

Berlin, 14. Februar 2022

bdeu
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Szenariorahmen zum Netz- entwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023

Entwurf der Übertragungsnetz- betreiber

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärme- absatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

1	Vorbemerkung	3
2	Allgemeine Anmerkungen zum Szenariorahmen 2037 (Version 2023).....	4
3	Hinweise zu einzelnen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien	5
3.1	Wind Offshore	5
3.2	Wind oOshore	6
3.3	Laufwasser	7
3.4	Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	7
3.5	Speicher	8
4	Hinweise zu weiteren Aspekten	9
4.1	Versorgungssicherheit	9
4.2	Sektorenkopplung und Stromverbrauch	10
4.3	Fernwärme und Power-to-Heat	10
4.4	Flexibilitätsdimensionierung	10
4.5	Spitzenkappung	12
4.6	Wasserstoff und Elektrolyseure.....	13
4.7	DAC-Anlagen.....	16

1 Vorbemerkung

Der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erarbeitete und am 10. Januar 2022 durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unter <https://www.netzausbau.de/szenariorahmen> veröffentlichte Entwurf des Szenariorahmens 2023-2037 beschreibt mögliche Entwicklungen des Stromsektors bis zum Jahr 2037 und gibt einen Ausblick bis in das Jahr 2045. Er legt somit den Grundstein für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom 2037 (Version 2023).

Soweit möglich, orientiert sich der BDEW in seiner Stellungnahme an den im Begleitdokument der BNetzA explizit hervorgehobenen Fragestellungen. Einer geplanten vollständigen Veröffentlichung der vorliegenden Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Konsultationsarchiv stimmt der BDEW hiermit ausdrücklich zu.

Vor dem Hintergrund der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Übertragungsnetzbetreiber.

2 Allgemeine Anmerkungen zum Szenariorahmen 2037 (Version 2023)

Der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens zeichnet ein sehr umfassendes Bild von den möglichen Entwicklungen des Elektrizitätssektors in Deutschland. Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass über den vorgeschriebenen 15-Jahresrahmen hinaus auch ein Ausblick bis in das Jahr 2045 erfolgt, in dem Deutschland eine Klimaneutralität erreichen möchte. Das Energiesystem insgesamt für die Erreichung dieses Ziels vorzubereiten, ist eine große Herausforderung, die jetzt angegangen werden muss. Dies gilt angesichts der langen Bau-, Planungs- und Genehmigungsverfahren insbesondere für das Stromnetz, das auf die neuen Herausforderungen eines beschleunigten Klimaschutzes angepasst werden muss. Es ist daher gut, dass der Szenariorahmen verschiedene Szenarien entwickelt, wie ein klimaneutrales Energiesystem 2045 aussehen kann, sodass daraus dann im nächsten Schritt, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans (NEP Strom), die Anforderungen an den Ausbau und Umbau des Stromnetzes abgeleitet werden können.

Für das Gelingen der Energiewende sollten nach Ansicht des BDEW zudem die Grundannahmen für die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber für Strom und der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas noch stärker verzahnt werden – künftig beispielsweise in einem Systementwicklungsplan. Darin sollte u.a. auch der Flächenentwicklungsplan für Offshore Windenergie (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) berücksichtigt werden. Auf diese Weise werden eine Synchronität zwischen den Prozessen hergestellt und die Berücksichtigung der jeweils neuesten Planfortschreibungen ermöglicht.

In Kapitel 2.2 des Begleitdokuments wird gefragt:

Frage 4: Werden die Klimaziele ausreichend berücksichtigt?

Wie in den nachfolgenden Abschnitten zu einzelnen Energieträgern, insbesondere zu Wind Offshore, dargestellt, berücksichtigt der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens noch nicht in allen Aspekten die im Koalitionsvertrag 2021 vereinbarten verschärften Klimaschutzziele der neuen Bundesregierung. Der BDEW regt an, insbesondere die neuen Ausbauziele zu den einzelnen Stromerzeugungstechnologien in den Szenarien abzubilden.

3 Hinweise zu einzelnen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien

3.1 Wind Offshore

Der vorliegende Szenariorahmen beschreibt in Kapitel 4.3.1 den Ausbau und die Verteilung von Offshore Wind auf Ost- und Nordsee auf Grundlage der bisherigen Prämissen insbesondere bezüglich der Leistungsdichte der Flächen. Dies war vor dem Hintergrund des letzten verabschiedeten FEP im Großen und Ganzen plausibel. Allerdings wird es dem gesetzten Ziel einer Berücksichtigung der im Koalitionsvertrag 2021 festgehaltenen politischen Ausbauziele für Wind Offshore für 2030 (30 GW) und 2035 (40 GW) nicht gerecht.

