



NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIE



NEP und O-NEP 2013:
Erläuterungen und
Überblick der Ergebnisse



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



INHALT

01 NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIE

6 Zusammenspiel für die Zukunft: Die Netzentwicklungspläne 2013 **8** Der Netzausbau nimmt Fahrt auf

02 AUF DEM WEG ZUM NEP 2013: DER PROZESS IM DETAIL

12 Rechtliche Grundlagen des NEP und O-NEP **13** Entstehung NEP und O-NEP 2013 – Die Prozessphasen im Überblick

03 DER NEP 2013: ENTWURF FÜR EINE ZUKUNFTSWEISENDE ENERGIEINFRASTRUKTUR

20 Szenariorahmen 2013 - Fundament für NEP und O-NEP **22** Marktsimulation – Strommarkt der Zukunft **24** Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze **26** 2013 - 2023: Der Netzentwicklungsbedarf der Zukunft

04 DER O-NEP 2013: RÜCKENWIND FÜR DEN NETZAUSBAU

32 Der O-NEP 2013: Rückenwind für den Netzausbau **34** Der Szenariorahmen: Schnittstelle zum Netzentwicklungsplan Strom **34** Das Offshorenetz heute und in naher Zukunft: Ausbaustand und Planung **36** Unterschiede im Anschluss von Nord- und Ostsee-Windparks an das Onshorenetz **38** Zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen **40** Der Offshore-Netzausbau in den unterschiedlichen Szenarien **45** Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus

05 ZUSAMMENFASSUNG UND ZENTRALE ERGEBNISSE

48 Ergebnisse des NEP **49** Ergebnisse des O-NEP **50** Übertragungsnetze: Grundlage für die Energiewende



NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIEN



01

Die folgenden Seiten bieten Ihnen einen Überblick zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 sowie erstmalig auch des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2013. Ziel ist, den NEP und den O-NEP in seinen wesentlichen Aspekten und Kernergebnissen darzustellen und den Leserinnen und Lesern einen Überblick über die komplexe Materie zu ermöglichen, ohne die gesamten umfangreichen Berichte studieren zu müssen. Im Sinne einer besseren Verständlichkeit wurde auf die eine oder andere Terminologie der Fachwelt und eine tiefe Detaillierung verzichtet. Im Zweifel gelten die Inhalte des offiziellen NEP und des O-NEP 2013.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß bei der Lektüre!



ZUSAMMENSPIEL FÜR DIE ZUKUNFT: DIE NETZENTWICKLUNGS- PLÄNE 2013

Der Netzentwicklungsplan 2012 war der erste seiner Art und der Startschuss für den Umbau des Übertragungsnetzes entsprechend den Anforderungen der Energiewende. Auch 2013 steht eine Premiere an, denn erstmalig wird gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 auch der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) veröffentlicht. Mit dem O-NEP liegt nun auch eine detaillierte Übersichtsplanung für den Anschluss von Offshore-Windenergieparks an das Übertragungsnetz auf dem Festland vor. Die Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende. Ihr Ausbau kann nur mit einer langfristigen Planung realisiert werden. Der O-NEP bildet dafür eine wichtige Grundlage.

NEP und O-NEP 2013 zeigen auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau

des deutschen Höchstspannungsstromnetzes onshore und offshore für die Jahre 2023 und 2033 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

VERANTWORTUNG FÜR SYSTEMSTABILITÄT UND MODERNISIERUNG

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. Die ÜNB sind verantwortlich für die Wahrung der Systemstabilität, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen.

Die Stromnetze sind die Basis der Energieinfrastruktur, die Übertragungsnetze ihr Rückgrat. Als führende Industrienation in Europa ist eine stabile und effiziente Energieversorgung für Deutschland unverzichtbar. Das deutsche Stromnetz gilt als eines der sichersten und zuverlässigsten weltweit. Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze jedoch nachhaltig: Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land und auf See sowie zahlreiche weitere Formen alternativer Stromer-

zeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden weiter zunehmen. Große Energiemengen müssen über große Entfernungen zu den Verbrauchszentren transportiert werden. Schwankende Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen müssen integriert werden, was zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke führt. Dies bringt die Netze bereits heute an ihre Kapazitätsgrenzen.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgen mit der Erstellung der beiden Netzentwicklungspläne ihrem gesetzlich festgeschriebenen Auftrag gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Ebenso wie der NEP 2012 werden die Entwürfe des NEP und O-NEP 2013 zwei Mal zur Konsultation gestellt. Mit dem Zeitpunkt der Veröffentlichung der beiden Pläne zum 03.03.2013 haben alle Bürger wie auch Institutionen aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und Politik sechs Wochen lang Gelegenheit, zu ihnen Stellung zu beziehen und auf diese Weise an der Entwicklung von NEP und O-NEP mitzuwirken.

GEMEINSAM FÜR NEUE NETZE

Im Rahmen des ersten Konsultationsprozesses zum Entwurf des NEP 2012 gingen über 2.000 Stellungnahmen ein. Das große Interesse der Öffentlichkeit, sich aktiv in den Prozess einzubringen, dokumentiert die Bedeutung und den Stellenwert, den der NEP als zentrale Grundlage für die Gestaltung der Energieinfrastruktur

in der deutschen Gesellschaft hat. Die Stellungnahmen haben dazu beigetragen, den NEP qualitativ weiterzuentwickeln. Sie haben darüber hinaus auch die Erstellung des NEP und des O-NEP 2013 beeinflusst. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen auch für die Konsultationen zu den Entwürfen 2013 auf eine erneute große Beteiligung. Das umfassende Know-how und die Vielfalt der Perspektiven der am Prozess beteiligten und von ihm betroffenen gesellschaftlichen Akteure stellen die Grundlage für die Entwicklung und Akzeptanz der diesjährigen wie auch der künftigen Netzentwicklungspläne dar. Die Übertragungsnetzbetreiber laden daher herzlich dazu ein, an den Konsultationen und damit auch an der Gestaltung von Deutschlands Energiezukunft mitzuwirken.

Die Energiewende bedeutet für die ÜNB eine besondere Herausforderung und Verantwortung, denn der Um- und Ausbau der Übertragungsnetze bildet die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung dieses gesamtgesellschaftlichen Projekts und damit auch für die Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit Deutschlands. Der Weg in die Energiewende läuft entlang des Ausbaus der Stromnetze. NEP und O-NEP 2013 sind die Grundlage für die weiteren gesetzgebenden Prozesse, die den ÜNB die notwendige Planungssicherheit zur Realisierung dieses ehrgeizigen Projektes geben. Eine frühzeitig eingebundene Öffentlichkeit sowie transparente und kurze Planungs- und Genehmigungsverfahren sind ebenso wichtige Eckpfeiler, die letztlich neue Netze für neue Energien möglich machen.



Abb 1: Regelzonen/Quelle: ÜNB

DER NETZAUSBAU NIMMT FAHRT AUF

Das EnWG sieht bis zur endgültigen Bestätigung eines Netzentwicklungsplans drei Konsultationsverfahren zur breiten öffentlichen Beteiligung vor – ein bisher einmaliges Vorgehen bei der Planung von Infrastrukturprojekten in Deutschland.

Am Ende des jährlichen Erstellungsprozesses jedes NEP steht die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA). Sie prüft sowohl den ersten wie auch den zweiten überarbeiteten NEP-Entwurf der ÜNB. Das Ergebnis der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung fließt in die Bestätigung des NEP ein.

Der NEP 2012 wurde am 26.11.2012 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Von 74 vorgeschlagenen Maßnahmen wurden 51 bestätigt – dies sind rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen und etwa 2.800 km an Neubauprojekten.

In ihrer offiziellen Bestätigung hebt die BNetzA hervor, dass die ÜNB ein schlüssiges Konzept für eine stabile Stromversorgung im Jahr 2022 vorgelegt haben und, erkennt den Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) als zukunftsweisend und richtig an. Sie bekräftigt zudem, dass die ÜNB die Planung anhand der internationalen Standards durchgeführt haben, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Die weiteren im Entwurf des NEP berechneten Maßnahmen wurden „noch nicht“ bestätigt, sie bleiben aber mittel- bis langfristig weiterhin notwendig. Sie werden durch die Entscheidung der BNetzA nicht ausgeschlossen und können in weiteren NEP, wie im vorliegenden NEP 2013, geprüft werden. Aufgabe der ÜNB ist es, mit dem jährlich zu erstellenden NEP jeweils ein nach netzplanerischen und technischen Kriterien bedarfsgerechtes Netzmodell für die Übertragungsaufgabe im Zieljahr vorzulegen. Die BNetzA hat zur Ermittlung der vordringlich notwendigen Maßnahmen im Vergleich zu den anerkannten Planungsgrundsätzen der ÜNB ein neues, zusätzliches Prüfkriterium angesetzt, um die Robustheit von Maßnahmen gegenüber denkbaren Veränderungen der ener-

giewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu analysieren. Daher decken die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen alleine den von den ÜNB im NEP 2012 ermittelten Übertragungsbedarf für das Zieljahr 2022 nicht ab.

Der Netzentwicklungsplan wird jedes Jahr überprüft und bietet damit die Möglichkeit, den festgestellten Netzausbaubedarf zu justieren, wenn sich die Rahmenbedingungen entscheidend verändern.

Den Vorgaben der EnWG entsprechend dokumentieren die ÜNB im NEP 2013 den Stand der Umsetzung des NEP 2012.

→ siehe Kapitel 7 im NEP

DER BUNDESBEDARFSPLAN – BESCHLEUNIGUNG FÜR DEN NETZAUSBAU

Der bestätigte NEP bildet die Grundlage für den Entwurf des ersten Bundesbedarfsplans. Der Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) wurde am 19.12.2012 vom Bundeskabinett beschlossen und veröffentlicht. In diesem Gesetz wird festgelegt, welche Ausbauprojekte im Übertragungsnetz in den kommenden zehn Jahren vordringlich und energiewirtschaftlich notwendig sind. Der Bundesbedarfsplan enthält insgesamt 36 Vorhaben, darunter auch Pilotprojekte für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen für die verlustarme Übertragung hoher Strommengen über große Entfernungen sowie insgesamt 21 länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen. Das Gesetz durchläuft nunmehr den weiteren Gesetzgebungsprozess und wird voraussichtlich im Sommer dieses Jahres in Kraft treten.

Mit Verabschiedung des Gesetzes sind die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt: Die konkreten Genehmigungs- und Planungsverfahren können beginnen, der Weg zur Umsetzung des notwendigen Netzausbaus wird beschleunigt. Der Bundesbedarfsplan bringt Planungssicherheit und Orientierung für die Übertragungsnetzbetreiber und alle Akteure, die an der Gestaltung einer nachhaltigen Energieinfrastruktur mitwirken. Mit der konsequenten Integration der Netzausbaumaßnahmen aus dem O-NEP in den ersten Bundesbedarfsplan würde sich diese Verbindlichkeit auch im Offshore-Bereich fortsetzen.



AUF DEM WEG ZUM NEP UND ZUM O-NEP 2013: DER PROZESS IM DETAIL



02

Bundestag und Bundesrat haben 2011 mit dem „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“ den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 festgelegt. Gemeinsam mit der nahezu parallel erfolgten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie mehreren Novellierungen des EnWG wurden damit die gesetzlichen Grundlagen für die sogenannte Energiewende gelegt. In diesem Kontext haben die Übertragungsnetzbetreiber den Auftrag, einen Netzentwicklungsplan (NEP) wie auch einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) für den Ausbau und die Modernisierung der Übertragungsnetze onshore wie offshore zu erarbeiten.

RECHTLICHE GRUNDLAGEN DES NEP UND O-NEP

In § 12b des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden die Aufgabe und wesentliche Inhalte des NEP eindeutig definiert: „Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März, erstmalig aber erst zum 3. Juni 2012 (...) einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zur Bestätigung vor. Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Mit der Novelle des EnWG vom Dezember 2012 wird der O-NEP als neues Instrumentarium zur Umsetzung der Ziele der Energiewende eingeführt. Nach der erstmaligen Vorlage des Netzentwicklungsplans 2012 legen die Übertragungsnetzbetreiber neben dem NEP 2013 der Öffentlichkeit erstmalig den Entwurf für den O-NEP vor. Auch für den O-NEP sind Ziele und Inhalte vom Gesetzgeber in §17b EnWG festgelegt:

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März, erstmalig zum 3. März 2013, auf der Grundlage des Szenariorahmens nach § 12a einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land zusammen mit dem nationalen Netzentwicklungsplan nach § 12b zur Bestätigung vor. Der gemeinsame nationale Offshore-Netzentwicklungsplan muss unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore im Sinne des § 17a mit einer zeitlichen Staffelung alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind.“

Somit werden ab 2013 NEP und O-NEP parallel erstellt und der Öffentlichkeit zur Konsultation gegeben. Einen detaillierten Überblick zum O-NEP finden Sie in Kapitel 4 der vorliegenden Broschüre.



ENTSTEHUNG NEP UND O-NEP 2013 – DIE PROZESSPHASEN IM ÜBERBLICK

Das EnWG sieht vor, dass die jährlich zu erarbeitenden Netzentwicklungspläne bei ihrer Erstellung einen mehrstufigen Prozess durchlaufen (Abb. 2). Dadurch wird gewährleistet, dass an der Entwicklung jedes NEP und O-NEP neben den Übertragungsnetzbetreibern die Öffentlichkeit und die verantwortliche Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), aktiv beteiligt sind.

ERSTELLUNG DES SZENARIORAHMENS

Am Anfang jedes NEP- und O-NEP-Prozesses steht der jeweils aktuelle Szenariorahmen: In drei Szenarien (2013: A 2023, B 2023 und C 2023) wird die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen von Energieerzeugung – konventionell wie erneuerbar – und Verbrauch in den nächsten zehn Jahren im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beschrieben. Aber auch andere Randbedingungen, wie zum Beispiel die Primärenergiekosten oder CO₂-Zertifikatspreise, finden Eingang in die Szenarien.

Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Prognosen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Rahmen der künftigen Stromerzeugungsstruktur. Das sogenannte Leitszenario B 2023 geht für das Jahr 2023 von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien aus als das Szenario A. Darüber hinaus wird ein Anstieg der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken prognostiziert. Dieses Basisszenario mit einem Horizont bis 2023 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben, sodass sich das Szenario B 2033 ergibt. Szenario C 2023 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt.

Im Bewusstsein um die Bedeutung der Szenarien als Grundlage für die Netzberechnungen erfolgt die Auswahl der Studien, aus denen die Eingangsdaten für den Szenariorahmen stammen, nicht durch die ÜNB alleine, sondern im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie initiierten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“, die sich aus Vertretern aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft zusammensetzt.

Da die in den Szenariorahmen einfließenden Daten die Grundlage für die Marktsimulation und damit letztendlich für die Netzberechnungen bilden, sind an dieser Stelle die Politik und die Regulierungsbehörde in besonderer Verantwortung. Denn nur, wenn die zugrunde gelegten Daten realistisch sind, können es auch die Maßnahmen im NEP und O-NEP sein.

