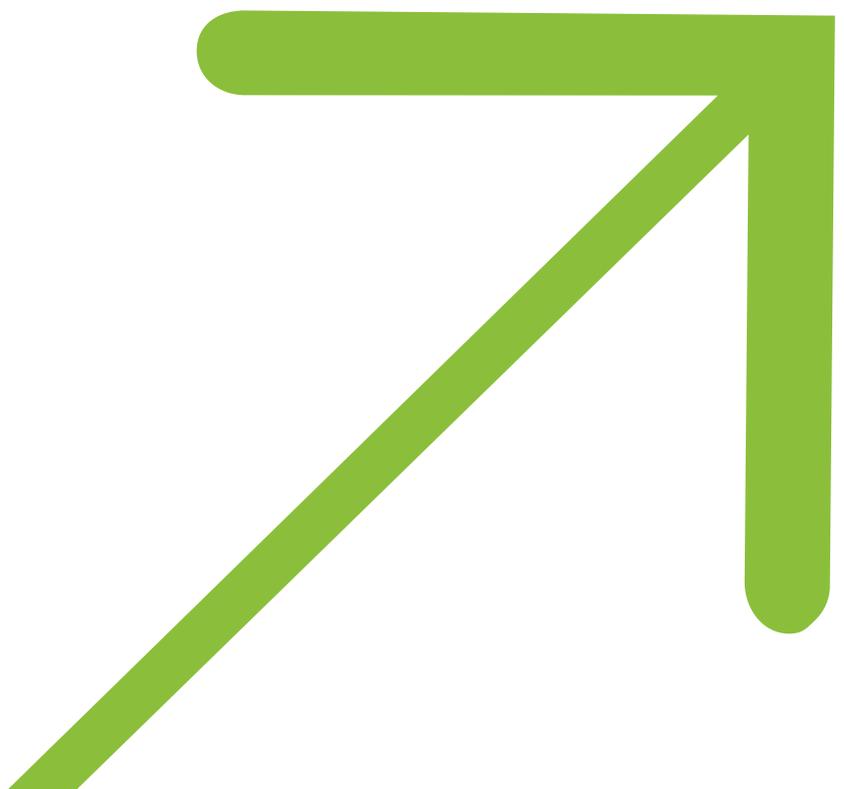


# VORWORT



# VORWORT

## **Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,**

die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen in diesem Jahr den insgesamt sechsten Netzentwicklungsplan (NEP) Strom.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten in dieser Phase des Umbaus der Energieversorgung ihren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren, den Stromtransport auch künftig effizient zu gewährleisten und das Netz der Zukunft zu planen, zu entwickeln und zu bauen. Diese Aufgabe wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen.

Der dringend notwendige Netzausbau braucht Akzeptanz, für die die ÜNB jedes Jahr in zahlreichen Dialogveranstaltungen vor Ort werben. Dabei sind sie auf die Unterstützung aller angewiesen, die Deutschlands Spitzenstellung bei der Netzstabilität erhalten und die Energiewende erfolgreich umsetzen wollen.

Der vorliegende NEP berücksichtigt die energiepolitischen Zielsetzungen aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD – insbesondere das ambitionierte Ziel, den Anteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu erhöhen. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die dem NEP zugrunde liegenden Ausbaupfade für Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den ÜNB im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 15.06.2018 zusätzliche Vorgaben – beispielsweise zu Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zur Sicherstellung des grenzüberschreitenden Stromhandels sowie zur Berücksichtigung des Klimaschutzplans der Bundesregierung von November 2016 – gemacht, die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden.

Wie bereits der vorherige NEP schaut auch dieser NEP nicht starr zehn bzw. 20 Jahre in die Zukunft, sondern nutzt – entsprechend der Genehmigung der BNetzA – die Flexibilität des gesetzlichen Rahmens. Auch in diesem Prozess steht wie bereits beim NEP 2030 (2017) das Jahr 2030 im Fokus der Betrachtungen – mit einem Ausblick auf 2035. Darüber hinaus wurden in einem Szenario mit dem relativ kurzfristigen Betrachtungshorizont 2025 sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen geprüft, die durch den Einsatz flexibler Elemente die optimale Nutzung des Bestandsnetzes ermöglichen. Deren vorrangiges Ziel ist die Vermeidung von kostspieligen Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und bevor die im NEP identifizierten und im Bundesbedarfsplan gesetzlich verankerten Netzausbauprojekte umgesetzt sind.

