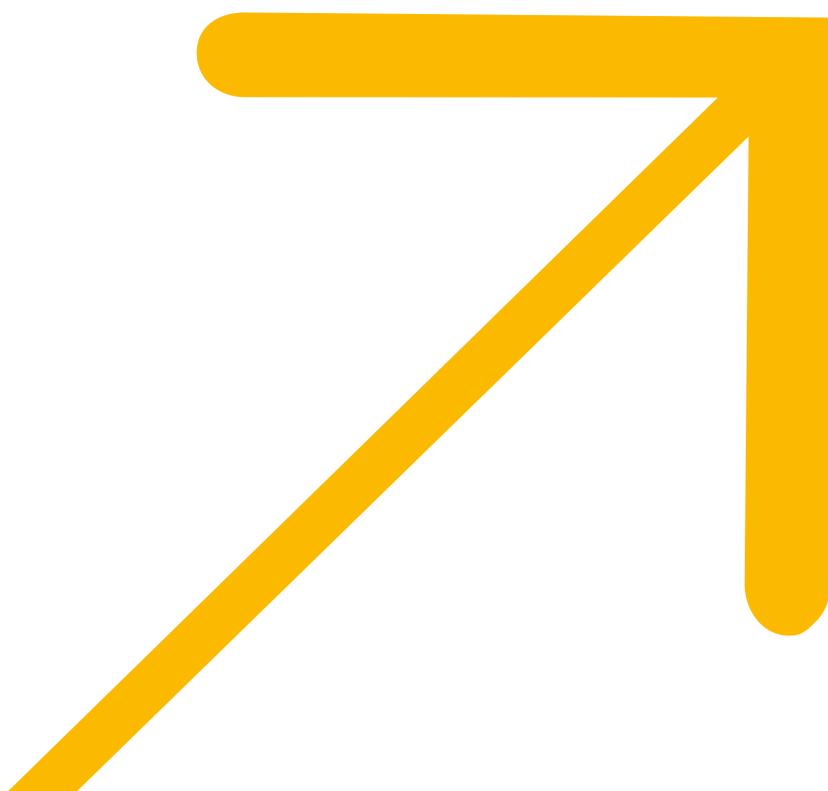


# 8 FAZIT



## 8 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) stellt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Strom-Übertragungsnetz sowie der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie die Transformation des Energiesektors in Deutschland mit besonderem Fokus auf der Integration erneuerbarer Energien (EE) bis 2030 bzw. 2035 gelingen kann.

Die energiepolitische Zielstellung eines EE-Anteils am Stromverbrauch von 65 %, die sektoralen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für 2030 aus dem Klimaschutzplan 2050 sowie die im genehmigten Szenariorahmen mit Verweis auf den europäischen Binnenmarkt enthaltenen Vorgaben (u. a. Flow-Based Market Coupling – FBMC) definieren in Summe eine noch größere Übertragungsaufgabe als im NEP 2030 (2017) mit dem gleichen Zieljahr 2030. Der Szenariorahmen enthält vor diesem Hintergrund weitreichende Vorgaben, sodass im NEP-Prozess für diese konkreten, sehr ambitionierten Umsetzungspfade der Energiewende Lösungen für das Übertragungsnetz zu erarbeiten sind.

Mit dem NEP 2030 (2019) legen die ÜNB einen Entwurf für die weitere Netzentwicklung vor, bei dem sie ambitioniert an die Entwicklung der eigenen Handlungsbereiche herangehen und gleichzeitig Entwicklungen bei weiteren Akteuren bzw. in anderen Aktionsfeldern der Energiewende voraussetzen.

### Der Szenariorahmen als Ausgangspunkt für den NEP 2030 (2019)

Der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2030 (2019) enthält insgesamt fünf Szenarien: Ein Kurzfristszenario B 2025, drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030: A 2030, B 2030, C 2030 sowie das Langfristszenario B 2035.