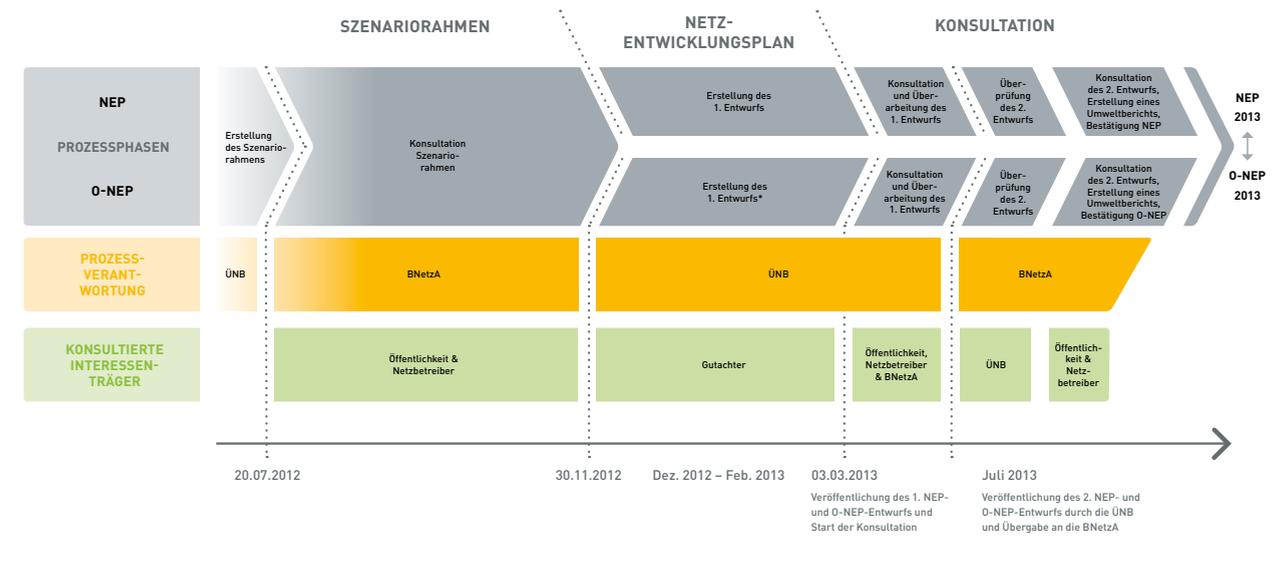


Abb. 2: Der Gesamtprozess/Quelle ÜNB

KONSULTATION DES SZENARIORAHMENS

Die von den ÜNB entwickelten Szenarien wurden am 17.07.2012 an die BNetzA übergeben und im Anschluss sechs Wochen lang öffentlich zur Konsultation gestellt. Dies war die erste von drei Konsultationen im Rahmen des Gesamtprozesses. Mit der Konsultation der Szenarien fließen noch vor Beginn der Erstellung der Netzentwicklungspläne Stellungnahmen aus Gesellschaft, Politik und Wissenschaft in den Prozess ein. Im Rahmen der Konsultation wurden durch die BNetzA Änderungen am vorgeschlagenen Szenariorahmen vorgenommen. Mit Schreiben vom 30.11.2012 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2013 nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt (→ Kapitel 3.1.3 des NEP dokumentiert die Anpassungen in der Genehmigung im Detail). Im Vergleich zum Vorjahr zeigt er deutlich höhere installierte Leistungen bei erneuerbaren Energien. Der genehmigte Szenariorahmen bildet die offizielle Ausgangsbasis für die Erstellung des NEP. Die Ausgangsdaten werden für die weiteren Überlegungen entsprechend aufbereitet. → siehe Kapitel 3.2 im NEP und 3.3 im O-NEP

NEP- UND O-NEP: DER 1. ENTWURF

Die ersten Entwürfe des NEP und O-NEP 2013 beschreiben Netzausbaumaßnahmen, die allen vom Gesetzgeber und der BNetzA gestellten Anforderungen gerecht werden. Sie legen die Grundlage für einen stabilen Netzbetrieb in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines europäischen Strommarktes unter den festgesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Dabei bildet der NEP nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern stellt eine Lösung dar, die bei den vorausgesetzten Anforderungen und Prämissen die benötigte Übertragungskapazität sicherstellt. Im O-NEP wurden erstmalig die Entwicklung des Übertragungsnetzes an Land, die räumliche Planung auf See und die technischen Rahmenbedingungen zu einer nachhaltigen Planung mit detaillierten Angaben zu Beschaffenheit, zeitlicher Staffelung, Realisierungszeiten und Kosten der für die nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahre notwendigen Maßnahmen zusammengefügt. Im Fokus steht hierbei besonders die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus aufgrund von objektiven Kriterien. Die Entwürfe NEP und O-NEP setzen auf dem gleichen Szenariorahmen auf. Die Erstellung des O-NEP-Entwurfs folgt anderen Schritten als der NEP. Eine detaillierte Erläuterung zum Prozess der O-NEP-Erstellung findet sich in Kapitel 4 der vorliegenden Broschüre.

Die Erstellung des NEP-Entwurfs erfolgt auf der Basis des genehmigten Szenariorahmens in drei Schritten:

a) Bestimmung des Übertragungsbedarfs anhand der Netznutzungsfälle (stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein

Jahr) mithilfe eines Marktmodells,

b) Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen,

c) Bewertung der Systemstabilität.

Die Erstellung wird von dem unabhängigen Gutachter Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler von der RWTH Aachen begleitet und validiert.

A) MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen erfolgt die rechnerische Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien bilden zwar die installierte Leistung ab, jedoch nicht, wann die entsprechenden Kraftwerke wie viel Energie einspeisen. Ziel der Marktsimulation ist daher, regionale Einspeise- und Verbrauchssituationen zu prognostizieren. Diese definieren als Eingangsgrößen der nachfolgenden Netzanalysen die Übertragungsaufgaben für das deutsche Höchstspannungsnetz.

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind eine systemweite Abbildung eines blockscharfen und kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes, die aus der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung resultierenden Gesamtkosten sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Darüber hinaus gibt die Marktsimulation Auskunft, inwieweit in den einzelnen Szenarien die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung eingehalten werden. → siehe Kapitel 4.2.6 im NEP

Die Marktsimulation ist daher nicht nur für die Erstellung des NEP wichtig, sondern bietet auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Marktmechanismen und Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage.

B) NETZPLANUNG UND TECHNOLOGIEAUSWAHL

Im zweiten Schritt folgen Netzplanung und Technologieauswahl. Auf Basis der Daten der Marktsimulation wird geprüft, ob die berechneten zukünftigen Leistungsflüsse über das bestehende Netz transportiert werden können, oder ob es Engpässe oder Stabilitätsprobleme gibt. Für die Netzplanung und damit im Ergebnis für eine exakte Netzdimensionierung sind einzelne kritische Stunden ausschlaggebend. Die Auslastung des Netzes ist von der jeweiligen Leistung zu einzelnen Zeitpunkten abhängig. Treten zu bestimmten Zeitpunkten Engpässe auf – wird also sogenannter „netztechnischer Handlungsbedarf“ offenbar – müssen angemessene Maßnahmen entwickelt werden. Konkret: Es müssen Netze optimiert, verstärkt oder neu gebaut werden, um den Strom sicher aufzunehmen und in die Verbrauchszentren transportieren zu können und um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dies geschieht ganz individuell für jeden einzelnen Fall mit den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen. → siehe Kapitel 5 im NEP 2012

TECHNOLOGIEOPTIONEN IM KÜNFTIGEN DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ

Das deutsche Stromnetz ist historisch gewachsen und basiert heute mit wenigen Ausnahmen in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf stark vermaschten Wechselstromleitungen. Das Wechselstromnetz gerät aufgrund der erhöhten Übertragungskapazität jedoch zunehmend an seine physikalischen Grenzen. Das Stromnetz der Zukunft wird für große Distanzen durch den Einsatz von Gleichstrom- oder sogenannten HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs) -Leitungen ergänzt. Sie ermöglichen auf den langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger weitaus großflächiger Ausbau des Drehstromnetzes wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen. Die hierfür benötigte Elektronik wird üblicherweise in separaten Hallen untergebracht. Derzeit gibt es noch wenige Erfahrungen mit VSC-HGÜ-Systemen im vermaschten Übertragungsnetz, da diese onshore in Deutschland bisher noch nicht in diesen Leistungsklassen eingesetzt wurden.

Die (abschnittsweise) Verkabelung von Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen ist technologisch möglich. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2013, sondern wird erst im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen.

Für die weiträumige Übertragungsaufgabe ist neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie aber auch weiterhin die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird

dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Der Bau von Höchstspannungs-Erdkabeln im Drehstrombereich in Deutschland befindet sich im Rahmen von vier EnLAG-Maßnahmen noch im Pilot-Stadium. Die hier gewonnenen Erfahrungen müssen im Sinne eines sicheren Betriebs sorgfältig ausgewertet werden, um die Erdverkabelung von 380-kV-Drehstromverbindungen zu einer gleichwertig einsetzbaren technologischen Alternative zu entwickeln.

Erdkabel im Höchstspannungsbereich, egal ob bei Wechsel- oder Gleichstrom, sind unterirdische Bauwerke. Sie weisen Unterschiede zur Freileitung in Bezug auf Wirtschaftlichkeit, Eingriff in den Boden- und Wasserhaushalt, Sichtbarkeit und Verfügbarkeit aufgrund der Wartungs- und Reparaturarbeiten auf. All diese Aspekte müssen bei der Entscheidung für oder gegen (Teil-)Verkabelung im jeweils konkreten Projektfall berücksichtigt werden. Im NEP werden keine Aussagen zu konkreten Verkabelungsabschnitten gemacht. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2013, sondern wird grundsätzlich erst im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen.

Die Potenziale der unterschiedlichen Technologien werden bei der Gestaltung der künftigen Energieinfrastruktur genutzt und aufeinander abgestimmt.

SENSITIVITÄTSBETRACHTUNGEN ALS ERGÄNZUNG ZUM NEP

Die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung ergänzend zum NEP 2013 die Auswirkungen a) einer Absenkung des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh sowie einer damit einhergehenden Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW, b) einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80% der in

den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind onshore und c) einer alternativen Regionalisierung der installierten erneuerbaren Leistungen jeweils für die in Szenario B 2023 enthaltenen Maßnahmen. Die Ergebnisse werden in einem separaten Dokument unabhängig vom NEP dargestellt.

Die ÜNB haben für die Netzausbauplanung gemeinsame „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ festgelegt, die auch für den NEP und den O-NEP gelten. Demnach muss die Planung von Übertragungsnetzen, die den Anforderungen einer von erneuerbaren Energien geprägten Energieinfrastruktur entsprechen,

- die Versorgungssicherheit gewährleisten,
- ökonomische Effizienz anstreben
- und gleichzeitig die optimale Lösung hinsichtlich einer minimalen Rauminanspruchnahme darstellen.

MASSNAHMENPLANUNG

Um dem netztechnischen Handlungsbedarf umfassend zu begegnen, beschreiben und begründen die ÜNB bei der Maßnahmenplanung detailliert die erforderlichen Maßnahmen. Diese werden auch zeitlich eingeordnet. Es gilt dabei das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau), d. h. Netzoptimierungsmaßnahmen (bspw. temperaturabhängiger Leitungsbetrieb) wird der Vorzug eingeräumt, es folgen Netzverstärkungs- (bspw. Hochtemperaturleiterseile) und letztlich Netzausbaumaßnahmen wie der Neubau von 380-kV-Leitungen in neuen Trassen.

Nach der Identifizierung eines Engpasses oder Stabilitätsproblems werden die Ursachen, Zusammenhänge und Gegebenheiten geprüft. Daraus ergibt sich in der Regel eine Vielfalt an Maßnahmen, die grundsätzlich als Lösungsmöglichkeiten in Frage kommen. In genauer Einzelbetrachtung des jeweiligen Falles ermitteln die ÜNB nun diejenige Maßnahme, die sowohl unter technischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten die beste ist. Diese Maßnahme wird detailliert ausgearbeitet und in den Netzentwicklungsplan aufgenommen.

Der NEP dokumentiert für das Leitszenario B 2023 ein konkretes Maßnahmenset für die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung

oder den Ausbau der entsprechenden Stromtrassen. → siehe Kapitel 6 im NEP

C) BEWERTUNG DER SYSTEMSTABILITÄT

Der Netzdimensionierung liegen unterschiedliche Belastungszustände unter Berücksichtigung auslegungsrelevanter Ausfallsituationen von Netzelementen zugrunde.

Elektrische Verbundsysteme stellen ein komplexes dynamisches System mit vielfältigen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungseinheiten, Netz und Verbrauchern dar. Für auslegungsrelevante Störfallszenarien werden daher die Spannungsstabilität sowie die transiente Stabilität unter Einwirkung von Netzfehlern bewertet. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem untersucht.

NEP UND O-NEP – KONSULTATION UND ÜBERARBEITUNG DER ERSTEN ENTWÜRFE: 2. ENTWURF

Nach Abschluss der Berechnungen und der daraus abgeleiteten Maßnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des NEP und des O-NEP öffentlich zur Konsultation gestellt und der Bundesnetzagentur zum 03.03.2013 zur Prüfung übergeben. Vertreter aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft, Verbänden sowie die Öffentlichkeit haben nun bis zum 14.04.2013 Gelegenheit, zu beiden Dokumenten Stellung zu beziehen.

Die ersten Entwürfe von NEP und O-NEP werden auf Basis der eingehenden Stellungnahmen überarbeitet und in einer zweiten Fassung erneut an die BNetzA zur Prüfung übergeben und veröffentlicht. 2012 gingen in dieser ersten Konsultation über 2.000 Stellungnahmen ein und wurden in kurzer Zeit von den ÜNB bearbeitet. Im zweiten Entwurf wird dokumentiert, wie die Stellungnahmen in die Überarbeitung eingeflossen sind.

NETZAUSBAU IM DIALOG

Die Modernisierung der Übertragungsnetze wie auch alle anderen Pfeiler der Energiewende können nur dann erfolgreich sein, wenn sie von der Gesellschaft mitgestaltet und mitgetragen werden. Die Beteiligung der breiten Öffentlichkeit am Dialog zum Netzausbau soll zur Weiterentwicklung und Optimierung des NEP und O-NEP und zu einem besseren Verständnis und damit zu größtmöglicher Akzeptanz des Netzausbaus beitragen. Während der Konsultationsphase bieten die Übertragungsnetzbetreiber bei zahlreichen Informations- und Dialogveranstaltungen in ganz Deutschland die Möglichkeit zum direkten Austausch mit den Experten aus der Netzplanung. Alle Termine finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de.

ÜBERPRÜFUNG DES ZWEITEN NEP- UND O-NEP-ENTWURFS

Die BNetzA überprüft die zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP. Bei Bedarf konsultiert sie die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und kann von den ÜNB Änderungen verlangen. Zeitgleich erstellt die BNetzA eine strategische Umweltprüfung für die dokumentierten Übertragungsbedarfe.

KONSULTATION DER FINALEN NEP UND O-NEP-ENTWÜRFE

Nach Abschluss der Prüfung werden die Dokumente Netzentwicklungsplan und Umweltbericht sowie Offshore-Netzentwicklungsplan erneut, diesmal durch die BNetzA, zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit erhält auch hier die Möglichkeit, innerhalb eines Zeitraums von acht Wochen Stellung zu beziehen. Unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt die BNetzA die Netzentwicklungspläne 2013 onshore wie offshore.

Weitere Informationen zur abschließenden Konsultation und weiteren Aufgaben der BNetzA rund um den NEP und O-NEP finden Sie auf den Internetseiten der Behörde unter www.netzausbau.de.

EXKURS: OPTIONEN ZUR REDUZIERUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS

Zentraler Punkt bei der Entwicklung der Stromnetze der Zukunft ist die Frage nach einer angemessenen Dimensionierung des Netzausbaus. Aufgabe des NEP ist es zunächst, auf Grundlage der im genehmigten Szenariorahmen beschriebenen Eingangsgrößen und gesetzlichen Rahmenbedingungen – wie der Verpflichtung zu Abnahme und Transport von 100 % erneuerbar erzeugten Stroms oder der Zugrundelegung der maximalen Übertragungsbedarfe – die Berechnungen zum Netzausbau durchzuführen.

