

Berlin, 30. September 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025

Konsultation der BNetzA zum Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Juni 2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkungen.....	7
2	Allgemeine Anmerkungen.....	7
2.1	Organisation der Konsultation	7
2.2	Verzahnung zwischen Strom und Gasen	8
2.3	Berücksichtigung der Regionalszenarien der VNB	9
2.4	Angemessenheit der Szenarien insgesamt.....	9
3	Beantwortung der Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA zum Szenariorahmen Strom	10
3.1	Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?	10
3.2	Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?	11
3.3	Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?	11
3.4	Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?	12
3.5	Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen realistisch? Oder sollte als Alternative die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden? Gibt es andere alternative Optionen?	12
3.6	Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf, in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?.....	13
3.7	Ist die Annahme gerechtfertigt, dass der Stromverbrauch des Gerätebestands im Haushaltsbereich durch Effizienzsteigerungen	

- trotz zahlreicher neuer Anwendungen im Zuge der Digitalisierung deutlich sinken wird?..... 14
- 3.8 Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs realistisch? . 14
- 3.9 Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene niedrige Anzahl von Wärmepumpen und der dadurch bedingte Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen im Szenariopfad A realistisch? 14
- 3.10 Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf (niedriger als bei den Haushalten), in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr n der Höhe angemessen? 15
- 3.11 Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?..... 15
- 3.12 Ist das Aufkommen und die Höhe des Stromverbrauchs unter der Annahme von 5000 Volllaststunden für Rechenzentren sachgerecht? 15
- 3.13 Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch? 15
- 3.14 Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen im Industriesektor anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden? 16
- 3.15 Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen, insbesondere im Hinblick auf die geringe Anzahl in Szenariopfad A und die damit einhergehende Annahme einer hohen Verbreitung synthetischer Kraftstoffe? 16
- 3.16 Sollten Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) noch als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden? 16
- 3.17 Ist die Regionalisierung des Verbrauchs und die Ermittlung der Ladezeitreihen angemessen? 17

- 3.18 Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen? 17
- 3.19 Sollte in Szenario A eine derart starke Wasserstoffimportabhängigkeit angenommen werden oder sollte zur Verringerung der Importabhängigkeit die Elektrolyseleistung in Szenario A erhöht werden? 17
- 3.20 Erscheinen 4000 Volllaststunden für Elektrolyseure als Schätzwert vor einer Marktmodellierung realistisch? 18
- 3.21 Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen? 18
- 3.22 Ist die Abbildung der haushaltsnahen Flexibilitäten über die drei Technologieklassen (Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher) ausreichend differenziert? 19
- 3.23 Die Anteile des marktlichen Einsatzes werden je Haushalt bestimmt. Ist das zielführend oder sollte zwischen den Technologieklassen unterschieden werden? Spannen die Anteile einen wahrscheinlichen Trichter auf? 19
- 3.24 Ist eine marktreife Entwicklung der V2G-Technologie („Vehicle to Grid“) bis in die Zieljahre plausibel? Zeigen die angenommenen Durchdringungsraten die möglichen Entwicklungen auf? 20
- 3.25 Bilden die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätpotentials ausreichend ab? Sind die Annahmen zu den möglichen Prozessen und der Regionalisierung weiterhin Stand der Technik? 20
- 3.26 Sollte der industrielle Stromverbrauch über die angenommenen Flexibilitätpotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren anstelle feste Lastprofile zu nutzen? 20
- 3.27 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? 21

- 3.28 Sollen für die Bestimmung der Außerbetriebnahme einzelner Windparks/Anbindungen unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer getroffen werden? Ist die Zuordnung der angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren zu Szenario A und der verlängerten Lebensdauer von 30 Jahren zu den Szenarien B und C sachgerecht?..... 21
- 3.29 Sollen die Annahmen des Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgehen, auch wenn die Verfügbarkeit der Flächen ungewiss ist? 23
- 3.30 Sollen für die potenziell nutzbaren Flächen der Doggerbank elektrische Anbindungen unterstellt werden oder sollen diese Potenziale der Erzeugung von Wasserstoff auf See vorbehalten werden?..... 23
- 3.31 Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?..... 24
- 3.32 Ist die angenommene Erhöhung der pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore Anlagen realistisch, insbesondere vor dem Hintergrund, dass bei steigendem Ausbau auch Flächen genutzt werden müssen, die selbst mit Schwachwindanlagen nicht ideal sind? 24
- 3.33 Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll? 25
- 3.34 Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen? 26
- 3.35 Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?..... 26
- 3.36 Sollte Spitzenkappung stärker berücksichtigt werden und wenn ja, welche Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden? 26
- 3.37 Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der bestehenden und zukünftig zu bauenden Wasserstoffkraftwerke für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen? Wie sollten die konkret angenommenen Kraftwerke bestimmt werden? 27

3.38	Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?	28
3.39	Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird? ...	30
3.40	Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?	30
3.41	Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?.....	31
3.42	Ist eine Annahme zusätzlicher Interkonnektoren lediglich in Szenario C angemessen?	31
3.43	Ist die Prüfung dieser neuen Interkonnektoren lediglich auf Basis des Szenario B unter Verwendung der PINT Methodik (Put one IN at a Time) sinnvoll? Damit könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Projekte nicht bewertet werden.	32
3.44	Sollte die Prüfung ebenfalls auf Basis des Szenario C unter dem TOOT Ansatz (Take One Out at a Time) erfolgen? So könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Interkonnektoren bewertet werden.	32
3.45	Ist die Zuordnung nur eines europäischen Szenarios zur Abbildung des Auslands in allen Szenarien angemessen?	32
3.46	Ist das Szenario „National Trends+“ das geeignetste Szenario zur Abbildung der europäischen Nachbarländer?	32
4	Zusätzliche Anmerkungen	32
4.1	Annahmen zum bestehenden Kraftwerkspark und zum Kraftwerksrückbau	32
4.2	Annahmen zur Kraftwerksfahrweise / Kraftwerkseinsatzplanung	33
4.3	Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke.....	33
4.4	Allgemeine Hinweise zu den erneuerbaren Energien	34

1 Vorbemerkungen

Deutschland strebt an, bis 2045 **klimaneutral** zu werden, was eine umfassende Umgestaltung des Energiesystems erfordert. Ein wichtiger Baustein ist dabei der massive Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Dieser ist erforderlich, um die Verschiebungen in der Stromerzeugung hin zu Erneuerbaren Energien und den starken Anstieg des Stromverbrauchs aufgrund der Nutzung von Strom in verschiedenen Verbrauchsbereichen realisieren zu können.

Die Planung der Energieinfrastrukturen muss künftig noch stärker integriert erfolgen. Elektrolyseure werden zur Herstellung von Wasserstoff bedeutende Strommengen benötigen. Gleichzeitig kann der Transport von Energie über Wasserstoff den Ausbau der Stromnetze dämpfen. Bei der Planung der Stromnetze sind daher auch die Lage der künftigen Wasserstoffnetzinfrastruktur und insbesondere die Standorte der Elektrolyseure zu berücksichtigen. Angesichts dieser Wechselwirkungen ist es sehr zu begrüßen, dass die Erstellung der Szenariorahmen für Strom einerseits und für Gas und Wasserstoff andererseits nun zeitlich und auch inhaltlich aufeinander abgestimmt erfolgt.

Wie bereits vor 2 Jahren wurde für den Szenariorahmenentwurf Strom der Zeithorizont 2045 (geplantes Erreichen der Klimaneutralität) gewählt und zusätzlich das Stützjahr 2037 dargestellt. Für beide Jahre haben die ÜNB erneut drei Szenarien abgebildet, die die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen für die zukünftige Stromversorgung in Deutschland und Europa abbilden.

Mit der vorliegenden Stellungnahme nimmt der BDEW zum Entwurf des Szenariorahmens Strom, der von der BNetzA am 02.09.2024 veröffentlicht wurde, Stellung. In einer separaten Unterlage wird parallel der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff kommentiert.

Da der Szenariorahmenentwurf Strom durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet wurde, erfolgt die Erstellung und Freigabe dieser BDEW-Stellungnahme unter Enthaltung der ÜNB.

2 Allgemeine Anmerkungen

2.1 Organisation der Konsultation

Der BDEW betont, dass eine Konsultationsfrist von lediglich vier Wochen für den Szenariorahmen nicht ausreicht. Als Verband leisten wir einen wesentlichen Beitrag zum Erfolg der Energiewende. In unseren Gremien diskutieren wir sektoren-, branchen- sowie netzebenenübergreifend gemeinsam mit unseren Mitgliedsunternehmen. Dabei vermitteln wir zwischen unterschiedlichen Perspektiven und erarbeiten Kompromissvorschläge. Diese Prozesse erfordern

Zeit. Damit die Bundesnetzagentur in vollem Umfang von unserer Arbeit, unseren Strukturen und unserer Expertise profitieren kann, sollte in Zukunft eine **Konsultationsfrist von mindestens sechs Wochen** für den Szenariorahmen eingehalten werden.

2.2 Verzahnung zwischen Strom und Gasen

Die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem und Wirtschaft bis 2045 braucht eine robuste, sektorübergreifende Strategie. Die Systementwicklungsstrategie (SES) soll diese Funktion erfüllen. Sie ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als eine der Grundlagen der Netzentwicklungspläne (NEP) Strom und Gas/Wasserstoff festgeschrieben. Da die aktuelle SES noch in Arbeit ist, kann der jetzt gestartete Szenariorahmenprozess noch nicht auf eine vollständige SES aufsetzen.

Wichtig ist, dass dennoch in den beiden Szenariorahmen bereits jetzt die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Gassystem berücksichtigt werden. Es ist positiv zu bewerten, dass die Konsultation der Szenariorahmen Strom, Gas und Wasserstoff nun zeitgleich erfolgt. Dies bringt das Bewusstsein um die Wichtigkeit einer ganzheitlichen Netztransformation zum Ausdruck.