Nach Ansicht des BDEW sollte der Szenariorahmen schon jetzt auf die im Abschnitt „Berücksichtigung des Vorentwurfs zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans“ (Seite 68-69) beschriebene Überarbeitung der Leistungsdichten und auf die in der Konsequenz auch niedriger ausfallenden Volllaststunden (durchschnittlich 3100 Volllaststunden) ausgerichtet werden. Dabei sollten zu den Volllaststunden keine pauschalen Annahmen getroffen werden, da dies der differenzierten Erhöhung der Leistungsdichte zwischen Nord- und Ostsee bzw. den verschiedenen Zonen nicht gerecht werden würde. Zudem ist die Überarbeitung des Flächennutzungsplans bezüglich des Aspekts der Bereitstellung der Flächen zu berücksichtigen.

Sollte eine Berücksichtigung der höheren Flächenkapazitäten (Leistungsdichten) und der niedrigeren Volllaststunden nicht möglich sein, so sollte zumindest die Frage beantwortet werden, bis wann sich der in Kapitel 4.3.1 (Seite 69) erwähnte FEP-Fortschreibungsprozess seitens BNetzA und BSH verbindlich konkretisieren lässt:

„Weitere Erkenntnisse aus dem Fortschreibungsprozess des FEP können durch die BNetzA im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden.“

Der Szenariorahmen beschreibt auch einen Ausbaupfad für den Rückbau von Offshore-Windparks. Es wird angenommen, dass Offshore-Windparks nach 25 Jahren zurückgebaut werden und keine Nachnutzung stattfindet. Dies sollte nach Ansicht des BDEW überdacht werden, da zum einen eine Betriebsdauer von 30 Jahren als möglich angesehen werden kann. Zum anderen erscheint es wirtschaftlich und technisch nicht nachvollziehbar, dass der Entwurf des Szenariorahmens nicht von einem direkten Repowering ausgeht, sondern annimmt, dass die Flächen mehrere Jahre brach liegen. Auch wenn es noch keinen festgelegten Rahmen für die Nachnutzung gibt, sollten hier die Vormerkungen im Raumordnungsplan des BSH für eine erneute Nutzung der Flächen entscheidend sein. Insbesondere auf Flächen mit Vorrangnutzung ergibt sich aus heutiger Sicht die Möglichkeit des „Repowering“ bei gleicher Leistungsdichte.

Ebenfalls auf Seite 69 wird unter der Überschrift „*Restriktionen und Chancen*“ dargestellt, dass die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen hohe Anforderungen an alle Beteiligten stellt. Es wird erklärt, dass zwar in vielen Bereichen die Möglichkeiten begrenzt sind, die Realisierung der Anbindungssysteme zu beschleunigen. Dort, wo aber Schritte beschleunigt werden können, sollten alle diesbezüglichen Maßnahmen frühzeitig angegangen und eingeleitet werden.

Hier wäre eine Auskunft im Szenariorahmen wünschenswert, welche Maßnahmen die ÜNB im Einzelnen vorschlagen und bis wann sich diese konkretisieren lassen.

In diesem Kontext ist die Regelung des im Sommer 2021 eingeführten §17d Abs. 6-8 EnWG von Relevanz, die anbindungsverpflichteten ÜNB vorschreibt, Offshore-Windparks im Küstenmeer, die über eine gültige BImSchG-Genehmigung verfügen, anzuschließen. Aktuell betrifft dies konkret den auf der Fläche OST-6-1 zu errichtenden Offshore-Windpark im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns. Analog zu anderen Netzanbindungssituationen wird auch das diesen Park anzuschließende Netzanbindungssystem nach seiner Errichtung Teil des Stromnetzes zur öffentlichen Versorgung. Wir bitten daher, dies im Szenariorahmen mit aufzunehmen.

In Anhang 2 auf Seite 117 heißt es unter der Überschrift „*Power-to-Gas auf See*“:

„Daher befürworten die ÜNB, die Wasserstoffelektrolyseure landseitig bedarfsgerecht zu verorten und zur effizienten Integration der erneuerbaren Energiemengen in das Gesamtenergiesystem zu nutzen.“

Hierzu sollte im Szenariorahmen dargelegt werden, durch welche quantitative Kosten-Nutzen-Analyse diese Schlussfolgerung begründet wird.