In allen Szenarien dieses NEP ist gemäß der Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik (PV) berücksichtigt. Damit wird das Strom-Übertragungsnetz in keinem der Szenarien für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert. In allen Szenarien waren in der Marktmodellierung explizite Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO<sub>2</sub>-Emission im Kraftwerkssektor einzuhalten. Darüber hinaus beschreiben die Szenarien unterschiedliche Pfade der Energiewende, die sich in der Durchdringung mit innovativen Technologien wie Wärmepumpen und Elektroautos sowie dem Einsatz von Power-to-Gas, Power-to-Heat, PV-Batteriespeichern, Großbatteriespeicher und Demand Side Management unterscheiden. Damit bildet dieser NEP verschiedene Entwicklungen in Bezug auf Speicher und Flexibilitätsoptionen ebenso ab wie bei möglichen Treibern für die Sektorenkopplung. Mit diesen Neuerungen befindet sich der NEP auf der Höhe der politischen Diskussionen über die Weiterentwicklung der Energiewende.



Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Strom aus Offshore-Windenergie leisten. Anders als bei den vorangegangenen Prozessen gibt es dieses Mal allerdings keinen eigenständigen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) mehr, da der Gesetzgeber die wesentlichen Aufgaben des O-NEP auf den vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie zu erstellenden Flächenentwicklungsplan verlagert hat. Die Ableitung der erforderlichen Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in 2030 und 2035 aus den Vorgaben des Szenariorahmens finden Sie nun in einem eigenständigen Kapitel sowie teilweise integriert in die bekannten Kapitel dieses NEP 2030 (2019).

Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es den ÜNB, das Gesamtvolumen des Netzverstärkungs- und -ausbaubedarfs gegenüber dem vorherigen NEP 2030 (2017) leicht zu verringern sowie gleichzeitig die Leistungsfähigkeit zu steigern – und das trotz eines im Szenario B 2030 um rund 15 Prozentpunkte höheren Anteils erneuerbarer Energien. 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 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 – sowohl im Vergleich zu heute als auch im Vergleich zum NEP 2030 (2017). 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 abgeben.

Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den ersten Entwurf des NEP 2030 (2019), den die ÜNB vom 04.02. bis 04.03.2019 öffentlich zu Konsultation stellen. Anschließend werden die eingegangenen Stellungnahmen von den ÜNB ausgewertet und in den NEP 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.

Unser Dank gilt allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses NEP 2030 (2019) mitgewirkt haben.

Wir hoffen auf eine rege und konstruktive Beteiligung an der Konsultation, schließlich lebt der NEP auch von den Perspektiven, dem Wissen und Vorschlägen aus allen Bereichen von Wirtschaft, Gesellschaft und Politik.



Boris Schucht  
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte  
Amprion GmbH