Nicht nur sind die gesetzlich vorgeschriebenen Abläufe nun zeitlich aufeinander abgestimmt. Auch bei einigen inhaltlichen Punkten ist bereits eine Kongruenz erkennbar. Um potenzielle Querbezüge zwischen dem Strom- sowie dem Gassystem offenzulegen und eine szenarioübergreifende Vergleichbarkeit der verschiedenen Projektionen zu gewährleisten, sollten allerdings die Grundannahmen, die herangezogenen Referenzwerte sowie die jeweils genutzten Berechnungsmethoden allgemein nachvollziehbar und überprüfbar sein. Dass sich der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff in den Annahmen, aber auch in den jeweils herangezogenen Referenzwerten (s. insb. die eingangs jeweils genannten Kennzahlen) teils nicht unerheblich unterscheiden, erschwert den Vergleich der jeweils skizzierten Transformationspfade. Diese Problematik sollte zukünftig durch die Systementwicklungsstrategie behoben werden. Als methodisch beispielhaft kann hierzu die von Fraunhofer ISI 2023 veröffentlichte [Studie zur preiselastischen Wasserstoffnachfrage in Deutschland](#) gelten.

Die Verzahnung der Szenariorahmen Strom & Gase sollte auf die Netzentwicklungspläne, die Systementwicklungsstrategie (SES) und andere Planungsinstrumente erweitert werden (Stützjahre vereinheitlichen, gleiche Zahlen bei Kraftwerken und Elektrolyseure etc.) – weiterhin jedoch in getrennten Dokumenten.

Es ist wichtig, dass ein Abgleich zwischen dem top-down und dem bottom-up Ansatz besteht. Die Akzeptanz der Energiewende muss hochgehalten werden, indem Ziele und Maßnahmen umsetzbar und bezahlbar bleiben.

2.3 Berücksichtigung der Regionalszenarien der VNB

§ 12a EnWG schreibt u.a. vor, dass die Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Erstellung des Szenariorahmens angemessen einzubinden sind. Hier besteht nach Ansicht des BDEW noch Verbesserungsbedarf. Mit den Regionalszenarien der VNB-Planungsregionen liegt ein Instrument vor, das ebenfalls bei der Erstellung des Szenariorahmens der ÜNB zu berücksichtigen ist. Wie die Erkenntnisse aus den Regionalszenarien im vorliegenden Entwurf berücksichtigt wurden, ist nicht zu erkennen und sollte künftig auf jeden Fall erfolgen.

Die Netzentwicklungsplanung der ÜNB orientiert sich an volkswirtschaftlichen und optimierten Markt- und Netzmodellen, die Flexibilitäten „top-down“ als verfügbar voraussetzen. Dies ist für die Dimensionierung der Querschnitte im europäischen Verbundnetz und die Erarbeitung der Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz sachgerecht und richtig.

Die VNB allerdings sind mit der Realität einer Vielzahl konkreter Kundenwünsche und Leistungsanfragen konfrontiert, die sich nur schwer in einem solchen einheitlichen Raster fassen lassen. Diese detaillierten Kenntnisse über die Gegebenheiten und Anforderungen in den einzelnen Netzgebieten sind aber für den gesamten Planungsprozess von Bedeutung und müssen daher unbedingt genutzt werden.

Daher sollten zum einen die bottom-up-Erkenntnisse aus den Netzausbauplänen (NAPs) der einzelnen Strom-VNB wie auch die Inhalte der Regionalszenarien in die Arbeiten des Szenariorahmens mit einfließen. Darüber hinaus sollten die Transformationspläne der Gasverteilnetzbetreiber sowie die kommunalen Wärmepläne berücksichtigt werden, um eine Konsistenz zwischen den regionalen Planungen inklusive regionaler Entwicklungen zu gewährleisten.

Mit Blick auf den weiteren NEP-Prozess 2025 bittet der BDEW zudem darum, die Bedarfe aus den Netzausbauplänen (NAPs) 2024 der VNB vollumfänglich zu berücksichtigen. Nur so wird es gelingen, die Übertragungskapazitäten mit den notwendigen Netzschnittstellen zu den VNB zu synchronisieren.

2.4 Angemessenheit der Szenarien insgesamt

Alle vorgeschlagenen Szenarien sind aus heutiger Sicht sehr ambitioniert, insbesondere in Bezug auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die sehr hohe Stromnachfrage. Dies ist

dem Umstand geschuldet, dass sich die Szenarien grundsätzlich an der Prämisse orientieren, dass das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erreicht werden soll.

Grundlegend stellt sich die Frage, inwieweit die gewählten Szenarien als realistisch zu betrachten sind bzw. ob das Spektrum der möglichen Entwicklungen angemessen abgebildet ist. Zwar ist mit Szenario A bereits ein Szenario beschrieben, das weit unter den anvisierten Zielen liegt. Dennoch regt der BDEW an, zu überlegen, ob auch ein noch darunter liegendes Szenario dargestellt werden sollte.

Dies gilt insbesondere mit Blick auf die angenommene Stromnachfrage von Industrie und Elektrolyseuren. Es wäre hilfreich, wenn zusätzlich ein Szenario dargestellt werden würde, das eine geringere Stromnachfrage berücksichtigt. Gleichzeitig sollte für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien ein konservativerer Ausbaupfad beschrieben werden.

Auf diese Weise würde das Spektrum der möglichen Entwicklungen weiter geöffnet werden. Der BDEW verspricht sich von einer solchen Maßnahme eine Öffnung der Diskussion auch in die Richtung von grundsätzlichen Kritikern.

3 Beantwortung der Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA zum Szenariorahmen Strom

Ausrichtung der Szenarien

3.1 Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

Die Erreichung der Ziele der Bundesregierung ist eine feste gesetzliche Rahmenbedingung für den Szenariorahmen, daher erübrigt sich die Fragestellung. Allerdings sollte überlegt werden, diese Rahmenbedingung (zukünftig) aufzulösen und auch Szenarien zu beschreiben, die außerhalb der Zielerreichung liegen.

Es ist ferner anzumerken, dass weitere Punkte im Netzentwicklungsplanungsprozess stärkere Beachtung finden müssten, z.B. die Themen Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Denn auch zur Integration dieser Bausteine ist ein Netzausbau auf Übertragungsebene notwendig, der sachgerecht im NEP adressiert werden muss.

Dadurch, dass das Ziel der langfristigen Klimaneutralität fest in den Gesetzen verankert ist und der dafür auf ÜNB-Ebene notwendige Netzausbau bereits mehrfach identifiziert wurde, macht es Sinn, weitere Aspekte wie die Resilienz oder die CO₂-Minderungseffizienz oder eine sektorübergreifende Optimierung zur CO₂-Minderung stärker in den Blick zu nehmen.

Die Akzeptanz der breiten Öffentlichkeit für den Netzausbau und die damit verbundenen Kosten kann sicherlich gesteigert werden, wenn schon im Szenariorahmen der Blick dafür geweitet wird, dass aus dem nun mit Gasen/H₂ synchronisierten Prozess auch unter pessimistischeren Annahmen ein resilientes Energiesystem mit einer transparenten Staffelung und Wichtung der Projekte im Übertragungsnetz resultiert.

3.2 Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?

Siehe Anmerkung zu 4.1.: Da die Zielerreichung der Dekarbonisierung durch die EE-Ausbaumengen und die Verbrauchsannahmen bereits gewährleistet ist, kann ein erheblicher weiterer Erkenntnisgewinn durch die Betrachtung weiterer Spreizungen in den Szenarien gewonnen werden. Zum Beispiel: Welche Auswirkung hat ein anderer (kleinerer) konventioneller Kraftwerkspark (aufgrund von Verzögerungen im Neubau bzw. von Unsicherheiten) auf die Versorgungssicherheit und den Netzausbaubedarf?

Zusätzlich könnte eine stärkere Transparenz bei den Schlüsselparametern der Modellierung geschaffen werden, indem auch die Berechnungsgrundlagen für den Kostenvergleich der Szenarien dargestellt werden. Es ist zu erwarten, dass die einzelnen Szenarien nicht nur in den EE-Zahlen, dem Verbrauch etc. voneinander abweichen, sondern dass auch für die einzelnen Großhandelspreise starke Unterschiede bestehen.

Vielleicht könnte helfen, eine Risikoanalyse auch für ein mögliches Nicht-Erreichen einzelner Ziele zu betrachten, insbesondere, da der Prognosezeitraum 2045 sehr weit und die Entwicklung bis zu den Zwischen- und Zieljahren sehr ambitioniert sind. Bei einer solchen Risikoanalyse sollten auch mögliche Auswirkungen auf das Marktdesign und die Resilienz des Energiesystems betrachtet und Maßnahmen dargestellt werden, die den Risiken entgegen werden können.

3.3 Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Die Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs hängt von vielen Parametern ab, nicht zuletzt von der Sektorenkopplung, dort vor allem von der Dekarbonisierung im Wärmemarkt.

Über alle Szenarien ist der angenommene Verbrauch relativ hoch. In der Zusammensetzung fallen besonders die hohen Werte der Industrie und von Elektrolyseuren auf. Hier empfiehlt

sich eine Sensitivität, die einen geringeren Verbrauch seitens der Industrie, bspw. durch einen geringeren Grad an Elektrifizierung, sowie andere zuvor genannte Risiken adressiert.

Als Beispiel sei ausgeführt:

Die Elektrifizierung hängt stark mit den Sanierungsquoten, dem erforderlichen Stromverteilnetzausbau, der kommunalen Wärmeplanung und am Ende natürlich der Kundenentscheidung zusammen. Hier müssen auch die wasserstofffähigen bzw. mit anderen erneuerbaren Gasen betriebenen Blockheizkraftwerke, die heute schon in der Wärme laufen, berücksichtigt werden. Dezentrale Wärme kann auch Arealversorgung mit Blockheizkraftwerken, sogenannten Nahwärmenetzen, sein.

Diese Abhängigkeiten sind mit zu berücksichtigen, optimalerweise ergibt die kommunale Wärmeplanung die Leitplanken für eine regionale Bündelung, da sonst eine Koordinierung aus Sicht des BDEW nicht möglich ist.

3.4 Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?

Die Entwicklungen der Stromnachfrage und der Nachfrage nach Wasserstoff steigen gegenüber dem heutigen Niveau deutlich an und befinden sich tendenziell am oberen Rand von heute verfügbaren Prognosen.