3.2 Wind Onshore

Vor dem Hintergrund des großen Anlagenbestands ist es unverständlich, dass die Aspekte von Rückbau oder Repowering im Bereich der Windenergie Onshore nicht adressiert sind (im Gegensatz zu den Szenarien für Wind Offshore, wo dies der Fall ist, vgl. Tabelle 22 auf Seite 67). Diese sollte in einer Überarbeitung des Szenariorahmens dringend ergänzt werden.

Onshore-Windenergieanlagen verfügen nach heutigem Stand der Technik über eine Nennleistung von 5 bis 6 MW, weitere Erhöhungen sind in den nächsten Jahren zu erwarten. Bereits heute stößt die Integration von Anlagen dieser Leistungsklasse beim Anschluss an die öffentlichen Mittelspannungs-Verteilnetze an technische Grenzen. Falls diese technische Weiterent-

wicklung und deren Konsequenzen nicht Gegenstand des Szenariorahmens sein sollten, müssen sie umso mehr in den hierauf aufbauenden Netzentwicklungsplänen für die Verteil- und Übertragungsnetze berücksichtigt werden.

Generell wird der Ausbaupfad für Wind Onshore nach Ansicht des BDEW zu gering angesetzt. Die im Szenariorahmen zu Grunde gelegte installierte Leistung liegt unter den Zielen der neuen Bundesregierung: Deren Ausbauziel für Wind Onshore für 2030 wird in Szenario A erst im Jahr 2037 erreicht.

Die Annahme deutschlandweit einheitlicher Volllaststunden erscheint zudem nicht plausibel. In der Praxis werden im windreichen Norden deutlich mehr Volllaststunden erreicht als im Süden. Hier sollte eine regionale Differenzierung erfolgen.

3.3 Laufwasser

Der BDEW teilt die Annahme, dass keine weiteren neuen Standorte für Laufwasserkraftwerke in den nächsten Jahren zu erwarten sind.

Unrealistisch erscheint aber, dass kein Potenzial dafür gesehen wird, die vorhandenen Standorte effizienter zu nutzen. Viele Anlagen sind bereits einige Jahrzehnte alt, hier sollte genauer geprüft werden, ob nicht doch ein Potenzial für weitere Effizienzverbesserungen und damit für eine Erhöhung der Stromerzeugung besteht.

3.4 Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Der im Szenariorahmen enthaltene KWK-Zubau ist auf der Grundlage des bestehenden Förderrahmens (derzeit geltendes Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz – KWKG) fortgeschrieben worden (vgl. Kapitel 5.1.1, Seite 84 ff.). Die Bedarfe an konventioneller Kraftwerksleistung, die sich aus einem Kohleausstieg bis 2030 ergeben, sind im Szenariorahmen offenbar durch ungekoppelte Gaskraftwerke abgebildet worden, in einer Größenordnung von weniger als 10 GW bis 2037 und auch bis 2045 (vgl. Abbildung 30 auf Seite 87, hellgrauer Bereich „Zubau“). Fraglich ist, wie oder wodurch diese Investitionen in ungekoppelte Gaskraftwerke ausgelöst werden sollen. Wengleich diese Frage nicht im Szenariorahmen gelöst werden kann, sind hier geeignete Annahmen über die Realisierbarkeit dieser Kraftwerksneubauten zu treffen.

Die angenommene Stromkennzahl von 0,8 (Seite 85) erscheint realistisch.

Für in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Anlagen weist Abbildung 30 einen Zubau von etwa 13 GW aus (KWK-Ersatzneubauten und Zubau von KWK < 10 MW). Dies erscheint recht wenig,

wenn man bedenkt, dass das BMWi-Gutachten von Juli 2021, das als Grundlage für den neuerlichen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom 2030 dienen sollte, einen KWK-Zubaubedarf von 15 GW bis 2030 ausgewiesen hat (ermittelt aus dem Wärmebedarf, der nicht mehr über Kohle-KWK gedeckt wird), unter Zugrundelegung eines Kohleausstiegs bis 2038. Soll der Kohleausstieg bis 2030 erfolgen, steigt diese Zahl mindestens auf mindestens 19 bis 20 GW.

Um einen Zubau von KWK-Anlagen in dieser Größenordnung zu erzielen, muss zumindest ein Teil der als „Zubau“ (hellgrauer Bereich) ausgewiesenen Anlagenkapazitäten aus KWK-Anlagen bestehen. Das ist derzeit offenbar nicht der Fall.

