

Stellungnahme

Szenariorahmen 2021 für den Netzentwicklungsplan Strom 2035

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
vom 10. Januar 2020

Berlin, 14. Februar 2020

1 Zusammenfassung

Der am 10. Januar 2020 durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens 2021-2035 beschreibt mögliche Entwicklungen des Stromsektors bis zum Jahr 2035 und legt somit den Grundstein für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom 2035 (Version 2021).

Die Annahmen zur installierten Leistung konventioneller Kraftwerke, besonders für den Energieträger Braunkohle, sind vor dem Hintergrund des von Bund und Ländern aktuell beschlossenen Stilllegungspfades für die Braunkohle zu aktualisieren. Außerdem dürfte sich die Inbetriebnahme von Datteln IV auf die installierte Steinkohleleistung auswirken. Die im Koalitionsvertrag der Bundesregierung beschlossenen und im Klimaschutzprogramm bekräftigten Ziele wurden in diesem Entwurf des Szenariorahmens beachtet und eingehalten. Der damit einhergehende deutliche Anstieg von Anlagen mit Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Wegfall von gesicherter Leistung auf Basis von konventioneller Erzeugung, stellt eine sichere Stromversorgung in Deutschland vor größte Herausforderungen.

Für eine realistische Berücksichtigung der Spitzenkappung ist von der wiederum verwendeten pauschalen Vorgehensweise abzusehen. Aus Sicht des BDEW erscheint es sinnvoll, die Spitzenkappungspotenziale in den Verteilnetzen abzufragen und damit die tatsächlichen Auswirkungen von Spitzenkappungspotenzialen an den Übergabeumspannwerken zu den Übertragungsnetzbetreibern sachgerechter zu berücksichtigen. Spitzenkappungspotenziale in den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber bleiben hiervon unberührt.

Soweit möglich, orientiert sich der BDEW in seiner Stellungnahme an den im Begleitdokument der BNetzA explizit hervorgehobenen Fragestellungen. Einer geplanten vollständigen Veröffentlichung unserer Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Konsultationsarchiv stimmen wir 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 2035 (Version 2021)

Eine Kompensation des Wegfalls von ca. 40 GW konventioneller Kraftwerksleistung in den nächsten 15 Jahren wäre unter Berücksichtigung der Volatilität bei erneuerbaren Energien, der begrenzten Speicherkapazitäten, des moderaten Zubaus von Erdgaskraftwerken und der erheblich erforderlichen Netzaus-/umbaumaßnahmen aus Sicht des BDEW zwar dringend erforderlich, ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen allerdings nicht realistisch und riskiert damit aufgrund des damit einhergehenden erheblichen Mangels an gesicherter Erzeugungsleistung eine sichere Stromversorgung. Im Zuge einer Netzentwicklungsplanung des deutschen Übertragungsnetzes sollten die verbleibenden gesicherten Erzeugungsleistungen geprüft werden und ggf. durch ausreichende lastnahe Gaskraftwerkskapazitäten in Verbindung mit gesicherter Bezugsleistung aus dem europäischen Verbundnetz ergänzt werden.

Generell vermisst der BDEW eine Erläuterung im vorliegenden Szenariorahmen sowie im darauf aufbauenden NEP, wie die Versorgungssicherheit mit dem relativ beschränkten Zubau an Gaskraftwerken und dem sehr ambitionierten Ausbaupfad erneuerbarer Energien sichergestellt werden soll. Die Annahme von lastnahen Gasturbinen, die sich nicht refinanzieren müssen, ist aus modelltheoretischer Sicht vielleicht erklärbar, aus Sicht des BDEW aber keineswegs zu erwarten. Sollte sich im weiteren Verlauf der NEP-Berechnungen zeigen, dass diese Anlagen in nennenswertem Umfang benötigt werden, so sollte dies entsprechend deutlich hervorgehoben werden.

Für eine realistische Berücksichtigung der Spitzenkappung ist von der wiederum verwendeten pauschalen Vorgehensweise abzusehen. Aus Sicht des BDEW erscheint es sinnvoll, die Spitzenkappungspotenziale in den Verteilnetzen abzufragen und damit die tatsächlichen Auswirkungen von Spitzenkappungspotenzialen an den Übergabeumspannwerken zu den Übertragungsnetzbetreibern sachgerechter zu berücksichtigen. Spitzenkappungspotenziale in den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber bleiben hiervon unberührt.

Statt der Formulierung „verstärkte Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung“¹ sollte aus Sicht des BDEW die verstärkte Entkopplung der „Strom- und Wärmeeinspeisung“ hervorgehoben werden. Dies trägt, in Analogie zu dem KWK-Gedanken, der Wärmespeicherung, dem EnergieStG und StromStG sowie der Perspektive des Netzes Rechnung. Nur Einspeisungen in ein Netz bzw. Bezüge aus einem Netz haben Auswirkungen auf die Netze.

