



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Netzentwicklungsplan Strom 2035
Version 2021, zweiter Entwurf



Zahlen · Daten · Fakten

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin
www.50hertz.com

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 20
95448 Bayreuth
www.tennet.eu

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart
www.transnetbw.de

Redaktion

Dr. Tim Drees (50Hertz Transmission GmbH),
Dr. Henning Medert (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),
Claudia Halici (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

26. April 2021

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 stehen unter der Creative Commons Lizenz CC BY 4.0. Der Text der Lizenz ist unter creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode abrufbar.

Eine richtige Referenz lautet z. B.: Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0

Ausgenommen davon sind Grafiken, Tabellen und Texte, die eine andere oder zusätzliche Quelle aufweisen.
Die Übersichtskarten und Einzelkarten können unter der dort angegebenen Quelle und Lizenz genutzt werden.



Der Netzentwicklungsplan-Prozess

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die Sicherstellung der Systemstabilität und Systemsicherheit sowie für die Stromübertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Die Aufgabe der ÜNB ist es, Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa zu gewährleisten. Dazu müssen sie Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Das Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b EnWG) legt fest, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) vorzulegen haben. Die Aufgabe der BNetzA ist es, die Planungen der ÜNB zu prüfen und zu bestätigen.

Die deutschen ÜNB

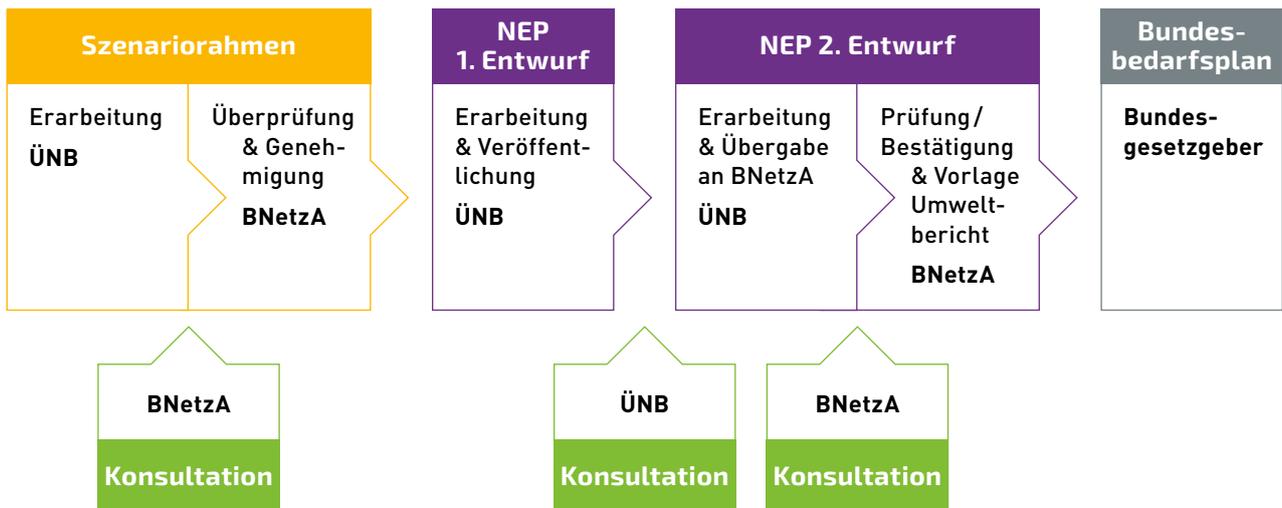
- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und anerkannten Grundsätzen der Netzplanung den Netzausbaubedarf und legen die Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme fest,

- definieren im NEP auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland, in diesem NEP-Durchgang für das Jahr 2035 und im Ausblick für das Jahr 2040,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge. Er zeigt auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Strom-Übertragungsnetzes onshore und offshore für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die vorliegende Kurzbroschüre „Zahlen · Daten · Fakten“ enthält die wesentlichen Informationen zum zweiten Entwurf des NEP 2035, Version 2021, im Folgenden NEP 2035 (2021), in kompakter Form.

Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Ergebnisse des NEP 2035 (2021)

Der NEP 2035 (2021) stellt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Strom-Übertragungsnetz sowie der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar.