In allen Szenarien für das Zieljahr 2030 wird ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % erreicht – und sogar übertroffen. Damit steigt der EE-Anteil gegenüber dem NEP 2030 (2017) deutlich an. Im Szenario B 2030 steigen die EE-Kapazitäten gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) beispielsweise um rund 50 GW. In den Szenarien wird zwischen den einzelnen EE-Technologien differenziert. Während im Szenario A 2030 der Fokus auf Offshore-Windenergie und in C 2030 auf Photovoltaik gelegt wird, zeigt das Szenario B 2030 im Vergleich einen ausgeglichenen EE-Mix. Die regionale Verteilung der EE-Technologien verändert sich gegenüber dem NEP 2030 (2017) im Wesentlichen nicht. Während Wind on- und offshore insbesondere in Norddeutschland weiter ausgebaut wird, erhöht sich die Leistung aus Photovoltaikanlagen insbesondere in Süddeutschland.

Die installierte Leistung aus Kohlekraftwerken reduziert sich im Betrachtungszeitraum von aktuell etwa 46 GW je nach Szenario auf bis zu 17 GW. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen für den deutschen Kraftwerkspark sinken zur Einhaltung der sektoralen Klimaschutzziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung gegenüber dem Referenzjahr 1990 in allen Szenarien des Zieljahrs 2030 um mindestens 60 % und im Zieljahr 2035 um über 70 %.

Die am 26.01.2019 vorgestellten Ergebnisse der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" zum Ausstieg aus der Kohleverstromung konnten im ersten Entwurf noch nicht berücksichtigt werden. Der genehmigte Szenariorahmen hat aber für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 bereits eine signifikante Reduktion des Kohlekraftwerksparks angenommen (s. o.), da die Einsetzung der Kommission zum Zeitpunkt der Genehmigung bereits erfolgt war. Das nun bekannt gewordene Ergebnis für 2030 passt ersten Analysen zufolge recht gut mit den Vorgaben des Szenariorahmens für B 2030 (19,1 GW) bzw. C 2030 (17,1 GW) überein. Die ÜNB werden die Ergebnisse der Kommission analysieren und im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) eine Einschätzung hinsichtlich der Auswirkungen auf den identifizierten Netzentwicklungsbedarf insbesondere für das Szenario B 2035 abgeben.



Gegenüber dem NEP 2030 (2017) steigt die Flexibilisierung der Nachfrageseite (insbesondere durch Power-to-Heat und Power-to-Gas) deutlich an. Die Szenarien unterscheiden sich im Innovationsgrad, welcher von A 2030 (relativ größter konventioneller Kraftwerkspark, relativ kleinster Umfang an Treibern für Sektorenkopplung, Power-to-X-Technologien, Flexibilitäten und Speicher) über B 2030 (ausgewogener Mix) bis C 2030 (hoher Anteil an Treibern für Sektorenkopplung, Flexibilitäten, Power-to-X-Technologien und dezentralen sowie zentralen Speichern mit steigendem Stromverbrauch) ansteigt.

Während der Nettostromverbrauch in den urbanen Regionen und angrenzenden Ballungsgebieten steigt, sinkt dieser in den östlichen Bundesländern und den überwiegend ländlichen Regionen. Dies erhöht in manchen Regionen den Übertragungsbedarf zusätzlich.

Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines FBMC-Ansatzes sowie der Berücksichtigung der Vorgaben aus dem Szenariorahmen zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.

### Ergebnisse der Marktsimulationen

Die Marktsimulationen zum NEP 2030 (2019) verdeutlichen die weiter fortschreitende Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines EE-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch wird in allen Szenarien für 2030 erreicht – und mit rund 67–68 % sogar leicht übertroffen. Im Szenario B 2035 steigt der EE-Anteil auf 73,7 % an.

Die steigende Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von EE-Stromerzeugung, welche nicht mehr integriert werden kann. In den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 steigt die sogenannte Dumped Energy gegenüber dem NEP 2030 (2017) signifikant an, ist im Verhältnis zur gesamten EE-Erzeugung mit 2–4,5 TWh aber immer noch gering.

Die Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien bei allen Energieträgern deutlich. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen in Szenario C 2030 sowie die Aufschläge auf die CO<sub>2</sub>-Preise in A 2030 (+ 9 €/t CO<sub>2</sub>) und B 2035 (+ 28 €/t CO<sub>2</sub>). Die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke liegen in allen Szenarien deutlich unter denen im NEP 2030 (2017).

Eine zusätzliche Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 notwendig. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europaweiten CO<sub>2</sub>-Preis eingehalten.