Ansatzpunkte zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs sind daher nicht Teil des gesetzlichen Auftrags für die Erstellung des Netzentwicklungsplans. Der NEP bietet aber in vielerlei Hinsicht eine Grundlage für die Diskussion der energiewirtschaftlichen Landschaft. Die Übertragungsnetzbetreiber sind offen für neue technologische, energiewirtschaftliche und politische Entwicklungen und haben daher im NEP Hinweise auf grundsätzliche Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs ergänzt. Darunter sind Themen wie das Abschneiden regenerativer Erzeugungsspitzen, die Reduzierung bzw. der Stopp des europäischen Stromhandels, Redispatch, die Reduzierung des Stromverbrauchs oder auch die verbrauchsnahe Erzeugung. → siehe Kapitel 2.2 im NEP

WIE FUNKTIONIERT DIE TEILNAHME AN DER KONSULTATION?

Bis zum 14.04.2013 können Sie Ihre Stellungnahme abgeben:

- online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de,
- per E-Mail an Konsultation@netzentwicklungsplan.de oder
- per Post an die Anschrift Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin.

Bitte geben Sie an, ob sich Ihre Stellungnahme auf den NEP oder auf den O-NEP bezieht. Falls Sie eine Veröffentlichung Ihrer Stellungnahme auf www.netzentwicklungsplan.de wünschen, teilen Sie uns Ihr Einverständnis dafür bitte ausdrücklich mit. Die Stellungnahmen werden nicht individuell beantwortet, sondern fließen in die zweiten Entwürfe des Netzentwicklungspläne ein.

Kapitel 1.3 im NEP und O-NEP erklärt die verschiedenen Konsultationsphasen und beschreibt den Weg über den Bundesbedarfsplan und die Strategische Umweltprüfung bis hin zur konkreten Trassenführung.



ERGEBNISSE DES NEP 2013: ENTWURF FÜR EINE ZUKUNFTS- WEISENDE ENERGIEINFRA- STRUKTUR



03

Im NEP 2013 liegt der Schwerpunkt auf der Weiterentwicklung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen für das zentrale Leitszenario B 2023. Wichtige Treiber für den Netzausbau sind die wachsende Bedeutung der Windenergie offshore und onshore im küstennahen Bereich sowie der erhöhte Energieaustausch mit dem Ausland.

Im Vergleich zum ersten NEP 2012 wurden daher für den NEP 2013 zusätzliche Maßnahmen ermittelt.

SZENARIORAHMEN 2013 - FUNDAMENT FÜR NEP UND O-NEP

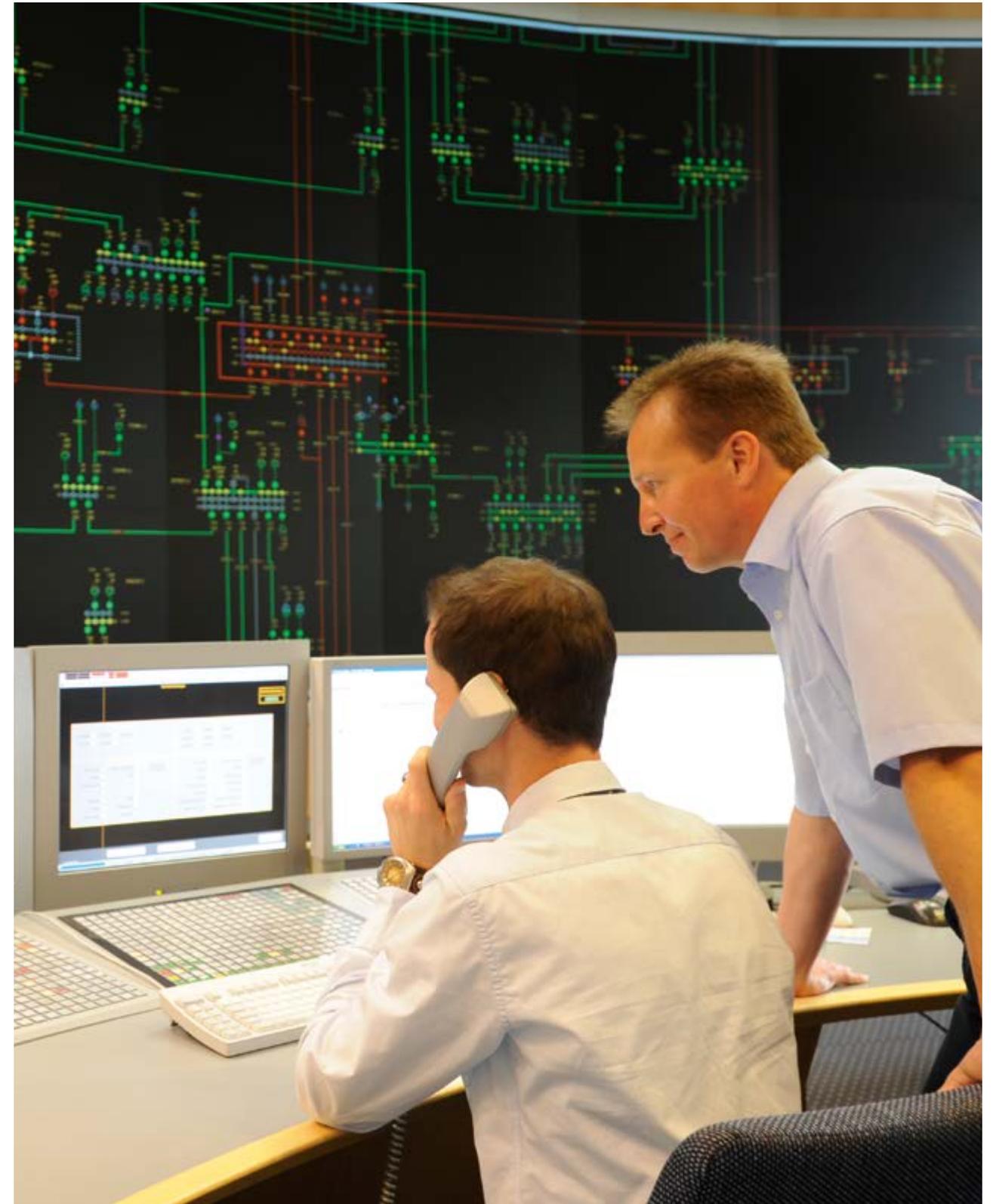
Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen gegenüber dem Vorjahr nicht grundlegend verändert haben, weisen die Szenariorahmen 2012 und 2013 viele Gemeinsamkeiten hinsichtlich der grundsätzlichen Struktur und der Verfahren zur Ermittlung der installierten Erzeugerleistungen auf.

Es gab jedoch einige Verbesserungen: So konnte der zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark breiter erfasst, Kraftwerksstillegungen berücksichtigt und eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung ergänzt werden. Darüber hinaus konnte die Betriebsdauer von Gaskraftwerken spezifiziert und zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW berücksichtigt werden. Für die regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien wurden deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben. Für den Entwurf des Szenariorahmens des NEP 2013 wurde die Regionalisierung

der installierten Leistung der erneuerbaren Energien erstmalig auf Bundesländerebene mit zur Konsultation gestellt. Die Verfahrensverbesserung bezüglich der Regionalisierung ist ein richtiger Schritt in Richtung belastbarer regionaler Angaben. Darüber hinausgehende Schritte zu einer weiter verbesserten, robusten Regionalisierung werden gemeinsam mit den Verteilungsnetzbetreibern und den Bundesländern folgen.

Als Ergebnis der Regionalisierung der konventionellen wie erneuerbaren Erzeuger lässt sich festhalten: Photovoltaik-Anlagen liegen eher in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Die Konzentration der Windenergieanlagen ist in den küstennahen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie Brandenburg besonders hoch. Bei den konventionellen Kraftwerken liegen die Schwerpunkte der Steinkohlekraftwerke in Baden-Württemberg, in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen. Bei den Braunkohlekraftwerken ist dies durch den jeweiligen Tagebau auf die Bundesländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt begrenzt. Die Gaskraftwerke verteilen sich über viele Bundesländer, sind aber auch konzentriert in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu finden.

Informationen, wie sich installierte Leistung und Verbrauch pro Bundesland gestalten, bietet Kapitel 3.2.4 des NEP. Kapitel 3.3 des O-NEP schlüsselt die Werte für Ost- und Nordsee auf.



MARKTSIMULATION - STROMMARKT DER ZUKUNFT

Die Methodik der Marktsimulation konnte gegenüber dem NEP 2012 weiter verbessert werden. Wesentliche Faktoren, die optimiert wurden, sind die Regionalisierung des Nettostrombedarfs, die verwendete Kraftwerkliste, die Revisionszeiten der Kohlekraftwerke, die KWK-Mengen und die Abbildung von Laufwasser. → siehe Kapitel 4.1 im NEP

LÄNDERBILANZEN UND ENERGIEAUSTAUSCH

Die Marktsimulation liefert je Szenario einen wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage für den gesamten europäischen Betrachtungsbereich. Für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung sein.

Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur und exportiert etwa gleich große Energiemengen. Die Marktsimulation für den NEP 2013 weist allerdings im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 signifikant höhere Exportmengen auf. Der Grund hierfür liegt u. a. an der im Szenariorahmen des NEP 2013 zugrunde gelegten höheren installierten Leistung regenerativer Energiequellen. Neben den Im- und Exporten an den verschiedenen Grenzen stellen Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland. In Deutschland kommen Transite im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden vor. Dies unterstreicht die Rolle des deutschen Übertragungsnetzes für den europäischen Energiebinnenmarkt. → siehe Kapitel 4.2.1 im NEP

BUNDESLÄNDERBILANZEN

Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen über alle Szenarien einen deutlichen Erzeugungüberschuss der Bundesländer in der nördlichen Hälfte Deutschlands, während die Bundesländer im Süden einen Verbrauchsüberschuss aufweisen. In Baden-Württemberg, Bayern und Hessen beträgt der Anteil der nicht im Land erzeugten Energiemenge im Leitszenario B 2023 fast 30 % des Jahresverbrauchs. Bundesländer mit besonders hohen Überschussenergiemengen im Leitszenario sind Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Schleswig-Holstein.

Insgesamt hat sich das Gefälle der Erzeugungssalden zwischen der nördlichen und der südlichen Hälfte Deutschlands aufgrund der neuen Annahmen zu den installierten Leistungen der konven-

tionellen und regenerativen Energieträger im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 nochmals verschärft.

Die Energiemengen aus regenerativer Erzeugung nehmen im Vergleich zum Vorjahr in allen Szenarien mit Ausnahme des Szenarios B 2033 zu, da in diesem Szenario eine geringere installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen als im Netzentwicklungsplan 2012 angesetzt wurde. Trotz steigender Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Anlagen fällt der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Energieerzeugung jedoch im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringer aus. Die höheren Exporte lassen die Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu den regenerativen Energiequellen stärker ansteigen. Kohle liefert in allen Szenarien weiterhin den größten Anteil der Stromproduktion. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 erhöht sich die Energieeinspeisung aus Kohle in allen Szenarien nochmals deutlich, was auf den Anstieg des Anteils der Steinkohle zurückzuführen ist. → siehe Kapitel 4.2.2 im NEP

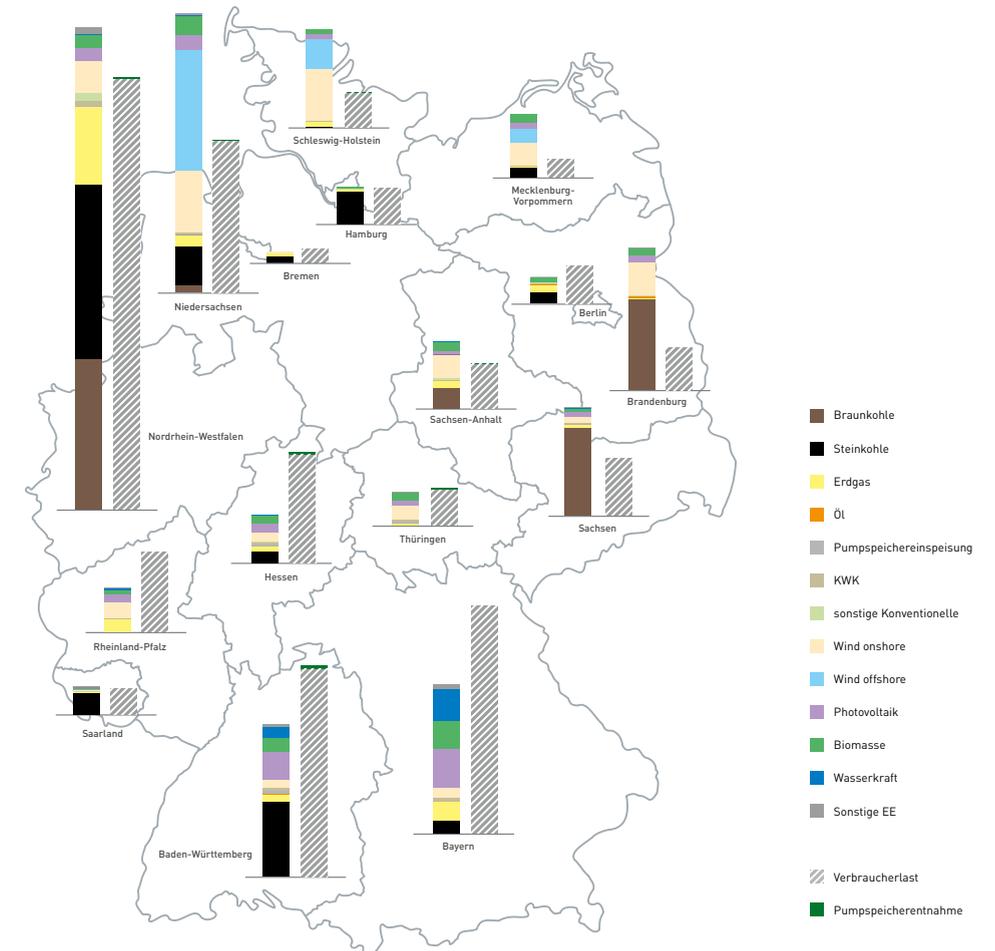
KLIMAPOLITISCHE ZIELE DER BUNDESREGIERUNG

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung entsprechen im Wesentlichen den Szenarien für das Eckpunktepapier der Bundesregierung von 2010. Sie können im Rahmen der Marktsimulation quantifiziert werden, da hier der Kraftwerkseinsatz 2023 und daraus resultierende Emissionsmengen abgebildet werden.

Zusammengefasst decken die Szenarien verschiedene Erfüllungsgrade der deutschen Energiepolitik ab. Während Szenario C 2023 und das Leitszenario B 2023 für die entsprechenden Basisjahre sämtliche Zielgrößen erreichen (bis auf die durch den Szenariorahmen vorgegebene Nichterfüllung der Nachfragereduktion), ist es für Szenario A 2023 aufgrund der hohen Erzeugung aus Kohle nicht möglich, die Klimaziele komplett zu erfüllen. Dies gelingt in Leitszenario B 2023 trotz des vergleichsweise hohen Anteils der Erzeugung aus kohlegefeuerten Kraftwerken durch die steigende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

→ siehe Kapitel 4.2.6 im NEP

Kapitel 4.2.3 bis 4.2.5 informieren über die ermittelten Werte zu KWK-Mengen, Dumped Energy und Volllaststunden.