Sinnvoll ist die Annahme, dass Neubauten von Gaskraftwerken so realisiert werden, dass sie Wasserstoff als Brennstoff einsetzen können, also „H₂-ready“ sind. Die Angabe zum notwendigen Neubaubedarf von Gasinfrastruktur i.H.v. 25 km zur Realisierung aller KWK-Ersatzneubauten an Kohlekraftwerksstandorten (Seite 86) erscheint allerdings für ganz Deutschland deutlich zu niedrig angesetzt. Dem BDEW ist beispielsweise ein Kraftwerksprojekt zum Ersatz von Kohle-Kapazität bekannt, für das allein bereits rund 25 km neue Gasinfrastruktur benötigt werden.

3.5 Speicher

Im Szenariorahmen ist nicht erkennbar, ob eine Nutzung des Speicherpotentials von Elektro-PKW für die Energieversorgungsoptimierung betrachtet wurde. In einem realistischen Szenario sollte dabei allerdings beachtet werden, dass unter Zugrundelegung der Mobilitätsansprüche (Nutzerprofile von Elektro-PKW) bei weitem nicht die gesamte Speicherleistung der Elektrofahrzeuge für die Energiewirtschaft zur Verfügung stehen wird.

Mit Blick auf Batteriespeicher außerhalb der Elektromobilität und deren mögliche netzdienliche Beiträge sollten sowohl eine räumliche Nähe der Speicher zu Stromerzeugern (z.B. großen PV-Freiflächenanlagen) als auch zu Lastzentren betrachtet werden.

4 Hinweise zu weiteren Aspekten

4.1 Versorgungssicherheit

Im Szenariorahmen heißt es in Kapitel 5.6 auf Seite 96:

„Dabei wird beispielsweise darüber debattiert, ob sich Deutschland in allen auftretenden Situationen selbst versorgen können muss und inwiefern Importe aus dem Ausland in kritischen Situationen (z.B. einer kalten Dunkelflaute) als gesichert gelten können.“

Die Abbildungen 28 und 29 in Kapitel 5.1 (Seite 83 f.) zeigen, dass die konventionellen Kraftwerkskapazitäten (Erdgas/Wasserstoff, Abfall, Pumpspeicher und Speicherwasser) im Jahr 2045 in allen drei Szenarien etwa 50 GW betragen. Eine Jahreshöchstlast wird für 2037 und 2045 nicht ermittelt, da diese „in einem zunehmend flexibilisierten System stark abhängig von der Einspeisung der volatilen Erzeuger und den sich darauf ausrichtenden Verbrauchern“ ist und deren Einsatz „erst im Zuge der Strommarktsimulationen bestimmt“ werden könne (Kapitel 3.9, Seite 56). Es wird aber festgestellt, dass „in Summe in allen drei Szenarien ein deutlicher Anstieg der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten ist“ (ebenda).

Da die heutige Jahreshöchstlast bei etwa 80 GW liegt und bereits im NEP 2035 (2021) eine Jahreshöchstlast für 2035 von über 100 GW prognostiziert wurde, ergibt sich eine deutliche Diskrepanz zu der installierten Leistung konventioneller Kraftwerkskapazitäten von etwa 50 GW. Im Szenariorahmen wird angenommen, dass eine möglicherweise entstehende Lücke durch lastnahe Gasreservekraftwerke gefüllt würde. Nach Ansicht des BDEW sollten diese jedoch nicht als Reservekraftwerke, sondern im Markt modelliert werden. Derart große Reserven wie hier angenommen wären ineffizient. Außerdem bleibt unklar, auf Basis welcher regulatorischen Rahmenbedingungen der Bau dieser lastnahen Gasreservekraftwerke realisiert werden soll. Statt eines weiteren Aufbaus von Reservekraftwerkskapazitäten könnten Ausschreibungen für Systemdienstleistungen im Zusammenspiel mit einem Kapazitätsmarkt die richtigen Standortanreize setzen. Transparenz über die angenommenen Volllaststunden und den Technologiemix wäre hier sehr wichtig.

Nach Ansicht des BDEW ist allerdings fraglich, ob die Lücke zwischen Lastspitze und gesicherter (konventioneller) Kraftwerksleistung durch die o. g. Instrumente vollständig gedeckt werden kann. Daher sollte der Szenariorahmen zumindest um eine Abschätzung ergänzt werden, welche Importe (Leistung und Häufigkeit ihres „Abrufs“) aus dem Ausland zur Beherrschung kritischer Situationen erforderlich sein werden und ob ggf. andere Elemente wie vermaschte Offshore-Windparks einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

4.2 Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Kapitel 3.3.2 des Szenariorahmens stellt den prognostizierten Stromverbrauch der Industrie dar, Kapitel 3.3.3 den von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

In Kapitel 2.3.6 des Begleitdokuments wird gefragt:

Frage 9: Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs realistisch?