In allen Szenarien ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle zu beobachten. Während in Nord- und Ostdeutschland die überwiegend erneuerbare Erzeugung die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte übertrifft, herrscht in Süd- und Westdeutschland ein Erzeugungsdefizit. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte der jährlichen Stromnachfrage müssen in diesen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich. Die zahlreichen Stunden mit einem Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung führen jeweils zu einem deutlichen Nettoexport Deutschlands. In den Szenarien für 2030 beträgt dieser zwischen 44,6 und 75,7 TWh. Im Vergleich zur innerdeutschen Übertragungsmenge sind die Transite durch Deutschland sehr viel kleiner und bleiben insgesamt in der gleichen Größenordnung wie im NEP 2030 (2017).



### Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen

Der Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen der Szenarien zeigt, dass der maximale innerdeutsche Nord-Süd-Transportbedarf<sup>23</sup> von 2025 über 2030 nach 2035 deutlich ansteigt. In den drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 liegt er in etwa auf einem ähnlichen Niveau, im Szenario C 2030 sogar leicht höher als in den Szenarien A 2030 und B 2030. Der höhere maximale Transportbedarf im Szenario C 2030 ist maßgeblich auf die in diesem Szenario höhere Stromnachfrage und die wegfallenden Must-Run-Bedingungen für konventionelle Kraftwerke zurückzuführen. In Zeitpunkten höherer Stromnachfrage und geringerem Must-Run im Süden kann bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung im Norden noch mehr preiswerter Strom aus Norddeutschland in Süddeutschland genutzt werden.

Auf der Grundlage der Marktsimulationsergebnisse ist kein grundsätzlich anderer Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2030 und C 2030 im Vergleich zum Szenario B 2030 zu erwarten. Allenfalls wäre zu erwarten, dass in den Szenarien A 2030 und C 2030 einzelne Maßnahmen des Szenarios B 2035 vorgezogen werden müssten. Details werden die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen, die für die Szenarien A 2030 und C 2030 mit dem zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) vorgelegt werden.

### Netzanalysen: Netzausbauminimierender Einsatz von bewährten Instrumenten und technologischen Innovationen

Im NEP erfolgt eine Netzdimensionierung auf Grundlage einer rein volkswirtschaftlichen, kostenminimierenden Marktmodellierung. Dabei werden u. a. folgende idealisierte Rahmenbedingungen berücksichtigt, deren Eintreffen in der Realität nicht zwangsweise gegeben ist: Ein idealer Markt, Annahme von Stundenmittelwerten, Dumped Power, eine durchgängig für ganz Deutschland angesetzte Spitzenkappung bei Wind onshore und Photovoltaik, Annahmen zum Zubau konventioneller Kraftwerke sowie von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen unabhängig von deren Wirtschaftlichkeit. Diese führen in Summe zu einer deutlichen Reduktion der Übertragungsaufgabe gegenüber möglichen real zu erwartenden Situationen. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 (2019) definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

Das marktseitig angenommene Reduktionspotenzial wird durch Annahmen auf der Netzseite ergänzt: Mit dem Ziel den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmögliche erforderliche Maß zu reduzieren, kombinieren die ÜNB im NEP 2030 (2019) bewährte Instrumente gemäß den Planungsgrundsätzen (u. a. NOVA-Prinzip) mit dem Einsatz innovativer Technologien in der Netzplanung und auch Netzbetriebsführung.

Neben Innovationen auf der Marktseite haben die nachfolgenden Innovationen auf der Netzseite im NEP 2030 (2019) Berücksichtigung gefunden:

- a) Der im NEP schon seit jeher als realisiert berücksichtigte **witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (Freileitungsmonitoring)** wurde im Rahmen der Überarbeitung der ÜNB-Planungsgrundsätze noch einmal weiterentwickelt und in dieser Form im NEP angewandt.
- b) Darüber hinaus wird der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** (HTL bzw. HTLS) im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und dort, wo der Einsatz möglich erscheint, entsprechend ausgewiesen.
- c) Weitere innovative Technologien sind **Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses**, die im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023–2025 ausgewiesen werden. Zielhorizont ist hier meistens nicht das Jahr 2030, sondern der Zeitraum zwischen den Außerbetriebnahmen der letzten Kernkraftwerke und der Realisierung der langfristig erforderlichen Netzmaßnahmen. Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querregeltransformatoren als auch die Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors/Thyristorgesteuerte Serienkompensation). Sie dienen der optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf weiteren AC-Bestandleitungen genutzt werden. Gegenüber den im NEP 2030 (2017) von der BNetzA genehmigten Ad-hoc-Maßnahmen wurde der Einsatz von Querregeltransformatoren im NEP 2030 (2019) noch einmal ausgeweitet.