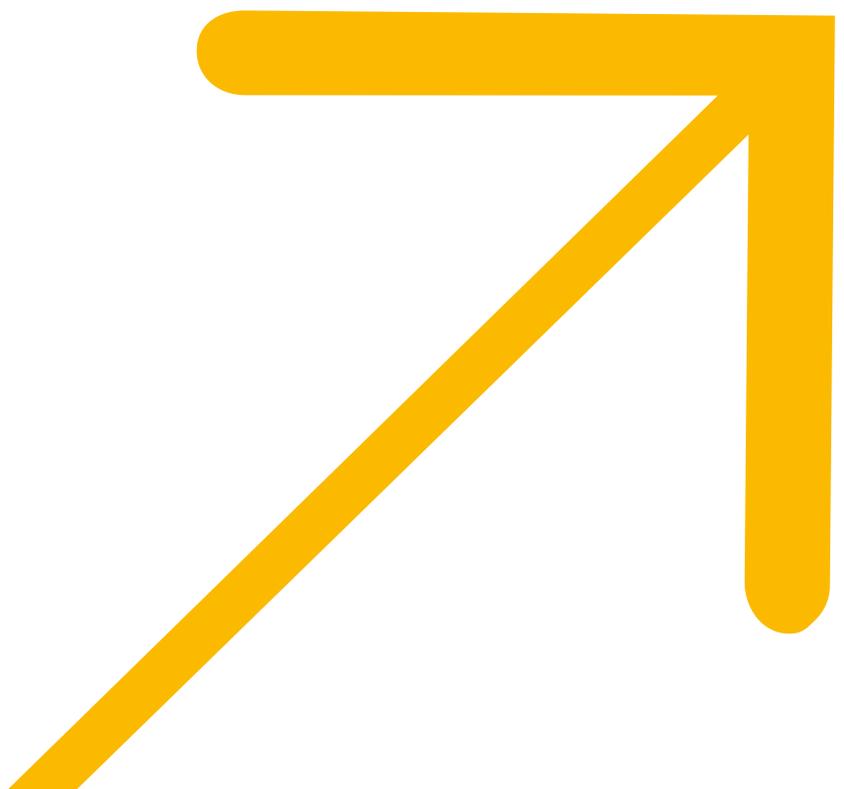


Wilfried Breuer  
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig  
TransnetBW GmbH

# 1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



# 1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

## 1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die Sicherstellung der Systemstabilität und Systemsicherheit sowie für die Stromübertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen.

Darüber hinaus sind die ÜNB für den Anschluss von Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee an das landseitige Strom-Höchstspannungsnetz zuständig. Für die Nordsee sind hierfür die ÜNB Amprion und TenneT verantwortlich, für die Ostsee ist dies 50Hertz.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgabe der ÜNB ist die Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Dazu müssen sie jederzeit Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit und -stabilität durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Die ÜNB sind zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Sie bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Parallel zum laufenden Betrieb planen die ÜNB das Netz der Zukunft unter den Prämissen der politischen Rahmenbedingungen. Dabei sind die Einbindung und der Transport von dezentral, verbrauchsfern erzeugter Energie, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Vernetzung in einem zunehmend zusammenwachsenden europäischen Strombinnenmarkt wesentliche Treiber der Netzentwicklung. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.



In § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist festgelegt, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Abs. 1 S. 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und Fortschreibung des NEP ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die ÜNB ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der BNetzA ist es, diese Planungen zu prüfen und zu bestätigen.

Der Netzausbau selbst ist jedoch eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die nur durch das Zusammenwirken vieler Akteure gelingen kann. Die ÜNB stehen dabei als verlässlicher Dialogpartner im Austausch mit der Öffentlichkeit und werben für ein besseres Verständnis und die Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

#### Die deutschen ÜNB

- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und anerkannten Grundsätzen der Netzplanung den Netzausbaubedarf und legen die Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme fest,
- definieren im NEP auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für das Jahr 2030,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.



## 1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Der NEP entsteht in einem mehrstufigen Prozess, der eine transparente Netzentwicklungsplanung ermöglicht und sowohl die Öffentlichkeit wie auch die BNetzA als zuständige Behörde aktiv einbindet. Grundlage für die Erarbeitung des NEP ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG alle zwei Jahre von den ÜNB gemeinsam erstellt und der BNetzA zur Genehmigung vorgelegt.

### Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

Am 01.01.2016 ist eine Novelle des EnWG in Kraft getreten, die wesentliche Grundlagen für die Erstellung des NEP verändert hat. Kernpunkte waren u. a. die Umstellung des Rhythmus für die Erstellung des NEP auf einen Zweijahresturnus, die Einführung eines Umsetzungsberichts und mehr Flexibilität beim Betrachtungshorizont der Szenarien.

Mit der Umstellung von NEP auf einen Zweijahresturnus ist der Gesetzgeber den Forderungen zahlreicher Stakeholder sowie der ÜNB nach Beseitigung zeitlicher Überschneidungen der Prozesse bei der Erstellung der verschiedenen Netzentwicklungspläne sowie der Erarbeitung des Szenariorahmens nachgekommen. Das schafft mehr Klarheit für alle Beteiligten.

Die ÜNB übermitteln – beginnend mit dem Prozess für den NEP 2030 (2017) – spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres ihren Entwurf des Szenariorahmens für den NEP an die BNetzA. Nach Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die ÜNB höchstens zehn Monate Zeit für die Erarbeitung des ersten Entwurfs des NEP, dessen öffentliche Konsultation, die Überarbeitung sowie die Übergabe des zweiten Entwurfs von NEP an die BNetzA. Die BNetzA soll den NEP nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres bestätigen. Von 2013 bis 2017 war zudem ein Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erstellen. Dieser beschreibt alle notwendigen Maßnahmen für einen effizienten, zuverlässigen und sicheren Anschluss von Offshore-Anlagen und enthält einen Zeitplan für die Umsetzung. Der O-NEP 2030 (2017) war der letzte zu erstellende O-NEP. Seine Bestandteile werden erstmals in diesem NEP 2030 (2019) sowie im Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie fortgeführt.