Dabei stellt sich das grundlegende Problem, dass alles, was an Energiebedarf nicht durch Wasserstoff / Biomethan oder direkte EE-Erzeugung (Solar, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) gedeckt werden kann, durch das Stromnetz transportiert werden muss.

Die Funktion der Stromseite als „Dekarbonisierungsresiduum“ für die Wettbewerbsbereiche Erzeugung, Wärme und Verkehr ist ein wesentlicher Faktor für den Ausbaubedarf im Stromnetz, und zwar nicht nur im Übertragungsnetz, sondern auch vielmehr im Verteilungsnetz. Hier muss auf eine ausreichende Balance geachtet werden.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, die Entwicklung von Engpässen im Stromnetz schon in der Regionalisierung im Szenariorahmen im Blick zu haben, um die Auswirkungen auf den Netzausbau fassbar zu machen.

Haushalte

3.5 Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen realistisch? Oder sollte als Alternative die

Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden? Gibt es andere alternative Optionen?

An der Fragestellung wird das Dilemma der ÜNB sichtbar, Haushaltslasten, die im Niederspannungsnetz angeschlossen sind, zu prognostizieren. Dies kann aus Sicht des Übertragungsnetzes nur sehr modellhaft geschehen und unter Umständen von der regionalen Sichtweise der Verteilungsnetzbetreiber abweichen. Eine stärkere Berücksichtigung der Regionalszenarien kann hier helfen.

In Szenario A erfolgt nicht flächendeckend eine direkte Elektrifizierung der Endanwendungen. Ein Grund ist eine begrenzte Verfügbarkeit von heimischen EE-Anlagen. Es kommt zwar zu einer relativ starken Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem. Dieser wird aber zum Großteil importiert. Im Vergleich zum Szenariorahmen aus dem Jahr 2022 lässt sich jedoch feststellen, dass in **Szenario A** die Elektrolyseleistung vergleichsweise stark abnimmt (für das Jahr 2045 Absenkung von 80 GW (Szenariorahmen 2022) auf nun 46 GW). In den Szenarien B und C wird der Einsatz von Wasserstoffdirektheizungen demgegenüber kategorisch ausgeschlossen.

Nach Einschätzung des BDEW erscheint der Ansatz der ÜNB in Szenario A zwar aus heutiger Sicht ambitioniert, aber nicht unrealistisch. Um die gesamte Spannweite der möglichen Technologieanwendungen aufzuzeigen, sollte der Ansatz beibehalten werden. Sensitivitäten für einen langsameren Wasserstoffhochlauf sollten in den Szenarien berücksichtigt werden.

3.6 Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf, in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

Die angenommene Vervielfachung der Anzahl von Wärmepumpen macht einen grundlegenden Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich. Der zuletzt beobachtbare Rückgang der Absatzzahlen lässt einen Anstieg des Wärmepumpenbestands um 400-1.000 % bis 2037 (vgl. Szenarien A-C) als äußerst ambitioniert erscheinen.

Die Höhe der gewählten technischen Parameter erscheint plausibel.

3.7 Ist die Annahme gerechtfertigt, dass der Stromverbrauch des Gerätebestands im Haushaltsbereich durch Effizienzsteigerungen trotz zahlreicher neuer Anwendungen im Zuge der Digitalisierung deutlich sinken wird?

Laut Entwurf orientieren sich die ÜNB hierbei an der Stromverbrauchsentwicklung von T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien, in der in Summe ausgeprägte Einspareffekte hervortreten. Nach Ansicht des BDEW erscheint die Annahme zu (weiteren) Effizienzsteigerungen als zu optimistisch. Im Gerätebestand der Haushalte werden Effizienzsteigerungen von ca. 30 Prozent innerhalb von 15 Jahren angenommen (Stromverbrauch Haushalte Gerätebestand: 2022: 118 TWh; 2037: 80 TWh). Demgegenüber wurden bei vielen Technologien im Bestand bereits große Fortschritte erreicht. Es erscheint unwahrscheinlich, dass sich der Trend in dieser Intensität fortsetzt.

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

3.8 Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs realistisch?

Der Ansatz der ÜNB ist realistisch und sollte beibehalten werden (siehe Anmerkungen zur 5. Frage, oben im Abschnitt 4.5).

Der BDEW weist darauf hin, dass die Energieeffizienz wesentlich von den Sanierungsquoten der Gebäude abhängig sein wird, womit sich Rückwirkungen auf die Planungen der anderen Wärmesparten ergeben. Im Szenariorahmen sollten daher auch die Erkenntnisse aus den Regionalszenarien und Netzausbauplänen der Stromverteilnetzbetreiber – soweit vorhanden – berücksichtigt werden.

3.9 Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene niedrige Anzahl von Wärmepumpen und der dadurch bedingte Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen im Szenariopfad A realistisch?

Die Variation im Wärmepumpenhochlauf ist eine sinnvolle Betrachtung im Sinne einer robusten Netzplanung. Der Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen erscheint aus heutiger Perspektive eher ambitioniert.

3.10 Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf (niedriger als bei den Haushalten), in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

/

3.11 Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

Es sollten auch Projekte, die als Projektideen bzw. Grundlagenermittlung/Machbarkeitsstudie eingestuft wurden, zumindest quotal berücksichtigt werden.

3.12 Ist das Aufkommen und die Höhe des Stromverbrauchs unter der Annahme von 5000 Volllaststunden für Rechenzentren sachgerecht?

/

Industrie

3.13 Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch?

Der mögliche Umfang der Elektrifizierung von Industrieprozessen ist umstritten. Die Elektrifizierung von Industrieprozessen wird als zentral angesehen, um Emissionen zu verringern. Es herrscht aber bei einem Teil der Akteure, insbesondere aus den Bereichen der Industrie, der Gaswirtschaft und der Verteilnetze, auch Skepsis bezüglich des Elektrifizierungspotenzials der Industrie.

Der BDEW bittet darum, eine geringere Stromnachfrage unter anderem aufgrund von geringerer Elektrifizierung der Industrie als Modellierungsvariante im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen, da vom Grad der Elektrifizierung eine signifikante Auswirkung auf die Netzplanung erwartet wird. Dabei könnte auch eine konstante Entwicklung der Industriestromnachfrage als realistischer Pfad untersucht werden.

3.14 Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen im Industriesektor anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

Die Kategorisierung der Projekte erscheint sinnvoll. Allerdings sollten auch Projekte, die als Projektideen bzw. Grundlagenermittlung/Machbarkeitsstudie eingestuft wurden, zumindest in den Szenarien B und C quotal berücksichtigt werden.

Verkehr

3.15 Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen, insbesondere im Hinblick auf die geringe Anzahl in Szenariopfad A und die damit einhergehende Annahme einer hohen Verbreitung synthetischer Kraftstoffe?

Die angenommene Vervielfachung der Anzahl batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge macht einen grundlegenden Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich. Das Ziel der Regierungskoalition von 15 Millionen vollelektrischen Pkw im Jahr 2030 ist mit dem aktuellen Hochlauf zwar noch nicht zu erreichen, jedoch können politische Maßnahmen den Hochlauf noch rechtzeitig zur Zielerreichung beschleunigen. Mit dem aktuellen Hochlauf erwarten Experten einen Wert von 8 bis 10 Millionen vollelektrischen Pkw im Jahr 2030 (vgl. [Prof. Bratzel 2023](#), EKM 2023 „[Den Hochlauf der Elektromobilität stärken](#)“). Die aktuell ausstehenden Investitionsentscheidungen für die Etablierung von Anlagen zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen machen eine Kompensation eines zu niedrigen Hochlaufs von e-Pkw durch alternative Kraftstoffe unwahrscheinlich.

Im Schwerlastverkehr (Lkw) ist aufgrund der europäischen CO₂-Flottengrenzwerte ab dem Jahr 2025 mit einer zunehmenden Marktdurchdringung von e-Lkw zu rechnen.

3.16 Sollten Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) noch als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden?

Nein. Der BDEW erachtet diese Technologien für nicht mehr relevant. Die ersten Netzan-schlussanfragen für das vom Bundesverkehrsministerium geplante deutschlandweites initiale Lkw-Ladenetz für schwere Nutzfahrzeuge (SNF) entlang den Autobahnen liegen den Verteil-netzbetreibern vor. Insgesamt sind konkrete 351 Standorte geplant. Die aktuellen Entwicklungen geben keinen Hinweis auf die Entwicklung von OH-LKWs. Entsprechende Projekte werden eher bereits zurückgebaut.

Angesichts dessen sollte auch in Szenario C die Annahme einer signifikanten Anzahl an Oberleitungsfahrzeugen mit Batterie korrigiert werden (auch wenn der Punkt für den elektrischen Energiebedarf vermutlich keine Bedeutung hat).

3.17 Ist die Regionalisierung des Verbrauchs und die Ermittlung der Ladezeitreihen angemessen?

Der BDEW empfiehlt, eine Sensitivität, um abzubilden, dass Endkunden nicht vollständig auf Preissignale reagieren. Es sollte eine 50/50-Verteilung zwischen flexiblen und rein bedarfsorientierten Ladevorgängen untersucht werden.

Im Entwurf des Szenariorahmens wird mehrfach auf die Studie des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik verwiesen („Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“), die allerdings noch nicht veröffentlicht ist. Hilfreich wäre eine Veröffentlichung, so dass die Annahmen überprüft werden können.

Elektrolyse und Wasserstoff

3.18 Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Es ist zu begrüßen, dass die ÜNB im Szenariorahmen die hohe Bedeutung von Wasserstoff für die Erreichung der Klimaziele anerkennen und die Errichtung umfangreicher Elektrolysekapazitäten berücksichtigen. Die Annahmen der Elektrolysekapazitäten in allen Szenarien sind jedoch sehr ambitioniert. Hier sollten auch Szenarien mit weniger Elektrolyseuren modelliert werden. Derzeit besteht kein Rechts- und Anreizsystem, um die in den einzelnen Szenarien angenommene Elektrolysekapazität zu erreichen. Es ist notwendig, dass zum einen der regulatorische Rahmen Anreize für Investitionen in Elektrolyseure setzt und zum anderen, dass die durch die Elektrolyseure zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenziale realistisch betrachtet werden.