<sup>23</sup> Unterscheidung Nord (Regelzone 50Hertz, TenneT > Breitengrad 50,4°) und Süd (Amprion, TransnetBW, TenneT < Breitengrad 50,4°).



- d) Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 von über 65 % führen die ÜNB das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.
- e) Erstmals haben die ÜNB die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden im Ergebnisnetz in 2030 und in noch größerem Umfang in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Im Szenario B 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,6 TWh, im Szenario B 2035 von 3,3 TWh. Durch diesen Schritt soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien zu konkretisieren sein.

Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.

#### **Szenario B 2025: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster**

Das Szenario B 2025 wurde zur Ermittlung und Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen sowie von Netzbooster-Pilotanlagen herangezogen. Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Das wesentliche Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich im Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren. Die redispatchsenkende Wirkung der von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnte anhand des Szenarios B 2025 auch für den NEP 2030 (2019) nachgewiesen werden. Darüber hinaus wurden insgesamt vier weitere leistungsflusssteuernde Maßnahmen mit signifikantem redispatchsenkenden Potenzial identifiziert sowie die Wirkungen von drei Netzbooster-Pilotanlagen untersucht (siehe Kapitel 5.3.5).

#### **Szenario B 2030: Volumen des Um- und Ausbaubedarfs sowie Kosten**

Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans (BBP) sowie die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind im Szenario B 2030 erforderlich. Diese Maßnahmen reichen angesichts der steigenden Transportaufgabe alleine allerdings noch nicht aus, um ein bedarfsgerechtes Netz zu bilden. Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem NEP 2030 (2017) trotz der durch den höheren EE-Zuwachs deutlich steigenden Übertragungsaufgabe zu reduzieren – bei gleichzeitiger Stärkung der Leistungsfähigkeit. Gleichwohl sind gegenüber dem Bundesbedarfsplan 2015 und gegenüber der Bestätigung des NEP 2030 (2017) durch die BNetzA weitere AC-Maßnahmen sowie zusätzliche leistungsfähige DC-Verbindungen für einen bedarfsgerechten Netzausbau bis zum Jahr 2030 erforderlich.

Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag. Hatten die ÜNB im NEP 2030 (2017) im Szenario B 2030 – vor dem Hintergrund des Verzichts auf zusätzliche DC-Vorhaben – einen Bedarf an AC- und DC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in einem Umfang von rund 11.800 km ausgewiesen, so sind dies unter den o. g. Randbedingungen im NEP 2030 (2019) im Szenario B 2030 rund 11.600 km, darunter zwei über den BBP hinausgehende DC-Verbindungen mit zusammen 4 GW (DC21/DC23 und DC25).



Insgesamt sind in B 2030 rund 2.900 km an Netzverstärkungen im Bestand und rund 1.600 km Neubau-Maßnahmen (Drehstrom und Gleichstrom) erforderlich, die noch nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind.

In Summe führen die o. g. angenommenen Weiterentwicklungen im Markt- und Netzbereich dazu, dass ein deutlich größerer EE-Anteil mit einem geringeren Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in das System integriert werden kann als dies noch im NEP 2030 (2017) der Fall war. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass für viele der oben aufgeführten Rahmenbedingungen erst noch der gesetzliche bzw. marktliche Rahmen geschaffen werden muss, damit die in diesem NEP getroffenen Annahmen sich auch in der Realität einstellen. Das gilt z. B. für den angenommenen Zubau an konventionellen Kraftwerken, die u. a. für den angenommenen Redispatch zur Verfügung stehen müssen, genauso wie für die Annahmen zu Flexibilitäten, Speichern und Sektorenkopplung.

Im Gegensatz zu den Trassenlängen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2017) die Kosten für das erforderliche Onshore-Netz. Gegenüber dem Szenario B 2030 (2017) steigen die Kosten im Szenario B 2030 (2019) – einschließlich rund 11,5 Mrd. € für das Startnetz sowie der Kosten für die Ad-hoc-Maßnahmen – um rund 19 Mrd. € auf 52 Mrd. € an. Davon sind 10 Mrd. € auf eine Anpassung der Standardkosten auf neue, realistischere Werte zurückzuführen und weitere 9 Mrd. € auf die geänderte Zusammensetzung der Maßnahmen. Insbesondere der im Szenario B 2030 (2019) gegenüber B 2030 (2017) um rund 1.400 km ansteigende DC-Netzausbau wirkt hier kostensteigernd. Dabei wurde allerdings eine Vollverkabelung der zusätzlichen DC-Verbindungen angenommen, was die Akzeptanz des erforderlichen Netzausbaus steigern sollte.