¹ vgl. Kapitel 1.1, Seite 13, Absatz „Flexibilisierung und Speicherung“

2.1 Allgemeine Anmerkungen

1. Findet die Szenariengestaltung mit den zwei Achsen „Sektorenkopplung / Elektrifizierung“ und „Netzorientierung“ ihre Zustimmung?
2. Ist es sinnvoll in der Netzplanung ein netzorientiertes Verhalten anzunehmen, für das es heute noch keine definierten rechtlichen Vorgaben oder Marktmechanismen gibt?
3. Ist die Gestaltung der Achsen statt niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (Szenario A 2030) bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und hoher „Netzorientierung“ (Szenario C 2030), die tendenziell zu ähnlichen Netzausbaumfang in allen Szenarien führen könnte, sinnvoll?
4. Sollte alternativ eine Kopplung niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ mit hoher „Netzorientierung“ (best case) erfolgen bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (worst case), um auf diese Weise eine deutliche Spreizung der denkbaren Netzausbauvolumina zu erreichen?
5. Halten Sie auch die Betrachtung kurzfristigerer Szenarien (z. B. Zieljahr 2025 bzw. 2030) für angemessen und welchem Zweck sollten diese dienen?

Die Szenariengestaltung entlang der beiden Dimensionen Sektorenkopplung und Netzorientierung erscheint grundsätzlich sachgerecht, da diese Dimensionen die beiden wohl wesentlichsten Treiber bzw. Stellhebel für den zukünftigen Netzausbaubedarf darstellen.

Generell ist eine Orientierung entlang der Belange des Netzes aus Sicht des BDEW zu begrüßen. Die Anwendung dieser Dimension im unterlagerten Verteilnetz ist sinnvoll, hier sollte ein Dialog über Ausprägung, Regionalisierung und Wirkung mit den Verteilnetzbetreibern stattfinden. Netzbelange sollten bei der Umsetzung der Energiewende insbesondere unter volkswirtschaftlichen Aspekten berücksichtigt werden. Erste Instrumente sind bereits heute etabliert (z.B. Ausschreibungsverfahren). Es sollte darüber hinaus definiert werden, welches „netzdienliche Verhalten“ erwünscht ist und wie dieses grundsätzlich über Marktmechanismen abgebildet werden kann.

Die Netzorientierung als Verhalten ist dabei davon abhängig, inwieweit eine Netznutzung überhaupt verschoben werden kann und welche Konsequenzen sich daraus ergeben. Einflussgrößen auf eine Bewertung können sich dabei aus dem Einfluss der Netzkosten an der Wertschöpfung, Restriktionen bzgl. des Strombezuges aus dem Netz oder der Entwicklung der Speicherpreise ergeben.

Für den Zeitraum 2035/40 ist eine deutschlandweite Methodik bzw. Zielvorgabe eine Orientierung für die Dimensionierung der Übertragungsnetzebene im europäischen Kontext. Es muss aber beachtet werden, dass Projekte an der Schnittstelle ÜNB/VNB von konkreten, regional spezifischen Problemstellungen getrieben werden und mit den vorgeschlagenen volkswirtschaftlichen Ansätzen (inklusive Optimierung nur mit Blick auf das Übertragungsnetz) teilweise nur schwer fassbar sind. Aktualität, regional hohe Auflösung sowie Kundenorientierung sind wesentliche Anforderungen der Verteilungsnetzbetreiber an Prognosen, da sie naturgemäß „näher am Kunden“ und der damit zwangsläufig verbundenen betriebswirtschaftlichen Realität samt kurzfristigeren Änderungen agieren. Insofern werden Aussagen aus den vorgeschlagenen langfristigen Szenarien v.a. für die Übertragungsnetzebene gewonnen werden

können. Für die Verteilungsnetze können sich die Herausforderungen jedoch regional und strukturell im Detail in anderer Weise darstellen.

Netzorientierung aus Sicht der Verteilungsnetze und der sicheren Kundenversorgung ist von einer Netzorientierung auf Übertragungsnetzebene zu unterscheiden.

Zu Planungs- und Abwägungszwecken sollten aus Sicht des BDEW Szenarien betrachtet werden, für die es heute noch keine rechtlichen Vorgaben oder Marktanreize gibt. Sollte sich in der späteren Abwägung der ganzheitlichen Systemkosten zeigen, dass ein entsprechend netzorientiertes Verhalten anzustreben ist, kann die Politik bzw. der Regulator entsprechend nachsteuern.

Eine derartige „regulatorische Lücke“ besteht ja durchaus auch in anderen Bereichen, z. B. bei den noch unzureichenden Ausschreibungsvolumina zur Erreichung des 65%-Ziels. Sollte dennoch der Eindruck bestehen, dass hier ein größerer Spagat zwischen der Verortung in der in § 12a EnWG geforderten „Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ besteht, sollte dies im Szenariorahmen transparent gemacht werden.

Ein gewisses Problem könnte dagegen – wie seitens der BNetzA in Frage 3 adressiert – in der gewählten Zusammensetzung der Szenarien hinsichtlich der Dimensionen Sektorkopplung und Netzorientierung liegen. Aufgrund der Kombination gegenläufiger Einflüsse erscheint es plausibel, dass die Szenarien in einen ähnlichen Netzausbaubedarf münden. Dass mit einer höher vorausgesetzten Netzorientierung bei gleichem Netzausbau ein höheres Maß an Elektrifizierung erreicht werden kann, überrascht nicht. Entscheidender für die Netzentwicklungsplanung erscheint uns jedoch die Frage nach dem „optimalen“ Verhältnis von Netzausbau/-ertüchtigung einerseits und Netzorientierung von Verbrauchern und Erzeugern (z. B. Mehrkosten durch Verlagerung von erneuerbaren Energien an ungünstigere Standorte) andererseits, im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Abwägung.