Nach Einschätzung des BDEW ist die angenommene Entwicklung realistisch. Aufgrund zunehmender Elektrifizierung in der Industrie wird die Nachfrage nach Strom zukünftig stark steigen.

4.3 Fernwärme und Power-to-Heat

Kapitel 3.5 des Szenariorahmens beschreibt die erwartete Entwicklung der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der Wärmeversorgung für industrielle Prozesse.

Die Annahmen zu den Großwärmepumpen (Kapazitäten und Vollbenutzungsstunden) erscheinen realistisch. Bei den Elektroheizern (Power-to-Heat-Anlagen) sind die angenommenen 800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ebenfalls plausibel. Allerdings erscheinen deren Kapazitäten mit 5 GW bzw. 10 GW in 2037 sowie 6,9 GW bzw. 13,8 GW in 2045 deutlich zu niedrig angesetzt (Tabelle 14 auf Seite 51). In den Szenarien B und C sollte allein für den Bereich der Fernwärme eine Power-to-Heat-Kapazität von rund 15 bis 20 GW im Jahr 2037 und 2045 angesetzt werden.

Zu beachten ist auch, dass der Bedarf an Fernwärme und dementsprechend auch an Strom für Power-to-Heat für die Fernwärmeerzeugung höher ausfallen wird, wenn die angenommenen Sanierungsraten im Gebäudebestand – z.B. durch Fachkräftemangel – nicht erreicht werden. Es wäre hilfreich, auch diese Überlegungen im Szenariorahmen zu berücksichtigen. Auch die Bedeutung von Power-to-Heat zur Nutzung von Überschussstrom und zur Kappung von Einspeisespitzen sollte in die Modellierung einbezogen werden.

4.4 Flexibilitätsdimensionierung

Kapitel 3.7 des Szenariorahmens thematisiert die Dimensionierung der Flexibilitäten sowohl bei privaten Haushalten (Kapitel 3.7.1) als auch in der Industrie und im GHD-Sektor (Kapitel 3.7.2). In Kapitel 2.3.2 des Begleitdokuments werden hierzu zwei Fragen gestellt:

Frage 19: Wie bewerten Sie den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?

Nach Einschätzung des BDEW ist ein rein marktorientierter Ansatz für die Zukunftsszenarien nicht ausreichend. Über die reinen Marktmechanismen hinaus sind Anreize notwendig, damit die notwendigen Investitionen in Flexibilitäten getätigt werden. Derzeit wird vor allem über mögliche Anreize zur Investition in zusätzliche Gaskraftwerke diskutiert. Zu überlegen ist, wie es gelingt, verschiedene Arten von Flexibilitäten, die dem Stromsystem dienen, zu nutzen. Vor diesem Hintergrund wird in Kürze zu entscheiden sein, ob eine Nachfolgeregelung zu der bis zum 30.06.2022 befristeten Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) erforderlich ist. Empfehlungen hierzu sind nicht Gegenstand der vorliegenden Kommentierung. Der Szenariorahmen sollte jedoch die mögliche Ausgestaltung weiterer Instrumente zur Incentivierung von Flexibilität berücksichtigen.

Frage 20: Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

Die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management erscheinen derzeit realistisch. Jedoch steht ein solches DSM-Potenzial tatsächlich nur dann zur Verfügung, wenn die regulatorische Ausgestaltung dies ermöglicht bzw. anreizt. Ob diese Voraussetzungen mittelfristig gegeben sind, ist fraglich. Für die beiden vorgestellten Flexibilitätsarten können sich folgende Hürden ergeben:

- Bei der Lastabschaltung beträgt das aktuelle Potenzial 1,2 GW. Es wird fast ausschließlich durch die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) generiert, die jedoch nach dem jetzigen Gesetzesstand zum 30.06.2022 ausläuft. Von einer möglichen Folgeregelung und von deren Ausgestaltung wird abhängen, wie groß das Flexibilitätspotenzial in diesem Bereich in den kommenden Jahren sein wird. Änderten sich z.B. die technischen Zugangsvoraussetzungen, könnten ggf. weitere Anbieter gewonnen werden, die das Instrument heutzutage nicht nutzen können. Für den Szenariorahmen sind geeignete Annahmen über das zukünftige Flexibilitätspotenzial durch Lastreduzierung/Abschaltungen zu treffen.
- Für eine Lastverschiebung bestehen derzeit nur geringfügige monetäre Anreize. Das Strompreissignal kann kaum wirken, da ein Großteil des Endverbraucherpreises durch staatlich induzierte Preisbestandteile (Steuern, Abgaben und Umlagen) bestimmt ist. Für große Abnehmer, die auf Basis des § 19 Abs. 2 StromNEV reduzierte Netzentgelte zahlen, lohnt eine Lastverschiebung aufgrund des geforderten Bandlastbezugs (sog. 7.000-Stunden-Regel) nicht. Mögliche Veränderungen in diesem Bereich hängen davon

ab, ob die gesetzlichen Grundlagen verändert werden (z. B. geplante Abschaffung der EEG-Umlage). Dementsprechend sind für den Szenariorahmen auch zu diesen Rahmenbedingungen realistische Annahmen zu treffen.