#### **Szenario B 2035: Volumen des Um- und Ausbaubedarfs sowie Kosten**

Das Langfristszenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten sowie für die weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

Der Ausblick auf B 2035 mit einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 73,7 % zeigt, dass auch hier der ermittelte Umfang an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen nicht wesentlich über dem im NEP 2030 (2017) für das Szenario B 2030 ermittelten Netzausbaubedarf liegt, sofern die angenommenen Innovationen erprobt bereitstehen. Insgesamt haben die ÜNB im Szenario B 2035 des NEP 2030 (2019) unter Berücksichtigung des möglichen Potenzials zukünftiger Innovationen einen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf von rund 12.700 km ermittelt – darunter über B 2030 hinaus eine zusätzliche DC-Verbindung mit 2 GW. Gegenüber dem Szenario B 2030 sind das lediglich rund 1.100 km mehr an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, wovon die zusätzliche HGÜ-Verbindung DC20 den größten Teil ausmacht und über weite Strecken in bestehender Trasse verläuft.

Die Investitionskosten steigen im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 um 6 Mrd. € auf 58 Mrd. € an. Die Kosten für das Startnetz in Höhe von 11,5 Mrd. € und die Ad-hoc-Maßnahmen sind darin bereits enthalten.

#### **Netzausbaubedarf zur Anbindung der Offshore-Windenergie**

Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im NEP und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan (FEP) getroffenen Festlegungen abgelöst. Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Der NEP wird auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erstellt und berücksichtigt die Annahmen des derzeit vorliegenden Entwurfs zum FEP. Der Szenariorahmen sieht abweichend zum Entwurf des FEP einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW in den Szenarien B 2030 und C 2030, von 20 GW im Szenario A 2030 sowie von 23,2 GW im Szenario B 2035 vor.



Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus – aufbauend auf dem Start-Offshorenetz – eine Länge von 1.924 km in den Szenarien B 2030 und C 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 6,4 GW, von etwa 2.919 km im Szenario A 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 9,8 GW und von 3.439 km für den Ausblick im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 12,1 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.

Für die Szenarien B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des FEP hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes in Höhe von rund 8 Mrd. € sind hierin jeweils berücksichtigt.

### Offshore-Sensitivität

Die Ergebnisse der „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“ zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie aus leicht erschließbaren Flächen in der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen ohne weitere neue Netzprojekte durch die bereits geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Flexibilität beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer Bandbreite von 17 bis 20 GW.

### Ausblick zweiter Entwurf

Wegen zahlreicher zusätzlicher Aufgaben, die sich aus dem Szenariorahmen ergeben haben (Zusatzszenario B 2025, Anwendung FBMC, CBA (Cost Benefit Analysis) für Interkonnektoren), konnten die Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 im ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) noch nicht abgeschlossen werden. Daher wurde zunächst nur der Pfad der „Szenarienmitte“ mit den Szenarien B 2025, B 2030 und B 2035 analysiert und vollständig dargestellt. Die Ergebnisse der Netzanalysen der Szenarien A 2030 und C 2030 folgen im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019).

### Öffentliche Konsultation des NEP 2030 (2019)

Der vorliegende erste Entwurf des NEP 2030 (2019) wird in der Zeit vom 04.02. bis zum 04.03.2019 öffentlich zur Konsultation gestellt. In diesem Zeitraum haben alle Interessierten Gelegenheit, sich schriftlich zum NEP zu äußern. Die ÜNB laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung. Im Anschluss an die Konsultation werden die Konsultationsbeiträge von den ÜNB ausgewertet und in den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP 2030 (2019) eingearbeitet. Den auf dieser Basis überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) übergeben die ÜNB anschließend an die BNetzA, die den NEP ihrerseits prüft, zusammen mit einem Umweltbericht zum NEP erneut öffentlich zur Konsultation stellt und abschließend bestätigt.