Durch die gewählten Szenariokombinationen wird jedoch voraussichtlich keine Bandbreite möglicher Netzausbaustufen dargestellt, sodass die ganzheitliche volkswirtschaftliche Abwägung nicht durch entsprechende Szenarien gestützt werden kann. So sollte hierzu ein weiteres Szenario (gemäß Frage 4) derart gestaltet werden, dass ein hohes Maß an Sektorkopplung mit einer niedrigen Ausprägung der Netzorientierung kombiniert wird, um möglicherweise unterschiedliche Netzausbaubedarfe zu quantifizieren und einer volkswirtschaftlichen Abwägung zuzuführen.

Ein kurzfristiges Szenario 2030 könnte angemessen sein, um den ermittelten Netzausbau des NEP 2030 Version 2019 zu spiegeln/prüfen. Alternativ bleibt die Darstellung eines „Zielausbau-Szenarios“ überlegenswert. Damit könnte ausgehend von den Zielen 2050 (Ausbauziele EE, Ausstiegsziele konv. Erzeugung, Einhaltung CO₂, etc.) eine angemessene Annahme eines EE-Mixes mit sinnvoller Allokation aufgestellt und eine adäquate Zielnetzplanung entwickelt werden.

2.2 Konventionelle Erzeugung

Die Annahmen zur Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks im jeweiligen Zieljahr haben einen direkten Einfluss auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz. Die installierte Leistung wurde bisher kraftwerksscharf aus den Kraftwerken in Bestand, Bau und Planung, abzüglich Außerbetriebnahmen ermittelt.

6. Ist die Wahl der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer sachgerecht?
7. Soll sich der Szenariorahmen Strom bei der Bewertung von Gaskraftwerksneubauten ausschließlich an den Kriterien des Szenariorahmens Gas orientieren?
8. Ist die in Szenario A 2035 enthaltene Annahme eines noch nicht vollständig vollzogenen Kohleausstiegs realistisch?

Mit Vorliegen des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) am 29. Januar 2020 und dem in der zugehörigen Anlage 2 genannten Stilllegungspfad ist die Entwicklung der Braunkohlekapazitäten ab dem Jahr 2020 bis 2038 vorgezeichnet. Im Ergebnis lässt sich aus dem Gesetz die Kapazität auch für das Jahr 2035 exakt ableiten. Im aktuellen zur Konsultation gestellten Szenariorahmen wird in keinem der Szenarien die seitens des Gesetzgebers gewollte Kapazitätsentwicklung abgebildet. Hier ist der Szenariorahmen entsprechend der Vorgaben, die sich im Entwurf des Kohleausstiegsgesetz wiederfinden, entsprechend zu aktualisieren.

Auch wenn die Abbildung eines vorzeitigen Kohleausstiegs sicher sinnvoll ist, um auf entsprechende Auswirkungen mit entsprechender Netzplanung reagieren zu können und die Nachhaltigkeit der Ergebnisse sicherzustellen, so schlägt der BDEW gleichwohl vor, in mindestens einem der Szenarien (z.B.: Szenario A) die Umsetzung der KWSB-Empfehlung zu berücksichtigen und entsprechende Stein- bzw. Braunkohlekapazitäten (gemäß Stilllegungspfad im Gesetzentwurf der Bundesregierung) bis zum Jahr 2038 zu berücksichtigen. Eine weitere Reduzierung der Kapazitäten in allen Szenarien wie jetzt vorgeschlagen, blendet vor dem Hintergrund der Bund-/Länder-Einigung die Verbundwirkung von Tagebauen und Kraftwerkskapazitäten vollständig aus, der Betrieb von Monoblöcken im Verbund mit einem Tagebau erscheint realitätsfern.

In Anbetracht der aktuellen Diskussion zur Abschaltung von Kraftwerkskapazitäten im Kohleausstiegsgesetz erscheint eine technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer von 45 Jahren als nicht sachgerecht.

2.2.1 Ersatz von KWK-fähigen Kraftwerken

9. Ist die Annahme, KWK-fähige Kraftwerke würden bei bestehendem Wärmebedarf standortgleich mit KWK-fähigen erdgasbefeuerten Kraftwerken ersetzt werden, realistisch?
10. Ist die Annahme, die Dimensionierung des KWK-fähigen Ersatzneubaus werde sich am Wärmebedarf des zugehörigen Wärmenetzes orientieren, realistisch?
11. Ist die Stromkennzahl von 0,5 sachgerecht?

Aus Sicht des BDEW ist die Annahme, die Dimensionierung des KWK-fähigen Ersatzneubaus werde sich am Wärmebedarf des zugehörigen Wärmenetzes orientieren, abhängig von den technischen und finanziellen alternativen Energien (Erdwärme, Wärmepumpe, Biogas, Solarwärme) im Vergleich zum Erdgas. Die Dimensionierung der KWK-Anlage orientiert sich dabei stets an der zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfes sowie anhand der politischen, finanziellen und steuerlichen Rahmenbedingungen.