Szenariorahmen: Ausgangspunkt für den NEP 2035 (2021)

Der von der BNetzA am 26.06.2020 genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) enthält insgesamt vier Szenarien: Die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 erlauben eine ausführliche Analyse für das Jahr 2035, das bisher nur als Ausblick Teil des NEP war. Das aktuelle Langfrist-szenario schaut darüber hinaus auf das Jahr 2040. Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie an darüber hinausgehenden energie- und klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung. Die im Klimaschutzprogramm 2030 und im Klimaschutzplan 2050 formulierten CO₂-Minderungsziele sollen in allen Szenarien erreicht werden.

Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich insbesondere entlang der Dimensionen Netzorientierung sowie Sektorenkopplung/Elektrifizierung. Die Sektorenkopplung verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Unter Netzorientierung werden Entwicklungen zur Verortung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteilungs- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Es wird angenommen, dass der noch fehlende regulatorische Rahmen mit entsprechenden Anreizen noch geschaffen wird, bspw. zur netzorientierten Allokation von Onshore-Windenergieanlagen oder Elektrolyseuren.

Neben diesen beiden Szenariodimensionen gibt es weitere Unterschiede in der Szenarienausprägung. Die zentralen Charakteristika der Szenarien dieses NEP lassen sich wie folgt skizzieren:

Szenario A 2035: Szenario A beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung (beispielsweise stromgetriebene Anwendungen wie Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen) und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Der Stromsektor trägt in diesem Szenario mäßig zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Dennoch liegt der Bruttostromverbrauch wie in den anderen Szenarien über dem heutigen Niveau. In diesem Szenario ist der Kohleausstieg im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass noch knapp 8 GW Braunkohlekraftwerke im Erzeugungsmix enthalten sind.

Szenarien B 2035 / B 2040: Szenario B beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine relevante Rolle spielen. Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Neben diesen neuen Stromanwendungen führt auch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen zu einem gegenüber heute deutlich steigenden Stromverbrauch. Die Szenarien zeichnen sich durch eine erhöhte Netzorientierung aus, was sich in einer im Vergleich zum A-Szenario breiteren geographischen Verteilung von Windenergieanlagen über Deutschland zeigt. Der Kohleausstieg wird im Szenario B bereits bis 2035 als vollzogen angenommen.

Szenario C 2035: Szenario C beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Stromverbrauch steigt deutlich an, da mehr und mehr Industrieprozesse elektrifiziert werden und die Durchdringung neuer Stromanwendungen bereits sehr hoch ist. Da durch den Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zusätzliche Netzbelastungen im Übertragungsnetz zu erwarten sind, wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Zentrale Annahmen des Szenariorahmens sind:

- Erneuerbare Energien: Der Ausbau der EE schreitet bis 2035 bzw. 2040 in allen Szenarien stetig voran. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt in den Zieljahren 2035 und 2040 in allen Szenarien über 70 %. Damit steigt der EE-Anteil gegenüber dem NEP 2030 (2019) weiter an. In allen Szenarien ist der Zubau bei Photovoltaik und Offshore-Windenergie gegenüber heute besonders stark.



