parkflächen als eigene Kategorie führen und die Aufteilung als Sensitivität ausweisen.
7. Kleinbatteriespeicher nicht ausschließlich an den Zubau eigener Dachanlagen koppeln; gebäude- und quartiersbezogene Speicher als eigene Kategorie führen.
8. Die kalorische Nutzung von Wasserstoff mengenmäßig begrenzen und den Verstromungsbedarf als Ergebnis nach Ausschöpfung von Flexibilität und Speichern ausweisen.
9. Mindestens eine Variante mit räumlich differenzierten Preissignalen rechnen.
10. Einen vierten Szenariopfad D aufnehmen, der die technologische Entwicklung fortschreibt, die der Entwurf an anderer Stelle selbst feststellt (Abschnitt 11).
11. Die Flexibilität von Rechenzentren abbilden und eine Variante mit geringerem Zubau vorsehen.
12. Eine Sensitivität zur veränderten Wertschöpfungstiefe der Industrie aufnehmen, statt Standorte und Mengen als unveränderlich zu setzen.
13. Die unterstellte Effizienzentwicklung je Sektor als eigene Größe ausweisen.
14. Die Robustheit der Szenarien gegen Unterbrechungen von Importwegen und gegen den Ausfall großer Infrastrukturelemente als Bewertungskriterium führen.
15. Die Entwicklung der mittleren Fahrzeugbatterie als Sensitivität führen; 60 Kilowattstunden sind die untere Kante, rund 100 Kilowattstunden der wahrscheinlichere Wert für 2045.
16. Batterien aus der zweiten Nutzung als eigene Speicherkategorie aufnehmen, insbesondere für Quartierspeicher.
17. Die Herkunft des unterstellten Wasserstoffs benennen und den Emissionsfaktor an sie binden, statt jeden Wasserstoff unabhängig vom Herstellungsweg mit null anzusetzen.
18. Ausweisen, wie das Potenzial von Laststeuerung und Speicherung ermittelt wurde und an welcher Stelle des Verfahrens es nach Artikel 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 geprüft wird.
19. Das Verhältnis zwischen den Flexumer-Annahmen dieses Rahmens und der Flexibilitätsbedarfsanalyse nach Artikel 19e der Verordnung (EU) 2019/943 klarstellen.

20. Ausweisen, in welchem Umfang inländische Flexibilität die grenzüberschreitend bereitzustellende Handelskapazität freisetzt, und die Unterschreitung des 15-Prozent-Verbundziels als eigenen Punkt behandeln.
21. Eine Variante rechnen, in der lokal gedeckter Verbrauch entgeltlich anders behandelt wird als Verbrauch aus vorgelagerten Netzebenen, und ausweisen, welcher Teil der ermittelten Transportaufgabe an diesem Signal hängt (Abschnitt 8.1).
22. Ausweisen, welche Messgrößen aus der Niederspannung in die Modellierung eingehen, und den Anteil der dort erzeugten und in derselben Ebene verbrauchten Energie als eigene Größe führen.

Wir sind eine Bürgerinitiative und streben keine Marktrolle an. Für ein erläuterndes Gespräch stehen wir gern zur Verfügung, auch dazu, wo aus Ihrer Sicht die Schwächen dieser Hinweise liegen.

Mit freundlichen Grüßen

Dipl. Ing. Martin Bächle für die LADEFREUNDE

Fundstellen im Szenariorahmenentwurf (Seitenangaben nach der PDF-Fassung)