3.19 Sollte in Szenario A eine derart starke Wasserstoffimportabhängigkeit angenommen werden oder sollte zur Verringerung der Importabhängigkeit die Elektrolyseleistung in Szenario A erhöht werden?

Grundsätzlich gilt, dass sich der Import von Wasserstoff und Derivaten an den zukünftigen Bedarfen orientieren muss. Die ersten Phasen des Hochlaufs müssen strategisch fokussiert, zügig und mit dem notwendigen Spielraum insbesondere zu Beginn der Transformation angegangen

werden. Dabei sollten auch die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Skalierbarkeit der Transportrouten und -vektoren mitaufgenommen werden. Beim Transport gibt es keine universellen Lösungen. Vielmehr müssen unterschiedliche Optionen (Transportvektoren) genutzt werden, um dem Ziel des Hochlaufs phasengerecht zu dienen und zügig sowohl nähere als auch weiter entfernte Produktionsstandorte zu nutzen.

Wenn dies im Szenario A so abgebildet werden soll, wäre dies nachvollziehbar. Da für die Realisierung von Importen der Bau von Infrastrukturen und Aufbau von Logistikketten notwendig ist, bedarf es dafür langfristig absehbarer Liefermengen, um eine Auslastung sicherzustellen. Deswegen müssen zwei Ansätze in ein gesundes Gleichgewicht gebracht werden: einerseits eine ausreichende Diversifizierung von Quellen, andererseits eine Priorisierung erster Importkorridore. In diesem Kontext ist auch eine Resilienzsensitivität zu untersuchen.

3.20 Erscheinen 4000 Volllaststunden für Elektrolyseure als Schätzwert vor einer Marktmodellierung realistisch?

Es wird unterstellt, dass Elektrolyseure strompreisgeführt, ggf. sogar netzdienlich produzieren. Es ist zu hinterfragen, ob dies die richtige Schlussfolgerung ist, wenn der Wasserstoff dringend und schnell in großen Mengen verfügbar sein soll.

Die genannte Betriebsweise ist vorstellbar, wenn H₂-Speicher das System ergänzen und Wasserstoff alternativ auch den Speichern entnommen werden kann. 4000 Volllaststunden liegen in dem Bereich, der auch in einschlägigen Studien dargestellt wird, etwas die Langfristszenarien des BMWK. In der Anfangszeit jedoch ist ein dauerhafter Betrieb der Elektrolyseure vorstellbar.

Zu klären ist aber, wie sich diese hohe Volllaststundenzahl mit den Vorgaben für die Erzeugung von grünem Wasserstoff (Stichwort zeitgleiche Erzeugung) in Einklang bringen lässt. Der Wert liegt deutlich über den von den ÜNB angenommenen Volllaststunden von EE-Erzeugungsanlagen (Windenergie bis 2.700 h/a und PV 950 h/a). Hier wäre eine Erklärung wünschenswert, wie dennoch bei den Elektrolyseuren eine Auslastung von 4000 Volllaststunden erreicht werden kann.

3.21 Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen?

Zunächst einmal ist es von entscheidender Bedeutung, dass beide Szenariorahmen Gas/Wasserstoff sowie Strom aufeinander abgestimmt sind und mit den gleichen Annahmen

hinsichtlich der Modellierung arbeiten (vgl. auch oben Abschnitt 2.2). Nur so kann eine angemessene und effiziente Infrastrukturplanung gewährleistet werden.

Viele Projekte, die im Rahmen der Marktabfrage gemeldet wurden, befinden sich in einer sehr frühen Projektphase. Dennoch sollten diese Projektmeldungen/Projektideen (zumindest anteilig) in der Modellierung bereits heute berücksichtigt werden, um eine zukunftsgerichtete Entwicklung der Infrastrukturen zu ermöglichen. In den künftigen Interaktionen des Netzentwicklungsprozesses können diese Projekte dann – sofern sie sich konkretisieren - vollumfänglich berücksichtigt werden.

Lastseitige Flexibilität

3.22 Ist die Abbildung der haushaltsnahen Flexibilitäten über die drei Technologieklassen (Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher) ausreichend differenziert?

Ja. Weitere nennenswerte lastseitige/lastbezogene Flexibilitäten sind in den Haushalten aktuell nicht absehbar.

Es ist zu beachten, dass die lastseitigen Flexibilitäten nicht überschätzt werden sollten. Dadurch, dass aus Sicht des Übertragungsnetzes eine eher modellhafte Betrachtung über alle Haushalte angestellt werden kann, ist die Gefahr groß, dass die Potentiale in ihrer tatsächlichen Wirksamkeit überschätzt werden. Zurzeit stellen die o.g. Flexibilitäten in den Verteilungsnetzen kein spürbar wirksames Mittel dar. Der Einbau der Steuerungs- und Leittechnik, die Beobachtbarkeit der Wirkung und die Transaktionskosten / -methoden etc. sind auch nicht ohne weitere Investitionen und ohne weiteren Ausbau in den Sekundärnetzen umsetzbar.

3.23 Die Anteile des marktlichen Einsatzes werden je Haushalt bestimmt. Ist das zielführend oder sollte zwischen den Technologieklassen unterschieden werden? Spannen die Anteile einen wahrscheinlichen Trichter auf?

Eine Berücksichtigung auf Ebene der Technologie erscheint zielführender, da der Ansatz über die Anzahl der Haushalte suggeriert, dass die Haushalte sich gleich verhalten. Demgegenüber dürfte der marktliche Einsatz von den in den Haushalten vorhandenen Technologien abhängen.

3.24 Ist eine marktreife Entwicklung der V2G-Technologie („Vehicle to Grid“) bis in die Zieljahre plausibel? Zeigen die angenommenen Durchdringungsraten die möglichen Entwicklungen auf?

Ab 2025 rechnet der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) mit ersten marktfähigen V2H-Anwendungen, so dass Fahrzeugspeicher anstatt oder in Ergänzung von Heimspeichern genutzt werden. Erste V2G-Anwendungen werden etwas später auf dem Markt erwartet. Ab 2028 kann es zu einem Hochlauf von interoperablen und standardisierten Lösungen für V2H und V2G kommen – vorausgesetzt, dass die entsprechenden Standards bis dahin festgelegt sind und die erforderlichen regulatorischen und technischen Weichenstellungen umgesetzt wurden (vgl. Beirat der NLL 2024 „[Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen](#)“).

3.25 Bilden die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätspotentials ausreichend ab? Sind die Annahmen zu den möglichen Prozessen und der Regionalisierung weiterhin Stand der Technik?

/

3.26 Sollte der industrielle Stromverbrauch über die angenommenen Flexibilitätspotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren anstelle feste Lastprofile zu nutzen?

Die Erschließung und Nutzung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale sind grundsätzlich zu begrüßen. Die Setzung von Flexibilitätsanreizen kann grundsätzlich den veränderten energiewirtschaftlichen Gegebenheiten im Zuge der Energiewende Rechnung tragen und erhebliche Flexibilitätspotenziale mobilisieren. Vor diesem Hintergrund ist das Bestreben, die Regelung zu individuellen Netzentgelten in Deutschland zu überarbeiten, positiv zu bewerten.

Dabei ist entscheidend, für welchen Zweck die Flexibilitätspotenziale genutzt werden sollen. Es ist wichtig und richtig, Wege zu suchen, wie die Flexibilitätspotenziale in der Industrie gehoben werden können. Dabei müssen Preissignale so ausgestaltet werden, dass sie Flexibilität für die Unternehmen anreizen und ihnen ein Wettbewerbsvorteil entstehen kann. Dies braucht es, um den Industriestandort Deutschland attraktiv zu halten.

Zu beachten ist, dass das Flexibilitätspotenzial in den verschiedenen Branchen unterschiedlich hoch ist. Aufgrund der Beschaffenheit bestehender Produktionsprozesse sollten nur in den Sektoren Flexibilitäten berücksichtigt werden, in denen dies auch realistisch scheint.

Fernwärme

3.27 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?

Fernwärmenetze sind ein wichtiges Element der Dekarbonisierung des Wärmesektors. Bei der Elektrifizierung der Fernwärme ist jedoch zu bedenken, dass die Technologien zur Wärmeerzeugung kostenintensiv sind und i.d.R. einen finanziellen Anschlag benötigen.

Der skizzierte Ausbau von Elektrokesseln bedarf der Einführung von Netzentgeltaussetzzeitfenstern, wie sie im Papier „Strommarktdesign der Zukunft Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ diskutiert werden (Seite 87). Bei der Nutzung von (Groß)wärmepumpen ist i.d.R. die Erschließung der benötigten Wärmequellen kostenintensiv. Hier bedarf es der Förderung im BEW und im KWKG durch die i-Bonus-Komponente. Ohne diese Maßnahme sind die Ausbautzahlen sehr hoch angesetzt.

Zudem gilt bei beiden Technologien, dass die Leistungsanforderungen an die örtlichen Stromverteilungsnetze ansteigen. Knappe Netzkapazitäten insbesondere in Ballungsräumen stellen ein Hindernis bei der Erreichung der ambitionierten Zubautzahlen an Elektrokesseln und Großwärmepumpen darstellen.

Frage 27 lässt die Geothermie als wesentlichen Bestandteil der Wärmetransformation außen vor. Diese sollte ebenfalls als Option betrachtet werden.

Gleiches gilt für Abwärme aus Industrie und anderen Großverbrauchern. Auch diese werden bislang nicht (ausreichend) beleuchtet. Dabei ist der Aspekt zu berücksichtigen, ob die Abwärme durchgehend oder mit Unterbrechungen zur Verfügung steht.

Wind Offshore

3.28 Sollen für die Bestimmung der Außerbetriebnahme einzelner Windparks/Anbindungen unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer getroffen werden? Ist die Zuordnung der angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren zu Szenario A und der verlängerten Lebensdauer von 30 Jahren zu den Szenarien B und C sachgerecht?