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	28,8	2,2	0,2	1,0	1,1	0,2	2,9	0,0	10,2	5,1	4,0	0,9	75,9	1,0
Bayern	0,0	4,7	6,8	0,1	0,1	1,2	0,3	3,3	0,0	14,5	10,2	11,5	1,9	83,3	0,1
Berlin	0,0	4,1	2,7	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	1,8	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	32,9	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	12,0	0,0	2,7	2,3	0,0	0,4	15,6	0,0
Bremen	0,0	2,4	0,8	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	11,8	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	4,0	2,2	0,0	0,7	0,7	0,2	3,3	0,0	3,5	2,6	0,4	0,2	39,5	0,8
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	8,5	5,0	2,4	3,0	0,0	0,2	6,7	0,0
Niedersachsen	2,5	15,6	3,3	0,0	0,2	0,7	0,0	22,6	44,1	5,6	6,9	0,2	0,9	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	54,9	66,1	25,0	0,0	0,3	1,6	2,9	11,4	0,0	4,9	4,6	0,6	2,3	157,3	0,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	5,6	0,0	3,1	1,3	1,0	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	8,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,7	0,2	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	31,6	0,0	1,1	0,0	0,2	0,5	0,0	2,2	0,0	1,8	1,2	0,3	0,4	20,9	0,2
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	2,4	0,0	0,1	0,5	0,5	8,5	0,0	1,2	3,5	0,1	0,1	16,3	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,3	0,2	18,7	11,0	1,9	1,6	0,0	0,1	12,6	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,4	0,0	5,1	0,0	2,0	3,0	0,1	0,2	13,0	0,7
Deutschland	129,4	148,9	54,7	1,3	3,3	8,7	5,0	105,2	60,1	55,0	47,6	18,3	8,3	567,5	3,6

Abb. 3: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2023/Quelle ÜNB

MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄR- KUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Systemsicherheit, Wirtschaftlichkeit und bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes sind neben einer Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme die wesentlichen Prämissen der Netzplanung.

Im Rahmen des NEP 2012 wurden für alle Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Im NEP 2013 liegt der Schwerpunkt auf der Weiterentwicklung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen für das zentrale Leitszenario B 2023. Für dieses Szenario werden Vorhaben für den Netzausbau maßnahmenscharf, das heißt einzeln, ausgewiesen. Für die anderen Szenarien A 2023 und C 2023 bzw. den weiterführenden Ausblick des Szenarios B 2033 werden im NEP 2013 indikative Aussagen über Abweichungen zum für das Szenario B 2023 identifizierten Ausbaubedarf getroffen. Dieses Vorgehen ist unter anderem der verkürzten Bearbeitungszeit geschuldet. Der Szenariorahmen wurde durch die BNetzA am 30. November 2012 genehmigt.

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen des Startnetzes und der für das Szenario B 2023 ermittelte Bedarf beschrieben und in Übersichtskarten veranschaulicht. In allen Karten wird zwischen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen unterschieden. Netzoptimierungsmaßnahmen sind in der Regel nicht mit wesentlichen Baumaßnahmen verbunden.

DAS STARTNETZ – GRUNDLAGE DER MODERNISIERUNG

Das sogenannte „Startnetz“ enthält neben dem heutigen Netz Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind. Die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit wurde teilweise bereits von den zuständigen Planfeststellungsbehörden bestätigt. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenbau o. ä.).

Im Einzelnen besteht das Startnetz aus folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau),
- Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerknetzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflicht von Industriekunden).

Das Startnetz enthält einen Leitungsneubau in bestehenden Trassen und in neuen Trassen von jeweils rund 800 km. Zudem sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen von etwa 300 km berücksichtigt. Änderungen des Startnetzes gegenüber dem NEP 2012 ergeben sich zum einen daraus, dass Maßnahmen, die im Laufe des Jahres 2012 realisiert worden sind, nunmehr Bestandteil des Ist-Netzes sind und demnach den Umfang des Startnetzes entsprechend reduzieren. Zum anderen ergaben sich bei einigen Maßnahmen Änderungen der Kategorie und zusätzlich kamen neue Projekte in die Kategorie Startnetz hinzu. Im Vergleich zum NEP 2012 hat sich dadurch der Leitungsneubau in neuen Trassen um rund 100 km erhöht, die Stromkreisauflagen auf bestehendem Gestänge reduzierte sich um etwa 100 km.

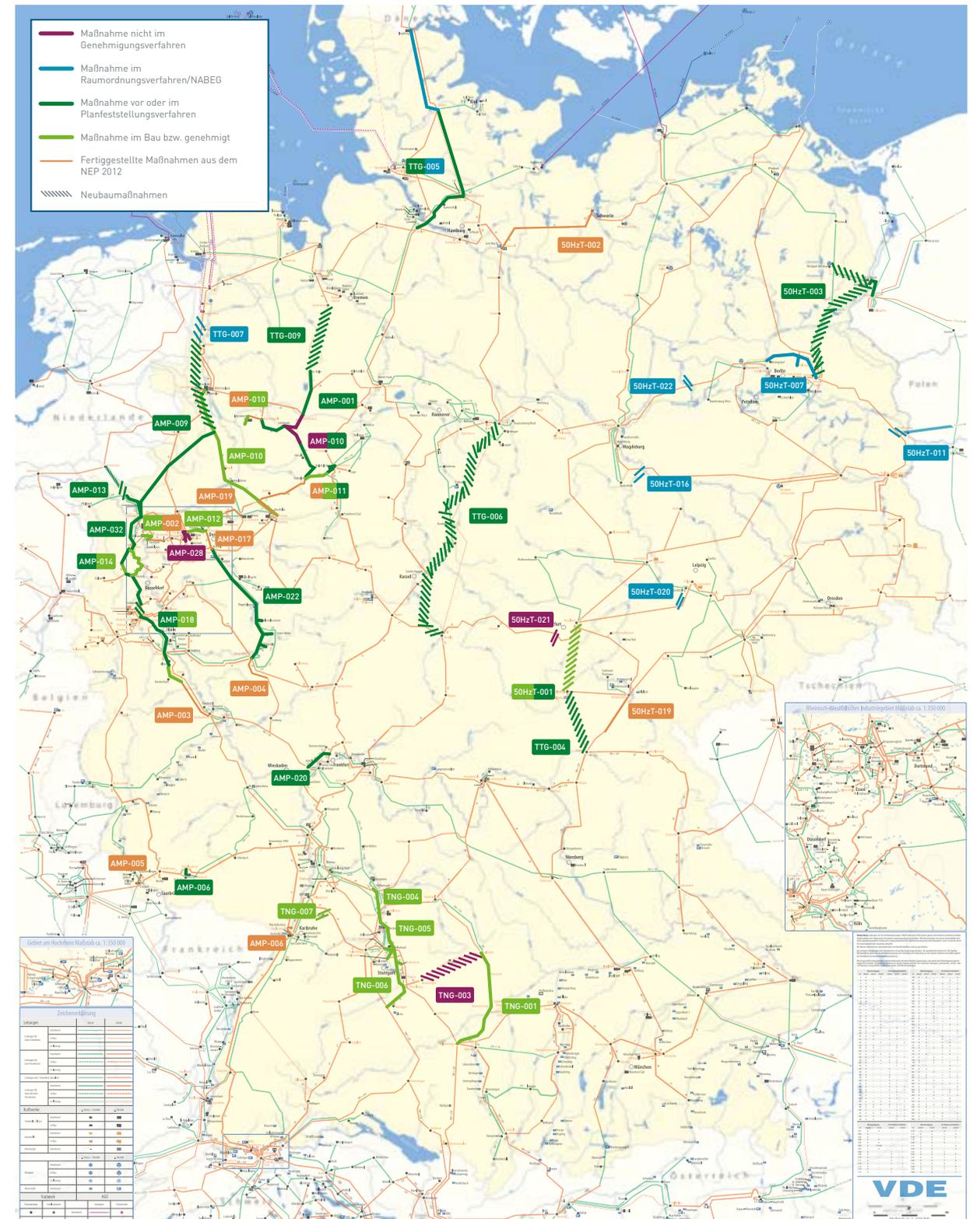


Abb. 4: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz/Quelle: VDE | FNN/ÜNB

2013 – 2023: DER NETZENTWICKLUNGS- BEDARF DER ZUKUNFT

NETZMASSNAHMEN IM LEITSZENARIO B 2023

Das deutsche Übertragungsnetz hat eine Gesamtlänge von ca. 35.000 km. Das Ergebnisnetz des Leitszenarios B 2023 enthält die Maßnahmen des Startnetzes sowie die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigten und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagenen Maßnahmen. Da mit den genannten Maßnahmen noch kein bedarfsgerechtes und sicher betreibbares Netz vorliegt, wurden für das Szenario B 2023 zusätzliche Maßnahmen ermittelt.

Wichtige Treiber hierfür sind die wachsende Bedeutung der Windenergie offshore und onshore im küstennahen Bereich sowie der erhöhte Energieaustausch mit dem Ausland im Vergleich zum NEP 2012. In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu heute wesentlich höheren Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortführen. Für die küstennahe Windenergieerzeugung onshore und offshore wird in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein für 2023 eine Leistung von rund 35 GW prognostiziert. Entsprechend muss das Übertragungsnetz signifikant ausgebaut werden, um die aus den Szenarien resultierenden Übertragungsaufgaben bewältigen zu können. Allein durch die Erhöhung der Winderzeugungslleistung und eine Begrenzung der Ringflüsse mit europäischen Nachbarn ergeben sich Verschiebungen von insgesamt rund 5 GW Leistung. Diese muss innerhalb Deutschlands zusätzlich in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Wesentlicher Bestandteil der Netzmaßnahmen in Szenario B 2023 sind vier Hochspannungsgleichstrom-Übertragungskorridore. Als Startpunkte für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich Netzregionen mit hoher Erzeugung an, als Endpunkte solche mit bereits gut ausgebauter Netzinfrastruktur. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Strom von Süden nach Norden zu transportieren.

Trotz des Einsatzes der Gleichstromtechnologie für den Stromtransport über große Strecken kann der zusätzliche Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes nicht vermieden werden. Um den Bedarf und Bau neuer Trassen zu minimieren, wird soweit möglich

ein Ausbau in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt.

Abbildung 5 zeigt im Überblick die Maßnahmen, die erforderlich sind, um den im Szenario B 2023 identifizierten Übertragungsaufgaben gerecht zu werden. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang des NEP (Kapitel 9) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Die vier HGÜ-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 2.100 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 12 GW. Der Trassenneubau in Drehstromtechnik beträgt rund 1.700 km. Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 3.400 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.000 km ist eine Umbeseilung bzw. Stromkreisauflage auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

INVESTITIONEN IN DEN NETZAUSBAU

Für das Leitszenario B 2023 liegen die geschätzten Investitionskosten für den Trassen Aus- und Neubau bei rund 21 Mrd. €. In Abbildung 8 sind die geschätzten Investitionskosten für die Netzverstärkungen und Netzausbauten dargestellt. Sie werden ebenfalls mit den Werten des Szenarios B 2022 des NEP 2012 verglichen. Die Angaben beinhalten die Investitionskosten des Startnetzes.

VORDRINGLICHE MASSNAHMEN

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen. Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten, wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

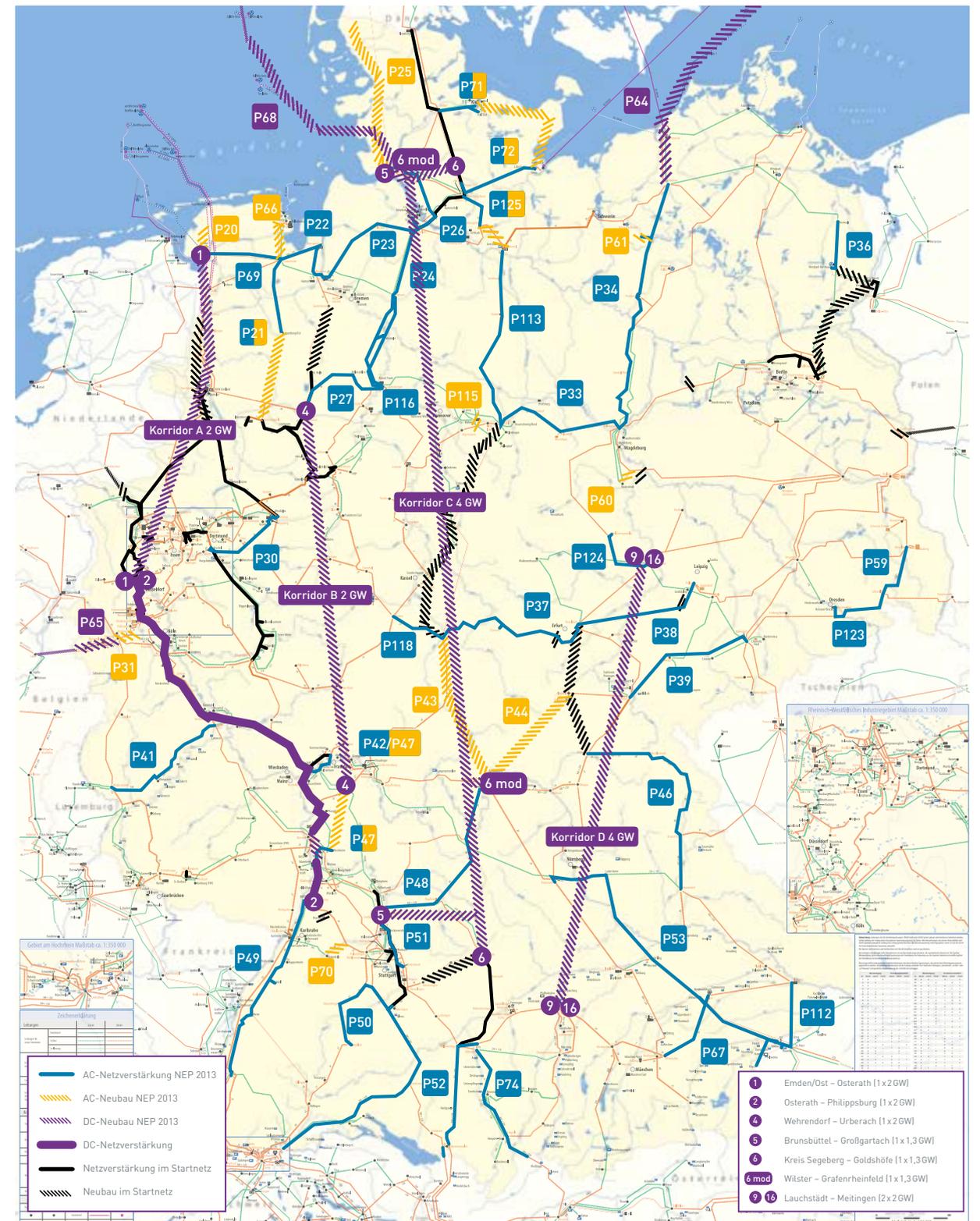


Abb. 5 Szenario B2023/Quelle: VDE | FNN/ÜNB

SZENARIO A 2023

Das Szenario A 2023 ist im Vergleich zum Szenario B 2023 im Wesentlichen durch einen leicht verringerten Anteil der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 63 GW auf 56 GW geprägt. Die prognostizierte installierte Windenergieleistung in den küstennahen Bereichen der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein beträgt 29 GW. Im Vergleich zum Szenario B 2023 ist im Szenario A 2023 der Anteil von Kraftwerksleistung auf Basis von Erdgas verringert und der von Steinkohle erhöht. In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 leicht gesunkenen Windenergieeinspeisung zu einer etwas geringeren Netzauslastung. In den Ballungszentren kann es im Einzelfall zu einer Verschiebung von Leitungsauslastungen aufgrund geänderter Kraftwerkseinsätze kommen.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind im Wesentlichen geeignet, auch die durch das Szenario A 2023 vorgegebene Übertragungsaufgabe zu bewältigen.