Thema	Seite	Wortlaut / Wert
Einladung zu Hinweisen, Flexumer	66	„Gerne können Hinweise zu der Modellierung von Flexumern in der Konsultation zum Szenariorahmenentwurf eingebracht werden.“
Flexumer-Anteile	66, Tab. 13	markt-/netzorientiert: A 2045 30/0, B 2045 55/25, C 2045 55/0
Nicht erschlossene Potenziale	66	„erschließen die Flexibilitätspotenziale ihrer Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge nicht“
Hemmnisse der Flexibilität	65	Smart-Meter-Durchdringung 5,5 % Ende 2025; Aggregatoren, Tarife, Interoperabilität, Bereitschaft
Verweis auf AgNes	65 f.	zeitlich und regional differenzierte Netzentgelte
E-Pkw-Zahlen	55, Tab. 10	B 2045: 39,6 Mio. Fahrzeuge, 91,7 TWh
Rückspeisung	64	„Perspektivisch besteht ... das Potenzial, Strom zurück in das Netz zu speisen.“
Regionalisierung Ladelast	56	„Garagenanzahl, Pendeldistanz, PV-Leistung, Wohnfläche und Einkommen“; Methodik-Quelle 2019
Ladeprofile, Datenlage	58	empirische Ladedaten „sehr gering und nicht repräsentativ“
Pfad A, Netzdienlichkeit	24	„keine gesonderte Ausrichtung auf eine netzdienliche Verortung oder Betriebsweise“
Pfad C, Abgrenzung	25	„keine zusätzlichen Annahmen ..., die gezielt auf eine Entlastung der Netzinfrastuktur ausgerichtet sind“
Gebotszone	23	„weiterhin eine deutsche Gebotszone“
Resilienz als Motiv	18	„resiliente und diversifizierte Energieversorgung“; „Beeinträchtigungen zentraler Energie- und Transportinfrastrukturen“
PV-Aufteilung	90	2045 in allen Szenarien 50/50 Aufdach zu Freifläche; Bestand heute knapp 70 % Aufdach
Kleinbatteriespeicher	109	Zubau „ausschließlich“ an neuer Aufdach-PV; 0,6 kW je kWp; 2 kWh je kW; Einladung zu Hinweisen
Batteriespeicherleistung	110, Tab. 24/25	B 2045: klein 79,5 GW / 159 GWh; groß 102,9 GW / 205,8 GWh
Wasserstoff, Marktlage	59	Kostendegression bleibt aus; Projektmeldungen halbiert; Elektrolysepfad in B halbiert, in A auf 10 GW begrenzt
Wasserstoff, Verfügbarkeitsannahme	59	„keine strukturellen Restriktionen ... jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung“
Fernwärme	63 f.	Wasserstoff-Heizkessel in jedem Netz; elektrische Wärmeerzeuger „systematisch vermieden“

Thema	Seite	Wortlaut / Wert
Lastmanagement Industrie/GHD	67	Begleitstudie 2021; GHD-Potenzial „gering“
Austauschkapazitäten	121	A und B rund 58/59 GW; C 2040 65/66 GW, 2045 68/69 GW; BMW-Langfristszenarien O45-Strom rund 92,4 GW
Verbundziel verfehlt	121	„in allen Szenarien das für 2030 formulierte EU- Stromverbundziel in Höhe von 15 % ... unterschritten“; zugleich Empfehlung, nichts darüber hinaus anzusetzen
Mindesthandelskapazität	120, Kapitel 6	70 % als Remaining Available Margin für AC-Interkonnektoren, bis 100 % für HGÜ; Pflicht seit 31.12.2025
Rechenzentren, neue Anlagen	26, 37 f., 46	4,2 TWh Referenz gegen 143,2 TWh in B/C 2045; limitierende Faktoren Fläche, digitale Infrastruktur, Akzeptanz
Bruttostromverbrauch	26	Referenz 517,2 TWh gegen 1.203,2 TWh in B 2045
Industriestandorte	48	„Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet.“
Konventioneller Kraftwerkspark	103	derselbe Kraftwerkspark in allen Zieljahren; kein Neubau von Kernkraftwerken betrachtet
Photovoltaik und Biomasse	26, 91	400 GW in B und C, 2040 und 2045 identisch; Biomasse sinkt von 9,2 auf 3,0 GW
Batteriemarkt	107	„deutliche Kostendegression bei Batteriespeichersystemen und einer Weiterentwicklung neuer Speicherarten“
Brennstoffpreise	133 f.	World Energy Outlook 2025, Szenario Net Zero Emissions by 2050; Erdgas 12,9 EUR/MWh in 2045
CO ₂ -Preise	134	297,5 EUR/t 2040, 400,0 EUR/t 2045, 502,7 EUR/t 2050 (TYNDP 2026); der Wert für 2045 ist die lineare Interpolation zwischen 2040 und 2050
Begründung der Quellenwahl	133 f.	WEO 2025 weist für das Netto-Null-Szenario keine EU- spezifischen CO ₂ -Preise aus, deshalb TYNDP 2026
Emissionsfaktor Wasserstoff	134 (Tab. 30)	0,000 t CO ₂ /MWh, ohne Bedingung zum Herstellungsweg
Herkunft des Wasserstoffs	23, 59	inländisch Elektrolyse auf Basis erneuerbarer Energien; für Importe wird Treibhausgasneutralität angenommen, ohne Kriterium