Für die Zwecke des Netzentwicklungsplans sollten zur Bestimmung der Außerbetriebnahme der Netzanbindungen längere Lebensdauern als die im Szenario A unterstellten 25 Jahre

eingepplant werden. Eine unterstellte „Lebensdauer“ von 25 Jahren ist zu kurz angesetzt, da bereits die kombinierte Betriebszeit der derzeit angeschlossenen Offshore-Windparks 25 Jahre teilweise deutlich überschreitet. Sachgerecht ist eine Lebensdauer von mindestens 30 Jahren, wie in Szenario B und C auch, um einen praxisnahen und, koordinierten Rück- und Neubau von Clustern anschließend abzubilden.

Zudem ist die Notwendigkeit für die Verwendung unterschiedlicher Annahmen zur Außerbetriebnahme bzw. Lebensdauer der Anlagen in den Szenarien für uns nicht ersichtlich.

Die Betriebsdauer von OWPs von 25 Jahre ist grundsätzlich zu gewährleisten. Weiterhin sollte sichergestellt werden, dass im Rahmen der technischen und betrieblichen Lebensdauer der OWPs, eine Laufzeitverlängerung um 10 Jahre bei entsprechender FEP-Festlegung ohne weitere Nachnutzung für die Fläche generell möglich sein sollte.

Grundsätzlich ist der Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) und Offshore-Netzanschlussystemen (ONAS) über den Zeitraum von 25 Jahren hinaus technisch und rechtlich möglich. Konkrete technische Erfahrungswerte für mögliche Weiterbetriebszeiträume gibt es aktuell allerdings noch nicht. Derzeit muss jeder konkrete Einzelfall individuell betrachtet werden.

Die Betreiber rechnen durch konstantes Monitoring der Anlagen mit der technischen Sicherheit der Anlagen in individuellen Fällen auch über die 30 Jahre hinaus. Sie investieren hierfür in „Lifetime-Extension“ Programme, um bereits frühzeitig im Rahmen von gesteigerten „Maintenance-Programmen“ eine längere Lebensdauer der derzeitigen Anlagen erreichen zu können. Im Rahmen von Restsicherheitsnachweisen können standort- und betriebsspezifisch daher auch längere Betriebsdauern möglich sein. Neuere Windenergieanlagen werden aktuell für 35 Jahre zertifiziert und dementsprechend sind in diesen Fällen unterstellte Lebensdauern mindestens im Rahmen des Zertifizierungszeitraums sinnvoll.

Der Weiterbetrieb bestehender Anlagen über den Genehmigungszeitraum vom 25 Jahren hinaus kann zu einem hohen volkswirtschaftlichen Nutzen im Vergleich zu einem direkten Rück- und Neubau der Anlagen führen – unter anderem durch Kosteneinsparungen. Steigende Netzkosten aufgrund neuer Netzanschlüsse können auf einen längeren Zeitraum verteilt und damit abgedeckt werden. Darüber hinaus können Engpässe in den Lieferketten bei OWEA und ONAS vermieden sowie logistische Versorgungskapazitäten (Schiffe & Hafeninfrastruktur) durch gewonnene planerische Flexibilitäten ohne eine Überlastung besser genutzt werden. Gleichzeitig kann ein Weiterbetrieb durch eine verbesserte CO₂-Bilanz zu mehr Klimaschutz sowie zu einer besseren Ressourceneffizienz und weniger Umwelteingriffen führen. Die CO₂-Bilanz von OWPs setzt sich wie folgt zusammen: Da 90 Prozent des CO₂-Ausstoßes entstehen während des Baus bzw. Rückbaus, lediglich 10 Prozent entstehen während des Betriebs und

bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren beträgt die CO₂-Bilanz 10,77g CO₂/kWh, bei 30 Jahren 9,17g CO₂/kWh und bei 35 Jahren 7,76g CO₂/kWh.¹

3.29 Sollen die Annahmen des Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgehen, auch wenn die Verfügbarkeit der Flächen ungewiss ist?

Die Bewertung und anschließende Nutzung dieser Flächen-Potentiale setzt einen längeren und intensiven Austausch mit allen Stakeholdern aus den Nutzungsformen Naturschutz, Fischerei und Militär voraus. Gerade mit Blick auf den Zeithorizont nach 2035 macht es daher Sinn, den zukünftigen Entwicklungsspielraum in mindestens einem Szenario abzubilden und so eine vertiefte Auseinandersetzung zu unterstützen. In diesem Sinne kann die Flexibilität in der Fachplanung deutlich erhöht werden, um zukünftige Entwicklungen und Herausforderungen bereits heute zu antizipieren und frühzeitig zu unterstützen. Da grundsätzlich Flächenpotentiale über 70GW hinaus bestehen, unterstützt dies einen ergebnisoffenen Austausch zur bestmöglichen Nutzung der Energiepotentiale der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in Nord- und Ostsee. Der BDEW unterstützt daher, dass das Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgeht und auch die weiteren dargestellten Gebietspotenziale mitumfasst, die über die derzeitigen Planungen, die Gebietskulisse des Raumordnungsplans und die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) hinausgehen.

3.30 Sollen für die potenziell nutzbaren Flächen der Doggerbank elektrische Anbindungen unterstellt werden oder sollen diese Potenziale der Erzeugung von Wasserstoff auf See vorbehalten werden?

Die gesetzliche Festlegung des Ausbauziels im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) von 70 GW bis 2045 sowie die definierten Zwischenziele auf dem Weg dorthin sind wichtige Schritte im Sinne einer Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Industrie. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass der technologische Fortschritt erheblich schneller ist als zunächst angenommen. Um die kostengünstigste und effizienteste Technologie einsetzen zu können, bedarf es einer gewissen Flexibilität in der Fachplanung. Gerade mit Blick auf den Zeithorizont nach 2035 und der großen Entfernung der Flächen zur Küste ist es sinnvoll, auch

¹ BDEW-Whitepaper „Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindungssystemen“ in Vorbereitung.

alternative Erzeugungs- und Energietransportoptionen in die Planung mit einzubeziehen. Im Sinne einer kosteneffizienten Energieversorgung sollten die potenziellen Flächen in der Doggerbank auf die wirtschaftlichste Weise angeschlossen werden. Bei diesen könnten, abhängig von der weiteren Entwicklung des Wasserstoffmarktes und der Offshore-Elektrolysetechnologie sowohl Strom- als auch Wasserstoff-Anbindungen oder eine Kombination der beiden eine Rolle spielen. Neueste Studien zeigen, dass solche kombinierten Anschlusskonzepte für die Anbindung von Offshore-Windparks in den Zonen 4 und 5 gesamtwirtschaftlich vorteilhaft sein können gegenüber einer reinen Stromkabel- oder Wasserstoffanbindung (siehe E-Bridge & PGU 2024). Die Ergebnisse solcher Studien sollten bei der Fachplanung für diese AWZ-Bereiche frühzeitig miteinbezogen werden.

Wind Onshore

3.31 Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

Die Ausbauziele bewegen sich am oberen Ende dessen, was (ambitioniert) realistisch darstellbar ist. Genehmigungszahlen haben 2024 weiter substanziell zugenommen, Gebotsmengen steigen kontinuierlich, wobei der konkrete Zubau noch nicht im gleichen Maße nachkommt. Die nächsten 1-2 Jahre werden zeigen, ob auf Basis steigender Genehmigungs- und Gebotsmengen in den EEG-Ausschreibungen auch der Ausbau eine entsprechend dynamische Entwicklung entfalten kann, und insb. auch die Wertschöpfungs- / Transportketten mitskalieren können.

Der BDEW sieht es als notwendig an, die bezuschlagte Windenergieleistung zusätzlich zum Bestand bei der Ermittlung eines Kurzfriststützpunktes für die weitere Regionalisierung zu verwenden. Die beschriebenen großen Unsicherheiten bei der Realisierung von bezuschlagter Windenergieleistung sind aufgrund nur geringer Verfristungen der auktionierten Windenergieleistung nicht mehr gegeben.

3.32 Ist die angenommene Erhöhung der pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore Anlagen realistisch, insbesondere vor dem Hintergrund, dass bei steigendem Ausbau auch Flächen genutzt werden müssen, die selbst mit Schwachwindanlagen nicht ideal sind?

Die Erhöhung der pauschalen Volllaststunden erscheint so weit plausibel. Bis 2035 wird der Anlagenpark nach Auslaufen der ersten EEG-Vergütungszeiträume 2020ff. nahezu komplett

durchgewechselt sein. Durch Repowering "alter Standorte" insb. in windhöffigen Gebieten werden erwartbar auch Standorte mit guten bis sehr guten Windbedingungen auch zukünftig noch verfügbar sein für Neuanlagen mit dann hohen Volllaststunden. Zudem wird die Nutzung weniger windhöffiger Standorte auch weiterhin einen Anreiz zur Anlagenweiterentwicklung/-optimierung setzen (insb. Nabenhöhe, Flügellänge).

Photovoltaik

3.33 Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

Die Ausbaupfade stimmen mit den Zielen der Bundesregierung überein. Die Wahl der Pfade ist daher vor dem Hintergrund der Aufgabenstellung des Szenariorahmens nachvollziehbar. Allerdings sollte auch hier – wie schon bei anderen Aspekten (vgl. u.a. Hinweise zum Bruttostromverbrauch) – überlegt werden, unterhalb von Szenario A noch einen weiteren Pfad mit einem geringeren PV-Zubau zu beschreiben. Hintergrund ist, dass aktuell wieder verstärkt über die weitere PV-Strom-Förderung diskutiert wird. Die Attraktivität einer marktlichen Verwendung von PV-Strom könnte zudem durch den „Kannibalisierungseffekt“ (niedrige Marktpreise zu Zeiten von PV-Einspeisung) gebremst werden, wenn nicht ausreichende Speicherkapazitäten eine zeitliche Verschiebung ermöglichen.