Die enge Frist für die ÜNB von zehn Monaten für die Bearbeitung des NEP erlaubt es leider kaum, die von vielen Stakeholdern ebenfalls erwünschte Ausweitung des Zeitraums für Konsultation und Diskussion des jeweiligen Netzentwicklungspans vorzunehmen. Dennoch ermöglichen die ÜNB eine vierwöchige Konsultation zum ersten Entwurf des NEP.

Der neu eingeführte Umsetzungsbericht nach § 12d EnWG enthält Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP und zusätzlich für den zuletzt bestätigten O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe. Die ÜNB haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres vorzulegen. Der erste Umsetzungsbericht<sup>1</sup> zum NEP 2030 (2017) sowie zum O-NEP 2030 (2017) wurde der BNetzA Ende September 2018 übermittelt.

Darüber hinaus wurden die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert. So wird es möglich, den betrachteten Zeithorizont des NEP einerseits und des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E auf EU-Ebene andererseits besser aufeinander abzustimmen. Gemäß § 12a EnWG sollen mindestens drei Szenarien einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll darüber hinaus die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen. Diese Flexibilisierung des Zeithorizonts wurde erstmals beim Szenariorahmen für den NEP 2030 (2017) angewandt.

<sup>1</sup> Veröffentlicht unter: [www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht\\_NEP\\_2030\\_v2017.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht_NEP_2030_v2017.pdf)





## Szenariorahmen

Am 15.06.2018 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2030 (2019) nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Im Vergleich zum Szenariorahmen 2030 (2017) enthält dieser Szenariorahmen 2030 (2019) anstatt vier insgesamt fünf Szenarien: Drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030, ein Szenario mit dem Zieljahr 2025 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Im sogenannten Zwischenszenario B 2025 werden dabei die von den ÜNB kurzfristig durchführbaren Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) abgebildet. Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt auf Basis der prognostizierten Transformation des Energiesektors mit einem differenzierten Innovationsgrad, während erstmals das Transformationstempo in allen Szenarien gleich groß ist. Alle Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erreichen einen Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch von mindestens 65 %. Lediglich der Umfang der einzelnen EE-Technologien variiert zwischen den Szenarien. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien beim Innovationsgrad zwischen zentralen und dezentralen Erzeugungsstrukturen, beim Umfang des Einsatzes von Treibern der Sektorkopplung (Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen) sowie in der Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern.

Die Szenarien lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A 2030** mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem Fokus beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf Wind offshore, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung, einem gegenüber 2017 leicht sinkenden Nettostromverbrauch sowie erstmals mit Vorgaben zu maximalen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- **Szenario B 2025 / B 2030 / B 2035**, das mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende einen Mittelweg zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030 darstellt, mit Vorgaben zum maximalen CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Kraftwerkssektor und einem ausgewogenen Ausbau der einzelnen EE-Technologien.
- **Szenario C 2030** mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einen Anstieg des Stromverbrauchs sowie des damit verbundenen größten Zubaus an erneuerbaren Energien mit dem Fokus auf dem Ausbau der Photovoltaik, einer starken Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 (2019) nicht abgewichen werden kann, werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.

## Erstellung des Netzentwicklungsplans

Auf Basis des Szenariorahmens erfolgt die Erstellung des ersten Entwurfs des NEP durch die ÜNB in mehreren Schritten:

- In einem ersten Schritt wird für jedes Szenario in einer das europäische Verbundnetz umfassenden Marktsimulation ermittelt, wann die entsprechenden erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungsanlagen wie viel Energie einspeisen. Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bereits existierenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkeinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass die (Verbraucher-) Lasten gerade gedeckt werden und der grenzüberschreitende Energieaustausch die Kuppelkapazitäten an den engpassbehafteten Staatsgrenzen nicht überschreitet. Hierbei werden zunächst gemäß dem gesetzlichen Vorrang die erneuerbaren Energien im In- und Ausland berücksichtigt.
- Anschließend werden die konventionellen Kraftwerke im In- und Ausland so eingesetzt, dass nach Abzug der erneuerbaren Energien die Last im In- und Ausland zu geringstmöglichen Kosten gedeckt wird. Dabei kommt eine sogenannte Merit-Order-Liste zum Einsatz, in die die variablen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke (u. a. bestehend aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO<sub>2</sub>-Preisen) eingehen. Weiterhin werden in Zeiten günstiger Marktpreise die Speicherseen der Pumpspeicherkraftwerke befüllt, um in Zeiten höherer Preise die Energie wieder vermarkten zu können. Als weiterer Eingangsparameter für die Marktsimulation wird die für alle Szenarien vorgegebene Kappung von Einspeisespitzen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) von maximal 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage berücksichtigt. In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso simuliert wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Daraus wird der Übertragungsbedarf im Strom-Übertragungsnetz für jedes Szenario anhand der Netznutzungsfälle im Zieljahr 2030 bzw. 2035 (8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mittels eines Marktmodells ermittelt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 4 detailliert erläutert.