Die Annahme, dass KWK-Anlagen generell im Zeitverlauf durch BHKW mit der Stromkennzahl 0,5 ersetzt werden, halten wir für nicht für sachgerecht. Insgesamt halten wir die Annahme, dass nur ca. ein Drittel der heute installierten elektrischen Leistung bei Ersatz einer Anlage (bspw. Kohle durch Gas) wieder zur Verfügung steht, für zu pessimistisch. Selbst wenn nur ein Teil der ursprünglichen thermischen Leistung wieder als KWK-Anlage ersetzt würde - und die restliche Wärmenachfrage durch P2H und/oder Gaskessel als Teil eines sog. „innovativen KWK-Systems“ - so ist unserer Meinung nach aufgrund der deutlich höheren Stromkennzahl von gasbefeuerten KWK-Anlagen, im Vergleich zu (stillgelegten) Kohleanlagen, mit einem höherem Anteil der ersetzten elektrischen KWK-Leistung zu rechnen. In Summe müssen die Annahmen (Rückbau Kohle-KWK und beschränkter Zubau Gas-KWK) zu einem deutlichen Rückgang der KWK-Stromerzeugung führen. Dies passt aus Sicht des BDEW keinesfalls zu den gesetzlichen KWK-Ausbauzielen.

2.2.2 Zubau von Kraftwerken kleiner 10 MW

12. Wie bewerten Sie die Annahme eines degressiven Zubaus von Kleinkraftwerken?

2.2.3 Zubau von lastnahen Gasturbinen

13. Ist die Annahme, es werde lastnahe Reservekraftwerke geben, realistisch?

14. Ist die Modellierung des Einsatzverhaltens der lastnahen Reserven sachgerecht?

Die Annahme von lastnahen Reservekraftwerken erscheint aus Sicht des BDEW nicht realistisch, da die Reservekraftwerke die Netzkosten erhöhen würden. Es sollte auch geprüft werden, ob lokale Stromspeicher oder der Ausbau des Lastmanagements besser geeignet wären, Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aus Sicht des BDEW fehlen im Entwurf des Szenariorahmens deutschlandweit erhebliche Kraftwerksleistungen zur Sicherung einer Stromversorgung in kalten Dunkelflauten und vergleichbaren Witterungslagen. Insofern ist die Installation weiterer Kraftwerksleistung (auch gasbasiert) notwendig. Ob sich diese notwendige, zusätzliche Kraftwerksleistung standort-, struktur- und wirtschaftspolitisch in lastnahen Reservekraftwerken abbildet, vermögen wir nicht zu beurteilen. Die grundlegende Annahme erscheint auf jeden Fall schlüssig. Ergänzend bis alternativ muss der europäische Stromhandel betrachtet werden, der, sofern nachgewiesen, eine sichere Stromversorgung auch bei kalter Dunkelflaute sicherstellen könnte.

Nach unserer Kenntnis wurden noch keine konkreten Modellierungen des Einsatzverhaltens vorgenommen, sondern nur theoretische Annahmen zum Mechanismus der Generierung getroffen. Der Frage, welche Leistungen wo verortet werden (nach geografischer Lage, Anschlussleistung und Netzebene), ist aber natürlich erhebliche Bedeutung beizumessen.

2.3 Erneuerbare Erzeugung

15. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien für realistisch?
16. Sind die angenommenen pauschalen Volllaststunden der Erneuerbaren Energien realistisch?
17. In welcher Weise sollte der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden

Die angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien erscheinen grundsätzlich realistisch, sofern die Politik die entsprechenden Rahmenbedingungen herstellt. Der BDEW weist an dieser Stelle auf die gesetzliche Umsetzung des 65%-Ziels EE bis 2030 und der im Klimapaket vorgesehenen technologiespezifischen Ausbauziele hin. Eine gesetzliche Weichenstellung für 2035 und darüber hinaus erscheint aus Sicht des BDEW zielführend.

Deutschlandweit wird bei den Energieträgern Wind und Photovoltaik ein weiterer Anstieg angenommen. Beim Energieträger Wind Onshore wird mindestens in den nördlichen Bundesländern und im Szenario C kein Zubau von Windkraftanlagen jenseits der von den Landesregierungen angenommenen Ausbauzielen angenommen. Bei Wind Offshore wird hingegen ein Ausbau prognostiziert, der über die aktuell vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie untersuchten Flächen hinausgeht. Dieser Ansatz erscheint widersprüchlich

Die Annahmen zum Ausbau der Photovoltaik ergeben im Szenario C einen Anstieg um fast das Dreifache des heutigen Bestands, im Szenario B 2040 wird das sogar noch übertroffen. Auch unter Berücksichtigung der Ausbauziele der Bundesregierung erscheinen diese Anstiege ambitioniert. Die Errichtung der Anlagen erscheint bis zu den betrachteten Zeiträumen technisch möglich, die entsprechende Nutzbarkeit der Leistungen muss durch Netzausbau oder Flexibilitätseinsatz sichergestellt werden.

Der BDEW teilt die Erkenntnis, dass die Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien teils von komplexen Faktoren abhängen, die wiederum vom Gesetzgeber auf Bundes- als auch auf regionaler Ebene beeinflusst werden können. Robuste und nachhaltige Netzentwicklungsplanungen werden dadurch auch in der Verteilnetzebene erschwert. Der BDEW weist ausdrücklich darauf hin, dass durch erforderliche Umsetzungszeiträume für Netzaus- und -umbaumaßnahmen auch in Verteilnetzen ggf. dann bereits installierte EE-Leistungen nicht wie geplant verfügbar sein können.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für den Szenariorahmen 2030 Version 2019 erfolgte eine Beteiligung der Verteilnetzbetreiber. Der BDEW würde eine solche Datenabfrage durch die BNetzA auch für den Szenariorahmen 2035 ausdrücklich begrüßen.