Die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und auf Aufdachanlagen erscheint angemessen. Wenn gleich aktuell v.a. das Dachsegment starke Zuwächse erlebt, wird das Freiflächensegment durch die EEG-Ausschreibungen und marktlichen Zubau weiter deutliche Zuwächse zeigen. Die Flächenverfügbarkeit ist mit der Öffnung der benachteiligten Gebiete unter dem EEG dauerhaft gegeben, zunehmende PPA-Projekte und Segmente wie Agri-PV, Floating-PV usw. werden weiter zulegen. Aus Sicht des Energiesystems wird Freiflächen-PV die kostengünstigste EE-Strombereitstellungsform bleiben, erwartbar flankiert durch eine dynamische Speicherentwicklung zur Verschiebung der Produktionsspitzen in marktseitig werthaltigere Zeiten.

Biomasse und Laufwasser

3.34 Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

Im Frühjahr 2024 wurde die Reduzierung der Leistung bei Biomasse noch mit großer Verwunderung aufgenommen. Galt doch Biomasse bislang als Energie mit Grundlastpotenzial, Flexibilitätspotenzial und einer gewissen Speicherbarkeit.

Bei genauerer Betrachtung zeigt sich jedoch, dass die Reduzierung durchaus realistisch ist. Ein wichtiger Grund dafür ist, dass die Energieausbeute bei Nutzung einer Fläche für die PV-Stromerzeugung deutlich ergiebiger ist als beim Anbau von Energie-Mais. Diese und etwaige weitere Erklärungen sollten im Szenariorahmen ergänzt werden, um die Nachvollziehbarkeit zu erhöhen.

Spitzenkappung

3.35 Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?

Angesichts der zunehmenden Engpasssituationen auch in den Stromverteilnetzen ist eine Zunahme der Nutzung der Spitzenkappung wahrscheinlich. Ein pauschaler und flächendeckender planerischer Einsatz von Spitzenkappung in maximal möglichem Umfang ist allerdings nicht sachgerecht und würde den notwendigen Übertragungsnetzausbaubedarf unterschätzen.

Bei der Netzplanung in den kommenden Jahren sollte deshalb die Spitzenkappung nicht von vornherein mit „eingepreist“ werden. Vielmehr sollte der Netzausbau für die insgesamt mögliche Einspeiseleistung dimensioniert werden. Erst dann, wenn das Erreichen des Zielnetzes näher rückt, sollte im Sinne eines effizienten Netzausbaus die Spitzenkappung als Instrument bei der Netzentwicklungs- bzw. Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

3.36 Sollte Spitzenkappung stärker berücksichtigt werden und wenn ja, welche Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Vgl. 4.35: Spitzenkappung sollte erst im Jahr 2045 (Zielnetz) berücksichtigt werden. Auf dem Weg dorthin lassen sich so die Leitungsausbaumaßnahmen besser erkennen.

Konventionelle Kraftwerke

3.37 Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der bestehenden und zukünftig zu bauenden Wasserstoffkraftwerke für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen? Wie sollten die konkret angenommenen Kraftwerke bestimmt werden?

Die Standorte der Wasserstoffkraftwerke müssen so bestimmt werden, dass sowohl für die Strom- als auch für die künftigen H₂-Netze (einschließlich Speicher) ein effizientes System entsteht. Im Ergebnis sollte erreicht werden, dass die ersten H₂-Kraftwerke entsprechend dem Bedarf der Stromnetze und unter Berücksichtigung des avisierten Kohleausstiegs in räumlicher Nähe zum künftigen H₂-Kernnetz und -Speicherzugang angesiedelt werden. Darauf zielt auch die Konsultation² des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) zum Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) ab, die am 11.09.2024 gestartet worden ist. So schlägt das BMWK einen maximalen Abstand von H₂-ready-Kraftwerken zum H₂-Kernnetz von 20 km³ vor. Vorgesehen ist auch ein sogenannter Südbonus zur vorrangigen Verortung von bis zu zwei Drittel der ausgeschriebenen Stromerzeugungskapazitäten im „netztechnischen Süden“ (= Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland).

Um den Wasserstoff möglichst effizient zu nutzen, sollte der Wasserstoff und auch die Bioenergie insbesondere in KWK-Kraftwerken genutzt werden. Hierdurch werden die sehr knappen Ressourcen Wasserstoff und Bioenergie effizient systemisch genutzt, was volkswirtschaftliche Vorteile für Deutschland ergibt. So bezieht der Verlauf des geplanten H₂-Kernnetzes bereits größere KWK-Standorte mit ein. Hinsichtlich der Methodik zur Auswahl der Kraftwerke sollte die integrierte Netzplanung daher die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten Wasserstoffbedarfe berücksichtigen und die Anschlussmöglichkeiten an das Wasserstoffkernnetz vorrangig behandeln.

In Abschnitt 5.1 des Entwurfs des Szenariorahmens werden außerdem die Veränderungen des thermischen Kraftwerksbestands, auch insbesondere aufgrund der Kraftwerksstrategie (jetzt: Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG), siehe oben), angenommen. Der prognostizierte Kapazitätszubau wird mittels einer durch die Übertragungsnetzbetreiber aufgestellten Kriterienreihenfolge regionalisiert. Die konkreten Anschlussbegehren nach KraftNAV, die im

² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

³ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kraftwerkssicherheitsgesetz-wasserstofftaehige-gas-kraftwerke.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Abstand zum H₂-Kernnetz: S. 9, Ziffer 33; Südbonus: S. 10, Ziffer 42)

Zusammenhang mit einer geplanten Kraftwerkerrichtung stehen, konnten aufgrund der nach §12a EnWG notwendigen Übergabe des Entwurfs für den Szenariorahmen an die Bundesnetzagentur am 28.06.2024 durch die ÜNB nicht mehr berücksichtigt werden. Der BDEW regt an, den Szenariorahmen Strom im Rahmen der Prüfung und Genehmigung durch die BNetzA entsprechend zu aktualisieren.

3.38 Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?

Die Annahmen zur Umstellungsgeschwindigkeit (Gaskraftwerke werden bis 2045 vollständig auf grünen Wasserstoff umgestellt) sowie die Preisannahmen (Modellierungsannahme: Bei Grenzkosten keine Unterschiede zwischen H2 und Erdgaskraftwerken) sind unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht realistisch. Der angenommene Zubau von insgesamt rund 25 GW bis 2045 an steuerbarer Stromerzeugungsleistung wird zudem nur realistisch, wenn entsprechende Anreize gesetzt werden. Hierbei sind kurzfristig sowohl ein verlängertes KWKG für die KWK-Kraftwerke als auch das Kraftwerkssicherheitsgesetz für hauptsächlich ungekoppelte Kraftwerke sowie darüber hinaus ein Kapazitätsmechanismus zentral.

Über das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) sollen nach den Plänen des BMWK spätestens bis zum Jahr 2033 12 GW (anders als die 10 GW, wie ursprünglich in der KWS) an gasbasierten Kraftwerken (5 GW H2-ready; 2 GW Modernisierungsprojekte; 5 GW Gaskraftwerke) realisiert werden. Die derzeit existierende und voraussichtlich auch mittelfristig andauernde Lieferkettenproblematik bei Anlagenkomponenten in Verbindung mit in erheblichem Maße fehlenden Fachkräften über sämtliche Branchen hinweg stellen ernstzunehmende Herausforderungen bei der Realisierung von Anlagenneubauten und -modernisierungen dar, welche auch in den Szenarien bis 2037 abgebildet werden sollten. Damit der notwendige Ausbau realisiert wird, bedarf es darüber hinaus weiterer Vereinfachungen und Beschleunigungen von Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Vor diesem Hintergrund ist die in der Kraftwerkliste Strom getätigte Annahme, in der Zeitspanne von 2025 bis 2045, d.h. innerhalb von 20 Jahren, 66 Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt gut 25 GW neu zu errichten (Kraftwerke, die "in Planung" gekennzeichnet sind), eine große Herausforderung. Dies würde einer Inbetriebnahme von 3 bis 4 neuen Kraftwerke jährlich entsprechen. Zusätzlich wären hunderte bereits in Betrieb befindliche Gaskraftwerke und kleineren Stromerzeugungsanlagen (unterschiedlicher Leistungsklassen und Baujahre) mit insgesamt rund 27 GW in den nächsten 20 Jahren auf Wasserstoff umzustellen. Der Bedarf an

Ressourcen für den Neubau- und Umrüstbedarf in dieser Zeitperiode ist erheblich und sollte in den Szenarien mit entsprechenden Gewichtungen einfließen.

Bei den Kraftwerken ist eine Differenzierung zwischen Kraftwerken mit und ohne Wärmeauskopplung notwendig. Die Darstellung der Anlagen mit Wärmeauskopplung (KWK-Anlagen) ist aus Sicht des BDEW allerdings optimierungswürdig, da die Verortung von großen KWK-Anlagen primär geprägt wird durch eine Wärmesenke, die auch zukünftig versorgt werden muss, unabhängig vom Nord-Süd-Gefälle.

Große KWK-Anlagen finden sich heute typischerweise in städtischen Regionen, in denen zudem ein höherer Fernwärmebedarf vorliegen wird. An vielen der Bestands-KWK-Standorten wird somit auch zukünftig der Bedarf für H2-KWK-Anlagen vorliegen, sofern die Wärme nicht anderweitig bereitgestellt werden kann.

Dabei ist aber zu betrachten, dass rd. 80 % der Erzeugungsleistung für KWK-Anlagen (Fernwärme) und BHKWs (lokale Nahwärme) an Netzen der Gasverteilung angeschlossen sind. Darüber hinaus wird Biomasse heute und in Zukunft schwerpunktmäßig in der flexiblen Stromerzeugung in wind- und sonnenarmen Wetterperioden und in Wärmenetzen zum Einsatz kommen. Der Bau und die Modernisierung von künftigen Wasserstoff-KWK-Kraftwerken als Teil der gemäß Systementwicklungsstrategie insgesamt 40 –70 GW (knapp 52 GW im SR der ÜNB) kann jedoch nur sichergestellt werden, wenn die KWK-Förderung zügig zukunftsfähig mit einer Laufzeit bis 2035 versehen und auf die Nutzung klimaneutraler Brennstoffe hin ausgerichtet wird.