- In einem weiteren Schritt wird darauf aufbauend für jedes Szenario in Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Dazu wird geprüft, ob das Startnetz (bestehendes Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen; siehe Kapitel 5.3.2) geeignet ist, um die auf Basis der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden können. Nach dem NOVA-Prinzip (**N**etzo**o**ptimierung vor **V**er**o**stärkung vor **A**usbau; siehe Kapitel 5.1.2) werden weitere Netzentwicklungsmaßnahmen zugeschaltet, die Überlastungen auf anderen Leitungen signifikant reduzieren oder ganz auflösen.

Im Rahmen des NEP 2030 (2019) wird für jedes Szenario ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen sowie unter Berücksichtigung zukünftiger Innovationen (siehe Kapitel 5.2) eine bedarfsgerechte Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2030 ermöglicht. Dabei nutzen die ÜNB flexible Elemente zur optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, was den Bedarf an zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen reduziert.

Abweichend vom Vorgehen in den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurden in den Szenarien erstmals in einem größeren Umfang identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt. 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.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Betrachtung eines durchschnittlichen Stundenwertes in der Marktsimulation im Vergleich zu den in der Realität im Handel auftretenden viertelstündlichen Werten zusammen mit der angewendeten Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4) bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu einer signifikanten Verringerung extremer Einspeisespitzen und somit zu einem verringerten Netzausbau führt als dies ansonsten der Fall wäre. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 (2019) definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

#### Ausweisung von Maßnahmen in den Szenarien

Eine Stärke der angewandten Methodik zur Maßnahmenermittlung ist die exakte Ausweisung einzelner Maßnahmen durch knotenscharfe Berechnungen im vermaschten Drehstromnetz. Dies ist in Europa einmalig. Eine weitere Stärke ist die dynamische Bewertung der Maßnahmen, um ein sicher betreibbares Netz zu entwickeln und somit das hohe Niveau an Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten.

Anders als im NEP 2030 (2017) werden die Maßnahmen des Szenarios B 2035 in diesem NEP maßnahmenscharf ausgewiesen. Grundsätzlich werden die Maßnahmen des Langfristszenarios vorrangig zur Nachhaltigkeitsprüfung der Maßnahmen aus den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 herangezogen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die für das Zieljahr 2030 identifiziert wurden, auch im Zieljahr 2035 erforderlich sind. Diese Nachhaltigkeitsprüfung wird in Tabelle 27 in Kapitel 6.3 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem NEP in Form von Kreuzen für das Szenario B 2035 dargestellt. Dagegen wurden für die Projekte und Maßnahmen, die ausschließlich im Szenario B 2035 identifiziert wurden, keine eigenen Steckbriefe erstellt.

Da die Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 noch nicht abgeschlossen sind, werden die Ergebnisse für diese Szenarien im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) veröffentlicht.



### 1.3 Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan

Bislang wurden die Offshore-Maßnahmen im O-NEP ausgewiesen. Im vorliegenden NEP werden erstmalig die Offshore-Inhalte vollständig integriert. Die gesetzlichen Grundlagen sowie der Prozess und die Methodik werden in Kapitel 3.1 erläutert.

Die im O-NEP getroffenen Festlegungen werden nun teilweise durch die im FEP und teilweise durch die im NEP getroffenen Festlegungen abgelöst. Während der NEP insbesondere die Netzverknüpfungspunkte (NVP, elektrische Knotenpunkte für die Verbindung der Offshore-Leitungen mit dem Onshorenetz) ausweist, werden die geplanten Zeitpunkte der Fertigstellung der Offshore-Netzanbindungssysteme aus dem FEP übernommen (siehe Kapitel 3.1). Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk. Die Änderung eines Plans kann damit Rückwirkungen auf den anderen Plan haben.