In diesem Zusammenhang ist auch zu bedenken, dass der Umfang und die Art des Flexibilitäts-einsatzes einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Verteilnetze haben werden. Eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten würde den Netzausbaubedarf begrenzen, erscheint jedoch ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen aus heutiger Sicht kaum realisierbar. Bei einem rein marktpreisorientierten Einsatz der zukünftig zur Verfügung stehenden steuerbaren Lasten (bis zu 97,8 GW Heimbatteriespeicher, 64 GW Wärmepumpen, ca. 205 GW private Haushaltsladepunkte) wiederum ist zu befürchten, dass eine deutlich größere Dimensionierung der Netze auf allen Spannungsebenen erforderlich wird.

Die Betrachtung unterschiedlicher Flexibilitätseinsatzoptionen in den Szenarien ist ausdrücklich zu begrüßen, um die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen.

4.5 Spitzenkappung

Kapitel 4.5 des Szenariorahmens stellt dar, dass die aus den vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannte Methodik zur Spitzenkappung wieder verwendet werden soll.

Hierzu ist anzumerken, dass diese seit dem NEP 2030 (2017) nicht aktualisiert wurde. Es wird eine flächendeckende Anwendung der Spitzenkappung in den Verteilnetzen unterstellt. Wie schon in den vergangenen Jahren gilt, dass die Methodik weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgeht. Das Instrument der Spitzenkappung ist eingeführt worden, um den Netzausbau im Verteilnetz auch in Zeiten mit sehr dynamischem Zubau von Erneuerbaren Energien optimieren zu können.

Die Spitzenkappung kommt in verschiedenen Netzgebieten unterschiedlich stark zum Einsatz, je nachdem, wie stark der Ausbau von Erneuerbaren Energien ist. Der im Szenariorahmen angenommene pauschale Ansatz, der von dem maximal möglichen Einsatz der Spitzenkappung in den Verteilnetzen ausgeht, ist nicht realistisch. Er führt zu einer Unterschätzung des Übertragungsnetzausbaubedarfs. Dies wird den Zielen des Szenariorahmens und dem Anspruch des darauf aufsetzenden NEP nicht gerecht.

Sofern eine differenzierte Betrachtung der Spitzenkappung nach Netzgebieten nicht verfolgt werden kann und doch ein pauschaler Ansatz gewählt wird, schlägt der BDEW vor, anzunehmen, dass die gekappte Energiemenge auf maximal 1-1,5 % der an das Verteilnetz angeschlossenen Anlagen begrenzt ist.

4.6 Wasserstoff und Elektrolyseure

In Kapitel 3.4 des Szenariorahmens werden die möglichen Szenarien zum Ausbau der inländischen Kapazitäten für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyseure und zu den Wasserstoffbedarfen dargestellt. Ergänzend wird in Anhang A2 im Abschnitt „Power-to-Gas auf See“ auf die Variante der Erzeugung von Wasserstoff in der Nord- oder Ostsee, also nah an Offshore-Windparks, eingegangen.

Der BDEW teilt die Auffassung, dass die Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und Europa derzeit mit einer hohen Unsicherheit verbunden ist (Seite 48). Hier kommt es darauf an, jetzt die richtigen politischen Weichen zu stellen, so dass Wasserstoff zukünftig allen Nutzungsbereichen zugänglich gemacht werden kann. Sachgerecht ist auch die in allen Szenarien getroffene Annahme, dass Importe von Wasserstoff – vor allem langfristig – notwendig sein werden (Seite 49).

Im Begleitdokument wird in Abschnitt 2.3.4 gefragt:

Frage 14: Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Tabelle 13 (Seite 49) zeigt, dass für 2037 in allen Szenarien mit Onsite-Elektrolyseuren in Höhe von 9,7 GW gerechnet wird. Für Offsite-Elektrolyseure werden zwischen 6,3 GW (Szenario A) und 10,3 GW (Szenario C) angenommen.