Es muss sichergestellt sein, dass rechtzeitig neue H2-ready Anlagen in den Markt kommen. Für den Bau und Modernisierung von in Summe 25 GW steuerbarer Leistung bis 2045 an Wasserstoffkraftwerken sind anreizende regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich. Weitere Verzögerungen bei der KWKG-Verlängerung und der Umsetzung der Kraftwerksstrategie verzögern den Ausbau von H2-ready Kraftwerken und einen zeitnahen Kohleausstieg.

Bei der Ausgestaltung von lokalen Anreizen, die bei einer Ausschreibung von H2-ready Gas-kraftwerken im Rahmen der Kraftwerksstrategie zum Tragen kommen können, ist weiter auf pragmatische Lösungsansätze zu achten. Langfristig sollten auch Systemdienstleistungen bei der Standortwahl explizit berücksichtigt werden. So könnte beispielsweise die Attraktivität von Standorten mit hohem Bedarf an Systemdienstleistungen gesteigert werden, wenn zu erzielende Vergütungen für Systemdienstleistungen vor Gebotsabgabe in einem Kapazitätsmarkt hinreichend erwartbar wären.

Zudem ist anzumerken, dass der dauerhafte Betrieb mit Erdgas von neuen Erdgaskraftwerken den Zielen der EU-Taxonomie entgegensteht. Es ist zu hinterfragen, ob trotz der Taxonomie-

Regeln und der sich dadurch verschlechternden Finanzierungsmöglichkeiten für fossil betriebene Kraftwerke von einem dauerhaften Betrieb mit Erdgas ausgegangen werden kann.

3.39 Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird?

In allen drei Szenarien wird angenommen, dass der Bestand an KWK-fähigen Kleinkraftwerken < 10 kW nach anfänglichem Anstieg (bis 2030) wieder abnehmen und bis 2045 auf null sinken wird. Hintergrund ist die Annahme in allen drei Szenarien, dass kein (flächendeckender) Aufbau eines Wasserstoffverteilnetzes erfolgt.

Der BDEW geht davon aus, dass künftig Wasserstoffverteilnetze vorhanden sein werden. In Wärmenetzsystemen wird für die Abdeckung der Spitzenlast und als Absicherung die Wärme aus KWK-Anlagen weiterhin eine zentrale Rolle spielen. Insofern sollte nach Ansicht des BDEW auch für KWK-Anlagen kleiner 10 MW ein Wasserstoffbedarf angenommen werden.

Im Zusammenhang mit der Annahme eines vollständig fehlenden Wasserstoffverteilnetzes ist die Annahme eines erheblichen Rückgangs von Klein-KWK-Anlagen (ausgenommen Biomasse) sicherlich plausibel. Der BDEW weist aber darauf hin, dass, wenn dies so eintritt, der Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen (Strom) massiv steigen wird, da der Wärmebedarf aus anderen Quellen zu decken ist. Eine Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung ist notwendig.

Speicher

3.40 Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?

Derzeit werden zahlreiche Großbatteriespeicher an die Verteilnetze angeschlossen oder es liegen Netzanschlussanfragen für entsprechende Projekte vor. Im Rahmen der Großstromverbraucherabfrage sind diese an die ÜNB gemeldet worden. Anders als im Entwurf vorgesehen, sollten alle Batteriespeicherprojekte, für die eine Netzanschlussanfrage vorliegt, in allen Szenarien bereits für 2037 berücksichtigt werden.

Aus dem Szenariorahmenentwurf geht nicht hervor, wie mit der Degradation von Batteriespeichern umgegangen wird, das heißt mit dem Umstand, dass – vornehmlich bei Li-Io-Speichern – im Laufe der Betriebszeit die zur Verfügung stehende Kapazität deutlich abnimmt.

In der Regel wird dann Kapazität nachgebaut, um die Degradation zu kompensieren. Im Szenariorahmenentwurf wird offenbar davon ausgegangen, dass dieser Nachbau kontinuierlich erfolgt. Eine Quelle wird dafür jedoch nicht angegeben. Hier wären nähere Erläuterungen wünschenswert.

Zudem sei angemerkt, dass die aktuellen Fahrweisen von Batteriespeichern sich nach der Abdeckung der Märkte richten. Sie folgen dem Strompreis, bieten Primärregelleistung an und könnten zukünftig nach Blindleistungsbedarf gefahren werden. Ein netzdienliches Fahren und ein Fahren zugunsten einer langfristigen Speicherung erscheinen aus heutiger Sicht allerdings eher ein Wunschdenken als eine wirtschaftliche Alternative zu sein.

Die angenommenen Kapazitäten und Optimierungen sowie die Abweichung zu den Langfrist-szenarien des BMWK erscheinen grundsätzlich plausibel. Die Umsetzung der in Planung befindlichen Großspeicher hängt jedoch in nicht unerheblichem Maß von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Aktuelle Diskussionen um Baukostenzuschüsse und Netzentgelte können Projekte kurzfristig unwirtschaftlich machen und den Ausbau stoppen. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Realisierungszeiträume können positive Anreize wie die marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen jedoch auch zusätzlichen Ausbau anreizen. Im Rahmen der Szenario-Entwicklung ist es deshalb richtig, eine Spannbreite an möglichen Kapazitäten zu betrachten.

3.41 Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?

Die getroffenen Annahmen erscheinen im Kontext der fallenden Speicherkosten plausibel.

Europäischer Rahmen

3.42 Ist eine Annahme zusätzlicher Interkonnektoren lediglich in Szenario C angemessen?

Es wäre sinnvoll, diese als Sensitivität aufzunehmen.

3.43 Ist die Prüfung dieser neuen Interkonnektoren lediglich auf Basis des Szenario B unter Verwendung der PINT Methodik (Put one IN at a Time) sinnvoll? Damit könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Projekte nicht bewertet werden.

Aufgrund der Unkenntnis des Ergebnisses des TYNDP2024-Prozesses zum derzeitigen Zeitpunkt wäre eine Prüfung für Szenario B und Szenario C sinnvoll. Sowohl die PINT- als auch die TOOT-Methodik ist zu empfehlen, um die Einzel- und Wechselwirkungen der unterschiedlichen Interkonnektoren zu bewerten.

3.44 Sollte die Prüfung ebenfalls auf Basis des Szenario C unter dem TOOT Ansatz (Take One Out at a Time) erfolgen? So könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Interkonnektoren bewertet werden.

3.45 Ist die Zuordnung nur eines europäischen Szenarios zur Abbildung des Auslands in allen Szenarien angemessen?

Ja, die Begründung ist nachvollziehbar.

3.46 Ist das Szenario „National Trends+“ das geeignetste Szenario zur Abbildung der europäischen Nachbarländer?

Ja, die Begründung ist nachvollziehbar.

4 Zusätzliche Anmerkungen

4.1 Annahmen zum bestehenden Kraftwerkspark und zum Kraftwerksrückbau

Grundsätzlich ist es verwunderlich, dass in vielen Bereichen die Szenarien akribisch hergeleitet werden, z. B. beim Ausbau der Interkonnektoren (auch offshore) für den Zeithorizont 2033 ff, der Zubau bzw. die Fortführung des Kraftwerksbestandes jedoch einfach unterstellt wird und somit gesetzt ist. Hier wäre eine Begründung wünschenswert.

Die festgestellte beschriebene Kapazitätslücke beträgt ca. 22 GW (ohne Garantie auf Versorgungssicherheit), sie ist somit deutlich größer als die Kapazität, die im Rahmen des Kraftwerks-sicherheitsgesetzes gebaut werden sollen.

In Kapitel 5.1 heißt es: *„Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob diese in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.“* Dieses Vorgehen beruht offenbar auf der Annahme, dass industrielle Kraftwerke uneingeschränkt in das öffentliche Netz einspeisen können. Fraglich ist, ob dies gewährleistet ist.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass es unwahrscheinlich ist, dass ein Kraftwerksbestand – der in weiten Teilen deutlich vor 2023 in Betrieb genommen wurde – unverändert bis 2037 und 2045 weiter betrieben wird. Die Annahme, dass diese Anlagen baugleich am Standort nach- und umgebaut werden (vgl. Abbildung 27), ist sehr stark zu hinterfragen und aus BDEW-Sicht nicht richtig. Hier sollte eine Grundlage für die Annahme genannt werden.

Auch die Annahme, *„dass bereits vor 2037 ein vollständiger Rückbau der nicht mit Erdgas oder Biomasse befeuerten KWK-Kleinkraftwerke erfolgt“* (Kapitel 5.1.1), überrascht. Wird an ihr festgehalten, so sollte eine geeignete Begründung ergänzt werden.

4.2 Annahmen zur Kraftwerksfahrweise / Kraftwerkseinsatzplanung

In Kapitel 5.1.1 heißt es: *„Es werden für wasserstoff- und erdgasbetriebene Kraftwerke die gleichen Grenzkosten angenommen. Somit hat die Wahl des Brennstoffes keine Auswirkungen auf die Kraftwerkseinsatzoptimierung (s. Abschnitt 5.3 und Kapitel 7). Es wird angenommen, dass diese Kraftwerke im Jahr 2045 ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden.“*

Der BDEW weist darauf hin, dass für diese Annahme aktuell die gesetzlichen Grundlagen fehlen. Sie müssten erst noch geschaffen werden.