SZENARIO B 2033

In Szenario B wird das Basisszenario B 2023 um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben. Das Szenario B 2033 ist im Vergleich zu B 2023 im Wesentlichen geprägt durch einen deutlichen Anstieg der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 63 auf 92 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Zudem wurden in Szenario B 2033 für den europäischen Handel höhere grenzüber-

schreitende Austauschleistungen für Deutschland zugelassen, was tendenziell zu höheren Transiten führt.

Erwartungsgemäß ist die Netzauslastung im Szenario B 2033 deutlich höher als in B 2023. In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 weiter steigenden Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortführen. Zudem zeigt sich ein steigender Übertragungsbedarf aus Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenario B 2023 sind auch im zehn Jahre weiter in der Zukunft liegenden Szenario B 2033 wirksam. Sie leisten auch dann einen unverzichtbaren Beitrag zur Bewältigung der angenommenen Transportaufgabe. Dennoch müssen weitere Netzausbaumaßnahmen ergänzt werden, um den Anforderungen des Szenarios B 2033 gerecht zu werden.

SZENARIO C 2023

Das Szenario C 2023 ist im Vergleich zu Szenario B 2023 im Wesentlichen geprägt durch einen deutlich höheren Zubau der installierten Windenergieleistung on- und offshore auf insgesamt über 103 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Der konventionelle Kraftwerkspark bleibt hiervon jedoch unberührt und ändert sich gegenüber dem Leitszenario nicht.

Erwartungsgemäß sind in den küstennahen Bereichen der Nord- und Ostsee sowie in Gebieten mit hoher installierter onshore-Leistung starke Aus- und Überlastungen der vorhandenen Leitungen zu erkennen. Das geografische Ungleichgewicht zwischen erhöhter Einspeisung in Norddeutschland und Entnahme in den industriereichen Ballungszentren Deutschlands führt zu einem erhöhten Stromtransportbedarf. Dies zeigt sich z. B. an deutlich höheren Auslastungen der Leitungen des nord-westlichen Niedersachsens in Richtung Rheinland und Ruhrgebiet sowie in Mecklenburg-Vorpommern in ost-westlicher Richtung und von Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Die enthaltenen Maßnahmen aus dem Szenario B 2023 sind weiterhin wirksam und leisten einen unverzichtbaren Beitrag zur Bewältigung der angenommenen Übertragungsaufgabe. Zur Bewältigung der gestiegenen Anforderungen des Szenarios C 2023 müssen jedoch entsprechend zusätzliche Übertragungskapazitäten geschaffen werden.

ALTERNATIVSZENARIO B 2023

Im Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wurden insgesamt 13,1 GW für die installierte Offshore-Windleistung im Leitszenario B 2023 vorgeschlagen, davon 11,0 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee. Im Genehmigungsdokument der BNetzA wurde die Offshore-Leistung im Leitszenario B 2023 insgesamt um 1 GW erhöht und somit eine installierte Offshore-Windleistung von insgesamt 14,1 GW festgelegt, wovon 12,8 GW auf die Nordsee und 1,3 GW auf die Ostsee entfallen.

Entsprechend der beim zuständigen ÜNB 50Hertz vorliegenden Prognosen und Projektanträge wären jedoch die 2,1 GW Offshore-Leistung in der Ostsee weiterhin für das Szenario B 2023 realistisch. Daher wurde indikativ eine zusätzliche Marktmodellierung mit 2,1 GW Wind Offshore in der Ostsee durchgeführt, um darauf aufbauend zu prüfen, ob die Dimensionierung des 50Hertz-Übertragungsnetzes an Land ausreichend ist, um diese zusätzliche Offshore-Leistung aufzunehmen und weitertransportieren zu können.

Insgesamt sind zwar höhere Auslastungen im Netzgebiet von 50Hertz festzustellen, jedoch ist nahezu kein zusätzlicher Netzausbau identifizierbar. Eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 2,1 GW in der Ostsee kann mit einem weiteren, bereits vorhandenen Netzverknüpfungspunkt in Lüdershagen, mit einer Erweiterung des bestehenden Netzverknüpfungspunktes in Lubmin sowie mit einer zusätzlichen Leitungsverstärkung im südlichen Bereich des Netzgebietes von 50Hertz (Leitung Dresden/Süd – Freiberg/Nord – Röhrsdorf) integriert werden. Die im Genehmigungsdokument für das Leitszenario empfohlene 1,3 GW-Erzeugungsleistungsgrenze bis 2023 kann daher auch durch weitere Offshore-Windpark-Projekte im untersuchten Leistungsbereich überschritten werden, ohne eine Integrierbarkeit dieser zusätzlichen Leistung grundsätzlich in Frage zu stellen.

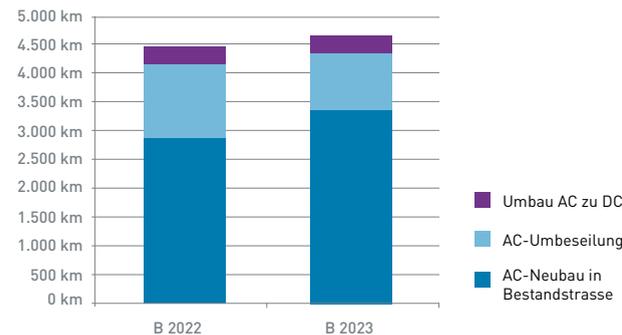


Abb. 6: Trassenverstärkungen im Bestand/Quelle: ÜNB

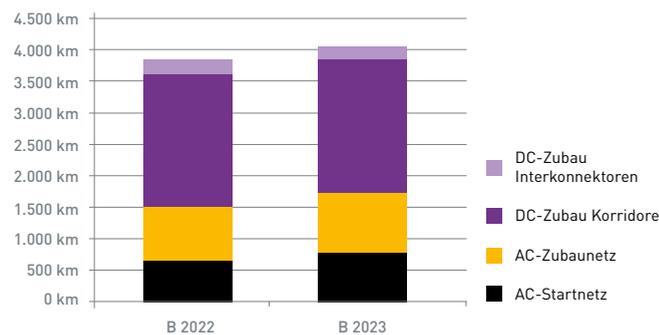


Abb. 7: Neubautrassen/Quelle: ÜNB

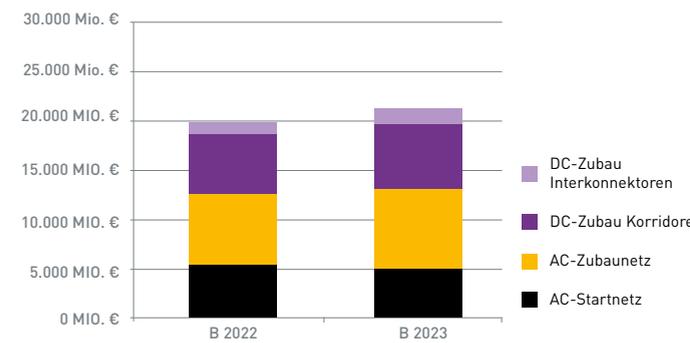


Abb. 8: Investitionskostenschätzung/Quelle: ÜNB

Kapitel 2.4 und 2.5 erläutern, welche anderweitigen Planungsmöglichkeiten durch die ÜNB geprüft wurden, warum konkrete Trassenverläufe nicht Gegenstand des NEP sind und wie die genannten Anfangs- und Endpunkte zu bewerten sind.



A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on the ocean. The sky is a clear, pale blue. The text is overlaid on the left side of the image.

DER O-NEP 2013: RÜCKENWIND FÜR DEN NETZAUSBAU

04

2013 wird erstmalig der Offshore-Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan Strom ist der Offshore-Netzentwicklungsplan eine wesentliche Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen.

DER O-NEP 2013: RÜCKENWIND FÜR DEN NETZAUSBAU

Bereits heute ist der Wind die zentrale regenerative Energiequelle im Energiemix in Deutschland. Diese Entwicklung wird sich voraussichtlich fortsetzen. Ein erheblicher Teil der Windenergie wird zukünftig durch Windparks „offshore“ („jenseits der Küste“), also auf hoher See produziert. Der massive Ausbau der Offshore-Windenergie erfordert entsprechend eine kohärente Ausbauplanung des Offshorenetzes durch die ÜNB. Daher soll zukünftig jedes Jahr für den Offshore-Bereich eine zwischen allen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte, zehnjährige Netzausbauplanung vorgelegt werden. Der O-NEP 2013 ergänzt die bundesweit abgestimmte Onshore-Netzausbauplanung des NEP 2013.

Für die Nordsee ist TenneT, für die Ostsee 50Hertz der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber. Sie sind gesetzlich verpflichtet, den Anschluss vom Netzanschlusspunkt auf der Umspannplattform des Offshore-Windparks (OWP) bis zum Netzverknüpfungspunkt im Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben. In ihrer Verantwortung liegt es, die im O-NEP enthaltenen Ausbaumaßnahmen entsprechend dem vorgesehenen Zeitplan umzusetzen.

SYSTEMWECHSEL FÜR EINEN KOORDINIERTEN NETZAUSBAU

Gesetzliche Grundlage des O-NEP ist die am 28.12.2012 in Kraft getretene Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes („Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“, EnWG), konkret die neuen § 17b-d EnWG. Die Novelle enthält Regelungen zur Netzanbindung von Offshore-Windparks und führt den O-NEP als neues Instrument zur Umsetzung der Ziele der Energiewende ein.

Mit der Novelle wurde ein notwendiger Systemwechsel eingeleitet. Bisher musste der Netzanschluss eines Offshore-Windparks durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des Windparks hergestellt sein. Zugleich musste jedoch sichergestellt werden, dass zur Erreichung dieses Ziel-Termins nicht voreilig und verfrüht Investitionen ausgelöst werden, da sonst im Fall der ausbleibenden OWP-Realisierung Netzanbindungssysteme (stan-

dardisiertes technisches System zum modularen Ausbau des Offshorenetzes) gar nicht erforderlich gewesen wären.

Mit der Neuregelung im EnWG hat der Gesetzgeber dieses System umgekehrt. In Zukunft wird sich der Ausbau der Netzanbindungssysteme nicht mehr nach individuellen Netzanbindungswünschen, sondern nach dem im O-NEP genehmigten stufenweisen Ausbau eines effizienten Offshorenetzes und den im O-NEP beschriebenen Netzanschlusskapazitäten richten.

Erstmals wird so die Aufstellung eines Plans zum geordneten Ausbau der Infrastruktur auf See ermöglicht. Der O-NEP bildet zusammen mit dem NEP, dem Bundesfachplan Offshore und den Plänen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk, das eng miteinander verwoben ist.

Durch den jährlich zu aktualisierenden O-NEP, der die Umsetzungszeit sowie Ort und Größe von Netzanbindungssystemen festlegt, soll die Errichtung von Netzanbindungssystemen und Offshore-Windparks zukünftig besser koordiniert werden. Alle Beteiligten erhalten damit im Interesse eines effizienten Ausbaus der Offshore-Windenergie mehr Planungssicherheit.

INHALT DES O-NEP

Der O-NEP weist alle Maßnahmen aus, die in den nächsten zehn Jahren für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netzanbindungssysteme erforderlich sind. Darüber hinaus wird wie im NEP auch der Ausblick für ein Zukunftsszenario für die mögliche Entwicklung in den nächsten 20 Jahren gegeben. Dies geschieht unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore und des genehmigten Szenariorahmens.

Um eine rechtzeitige Planung und Realisierung der Netzanbindungssysteme sowie eine Synchronisierung mit der Errichtung der Offshore-Windparks zu ermöglichen, muss bereits frühzeitig eine zeitliche Ausbauplanung des Offshorenetzes vorgenommen werden. Daher werden im O-NEP 2013 erstmalig Kriterien für die zeitliche Staffelung der Umsetzung der erforderlichen Netzanbindungssysteme entwickelt und angewendet. → siehe S 38f. der vorliegenden Broschüre

Der O-NEP dokumentiert, wo Netzanbindungssysteme voraussichtlich verlaufen, wie sie mit dem Übertragungsnetz Onshore verbunden und wann, in welchen Zeiträumen, Bau und Anbin-

dung erfolgen werden. Da es sich bei den im O-NEP geplanten Offshore-Ausbaumaßnahmen derzeit ausschließlich um den Bau neuer Leitungen handelt, wird, im Gegensatz zum NEP, noch nicht das NOVA-Prinzip (Netzo-Optimierung vor -verstärkung vor -ausbau) angewendet.

Die Schnittstellen für die Verknüpfung von On- und Offshorenetz bilden auf der planerischen Ebene der Szenariorahmen und auf der technischen Ebene die Netzanschlusspunkte sowie die Netzverknüpfungspunkte.

Da sich die energiewirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen kontinuierlich verändern, sieht der Gesetzgeber die jährliche Erstellung eines O-NEP vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. Die Übertragungsnetzbetreiber werden bei der jährlichen Überarbeitung des O-NEP in besonderem Maße auch die tatsächliche Entwicklung der Offshore-Windenergie und den entsprechenden Bedarf für Netzanschlusskapazitäten berücksichtigen, indem sie insbesondere auch die bereits fertiggestellten bzw. in Auftrag gegebenen Netzanbindungen und deren tatsächliche Nutzung durch Offshore-Windparks überprüfen. Wenn sich dabei herausstellt, dass die Nutzung der bereits tatsächlich vorhandenen oder in Auftrag gegebenen Netzanschlusskapazität nicht hinreichend sichergestellt ist, werden die Übertragungsnetzbetreiber die Beauftragung aller weiteren Netzanbindungen zeitlich anpassen. Damit wird gewährleistet, dass der Offshore-Netzausbau nicht an der tatsächlichen Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorbei realisiert wird. Stranded Investments, also Investitionen in vollständig oder teilweise ungenutzte Netzanbindungen, sollen somit im volkswirtschaftlichen Interesse vermieden werden. Der O-NEP 2013 legt damit nicht die Entwicklung der notwendigen Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks für die nächsten zehn bzw. 20 Jahre endgültig fest, sondern bildet vielmehr die Grundlage für weitere Planungen.

ABGESTIMMTER PROZESS: O-NEP UND NEP

Der O-NEP muss mit dem Entwurf des NEP im Einklang stehen und setzt ebenso auf dem genehmigten Szenariorahmen auf. Wie der NEP wird der O-NEP zum 03.03.2013 im ersten Entwurf veröffentlicht und an die BNetzA übergeben. Bis zum 14.04.2013 können Stellungnahmen im Rahmen der gemeinsamen Konsultation eingebracht werden, die nach Sichtung und Prüfung in den zweiten Entwurf einfließen. Die weiteren Prozessschritte bis zum Bundesbedarfsplan durchlaufen O-NEP und NEP gemeinsam. → siehe Kapitel 2 der vorliegenden Broschüre



DER SZENARIORAHMEN: SCHNITTSTELLE ZUM NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM

Der durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2013 sieht, regional differenziert für die Nord- und für die Ostsee, in den vier Szenarien für die Offshore-Windenergie folgende Entwicklungen der installierten Leistungen vor:

	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Nordsee	9,1 GW	12,8 GW	20,1 GW	15,0 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	5,2 GW	2,8 GW
Gesamt	10,3 GW	14,1 GW	25,3 GW	17,8 GW

Im Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wurden insgesamt 13,1 GW für die installierte Offshore-Windleistung im Leitszenario B 2023 vorgeschlagen, davon 11,0 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee. Im Genehmigungsdokument der BNetzA wurde die Offshore-Leistung im Leitszenario B 2023 insgesamt um 1 GW erhöht und somit eine installierte Offshore-Windleistung von ins-

gesamt 14,1 GW festgelegt, wovon 12,8 GW auf die Nordsee und 1,3 GW auf die Ostsee entfallen.