Die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee erfolgt bedingt durch die Lage der geeigneten NVP bislang allein durch TenneT sowie zukünftig zusätzlich durch Amprion, die Netzanbindung von OWP in der Ostsee durch 50Hertz. Die ÜNB sind verpflichtet, den Anschluss des OWP bis zum NVP im landseitigen Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben. Der NEP enthält damit zusammen mit dem FEP verbindliche Vorgaben für den koordinierten und effizienten Ausbau des Offshorenetzes.

Im letzten O-NEP 2030 (2017) wurden die gesetzlichen Grundlagen sowie der durch den Erlass des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) eingetretene Systemwechsel ausführlich beschrieben. Die in Kapitel 3.1 enthaltenen Ausführungen bauen darauf auf und beschränken sich auf die wesentlichen, für das Verständnis notwendigen Erläuterungen zu diesen Themen.

### 1.4 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des NEP wird jeweils nach Fertigstellung von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7). Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die den NEP ihrerseits prüft, einen Umweltbericht erstellt und eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach diesem Schritt bestätigt die BNetzA schließlich den NEP (mittels Verwaltungsakt). Gemäß § 12e EnWG übermittelt die BNetzA der Bundesregierung mindestens alle vier Jahre den jeweils aktuellen NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (BBP), den die Bundesregierung ihrerseits dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) zur Beschlussfassung vorlegt.

Mit Verabschiedung des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die im BBP enthaltenen Vorhaben verbindlich festgestellt.

Mitte 2013 haben Bundestag und Bundesrat den ersten BBP auf Basis des NEP 2012 verabschiedet. Im Dezember 2015 erfolgte eine umfassende Novellierung des BBP auf Basis des NEP 2014. Die nächste Übermittlung des NEP durch die BNetzA an die Bundesregierung als Grundlage für die Novellierung des BBP durch den Bundesgesetzgeber ist somit spätestens 2019/2020 auf Basis dieses NEP 2030 (2019) zu erwarten, bei wesentlichen Änderungen auch schon früher.



### 1.5 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Im NEP werden Projekte und Maßnahmen über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Die Projekte und Maßnahmen beheben weitgehend in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Ausnahmen bilden dabei vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern identifiziert werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Die geplanten Interkonnektoren werden dagegen aus dem TYNDP von ENTSO-E entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet.

In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.3 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP wird explizit darauf hingewiesen, wenn Projekte des NEP ebenfalls Teil des jeweils aktuellsten TYNDP sind oder einen Status als PCI-Projekt (Project of common interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) haben.

Über eine Angleichung der zugrunde gelegten Szenarien stellen die ÜNB eine Konsistenz der Planungen zwischen NEP und TYNDP sicher und ermöglichen so eine bessere Verzahnung der Prozesse. Im TYNDP, der wie der NEP in einem zweijährigen Turnus erstellt wird, sind neben den grenzüberschreitenden Projekten die innerdeutschen Projekte aus dem NEP enthalten, die eine überregionale, pan-europäische Bedeutung haben. Im TYNDP findet kein eigenständiger (n-1)-Nachweis der enthaltenen innerdeutschen Projekte und Maßnahmen statt. Anders als im NEP werden die Netzausbaumaßnahmen im TYNDP dagegen mittels CBA bewertet. Für Interkonnektoren und Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Einfluss wird ein GTC-Beitrag (Grid Transfer Capability Increase) ermittelt und ausgewiesen. Der GTC-Beitrag beschreibt in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend zwischen zwei EU-Mitgliedstaaten oder zwischen einem EU-Mitgliedstaat und einem Staat des europäischen Wirtschaftsraums sind, oder, im Fall eines sich in einem EU-Mitgliedstaat befindlichen Projekts, wenn es einen GTC-Beitrag über 500 MW ausweist. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.



#### Weiterführende Dokumente und Links

- Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, zweiter Entwurf und Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, zweiter Entwurf: [www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340](http://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340) ↗
- Umsetzungsbericht der ÜNB zum NEP 2030 (2017) sowie zum O-NEP 2030 (2017): [www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht\\_NEP\\_2030\\_v2017.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht_NEP_2030_v2017.pdf) ↗
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: [tyndp.entsoe.eu](http://tyndp.entsoe.eu) ↗