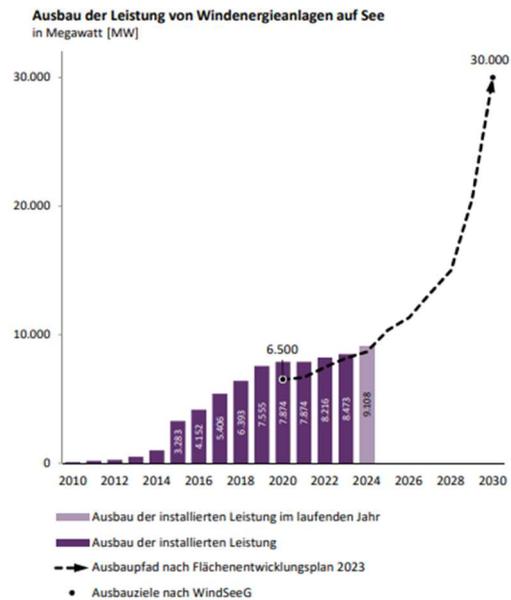
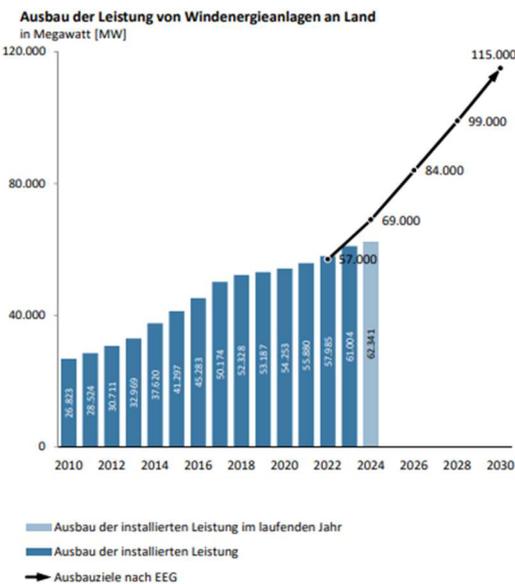
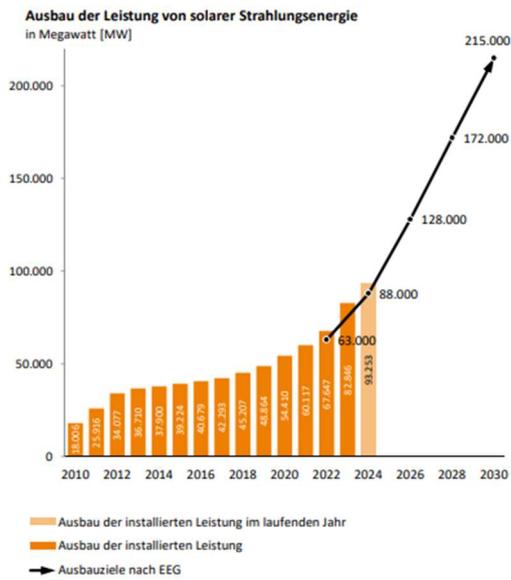
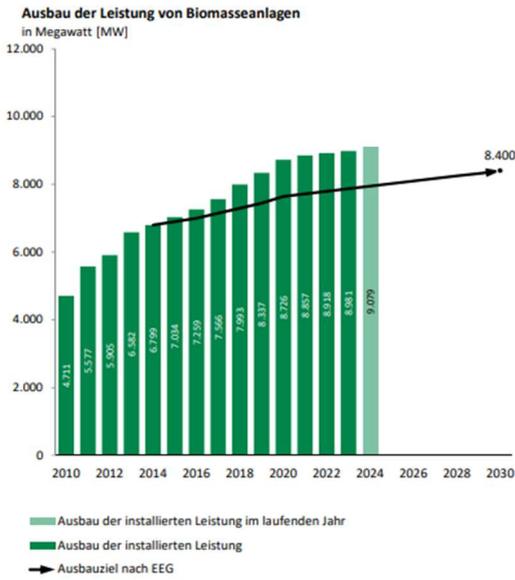
4.3 Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke

In Kapitel 5.4.1 heißt es: *„Es wird angenommen, dass entsprechende Anreize zu einem Weiterbetrieb oder einer Betriebswiederaufnahme der heutigen Bestandsanlagen bestehen werden. Zudem werden alle bekannten in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen berücksichtigt.“*

Hier stellt sich die Frage, welcher Stand von „in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen“ hier zugrunde gelegt wurde. Nach Kenntnisstand des BDEW bestehen seit vielen Jahren einige Projektideen, die jedoch bislang nicht zur Umsetzung gekommen sind. Diese Projekte sollten nicht ungeprüft im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

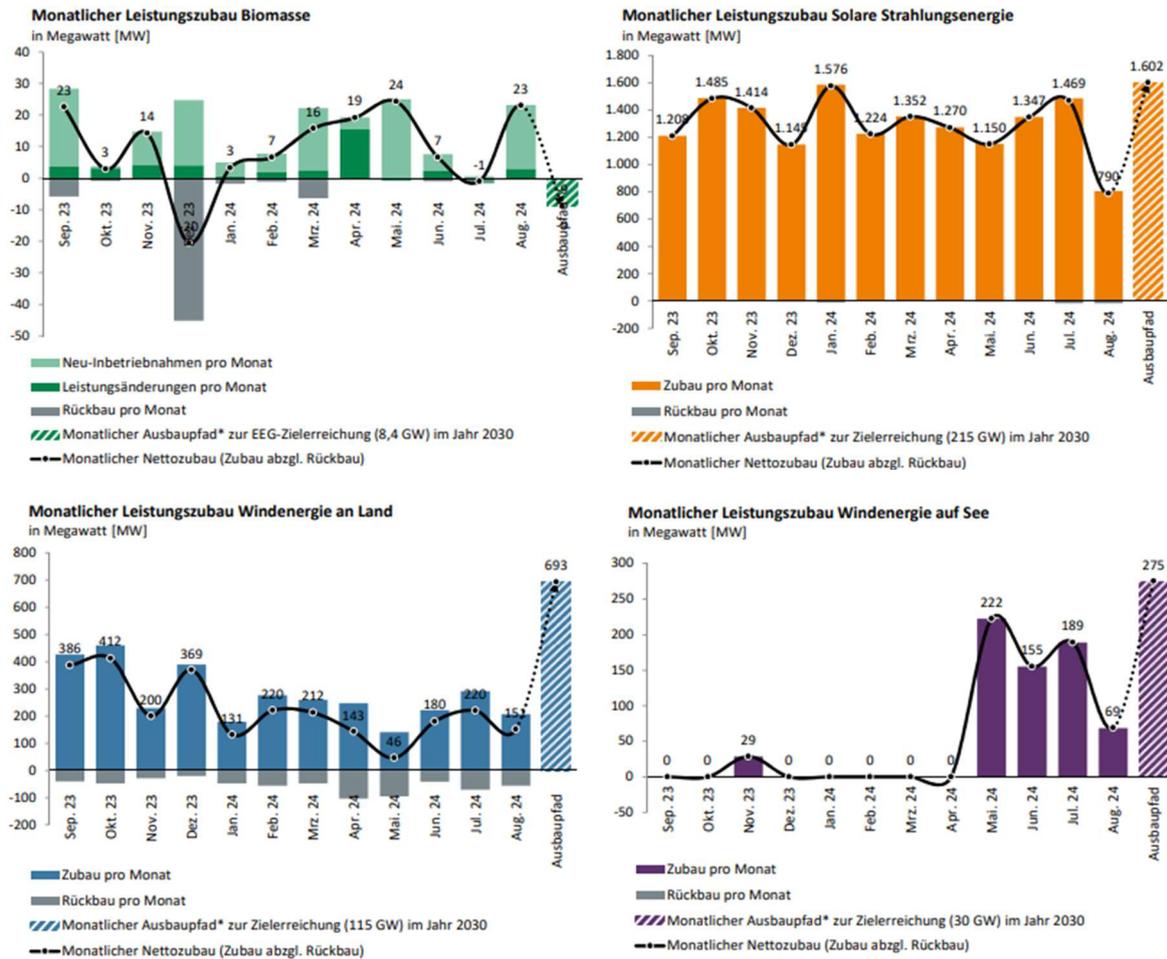
4.4 Allgemeine Hinweise zu den erneuerbaren Energien

Zur Information: Der aktuelle Trend zum Ausbau der installierten Leistungen der verschiedenen Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wird u.a. durch die BNetzA ausgewertet. Zum Datenstand 16.09.2024 ergibt sich folgendes Bild (Quelle: [EE-Statistik MaStR - August 2024 \(Stand 16.09.2024\).xlsx \(bundesnetzagentur.de\)https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publication-File&v=21](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publication-File&v=21)):



Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung - August 2024

Entwicklung der installierten Leistung sowie Anzahl installierter erneuerbarer Energieanlagen



*: Der monatliche Ausbaupfad zur Zielerreichung wurde dem EEG bzw. WindSeeG entnommen und für die Darstellung folgendermaßen berechnet:

$$\frac{\text{Ausbauziel} - \text{tatsächlicher Ausbau}}{\text{verbleibende Monate zur Zielerreichung}}$$

In der Auswertung der BNetzA vom September 2024 zeigt sich, dass für die Erfüllung der Ausbauziele nach EEG für Wind onshore und Offshore und für Energie aus solarer Strahlung steile Anstiege bis 2030 notwendig sind, die dann auch bis 2045 einen Anlagenersatz zusätzlich mitberücksichtigen müssten. Die aus den EEG-Zwischenzielen abgeleiteten monatlichen indikativen Ausbaupfade wurden bei Wind und Solar weder in 2023 noch in 2024 erreicht (siehe obige Grafik).

Der weitere Zubau der Erneuerbaren Energien ist grundsätzlich sehr erfreulich und zwingend erforderlich, stellt das Stromnetz jedoch auch vor große Herausforderungen. Ganz besonders kommt es dabei auf das Verteilnetz an, in das rund 95 % aller Erneuerbaren einspeisen. Bereits heute geraten die Verteilnetze zunehmend an die Grenzen der maximalen Aufnahmekapazität. Die Stromnetze müssen daher deutlich ausgebaut werden, flankiert durch andere zielführende Maßnahmen, wie z. B. die Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten. Der massive Ausbaubedarf auch der Stromverteilnetze ist ein erfolgskritischer Faktor für das Gelingen der Energiewende. Die zeitliche und räumliche Synchronisation von EE-Zubau und Netzausbau sind daher zwingend nötig. Potenziale netzdienlicher Flexibilitäten sollten erfasst werden.

Darüber hinaus sollten neben den Stromerzeugungskapazitäten im Nord- und Ostseeverbund auch die Wasserstofferzeugungskapazitäten im Nord- und Ostseeraum dargestellt werden.

Bei der Darstellung der Erneuerbaren Energien sollten auch die Potenziale von fester Biomasse, Biomethan und Biogas für die Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt werden.