Die in den Szenarien getroffenen Annahmen zum Ausbau der Elektrolyseure sind aus Sicht des BDEW deutlich zu niedrig bzw. kommen deutlich später als politisch gewollt und auch in Studien erwartet. Die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ geht beispielsweise schon für 2037 von 29 GW Elektrolysekapazität aus. Insbesondere nach 2030 ist laut Agora mit einem exponentiellen Hochlauf der Elektrolyseurkapazitäten zu rechnen. Die Annahme von teilweise weniger als 1 GW jährlichem Zubau (anknüpfend an 10 GW in 2030) im Szenariorahmen spiegelt das nicht wider. Nach Ansicht des BDEW ist der Pfad in allen Szenarien sowohl für Onsite- als auch für Offsite-Elektrolyseure anzuheben.

Im Begleitdokument wird in Abschnitt 2.3.4 gefragt:

Frage 16: Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

Die grundsätzliche Unterscheidung zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren erscheint sinnvoll, da es sich um unterschiedliche Betriebskonzepte handelt, die verschiedene Fahrweisen der Anlagen nahelegen. Allerdings erscheinen die hier angenommenen Parameter nicht

schlüssig. So werden die Volllaststunden von Offsite-Elektrolyseuren mit 2.000 Stunden in 2037 und 3.000 Stunden in 2045 aus BDEW-Sicht deutlich zu niedrig angesetzt. Im Szenario-rahmen wird angenommen: „Wirtschaftlich sinnvoll können Elektrolyseure erst sein, wenn eine ausreichende Anzahl an Perioden mit geringen Strompreisen bzw. eine hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegeben ist und ein entsprechend hoher CO₂-Preis für die Substitution von Erdgas oder anderer Kraftstoffe und Produkte gegeben ist.“ (Seite 48). Dies ist aus BDEW-Sicht jedoch keine zwingende Vorbedingung für die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff. Elektrolyseure können vielmehr auch dann wirtschaftlich sinnvoll sein, wenn der Preis für das Produkt, das durch Wasserstoff substituiert wird, steigt (vgl. z.B. die aktuell hohen Preise für Erdgas). Darüber hinaus ist Wasserstoff nicht beliebig mit Erdgas substituierbar, wenn Wasserstoffkunden, z.B. zum Zwecke der Anrechenbarkeit auf Klimaschutzziele, an den Einsatz von grünem Wasserstoff zur Erzeugung von grünen Produkten gebunden sind. Damit sind aber deutlich höhere Volllaststunden als 2.000 erreichbar.

Zudem ist nicht ersichtlich, warum bei Onsite-Elektrolyseuren davon ausgegangen wird, dass diese bis 2037 keinerlei Flexibilität bereitstellen (Seite 48). Wenngleich sie in erster Linie der Deckung des (als recht konstant angenommenen) Wasserstoffbedarfs dienen, schließt dies die Bereitstellung von Flexibilität, z.B. bei schwankenden Großhandelsstrompreisen, nicht aus. Bereits heute umfassen einige derzeit in Planung befindliche Onsite-Projekte neben der Wasserstoffherstellung auch Speicher- und Flexibilitätsoptionen (wie z.B. die Verwertung von Überschussstrom). Die o. g. Annahme sollte überdacht und entsprechend Eingang in die Überlegungen zu den Flexibilitätsoptionen (Kapitel 3.7) finden.

Der BDEW stimmt der Aussage zu, dass es „grundsätzlich [...] bei den meisten dieser [d.h. der Industrie-] Standorte jedoch wahrscheinlich [ist], dass sie mittel- bis langfristig an ein Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden“ (Seite 48). Nach Einschätzung des BDEW wird dies insbesondere für die Anbindung von großen Verbrauchszentren (wie z.B. in Nordrhein-Westfalen) schon frühzeitig der Fall sein. Vor diesem Hintergrund scheinen die pessimistischen Annahmen zur Verfügbarkeit der Wasserstoffnetzinfrastruktur und zum Ausbau von Offsite-Elektrolyseuren nicht gerechtfertigt. Gleichzeitig ist aber auch in NRW mit einem stärker als angenommenen Hochlauf der Elektrolyse zu rechnen. In der Wasserstoff-Roadmap NRW kündigt die Landesregierung schon für 2030 1-3 GW Elektrolyseleistung für NRW an. Insofern ist das angenommene Gesamtniveau in NRW für 2037 von leicht über 1.000 MW deutlich zu niedrig und auch der Zubau bis 2045 zu pessimistisch geschätzt (vgl. Abbildung 19 auf Seite 50).