Entsprechend der beim zuständigen ÜNB 50Hertz vorliegenden Prognosen und Projektanträge wurde ein Alternativszenario mit 2,1 GW Offshore-Leistung in der Ostsee betrachtet.

AUFSCHLÜSSELUNG NACH GEBIETEN

Der Szenariorahmen hält die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie in Summe fest und ermöglicht so die Berechnung der erforderlichen Übertragungskapazitäten. Um jedoch konkrete Maßnahmen ableiten zu können, wird die in Summe definierte Erzeugungsleistung bei der Erstellung des O-NEP wieder auf Cluster in Nord- und Ostsee zurückgeführt. → siehe Kapitel 6.2 im O-NEP

NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE

Die Netzverknüpfungspunkte mit dem Onshorenetz stellen neben dem Szenariorahmen die zweite wichtige Schnittstelle zwischen dem Netzentwicklungsplan Strom und dem O-NEP dar. Die Netzverknüpfungspunkte sind die elektrischen Knotenpunkte für die Anschaltung der Offshore-Leitungen an das Onshorenetz. Die Netzverknüpfungspunkte sind Gegenstand des NEP. Eine Änderung oder Anpassung dieser Maßnahmen im NEP beeinflusst somit unweigerlich die Ergebnisse und Zeithorizonte der Maßnahmen im O-NEP. → siehe Kapitel 4.3 im O-NEP

BorWin1 und in der Ostsee das AC-Netzanbindungssystem Baltic 1. Grundlage zur Ermittlung des konkreten Ausbaubedarfs des Offshorenetzes in den einzelnen Szenarien im O-NEP ist jedoch das Start-Offshorenetz. Dazu gehören neben den bereits realisierten Leitungen aus dem Ist-Offshorenetz Maßnahmen, die zur Anbindung von Offshore-Windparks notwendig sind, die heute eine gültige Netzanbindungszusage haben. Das Ist-Offshorenetz wird so um elf Netzanbindungssysteme in der Nordsee und eines in der Ostsee ergänzt. (Abb. 9 und 10)

Das Start-Offshorenetz enthält Netzanbindungssysteme mit einer Gesamtlänge von rund 2.215 km. Die Investitionen hierfür belaufen sich auf rund 12 Mrd. €.

DAS OFFSHORENETZ HEUTE UND IN NAHER ZUKUNFT: AUSBAUSTAND UND PLANUNG

Ausgangspunkt für den Ausbau des Offshorenetzes und den Anschluss an das Übertragungsnetz an Land ist das sogenannte Ist-Offshorenetz. Das Ist-Offshorenetz umfasst die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des O-NEP 2013 betriebsbereiten Offshorenetze in der Nord- und Ostsee. Dies sind in der Nordsee das AC-Netzanbindungssystem alpha ventus sowie das DC-Netzanbindungssystem

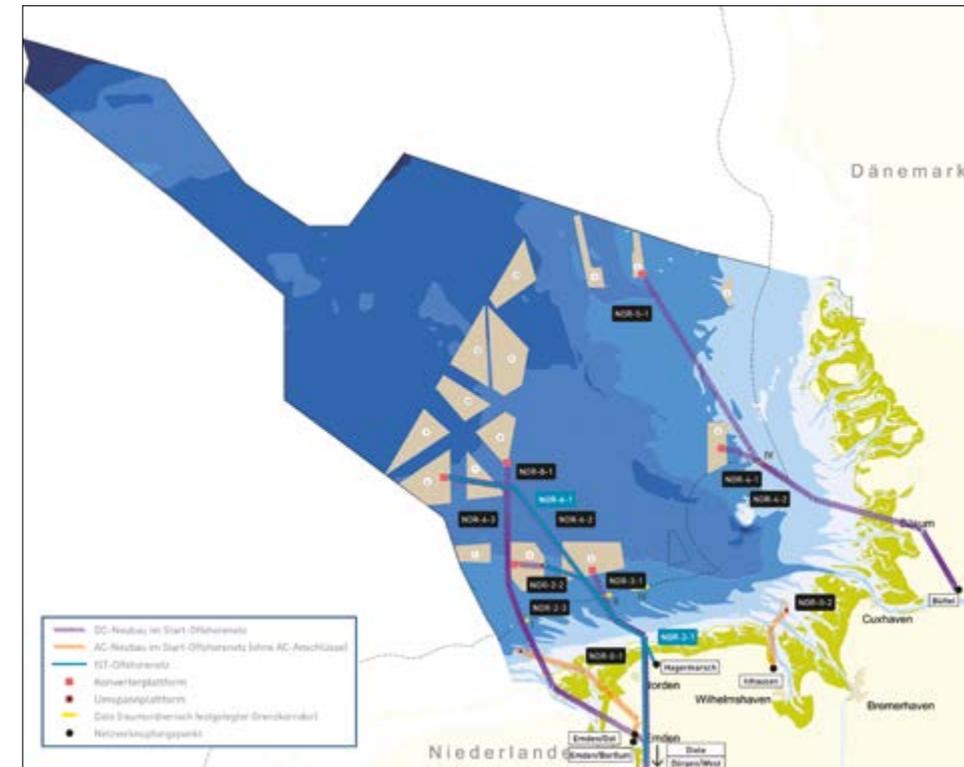


Abb. 9: Start-Offshorenetz Deutsche Nordsee/Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

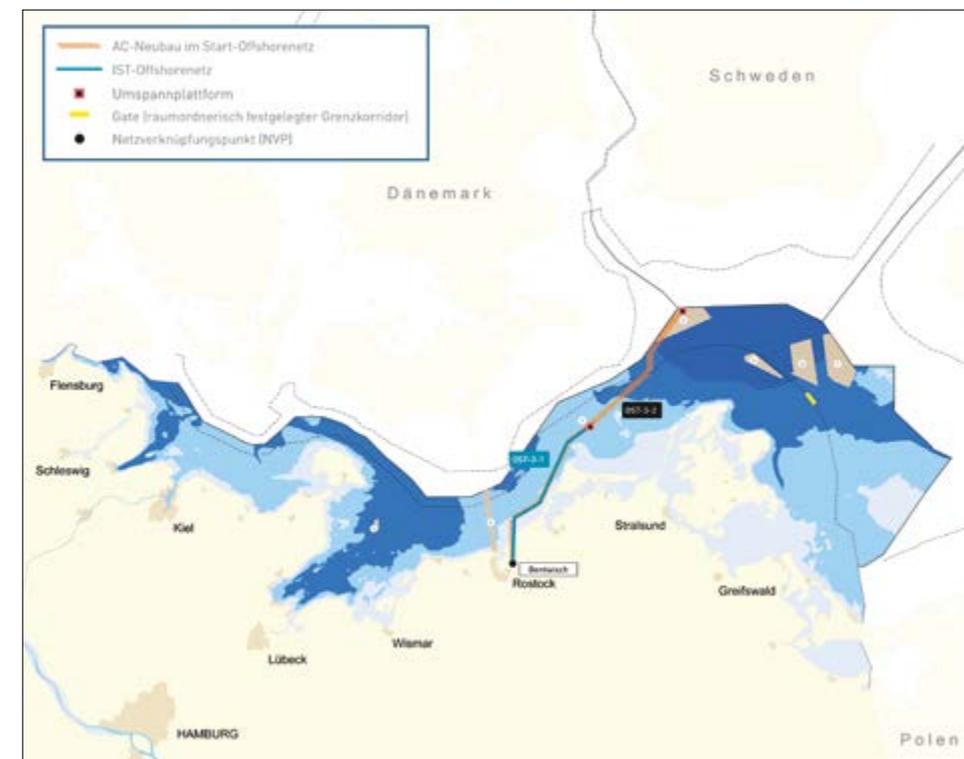


Abb. 10: Start-Offshorenetz Deutsche Ostsee/Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

UNTERSCHIEDE IM ANSCHLUSS VON NORD- UND OSTSEE-WINDPARKS AN DAS ONSHORENETZ

Nord- und Ostsee weisen erhebliche Unterschiede in Bezug auf ihre Fläche sowie in der Anzahl bestehender und geplanter Windparks auf. Aus ihnen resultieren unterschiedliche Übertragungskonzepte im Bezug auf Planung und Einsatz von Übertragungstechnologien.

So weist die Nordsee im Vergleich zur Ostsee ein deutlich größeres Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie aus. Ebenso gibt es hier eine höhere Anzahl an konkreten OWP-Projekten und zumeist auch größere Entfernungen, über die die Windenergie zu den Netz-

verknüpfungspunkten an Land transportiert werden muss. Die Netzanbindung von Nordsee-Windparks erfolgt daher in aller Regel mit DC-Technologie, da sie es erlaubt, große Energiemengen verlustarm über große Entfernungen zu transportieren.

Das Erzeugungspotenzial der Offshore-Windenergie in der Ostsee hingegen ist aufgrund der kleineren räumlichen Ausdehnung deutlich geringer als in der Nordsee. Dementsprechend ist auch die Anzahl der konkreten OWP-Projekte deutlich kleiner. Zugleich sind die Entfernungen zwischen Offshore-Windparks und dem Festland geringer als in der Nordsee. Es wird also eine geringere Leistung aus weniger Offshore-Windparks über kürzere Entfernungen übertragen. Daher wird für den Transport der Offshore-Windenergie an Land seitens des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers bis dato der Einsatz von AC-Technologie als technisch und wirtschaftlich effizientestes Übertragungskonzept vorgesehen. Insbesondere bietet die AC-Technologie durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau genau auf die Entwicklung der abzuführenden Offshore-Windenergie anzupassen.

Kapitel 6.3 im O-NEP erläutert weitere Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Standard-Maßnahmenumfangs in Nord- und Ostsee. Kapitel 5 führt die Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte im Detail aus.



ZEITLICHE STAFFELUNG DER OFFSHORE-NETZ- AUSBAUMASSNAHMEN

Um eine rechtzeitige Planung und Realisierung der Netzanbindungssysteme sowie eine Synchronisierung mit der Errichtung der Offshore-Windparks zu ermöglichen, muss bereits frühzeitig eine zeitliche Ausbauplanung des Offshorenetzes vorgenommen werden. Daher werden im O-NEP 2013 erstmalig Kriterien für die zeitliche Staffelung der Umsetzung der erforderlichen Netzanbindungssysteme entwickelt und angewendet.

SCHRITTWEISE, BEDARFGERECHT, DISKRIMINIERUNGSFREI, WIRTSCHAFTLICH

Die im Szenariorahmen definierten Erzeugungskapazitäten stellen das Ergebnis eines zehnjährigen Entwicklungspfades im Zieljahr 2023 dar. Vor diesem Hintergrund sieht das novellierte EnWG für die Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus eine zeitliche Staffelung vor. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die Kapazitäten zum Anschluss bzw. zur Abführung von Offshore-Windenergie wirtschaftlich und bedarfsgerecht errichtet werden.

Ziel ist es, den Ausbau entsprechend der Nachfrage nach Anschlusskapazität zu realisieren. Dies gilt nicht nur im Hinblick auf die Gefahr eines zu langsamen, sondern auch im Hinblick auf die Gefahr eines zu schnellen Offshore-Netzausbaus.

Zudem muss bei der zeitlichen Staffelung auch den am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten Rechnung getragen werden. Denn eine zu schnelle bzw. vollständig zeitgleiche Durchführung zahlreicher Offshore-Netzausbaumaßnahmen würde zwangsläufig zu Produktions- und Installationsengpässen und einem Anstieg der Marktpreise führen. Insofern dient die zeitliche Staffelung auch der Verstärkung der Nachfrage nach Produktions- und Installationskapazitäten am Markt und damit der wirtschaftlich effizienten Durchführung der Maßnahmen. Im O-NEP werden daher Realisierungszeitraum, Ort und Übertragungskapazität zukünftiger Netzanbindungen so festgelegt, dass ein schrittweiser, bedarfsgerechter und wirtschaftlicher Netzausbau ermöglicht wird.

DIE KRITERIEN

Mögliche Kriterien, die zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge der Netzausbaumaßnahmen zugrunde gelegt werden können, werden in §17 EnWG genannt. Die ÜNB haben darauf aufbauend einen fundierten und nachprüfaren Kriterienkatalog für eine effiziente zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen entwickelt und für alle Szenarien angewendet.

Die Kriterien sind windparkunspezifisch und diskriminierungsfrei, denn die Realisierungszeiten von Netzanbindungssystemen liegen in der Regel über denen von Offshore-Windparks. Zu dem Zeitpunkt, an dem mit der Planung und Realisierung eines Netzanbindungssystems begonnen werden muss, kann der Realisierungszeitpunkt einzelner OWP meist nicht hinreichend belastbar bestimmt werden. Dies gilt umso mehr für den Planungshorizont des O-NEP von zehn bzw. 20 Jahren.

Die windparkunspezifische Planung der Netzanbindungssysteme im O-NEP bildet die erste von zwei Planungsstufen. In der zweiten Planungsstufe wird die Übertragungskapazität jedes Netzanbindungssystems einem oder anteilig mehreren OWP zugewiesen. Dieses diskriminierungsfreie Verfahren zur Vergabe wird durch die BNetzA durchgeführt und im Rahmen des O-NEP nicht behandelt.

Detailausführungen zu den Kriterien finden sich im O-NEP im Kapitel 6.4.2 ff.

1. KÜSTENENTFERNUNG

Zwischen Küstenentfernung des anzubindenden Offshore-Windparks und den erforderlichen Investitionskosten für die Netzanbindung besteht ein direkter Zusammenhang: Je länger die See- und Landkabelverbindung zwischen OWP und Küste bzw. Netzverknüpfungspunkt ist, desto höher liegen die erforderlichen Investitionskosten zur Herstellung der Netzanbindung. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher geboten, zunächst die küstennäheren Erzeugungsgebiete für Offshore-Windenergie zu erschließen, da deren Netzanbindungen kürzer und damit kostengünstiger sind. Aus Gründen des Schutzes des Landschaftsbildes sollte aber keine zu große Nähe zur Küste entstehen.

Die Kosten für den Anschluss von zwei verschiedenen Windparks mit gleicher Distanz zum nächsten Netzverknüpfungspunkt an Land können jedoch stark variieren. Bei der Planung einer Trasse zur Netzanbindung von Offshore-Windparks sind, wie auch an Land, Festsetzungen der Raumordnung und andere Belange (z. B. Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Naturschutz) zu berücksichtigen. Sie können dazu führen, dass sich die Längen der Netzanbindungen von zwei Erzeugungsgebieten, die vergleichbar weit vom Festland entfernt liegen, tatsächlich um einige Kilometer unterscheiden können. Eine Ausweisung präziser Trassenlängen im O-NEP ist somit nicht sinnvoll und für langfristige Projekte in der Regel auch gar nicht möglich.

Daher wird zur sinnvollen Beurteilung der Netzanbindungssysteme anhand des Kriteriums der Küstenentfernung eine Aufteilung in Zonen vorgenommen: Für die Nordsee ergeben sich fünf, für die Ostsee eine Zone.

2. LAGE VON OWP IN RAUMORDNUNGSRECHTLICH AUSGEWIESENEN VORRANGFLÄCHEN FÜR DIE NUTZUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIE

Bund wie auch Küsten-Bundesländer haben Vorranggebiete ausgewiesen, die als besonders geeignet für Offshore-Windkraftenerzeugung gelten. Es ist daher naheliegend, zuerst Windparks in ausgewiesenen Flächen anzuschließen.

Für die Nordsee sind sieben Vorranggebiete ausgewiesen, für die Ostsee drei.