Die Erreichung der Ausbaupfade erscheint aus Sicht des BDEW grundsätzlich möglich. Entscheidend ist der politische Wille, die entsprechenden Flächen freizugeben und rechtssicher zu beplanen. Dies gilt insbesondere für die Windenergie an Land. Der BDEW hält einen Ausbau durchschnittlich 3,7 GW/a (brutto) für nötig, um das 65%-Ziel bis 2030 zu erreichen. Ausgehend von der gesetzlichen Umsetzung des 20 GW-Ausbauzieles bis 2030 (entsprechend Klimapaket), befürwortet der BDEW einen kontinuierlichen Ausbau von mindestens 2 GW/a

Offshore Wind pro Jahr im Zeitraum 2030 – 2040. Eine explizite Bestimmung regionaler Potenziale ist zu begrüßen, da sie eine wesentliche Informationsgrundlage für alternative Regionalisierungen zur Variation der Netzorientierung liefert. Bezüglich der Herleitung der Ausbaupfade und für Wind Onshore sowie deren Regionalisierung ergeben sich jedoch noch ein paar Unklarheiten, die die ÜNB durch weitere Erläuterungen ausräumen sollten:

- Es erscheint schlüssig, dass das regionale Potenzial ein zentraler Treiber für den regionalen Ausbau darstellt. Allerdings ist die Potenzialermittlung teilweise unklar/intransparent: zunächst wird ein „bewertetes Restpotenzial“ von bundesweit knapp 328 GW im Zuge einer „Weißflächenanalyse“ dargestellt, welches bereits die bayerische „10-H-Regel“ einbezieht. Im Ergebnis erscheint dieses Potenzial recht großzügig. Die Darstellung erscheint von der Struktur leserunfreundlich bzw. potenziell verwirrend. Es wäre übersichtlicher, zunächst die Potenziale und Restriktionen (inklusive 1000 m-Abstandsregel) zu erläutern und danach die Methodik der Regionalisierung sowie die abschließende Festlegung des Ausbaus in den Szenarien darzulegen. Tabelle 28 sollte der Tabelle 27 vorangestellt werden, damit nicht der Eindruck entsteht, dass hier das bewertete Restpotenzial nochmals so eingeschränkt wird, dass eine Deckung der Ausbaupfade in den Szenarien B und C unsicher erscheint. Im Ergebnis sollte klar formuliert werden, dass die Erreichung der Ausbaupfade in den Szenarien B und C durch eine entsprechende Ausweisung neuer Flächen möglich ist.
- In diesem Zusammenhang ist jedoch die Darstellung der Auswirkungen einer bundesweiten 1000 m-Abstandsregel ebenfalls erklärungsbedürftig. Bei der Analyse der Auswirkung des Mindestabstandes von 1000 m wird von den ÜNB eine Reduktion des Potenzials auf „ausgewiesenen Flächen“ bis auf theoretisch 66,3 GW erwartet, was in etwa dem oberen Rand der UBA-Auswertung entspricht, die – ohne Betrachtung einer Stichtagsregelung – bei 1000 m eine Reduktion der ausgewiesenen Flächen von ca. 80 GW auf 40-60 GW sieht. Erklärungsbedürftig erscheint v. a. die Einschätzung der Auswirkung der geplanten Stichtagsregelung für die betroffenen Pläne (1.1.2015), wonach lediglich eine Reduktion des Potenzials auf „ausgewiesenen Flächen“ von 89,7 GW auf 85,2 GW erwartet wird. Eine solch überschaubare Reduktion ist erstaunlich angesichts der hitzigen Debatte und sollte entsprechend mit Daten hinterlegt werden. Auch sollte auf die aktuellen relevanten Auswertungen von UBA und Navigant Bezug genommen werden.
- Weiterhin erscheint die vorgenommene Variation des Wind Onshore Ausbaus bzgl. der Netzorientierung auf Basis der abgefragten Zubauziele der Bundesländer für 2040 nicht ohne weiteres schlüssig bzw. erklärungsbedürftig. Es ist nicht unmittelbar ersichtlich, inwiefern die Zielfestlegungen der Bundesländer Netzengpässe als Faktor berücksichtigen bzw. daran angelehnte „Umschichtungen“ des Ausbaus Netzengpässe mitigieren könnten. Es ist eher anzunehmen, dass Länderziele v. a. wieder aus dem regionalen Potenzial und politischen Restriktionen abgeleitet werden. In diesem Zusammenhang sollte die Begrenzung des Ausbaus der Windenergie Onshore an den windhöufigsten Standorten, insbesondere in den nördlichen Bundesländern hinterfragt werden. Eine verbesserte bundesweite „Netzorientierung“ erscheint, auch vor

dem Hintergrund des gleichzeitigen Zubaus von Offshore-Kapazitäten eher von nachrangiger Bedeutung und die daraus resultierenden Umschichtungseffekte allenfalls tendenziell fundiert. Für die Erreichung der Energie- und Klimaziele sollte auf einen ehrgeizigen Ausbau von Windenergie an Land nicht verzichtet werden.