Anlage 1 — Evidenzsynthese

Die wissenschaftliche Grundlage der Abschnitte 2, 5 und 7 ist als eigenes Dokument beigelegt: **Evidenzsynthese zur Stellungnahme zum Szenariorahmen NEP 2040/2045 (2027)**. Sie ist als gezielte Synthese zu drei Thesen angelegt und nicht als vollzählige Übersichtsarbeit; die Auswahlregel, der Prüfstand jeder Quelle und die verbliebenen offenen Punkte sind dort benannt.

Anlage 2 — Externe Belege

Beleg	Typ	Fundstelle
Xu, Behrens, Gasper, Smith, Hu, Tukker, Steubing (2023): Electric vehicle batteries alone could satisfy short-term grid storage demand by as early as 2030	begutachtet	Nature Communications 14, 119; DOI 10.1038/s41467-022-35393-0
Odenweller, Ueckerdt, Nemet, Jensterle, Luderer (2022): Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply	begutachtet	Nature Energy 7, 854–865
Ueckerdt, Bauer, Dirnaichner, Everall, Sacchi, Luderer (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation	begutachtet	Nature Climate Change
Rosenow (2022): Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review	Übersichtsarbeit über 32 unabhängige Studien	Joule
Fraunhofer ISE und ISI (Oktober 2024) für Transport & Environment: Potential of a full EV-power-system-integration in Europe	Institutsstudie, Modell Enertile	Tabelle 4: EU-27 2040 –22,2 Mrd. € (–8,6 %), 2030 –9,7 Mrd. € (–5,5 %); Deutschland 2040 in der Variante Car II: Wasserstoffkraftwerke –56 GW, Elektrolyse –15 GW, Rückspeisung 82 TWh, stationäre Speicher 12 GWh; EU Abregelung –39 TWh
Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2023): Bidirektionales Lademanagement, Abschlussbericht	Feldversuch	März 2023
e-mobil BW: Potenzialanalyse bidirektionales Laden	Institutsstudie	mittlere Batterie 50 bzw. 70 kWh; nutzbarer Anteil rund 50 %
Agora Verkehrswende (2025): Analyse Bidirektionales Laden	Institutsstudie	Technik, Regulierung, Nutzen
Stiftung Umweltenergierecht (2024): Bidirektionales Laden, rechtliche Rahmenbedingungen und Hemmnisse	Rechtsgutachten	Würzburger Studien 38, Dezember 2024
Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität, RE-xpertise (2019) für Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und RAP: Verteilnetzausbau für die Energiewende	Institutsstudie	Tabelle 1, jährliche Pro-Kopf-Investitionen 2015–2030 bei 15 Mio. Elektro-Pkw: Land 99 → 39 €, Halbstadt 52 → 24 €, Stadt 40 → 28 €. Die Studie weist Elektromobilität, Wärmepumpen und erneuerbare Energien gemeinsam aus und hält eine getrennte Zurechnung für methodisch nicht sinnvoll

Beleg	Typ	Fundstelle
Nobis, Kuhnimhof (2018): Mobilität in Deutschland	amtliche Erhebung	Pkw stehen 97 % der Zeit, davon 84 % am Wohnort; Anteil gleichzeitig parkender Fahrzeuge sinkt nie unter 50 %
Ladepunkte mit und ohne eigene Marktlotation	amtliche Statistik	Monitoringbericht 2025, Tab. 28, Stichtag 31.12.2024: 62.104 gegenüber 2.488
BloombergNEF, Battery Price Survey 2025	Marktbeobachtung	Batteriepakete 108 USD/kWh, rund 93 % unter 2010; stationäre Speicher 70 USD/kWh
Verordnung (EU) 2023/1542 über Batterien und Altbatterien	Unionsrecht	Sammel- und Verwertungsquoten, digitaler Batteriepass als Grundlage der Zweitnutzung
Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur in Mehrparteienhäusern	Bundesanzeiger	BAnz AT 24.03.2026 B1, Richtlinie vom 16.03.2026; Aufrufe vom 25.03.2026; Hinweisblatt vom 07.05.2026; Antragsfristen 15.10. und 10.11.2026