3. ERZEUGUNGSPOTENZIAL EINES OFFSHORE-WIND-ENERGIE-CLUSTERS

Das Ausbaupotenzial eines vom BSH in der Bundesfachplanung ausgewiesenen Windenergie-Clusters richtet sich nach der im Bundesfachplan bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen (potenziellen) Windenergie-Leistung für jedes einzelne Cluster, abzüglich der Windenergieleistungen der Maßnahmen, die im Start-Offshorenetz abgebildet sind.

4. GEPLANTE INBETRIEBNAHME DER NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE

Der geplante Inbetriebnahmezeitpunkt der Netzverknüpfungspunkte ergibt sich direkt aus dem NEP. Die nach Kriterium 1 bis 3 ermittelte Reihenfolge der Maßnahmen wird anhand der im NEP ausgewiesenen Inbetriebnahmezeitpunkte geprüft. Nur wenn ein Netzverknüpfungspunkt nach NEP nicht rechtzeitig zur Verfügung stünde, ergäbe sich damit eine Rückwirkung auf die Maßnahmenreihenfolge, die entsprechend zu berücksichtigen ist.

5. REALISIERUNGSFortsCHRITT DER ANZUBINDENDEN OFFSHORE-WINDPARKS

Die Bauzeiten für Offshore-Übertragungsnetze liegen in der Regel deutlich über denen von Offshore-Windparks. Dies war auch ein wesentlicher Auslöser für den vom Gesetzgeber beschlossenen Systemwechsel. Der neue Rechtsrahmen des EnWG soll die frühzeitige Investition in Netzanbindungen ermöglichen, auch wenn die OWP zu diesem Zeitpunkt noch keine Lieferverträge für ihre Hauptkomponenten oder ähnliche Nachweise vorlegen können. Bei einer Zehnjahresplanung, wie der O-NEP sie vorsieht, ist der Realisierungsfortschritt einzelner OWP in den meisten Fällen kaum belastbar zu beurteilen.

Daher dient dieses Kriterium, ähnlich wie Kriterium 4, in erster Linie der Prüfung der nach Kriterium 1 bis 3 ermittelten Reihenfolge. Zeigt sich bei der Aufstellung des O-NEP, dass die Realisierung oder auch die Nichtrealisierung eines einzelnen OWP hinreichend wahrscheinlich ist, ist dies bei der Festlegung der Maßnahmenreihenfolge entsprechend zu berücksichtigen.

Entsprechend des skizzierten Kriterienkatalogs sollen der Bau und der Anschluss von Offshore-Übertragungsleitungen in Zukunft priorisiert werden. Die Kriterien schaffen eine für die Öffentlichkeit sowie alle am Prozess beteiligten Akteure transparente und nachvollziehbare Grundlage für den Ausbau der Offshore-Übertragungsnetze in den nächsten zehn Jahren. Sie schaffen damit die Voraussetzung, um die Potenziale der bedeutendsten Energiequelle in Deutschland, der Windenergie, optimal zur Entfaltung kommen zu lassen.

Der neue Rechtsrahmen des EnWG sieht hinsichtlich des Offshore-Netzausbaus und des Anschlusses von Offshore-Windparks ein zweistufiges Verfahren vor. Kapitel 6.5 des O-NEP erläutert diesen Hintergrund sowie die Zusammensetzung der DC-Netzanbindungssysteme (Nordsee) bzw. AC-Netzanbindungssysteme (Ostsee) aus HGÜ-Verbindung bzw. AC-Verbindung und AC-Anschluss.



DER OFFSHORE-NETZAUSBAU IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN SZENARIEN

Der Umfang des bedarfsgerechten Ausbaus von Netzanbindungssystemen ist durch den Szenariorahmen bereits weitgehend vorgegeben. Unter Berücksichtigung vorgegebener technischer Standards, der geografischen Verhältnisse sowie der im NEP festgelegten verfügbaren Netzverknüpfungspunkte werden für jedes Szenario die erforderlichen Maßnahmen ermittelt und gemäß der entwickelten Kriterien zeitlich gestaffelt.

Die Offshore-Netzausbaumaßnahmen in den unterschiedlichen Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich ihres Umfangs und ihrer zeitlichen Durchführung, nicht aber in ihrer Art.

Eine detaillierte Darstellung der Projekte und Maßnahmen für alle Szenarien findet sich im O-NEP in Kapitel 6.5. Alle Projekte sind mit einer Kennnummer versehen. In Kapitel 9 des O-NEP ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES IN SZENARIO A 2023

Das Szenario A 2023 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt geringsten Netzausbaubedarf aus. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 1.160 km, wobei 730 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 400 km HGÜ-Verbindungen und 330 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 430 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 370 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamtübertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 2,8 GW. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Offshore-Startnetzes belaufen sich auf rund 16 Mrd. €.

MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES IN DEN SZENARIEN B 2023 (LEITSZENARIO)

Im Vergleich zum Szenario A geht das Leitszenario B 2023 von einem höheren Anteil erneuerbarer Energien aus und damit auch von einem vergleichsweise größeren Zuwachs der Offshore-Windenergie. Mit der Erzeugungskapazität wächst der Bedarf für den Transportbedarf von Energie und damit auch für den Ausbau der Offshorenetze.

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 2.150 km, wobei 1.720 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.125 km HGÜ-Verbindung und 595 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 430 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 370 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamtübertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 6,4 GW. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Offshore-Startnetzes belaufen sich auf rund 22 Mrd. €.

In den Abbildungen 11 und 12 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2023 in der Nord- und Ostsee dargestellt. Die Tabellen 13 und 14 in Kapitel 6.5.2 des O-NEP weisen neben den Trassenlängen auch die geplanten Umsetzungs- und Inbetriebnahmejahre aus.

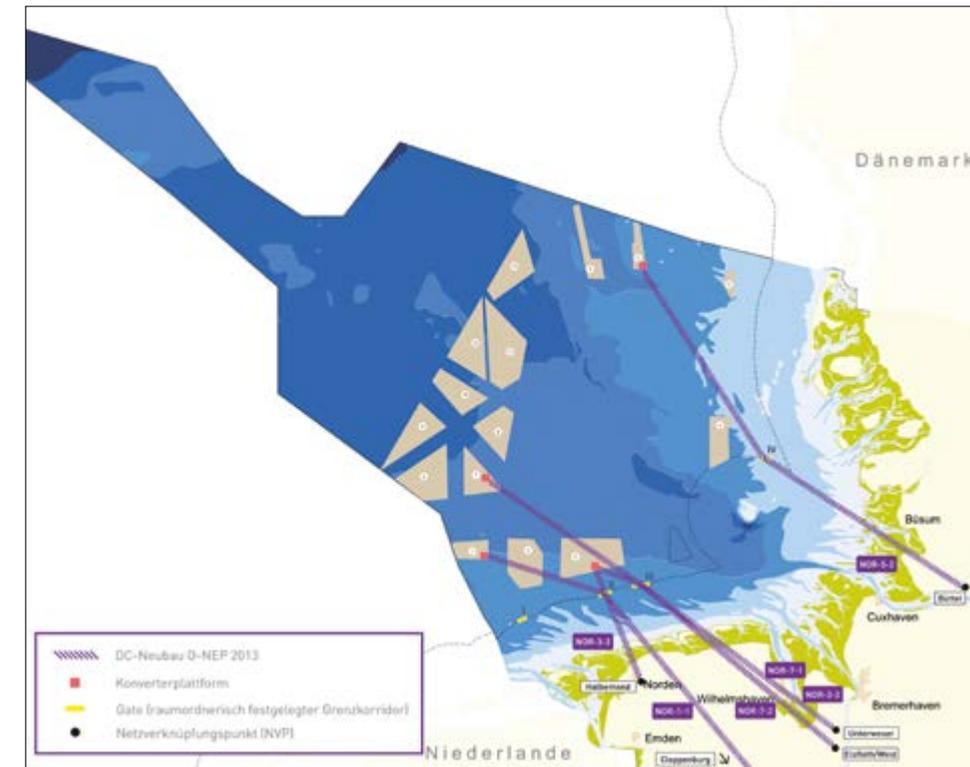


Abb. 11: Szenario B2023 Nordsee
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

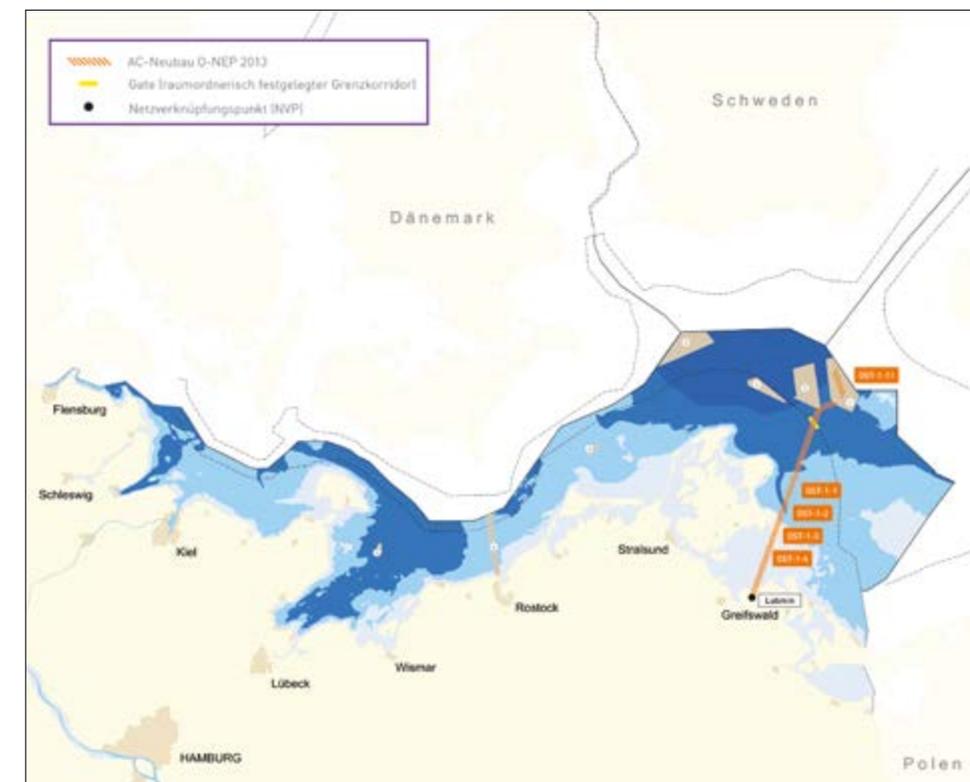


Abb. 12: Szenario B2023 Ostsee
Quelle: Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES IN SZENARIO B 2033

Das Szenario B 2033 als Ausblick des Leitszenarios B 2023 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt höchsten Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf den deutlich höheren Transportbedarf im Jahr 2033 zurückzuführen. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 6.655 km, wobei 4.535 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 3.345 km auf HGÜ-Verbindungen und 1.190 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 2.120 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 1.805 km AC-Verbindungen und 315 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 18,75 GW. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 39 Mrd. €.

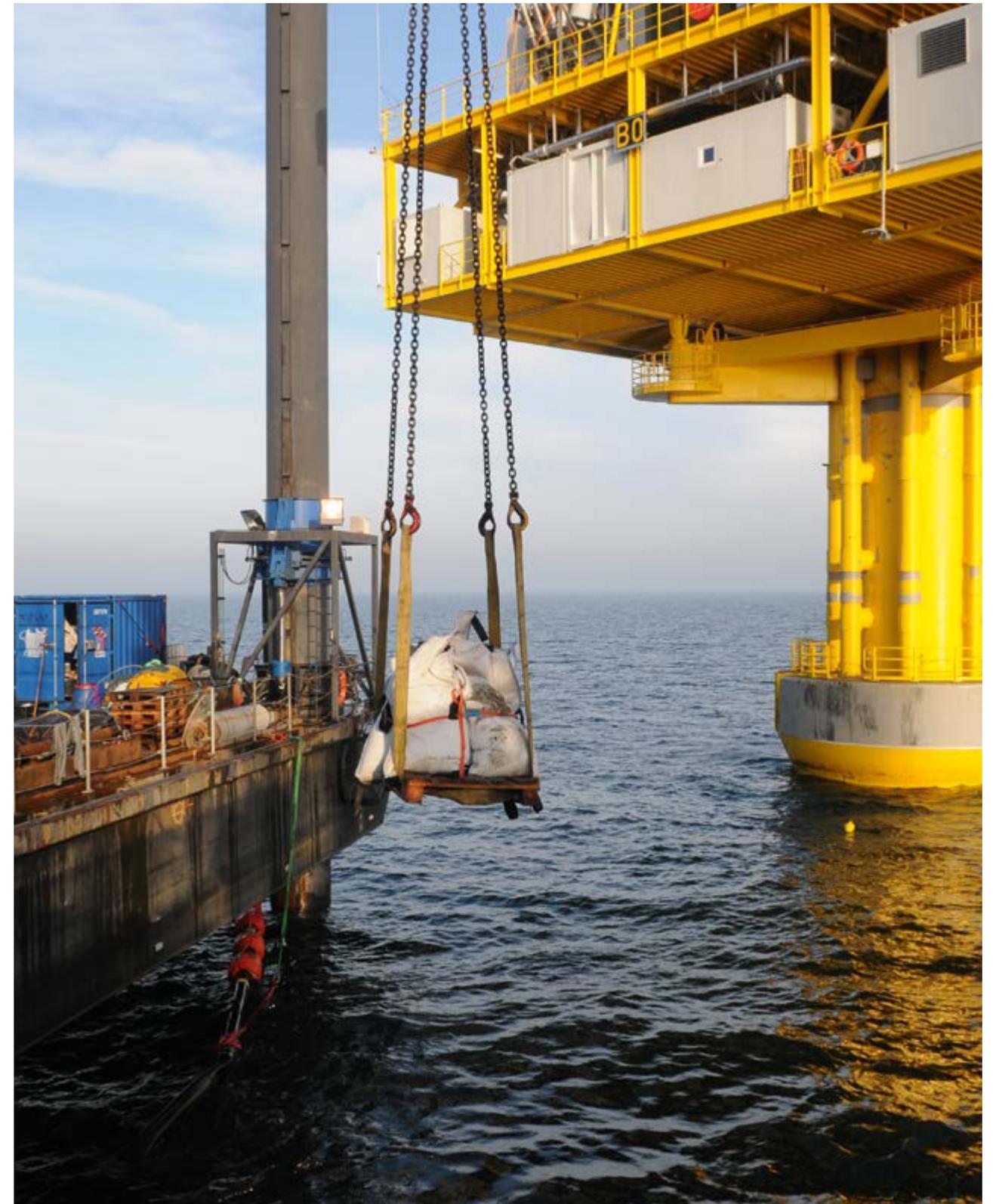
MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES IN SZENARIO C 2023

Das Szenario C 2023 weist im Vergleich zu den Szenarien A 2023 und B 2023 den höchsten Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtleistung aus. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 3.600 km, wobei 2.380 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.655 km HGÜ-Verbindungen und 725 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 1.220 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 1.055 km AC-Verbindungen und 165 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 10 GW. Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 27 Mrd. €.

MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES IM ALTERNATIVSZENARIO B 2023 OSTSEE

Entsprechend der beim zuständigen ÜNB 50Hertz vorliegenden Prognosen und Projektanträge wurde ein Alternativszenario mit 2,1 GW Offshore-Leistung in der Ostsee betrachtet. Ausgehend vom Szenario B 2023 wurde indikativ untersucht, wie sich eine um 800 MW auf 2,1 GW erhöhte Offshore-Leistung auf das Mengengerüst der zu errichtenden Netzanbindungssysteme auswirkt. Im Ergebnis sind vier zusätzliche Netzanbindungssysteme mit einer Netzanschlusskapazität von insgesamt 1.000 MW zu errichten, die sich gut in die bestehende Zeitplanung integrieren lassen. Daraus resultieren zusätzliche Investitionskosten in Höhe von ca. 1 Milliarde €. Die im Genehmigungsdokument für das Leitszenario empfohlene 1,3 GW-Erzeugungsgrenze bis 2023 kann daher auch durch weitere Offshore-Windpark-Projekte im untersuchten Leistungsbereich überschritten werden, ohne eine Integrierbarkeit dieser zusätzlichen Leistung grundsätzlich in Frage zu stellen.

Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen in den einzelnen Szenarien finden Sie in Kapitel 6.5 des O-NEP.





INVESTITIONSVOLUMEN DES OFFSHORE-NETZ- AUSBAUS

Bei allen Investitionsplanungen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten für das Zubau-Offshorenetz.

Die Analyse der jeweiligen Offshorenetz-Ausbauvolumen zeigt, dass die Ausbaustrategie, ausgehend vom Netzvolumen des Leitszenarios B 2023, die größte Schnittmenge mit den sonstigen Szenarien hat. Sie erlaubt zudem eine Anpassung in Richtung der Szenarien A 2023 und C 2023.

Für die drei Szenarien A, B, und C 2023 variiert das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2023 zwischen 16 und 27 Mrd. €. Die Investitionen in das Start-Offshorenetz (ca. 12 Mrd. €) sind hier bereits berücksichtigt.

Im Leitszenario B 2023 liegt der Trassenneubau für die Nord- und Ostsee bei rund 2.150 km, davon sind rund 1.720 km DC-Netzan-

bindungssysteme (davon 1.125 km HGÜ-Verbindung und 595 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 430 km AC-Netzanbindungssysteme (davon 370 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee. Die geplante Übertragungskapazität der DC-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz liegt bei rund 5,4 GW. In der Ostsee werden zusätzliche AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität von 1 GW errichtet. Das abgeschätzte Investitionsvolumen liegt abhängig von der preislichen Entwicklung des Lieferantenmarktes bei rund 22 Mrd. € verteilt auf zehn Jahre bis 2023.

Die Errichtung von Netzanbindungen stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten ergeben. Zu diesen Risiken gehören unter anderem schlechte oder extreme Wetter- und Bodenverhältnisse, die den Transport und Installation von Leitungen und Plattform erschweren, bauverzögernde Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen sowie Preisschwankungen bei Rohstoffen oder Kapazitätsengpässe bei Anbietern und Lieferanten, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Investitionsmaßnahmen ausprägen. → siehe Kapitel 6.6 im O-NEP

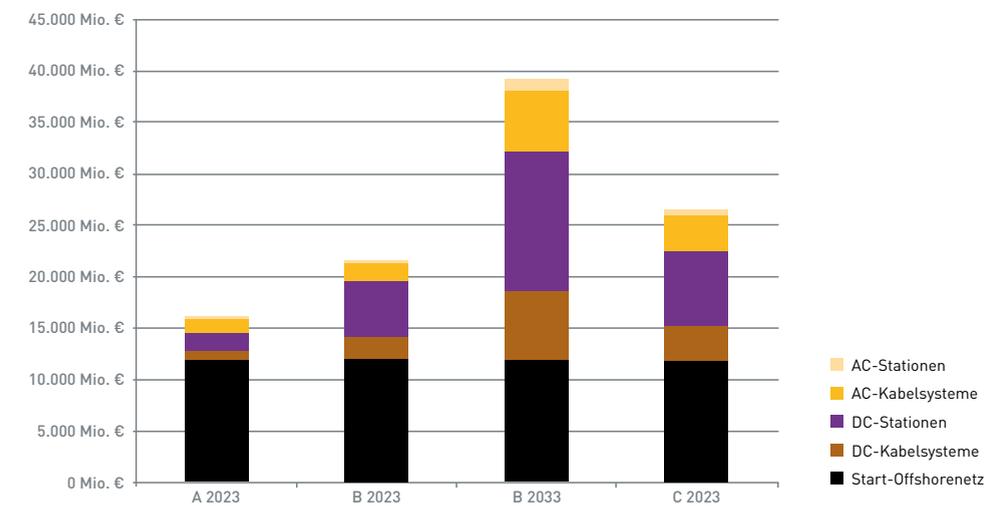


Abb. 13: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien/Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ZUSAMMEN- FASSUNG UND ZENTRALE ERGEBNISSE



05

ZUSAMMENFASSUNG UND ZENTRALE ERGEBNISSE

Mit der Vorlage der ersten Entwürfe des NEP und des O-NEP 2013 erfüllen die ÜNB ihren in der novellierten Fassung des EnWG festgeschriebenen gesetzlichen Auftrag, einen Plan zu erstellen, der „alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes“ enthält, „die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“ Die vier deutschen ÜNB leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland.

Mit der Veröffentlichung des ersten NEP 2012 und der Bestätigung durch die BNetzA wurde die Grundlage für die Entwicklung einer nachhaltigen Energieinfrastruktur in Deutschland geschaffen. Der Entwurf des NEP 2013 setzt auf dieser Grundlage auf. In ihn fließen nicht nur die umfangreichen, bei der Erstellung des ersten NEP gemachten Erfahrungen ein, vielmehr ist er auch Abbild einer außerordentlich intensiven, in offizielle und inoffizielle Prozesse eingebetteten gesellschaftlichen Diskussion über den richtigen Weg zur Energiewende und, damit eng verbunden, über den angemessenen Ausbau der Stromnetze. Die Vielzahl der Stellungnahmen im Rahmen der Konsultationen, die Vielzahl der Diskussionen in Workshops und Informationsveranstaltungen wie auch die zahlreichen bilateralen Gespräche zwischen einzelnen ÜNB und Bürgern sowie Vertretern der Wirtschaft, Wissenschaft und Politik haben den Prozess bereichert. Externe Sichtweisen und weiteres Expertenwissen konnten in den zweiten Entwurf des NEP 2012 und somit auch in den NEP 2013 integriert werden.

Durch die Genehmigung des Szenariorahmens am 30.11.2012 standen für die Erstellung des NEP 2013 drei Monate zur Verfügung. Der NEP 2012 hatte für alle vier Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Im NEP 2013 wurde im ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Weiterentwicklung der weiteren Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 gelegt. Die Analysen bestätigen die Ergebnisse des NEP 2012, Szenario B 2022, und identifizieren weitere Maßnahmen, die infolge der Zunahme des Ausbaus regenerativer Energien durch die Fortschreibung des Szenariorahmens notwendig sind.

Für weitere Szenarien des Szenariorahmens 2013 (A 2023, C 2023 und B 2033) wurden anhand repräsentativer Netzsituationen Analysen vorgenommen. Deren Ergebnis bestätigt die Aktualität der Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2012. Das im NEP 2013 vorgeschlagene Netzkonzept ist konsistent mit dem im letzten Jahr vorgeschlagenen Netzausbau.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht mit dem Startnetz ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten, wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

Erstmals wird 2013 der Entwurf zum O-NEP veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Schwierigkeiten und Herausforderungen, die mit dem Anschluss der Offshore-Windenergie verbunden sind, sind Bestandteil der energiepolitischen Debatte. Der O-NEP bietet erstmals die Möglichkeit, den Ausbau der Offshore-Windenergie mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes an Land zu synchronisieren. Im Zusammenspiel mit dem NEP ist der O-NEP damit wichtiges Instrument und Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse aus beiden Entwürfen im Leitszenario B 2023 des NEP und O-NEP vorgestellt. Details zu Zahlen und Maßnahmen finden sich im NEP und O-NEP 2013.

ERGEBNISSE DES NEP

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind auch im NEP 2013 erhalten geblieben. In allen Szenarien fällt die Kraftwerkskapazität der Kernenergie durch die geplanten Kraftwerksstilllegungen bis zum Ende des Jahres 2022 weg. Im Vergleich zum Vorjahr zeigt das Leitszenario B 2023 jedoch deutlich höhere installierte Leistungen von insgesamt 10 GW bei erneuerbaren Energien (inkl. Windenergie) für ganz Deutschland.

Eine Gegenüberstellung des NEP 2013 mit dem NEP 2012 zeigt drei wesentliche Faktoren auf, die Einfluss auf den Übertragungsbedarf und damit auf den Netzausbaubedarf haben: die Erhöhung der Erzeugungleistung Wind offshore um 1,1 GW, die Erhöhung der Erzeugungleistung Wind onshore im Norden Deutschlands um 1,8 GW und die Reduzierung von ungewollten Ringflüssen über die Nachbarländer Polen, Tschechien und Österreich um 2 GW. Durch diese Verschiebungen muss im Vergleich zu 2012 insgesamt ca. 5 GW zusätzliche Leistung innerhalb Deutschlands in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Durch die im Vergleich zum NEP 2012 geänderten Eingangsgrößen sind im Vergleich zum Vorjahr zusätzliche Maßnahmen nötig. Wie im NEP 2012 bilden auch 2013 leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen den Schwerpunkt beim Ausbau der Übertragungsnetze. Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes werden Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) für den hohen Transportbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen eine verlustarme Übertragung auf langen Strecken. Ein sonst notwendiger weitaus großflächiger Wechselstrom-Ausbau wird so vermieden.

Den Schwerpunkt bilden weiterhin leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Erforderlich sind im Leitszenario B 2023 Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 Kilometern. Die Neubauerfordernisse umfassen 1.700 Kilometer Drehstromleitungstrassen und 2.100 Kilometer Korridore für HGÜ-Leitungen. Die vier Gleichstrom-Übertragungskorridore haben eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von insgesamt 12 GW. Eine Umstellung von Wechselstrom- auf Gleichstrom-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant. Die Gesamtinvestitionen in den nächsten zehn Jahren für den Ausbau des Transportnetzes betragen ca. 21 Mrd. €.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2013 zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. Kernkraftwerksstandorten, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. In den südlichen Bundesländern (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen) müssen im Jahr 2023 ca. 30 % des Jahresverbrauchs importiert werden.

Ebenso wie sein Vorgänger beschreibt der NEP 2013 keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitun-

gen, sondern dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore sowie Konverter- und Anlagenstandorte werden erst in der Bundesfachplanung durch die BNetzA bzw. in der Raumordnung durch die Bundesländer festgelegt. Der Netzentwicklungsplan legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke und für EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

ERGEBNISSE DES O-NEP

Mit der am 28.12.2012 in Kraft getretenen Novelle des EnWG wurde ein „Systemwechsel“ eingeleitet. Der O-NEP ist der erste Plan zum geordneten Ausbau der Energieinfrastruktur auf See. Zuvor wurde die Errichtung von Netzanbindungssystemen vom Realisierungsfortschritt einzelner Offshore-Windparks ausgelöst. Die Notwendigkeit neuer Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Offshore-Windenergie ist im Verlauf des Jahres 2012 bereits in der Politik und der Offshore-Windenergiebranche diskutiert worden. Mit der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingesetzten Arbeitsgruppe „Beschleunigung Offshore-Netzanbindung“ ist es gelungen, einen branchenübergreifenden Konsens zu vereinbaren, der in den mit der Novelle des EnWG eingeleiteten „Systemwechsel“ mündete. In Zukunft wird sich der Ausbau der Offshore-Windenergie nach dem stufenweisen Ausbau eines effizienten Offshorenetzes und den entstehenden Netzanbindungskapazitäten richten. Mit dem O-NEP legen die ÜNB hierfür die Grundlage.

Im Fokus des ersten O-NEP steht daher auch die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus aufgrund von objektiven Kriterien. Dazu gehören vor allem eine Einteilung von Nord- und Ostsee in Entfernungszonen, die Berücksichtigung raumordnerisch festgelegter Vorrangflächen für Offshore-Windenergie sowie das Erzeugungspotenzial der einzelnen im Bundesfachplan Offshore bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Cluster. Der O-NEP nimmt damit eine Schlüsselrolle als Koordinationsinstrument für die effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie ein. Er ermittelt den Bedarf an Netzanbindungs-

systemen und bestimmt unter Berücksichtigung der erwarteten geographischen Verteilung der Offshore-Windparks und der an den Netzverknüpfungspunkten im Übertragungsnetz verfügbaren Netzanschlusskapazitäten die Anfangs- und Endpunkte von Netzanbindungssystemen.

Konkrete Trassenkorridore werden im Rahmen der Bundesfachplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bzw. im Küstenmeer durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit den Bundesländern festgelegt.

Die im NEP ermittelten Netzverknüpfungspunkte bilden eine zentrale Schnittstelle zwischen dem O-NEP und dem NEP. Eine Änderung der Netzverknüpfungspunkte oder der damit verbundenen Netzinfrastruktur muss folglich immer Eingang in beide Netzentwicklungspläne finden.

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2023 beläuft sich auf rund 2.150 km, wobei 1.720 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.125 km HGÜ-Verbindung und 595 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 430 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 370 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes im Szenario 2023 beträgt 6,4 GW, davon entfallen wiederum 5,4 GW auf die Nordsee und 1,0 GW auf die Ostsee. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen belaufen sich insgesamt auf rund 22 Mrd. €. Die Investitionen in das Start-Offshorenetz (rund 12 Mrd. €) sind hier bereits berücksichtigt.

ÜBERTRAGUNGSNETZE: GRUNDLAGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Der Netzausbau ist elementarer Bestandteil eines Gelingens der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn der Ausbau der Netze weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien zurückbleibt, sind die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle hohe Kosten verursachen, beispielsweise durch das Auseinanderfallen des gemeinsamen Marktgebietes in Deutschland und die Herausbildung von Zonen mit unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom (sog. Market-Splitting), zunehmende regionale Abschaltungen von regenerativen Erzeugern und Verbrauchern (Einspeisemanagement) und immer höhere Kosten für Redispatch. Zusätzlich zum Übertragungsnetz ist der Netzausbau auch für die Verteilungsnetzebene und für die Offshore-Anbindungen nötig.

Die Entwürfe des NEP und des O-NEP bilden einen iterativen Prozess ab, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Da sich die energiewirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen kontinuierlich verändern, sieht der Gesetzgeber die jährliche Erstellung eines O-NEP vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. NEP und O-NEP 2013 wie auch die zukünftigen Netzentwicklungspläne sind gleichermaßen Ergebnis und Dokumentation des aktuellen gesellschaftlichen Diskurses über die nationale Energieinfrastruktur und die Erschließung der Offshore-Windenergie.

Der nun vorliegenden Entwürfe des NEP und des O-NEP 2013 werden von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 14. April öffentlich zur Konsultation gestellt und durch zahlreiche Informations- und Dialogveranstaltungen für die Öffentlichkeit begleitet. Rückmeldungen aus den Konsultationen fließen in die zweiten Entwürfe ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen wie im Vorjahr auf eine rege Beteiligung und eine engagierte Teilnahme an der Konsultation.

IMPRESSUM

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich, Hans-Jörg Dorny,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann
Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446
Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

www.50hertz.com

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte
Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund, HRB 15940
Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Geschäftsführer:
Martin Fuchs (Vorsitz), Dr. Markus Glatfeld,
Alexander Hartman, Bernardus Voorhorst
Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

www.tennetso.de

TransnetBW GmbH

Kriegsbergstraße 32
70174 Stuttgart

Geschäftsführer:
Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum
Handelsregister:
Registergericht Stuttgart, HRB 740510
Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

www.transnetbw.de

Redaktion

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Ruth Obermann (Amprion GmbH),
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),
Angela Brötel (TransnetBW GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation

www.cbe.de

Bildnachweis

50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TenneT TSO GmbH
TransnetBW GmbH
Fotolia
Gettyimages

Druck

Buch- und Offsetdruckerei
H. Heenemann GmbH & Co. KG



ClimatePartner 
klimaneutral

02. März 2013