- Die angenommenen Volllaststunden für die Technologien erscheinen von der Größenordnung realistisch. Zurecht wird darauf hingewiesen, dass bei Wind Offshore die zukünftigen Volllaststunden von einigen Unbekannten der Flächenplanung abhängen. Die vornehmliche Begründung der vorgenommenen Herabsetzung der Volllaststunden auf Basis heutiger Daten erscheint jedoch nicht ganz überzeugend, da diese von Sondereffekten verzerrt sein könnte.
- Die pauschale Annahme gleicher Volllaststunden erscheint vor dem Hintergrund der variierten Regionalisierung insbesondere mit Blick auf Wind Onshore nicht ohne Weiteres schlüssig. Es ist nicht plausibel, dass eine veränderte Regionalisierung (z. B. eine Verlagerung in Regionen mit schwächerem Winddargebot) selbst bei stärkerem Einsatz von Schwachwindturbinen ohne Rückwirkung auf die durchschnittlichen Volllaststunden ist. Auch wenn der stärkere Einsatz von Schwachwindturbinen einem Abfall der Volllaststunden entgegenwirkt, müsste dies durch eine höhere Anzahl von Turbinen „erkauft“ werden. Diese Aspekte sind gerade mit Blick auf eine volkswirtschaftliche Abwägung von Netzorientierung vs. Netzausbau erheblich. Da in der Marktsimulation die Standortgüten voraussichtlich berücksichtigt werden, sollte die dahinterliegenden Annahmen transparent gemacht werden.
- Mit Blick auf PV erscheint die vorgenommene Aufteilung der Anteile von Dach- und Freiflächenanlagen zur Variation der Netzorientierung erklärungsbedürftig, insbesondere da hier dezentrale PV-Anlagen und Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung betrieben werden (vgl. S. 63). Der BDEW hat sich zuletzt im Zuge des „3-Säulen-Modells“ ebenfalls intensiv mit der Netzdienlichkeit dezentraler Eigenerzeugung auseinandergesetzt und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass „allein durch betriebsoptimierten Eigenverbrauch“ keine netzentlastende Wirkung entsteht. Das Netz muss in diesem Fall weiterhin so dimensioniert werden, dass die erzeugten Kilowattstunden aufgenommen und abtransportiert werden können. Darüber hinaus muss durch die Dimensionierung des Netzes gewährleistet werden, dass die Versorgungssicherheit zum Zeitpunkt der Höchstlast gewährleistet bleibt. Ein Vorteil aus systemischer Sicht kann erst dann entstehen, wenn Flexibilitäten (Speicher bzw. Lastverschiebung) netzorientiert eingesetzt werden.

Die angenommenen Einschätzungen führen durchschnittlich zu einer angemessenen Zielerreichung beim Ausbau Erneuerbarer Energien. Regionale Unterschiede werden aber nicht berücksichtigt und können in einem Bundesland deutlich voneinander abweichen.

Die Volllaststunden im Bereich Offshore hängen stark vom Gesamtzubau und damit verbundenen Wake-Effekten zusammen, entsprechen momentan aber durchschnittlich ungefähr dem vorgeschlagenen Wert.

Die Zeitpunkte für die Annahme von Anlagenrückbauten sollten über die gesetzlichen Förderungszeiträume hinausgehen. Hier sind erfasste Nutzungsdauern auszuwerten und die Ergebnisse bei der Erstellung des Szenariorahmens zu berücksichtigen. Für Photovoltaik und Windenergie (Onshore) liegen die Nutzungsdauern nach Einschätzung des BDEW beispielsweise deutlich über 25 Jahren. Damit ergibt sich ein erforderlicher Nettozubau für die Windenergie (Onshore) von nur ca. 1,9 GW/a bis 2030 (vgl. Nr.15).

Für Offshore Windparks ist diese Frage noch nicht so dringlich wie für Onshore Windparks, diese besitzen eine Betriebsgenehmigung von über 25 Jahren. Die heute existierenden Offshore-Windparks in der deutschen Ost- und Nordsee sind größtenteils ab 2014/2015 ans Netz gegangen, d.h. diese Anlagen besitzen Betriebsgenehmigungen bis 2039/2040. Vor diesem Hintergrund spielt der Rückbau der existierenden Offshore-Windparks – nach Lage der Dinge – für den Szenariorahmen 2035 faktisch kaum eine Rolle.

2.4 Sektorenkopplung und Stromverbrauch

18. Ist das von den ÜNB angenommene Maß an Sektorenkopplung realistisch?
19. Sollte zur Erreichung der sektorenübergreifenden CO₂-Ziele der Bundesregierung ein höheres Maß an Sektorenkopplung angenommen werden, auch wenn dadurch potenziell eine weitere Steigerung des Netzausbaubedarfs verursacht wird?
20. Sind die unterschiedlichen Anwendungen in der Sektorenkopplung ausreichend berücksichtigt?
21. Sind die in den Szenarien angenommenen Stromverbräuche realistisch?

Der Ausbau der Sektorenkopplungstechniken bleibt schwierig abzuschätzen und hängt von unterschiedlichen Rahmenbedingungen ab. Eine realistische Abschätzung ist somit ungewiss.

Der BDEW geht bei der Ausbauplanung der Stromnetze von einer Durchdringung der Elektromobilität bei PKW von ca. 60% aus, die ca. 2045 erreicht sein könnte. Je nach Ausprägung des Hochlaufverhaltens könnten es 2035 ca. 11 Mio. E-PKW und 2040 ca. 22 Mio. E-PKW sein. Bei den Hauswärmepumpen liegen die Abschätzungen des BDEW in etwa beim Szenario A. Bei Bestandsgebäuden muss berücksichtigt werden, dass die Realisierung eng mit weiteren, kostenintensiven Modernisierungsmaßnahmen an den Gebäuden gekoppelt ist.