Richtig ist, dass zunächst – solange keine überregionale Wasserstofftransportinfrastruktur besteht – die Onsite-Elektrolyse (also in unmittelbarer Nähe zum Wasserstoffbedarf) die wesentliche Quelle für inländische Wasserstoffproduktion ist. Allerdings werden nach Einschätzung

des BDEW im Jahr 2037 die Kapazitäten der Offsite-Elektrolyse bereits deutlich über den On-site-Kapazitäten liegen. Der BDEW geht davon aus, dass der Hochlauf des H₂-Netzes mit Umstellung vorhandener Gasleitungen – auch aufgrund der für den Klimaschutz notwendigen Reduzierung des Erdgasverbrauchs – deutlich schneller verlaufen wird, als im Szenariorahmen antizipiert, wodurch sich die Wettbewerbsfähigkeit der Offsite-Elektrolyseure verbessern dürfte. Diese werden Mitte der 2030er-Jahre bereits zur direkten Bedarfsdeckung der Industrie eingesetzt werden.

Elektrolyseure auf See werden gar nicht berücksichtigt. In Anhang 2 (Seite 117) heißt es, dass landseitig eine Nutzungseinschränkung der Energie entstehe, sobald seeseitig die elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt wird und somit Flexibilität entfalle. Daraus wird geschlossen: „Daher befürworten die ÜNB, die Wasserstoffelektrolyseure landseitig bedarfsgerecht zu verorten und zur effizienten Integration der erneuerbaren Energiemengen in das Gesamtenergiesystem zu nutzen.“ Nach Ansicht des BDEW ist die Offshore-Wasserstofferzeugung ein entscheidender Baustein, um zeitnah signifikante Mengen von grünem Wasserstoff zu produzieren und so den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben. Mit Hilfe einer Wasserstoff-Transportpipeline ließen sich bereits zeitnah Flächen nutzen, die in absehbarer Zeit nicht an das Stromnetz angeschlossen werden können. Daher sollte die Offshore-Wasserstofferzeugung als zusätzlicher Baustein im Szenariorahmen explizit aufgeführt und im Regionalisierungskonzept berücksichtigt werden. Bei der Offshore-Elektrolyse könnte zudem die Flexibilität durch das Konzept eines „nachrangigen“ Netzanschlusses verbessert werden (z.B. Anbindung an ein benachbartes Cluster mit Netzanbindung). Hierdurch könnte z.B. abzuregelnder Überschussstrom aus den benachbarten Clustern zusätzlich für die Elektrolyse genutzt werden. Umgekehrt könnte auch Strom aus der nach dem WindSeeG in der Nordsee vorgesehenen Fläche für „besondere Energiegewinnung“ (SEN-1) in Knappheitssituationen ins Stromnetz geleitet werden, soweit der Netzanschluss im benachbarten Cluster nicht voll ausgelastet ist (nachrangige Einspeisung).

Das Regionalisierungskonzept ist ein wichtiger Ansatz, um den Bedarf an Wasserstoff in den verschiedenen Regionen darzustellen und den Aspekt der Standortwahl für die Wasserstoffproduktion besser beleuchten zu können. So ist es möglich, in dem auf dem Szenariorahmen fußenden Netzentwicklungsplan netz- und systemtechnisch vorteilhafte Standorte für die Allokation von Elektrolyseuren auszuweisen. Allerdings sollte die Regionalisierung sowohl für On-site-Elektrolyseure als auch für Offsite-Elektrolyseure noch deutlich stärker aufgeschlüsselt erfolgen.

4.7 DAC-Anlagen

Kapitel 3.6 (Seite 52) stellt die Annahmen zu Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft mit der anschließenden Speicherung oder Wiederverwertung des CO₂ („Direct Air Capture-Anlagen“, kurz DAC-Anlagen) dar. Danach werden diese Anlagen erstmalig für das Jahr 2045 in die Betrachtung einbezogen. In allen Szenarien wird für 2045 angesetzt, dass 20 Mio. t. CO₂ aus der Atmosphäre entnommen werden.

Nach Ansicht des BDEW sollte erläutert werden, warum bei diesen Anlagen nicht eine ähnliche Betriebsweise zugrunde gelegt wird wie bei Elektrolyseuren. Es erscheint plausibel, dass zur Vermeidung des Aufbaus einer zusätzlichen, kostenintensiven CO₂-Infrastruktur DAC-Anlagen entweder direkt neben den Elektrolyseuren an Standorten mit viel Erneuerbare-Energien-Produktion angesiedelt werden, um dort Derivate zu produzieren, oder direkt bei den CO₂-Nutzern.