Zur Erreichung der sektorenübergreifenden CO₂-Ziele der Bundesregierung sollte ein höheres Maß an Sektorenkopplung mit netzorientierter Berücksichtigung angenommen werden. Die Wahl der Eingangsparameter im Kapitel Power-to-Gas erscheint unvollständig, da sie im Wesentlichen Anwendungen im Industriesektor und zentrale Offshore-PtX-Lösungen betrachtet. Dadurch wird die erzeugungsnahe Elektrolyse in Bundesländern mit hohem Einspeisemanagement und somit der bereits beginnende erzeugungsnahe PtG-Aufbau für Wasserstoffmobilität und Gasnetzeinspeisung nicht hinreichend berücksichtigt.

Insgesamt scheinen die angenommenen Stromverbräuche verwendbar zu sein. Gerade neue Stromanwendungen können dabei aber in Abhängigkeit der Hochlaufgeschwindigkeiten und

durch nachsteuernde Rahmenbedingungen Schwankungen unterliegen. Die erstmalige Berücksichtigung von zunehmenden industriellen Großverbrauchern ist sinnvoll. Der Stromverbrauch wird von A2035 nach C2035 steigend angenommen, der BDEW teilt diese Einschätzung ausdrücklich. Industrielle Großverbraucher sind bzw. werden i.d.R. an die Netze der VNB angeschlossen. Um ein möglichst vollständiges Bild zu erhalten, haben die ÜNB deshalb eine Abfrage an die VNB gestellt. Diese Vorgehensweise wird seitens des BDEW ausdrücklich begrüßt und unterstreicht die Vorteile des Bottom-Up-Ansatzes, um möglichst realistische und angemessene Ansätze bei der Netzentwicklungsplanung zugrunde zu legen. An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass neben der Berücksichtigung von Großverbrauchern mit geplanten Inbetriebnahmezeiträumen vor oder nach 2030 weitere Anstiege der industriellen Stromnachfrage erwartet werden. Im Zuge von Prozessen zur Dekarbonisierung in der Industrie sind bereits heute nennenswerte Anstiege der Stromnachfragen nachweisbar. Die angenommenen Stromverbräuche in C2035 berücksichtigen diese Annahmen am besten.

2.5 Speicherkapazitäten und Flexibilitäten

2.5.1 Speicherkapazitäten

22. Sind die ÜNB-Prognosen in Bezug auf die Leistung der Speicher für die Jahre 2035 und 2040 realistisch?

Die Leistung für die PV-Batteriespeicher ist aus Sicht des BDEW zu gering. Es sollte die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, dass Stromspeicher den notwendigen Netzanschluss ergänzen. Bereits heute wird jedes zweite PV-System mit Speicher installiert, obwohl die entscheidenden Kostensenkungen und regulatorischen Rahmenentwicklungen noch ausstehen.

2.5.2 Flexibilitäten

23. Inwieweit halten Sie die von den ÜNB vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas) für realistisch?

Der BDEW stimmt den von den ÜNB vorgeschlagenen Optionen zu; das Potenzial für Demand-Side-Management ist jedoch aus unserer Sicht höher. Aus den Daten unserer Mitgliedsunternehmen geht hervor, dass allein in der Stahlindustrie bereits heute mind. 500 MW Flexibilitätspotenzial nicht genutzt wird.

Im Anbetracht der bereits heute vorhandenen industriellen Lastflexibilität in der Regelleistung und als abschaltbare Lasten in Höhe von 1,5 GW gehen wir davon aus, dass mittelfristig mehr industrielle Lastflexibilität als die 1,8 GW in Szenario A und 2,5 GW im Szenario B 2035 verfügbar sein wird. Selbst im Szenario A rechnet der BDEW mit einer industriellen Lastflexibilität von 2,2 GW in 2035. Dem Wert von 5 GW im ambitionierten Szenario C können wir zustimmen. Für das mittlere Szenario B 2035 sehen wir 3,6 GW als plausiblen Mittelwert zwischen Szenario A und C.

Es scheint uns nicht plausibel, dass die industrielle Lastflexibilisierung erst Ende der 2030er-Jahre stark steigen soll, laut Tabelle 8 von 2,5 GW Szenario B 2035 auf 4,5 GW Szenario B 2040. Aus unserer Erfahrung und Gesprächen mit den betreffenden Industrieunternehmen wird das Potenzial im Jahr 2035 bereits höher sein, wenn auch durch den Automatisierungsgrad und just-in-time Produktionen zum Teil limitiert.

Flexibilitätsoptionen hängen wesentlich von den Steuerungsmöglichkeiten ab. Hier ist zwischen ungesteuert, marktorientiert oder netzorientiert zu unterscheiden. Marktorientierte Steuerungen erfordern die größten, netzorientierte Steuerungen die kleinsten Netzkapazitäten. Netzorientierte Steuerungen hängen wesentlich von Anreizmechanismen ab. Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan vor, eine Reduzierung der gemeinsamen Lastspitze aus konventioneller Haushaltsstromnachfrage, Wärmepumpen und Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge durch netzorientierte Steuerung der Ladevorgänge im Verteilnetz abzubilden. Der BDEW schätzt das Flexibilitätspotenzial ähnlich wie die ÜNB ein. Nach bisherigen Erkenntnissen des BDEW müssen lukrative Anreize für die Flexibilitätsanbieter noch entwickelt werden. Die Realisierung der genannten Flexibilitätspotenziale bei der Elektromobilität und den Wärmepumpen wird aus Sicht des BDEW wesentlich von der Steuerbarkeit der Flexibilitäten und der Zahlungsbereitschaft der Netzbetreiber bzw. der Netzregulierung solcher Verbraucher auf Niederspannungsebene für ein netzorientiertes Verhalten abhängen.

Der angenommene Zubau von Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan Anlagen erscheint angesichts der bestehenden wirtschaftlichen und regulatorischen Unwägbarkeiten insgesamt plausibel, hängt jedoch von den konkreten Weichenstellungen und Zielsetzungen im Zuge der nationalen Wasserstoffstrategie ab und könnte somit auch höher ausfallen. Die genauen Auslastungen dieser Anlagen sind bislang schwer abzuschätzen und hängen insbesondere von der Entwicklung der Fixkosten und der Kosten für den Strombezug (inkl. Umlagediskussion, etc.) ab. Das zur Power-to-Methan Anlage angeführte Zahlenbeispiel zeichnet hier jedoch ein sehr optimistisches Fallbeispiel, da hier nicht nur eine vollständige Umlagenbefreiung unterstellt, sondern auch die Investitionskosten der Anlage vollkommen vernachlässigt werden.

Positiv zu bewerten ist die vornehmliche Verortung „netzorientierter“ Elektrolyseure im Netzausbaubereich, um zusätzlichen Netzausbaubedarf durch diese Verbräuche möglichst zu vermeiden. Aber auch mit Blick auf die industriebedarfsorientierten Anlagen muss eine Abwägung verschiedener Infrastrukturen (Ausbau Stromnetz vs. Nutzung/Ertüchtigung Gas- bzw. Wasserstoffnetz) vorgenommen werden.

Zu kritisieren ist, dass die bereits im aktuellen Rechtsrahmen vorgesehenen Möglichkeiten einer Wasserstoffherzeugung in sonstigen Energiegewinnungsbereichen mittels Wind Offshore keine Berücksichtigung finden.

- | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 24. Sollte das von den ÜNB dargestellte Flexibilitätspotenzial nach Region unterschieden werden? |
| 25. Halten Sie eine sinkende Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage genannter Techniken von Szenario A 2035 zu C 2035 im Sinne der Netzorientierung für sinnvoll? |

Aus Sicht des BDEW sollte das dargestellte Flexibilitätspotential nach Region unterschieden werden. Ein Ansatz könnte dabei die regional vorhanden Anschlussleistung bzw. Einspeiseleistung sein.

Eine sinkende Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage erscheint aus Sicht des BDEW sinnvoll. Bei der Elektromobilität sind beispielsweise auch sozioökonomische Aspekte maßgeblich, bei Wärmepumpen, Gebäudestrukturen oder bei PtX-Anlagen Überkapazitäten von Einspeiseleistungen. Zudem geht jedes Szenario von einem anderen Ausbaugrad und einer anderen Ausbauart aus.

2.6 Integrierte Netzentwicklungsplanung

- | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 26. An welchen konkreten Punkten sollen Strom- und Gasnetzplanung weiter angeglichen werden? |
| 27. Sollten die oben geschilderten Differenzierungen zwischen Netzentwicklungsplan Strom und Netzentwicklungsplan Gas aufgegeben werden? |
| 28. Soll sich der Netzentwicklungsplan Strom an den Netzentwicklungsplan Gas angleichen oder anders herum? |
| 29. Soll die integrierte Netzplanung auch die behördliche Planung von Wärmenetzen miteinschließen? |
| 30. Halten Sie einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom/Gas für sinnvoll? |
| 31. Halten Sie einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom/Gas für sinnvoll? |

Der Netzentwicklungsplan Strom beinhaltet etablierte und nachvollziehbare Themenblöcke und ist auch beim inzwischen zweijährigen Zyklus umfangreich und komplex.

Eine Zusammenlegung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas würde den Erstellung- und Bearbeitungsaufwand durch weitere Freiheitsgrade in der Modellierung zunächst erhöhen. Dennoch sollte eine integrierte Planung des Strom- und Gasnetzes hinsichtlich möglicher Synergieeffekte und volkswirtschaftlicher Effizienz langfristig geprüft werden. Eine gemeinsame Betrachtung dürfte zukünftig insbesondere unter den Aspekten Versorgungssicherheit und der Verortung von Reservekraftwerken relevant werden. Bspw. ist bei einer Verortung lastnaher Gasturbinenkapazitäten die Gewährleistung der Gasversorgung zu berücksichtigen.

Die zugrundeliegende Szenariengestaltung beider Netzentwicklungspläne sollte in jedem Fall abgestimmt werden und gleiche Entwicklungspfade beschreiben. Daraus lassen sich beispielsweise sinnvolle Strom- oder Gastransportleitungen unter energie- und volkswirtschaftlichen Aspekten bewerten.

2.7 Europäischer Rahmen

32. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller nationalen Szenarien zu einem europäischen Szenario für angemessen?

33. Welches Szenario halten Sie für am geeignetsten?

34. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

Grundsätzlich geht der BDEW davon aus, dass die Netzentwicklungsplanung in Deutschland keine losgelöste nationale Aufgabe ist. Die Bedeutung und Integration im europäischen Verbundnetz ist essentiell. Die Bereitstellung und grenzüberschreitende Verfügbarkeit von gesicherter Erzeugungsleistung ist dabei ein wesentlicher Aspekt. Vor diesem Hintergrund nehmen Interkonnektoren eine wichtige Rolle ein.

Ansprechpartner:

Florian Krüger

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

Telefon: +49 30 300199-1114

florian.krueger@bdeu.de