- Regionalisierung: Anders als in vorherigen NEP unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Abbildung von Onshore-Windenergie nicht nur in der Gesamtmenge der installierten Leistung, sondern auch in der Verteilung der Leistung auf die Bundesländer. Die Erzeugungsschwerpunkte von Onshore-Wind liegen in allen Szenarien weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands. Der Anteil der im Süden Deutschlands installierten Windenergieanlagen ist im Szenario A 2035 am niedrigsten und im Szenario C 2035 am höchsten. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden haben einen Schwerpunkt in Süddeutschland. Photovoltaik-Freiflächenanlagen haben Schwerpunkte im Osten und Südosten Deutschlands. Das Verhältnis des Zubaus zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen variiert zwischen den Szenarien, mit einem höheren Anteil an (dezentralen) Aufdachanlagen im C-Szenario und einer entsprechenden regionalen Zuordnung.
 - Konventioneller Kraftwerkspark und CO₂-Minde-rungsziele: Der konventionelle Kraftwerkspark wird gegenüber heute deutlich reduziert und ein flexiblerer Einsatz angenommen. Lediglich im Szenario A 2035 werden noch Kohlekraftwerke im Strommarkt berücksichtigt. Um die Klimaschutzziele erreichen zu können, wird eine Reduktion der Emissionen auf maximal 120 Megatonnen CO₂-Äquivalent in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Megatonnen CO₂-Äquivalent im Langfristszenario mit Zieljahr 2040 festgelegt. Gegenüber dem Status quo wird in allen Szenarien ein signifikanter Zubau von Gaskraftwerken vorausgesetzt.
 - Stromverbrauch und Lastmanagement: Alle Szenarien bilden die zentrale Rolle des Stromsektors für die Dekarbonisierung durch die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie ab. Der Bruttostromverbrauch geht mit einem Spektrum von rund 650 bis 700 TWh für 2035 bzw. 704 TWh für 2040 deutlich über das heutige Niveau hinaus. Der Bezug elektrischer Energie weist im Jahresverlauf eine hohe Schwankung auf und zeigt hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands. Die zunehmende Nutzung von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Ein damit verbundener Anstieg der Höchstlast kann potenziell zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen. Die ÜNB nutzen daher im Rahmen des NEP 2035 (2021) eine Methodik zur Lastgangerstellung, die die Flexibilität im Sinne einer (Verteil-)Netzorientierung nutzt, was eine Verstetigung des Lastgangs bedeutet. Dieser besteht aus dem unflexiblen, konventionellen Stromverbrauch sowie dem flexiblen Stromverbrauch von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen. Die flexiblen Bestandteile (Wärmepumpen und Elektromobilität) werden dazu genutzt, Lastspitzen einzusenken und im Gegenzug Lastsenken zu erhöhen. Der Grad an Flexibilität erhöht sich vom A- bis zum C-Szenario stetig. Mit Blick auf die Nachfragesteuerung zeigt der vorliegende NEP daneben ein Lastmanagement-Potenzial in Industrie und GHD – untergliedert in Lastabschaltung und Lastverschiebung – im Spektrum zwischen 4 und 8 GW (2035) bzw. 7 GW (2040).
 - Power-to-Gas/Power-to-X: Insbesondere für Power-to-Wasserstoff wird ein deutlicher Ausbau angenommen. Die nationale Wasserstoffstrategie definiert für die Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff einen Ausbaupfad mit bis zu 5 GW bis 2030 und 10 GW installierter Leistung bis spätestens 2040. Mit einer Power-to-Gas-Leistung von 3,5 bis 8,5 GW in 2035 und 10,5 GW in 2040 findet sich dieser Ausbaupfad auch in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wieder.
 - Spitzenkappung: Wie in den vorherigen NEP wird eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt.
 - Europäische Integration: Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie durch die Berücksichtigung der Vorgaben des EU-Legislativpaketes „Clean energy for all Europeans package“ (CEP) zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet. Darüber hinaus erfolgt eine Einbettung der nationalen Szenario-planung in ein europäisches Szenario des Ten-Year Network Development Plan 2020. Dabei wurde das Szenario „Distributed Energy“ gewählt, das dezentrale erneuerbare Stromerzeugungstechnologien auch im Eigenverbrauch stark berücksichtigt.
- Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenario-rahmens, werden in Kapitel 2 des NEP 2035 (2021) ausführlich dargestellt. Ein Überblick über die Rahmen-daten des Szenariorahmens ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.



Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung *	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Windenergie onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Windenergie offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Speicherwasser und Laufwasser	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung *	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1

Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch zzgl. Verteilnetzverluste **	524,3***	603,4	621,5	651,5	653,2

Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme / Industrie) [GW]	0,8***	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	<0,1***	3,5	5,5	8,5	10,5

Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5***	4,0	5,0	8,0	7,0

Klimaschutz					
CO₂-Limit (Mio. t CO₂)	-	120,0	120,0	120,0	60,0

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

* sonstige konventionelle und regenerative Erzeugung jeweils inkl. 50 % Abfall

** Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

*** Referenz 2018

Quelle: Bundesnetzagentur



Marktsimulation: Erneuerbare Energien und flexible Nachfrage im Fokus

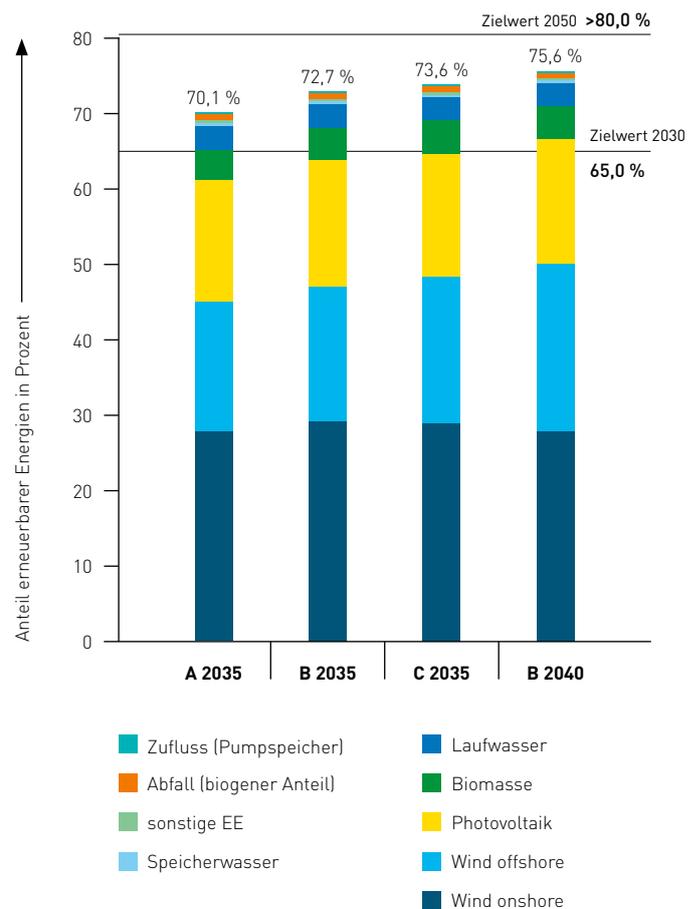
Die Ergebnisse der Marktsimulation unterstreichen die dominierende Rolle der EE im Energiemix Deutschlands. In allen Szenarien weist Deutschland auch im europäischen Vergleich einen hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung auf: Bezogen auf den jeweiligen Bruttostromverbrauch beträgt der Anteil der EE zwischen 70 % und 74 % (2035) und 76 % (2040). Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines EE-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 wird in allen Szenarien erreicht. Fast 90 % der Einspeisung aus EE ist auf Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Den größten Anteil am Erzeugungsmix nimmt dabei Onshore-Windenergie ein.

Konventionelle Stromerzeugung erfolgt in den Szenarien überwiegend aus Erdgas. Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises zur Einhaltung der im Szenariorahmen festgelegten sektorspezifischen **Emissionsobergrenzen** in Deutschland ist in keinem der betrachteten Szenarien notwendig. Im Szenario B 2040 kann die Emissionsobergrenze jedoch nur eingehalten werden, wenn die mit dem Brennstoffverbrauch von Erdgaskraftwerken verbundenen Emissionen durch zusätzliche Maßnahmen (bspw. Beimischung klimaneutraler Gase) um ca. 40 % gegenüber der konventionellen Erdgasverfeuerung reduziert werden. Diese Maßnahmen sind in Zukunft politisch auszudefinieren.

Mit der steigenden Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und Anwendungen auf der Nachfrageseite wird die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE gefördert. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen **Einsenkung von Stromerzeugung aus EE**, welche im angenommenen Szenario- und Marktrahmen nicht integriert werden kann. Für das Jahr 2035 wird eine überschüssige Stromerzeugung aus EE-Anlagen zwischen 7,4 TWh und 8,8 TWh ermittelt. Das Szenario B 2040 zeigt mit 17,8 TWh die mit Abstand höchste Menge an Überschüssen, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 23 4 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 4,3 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2035 liegt dieser Wert bei rund 2,7 %. Die ausgewiesenen Überschüsse können ausdrücklich als zusätzliches Potenzial für die kostengünstige Nutzung von Strom durch jegliche (flexible) Verbraucher oder Speicher interpretiert werden.

Auch in diesem NEP ist ein starkes **innerdeutsches Erzeugungsgefälle** in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Tendenziell weisen südliche und westliche Bundesländer ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche und östliche Bundesländer dagegen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss. Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs wird in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Gleichzeitig können nord- und ostdeutsche Bundesländer teils mehr als das Doppelte ihres jährlichen Stromverbrauchs selbst decken. So kommen Niedersachsen und Schleswig-Holstein in Szenario B 2035 zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von über 140 TWh. Brandenburg kann mehr als das Doppelte und Mecklenburg-Vorpommern mehr als das Dreifache des jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transite durch Deutschland treten im Jahr 2035 bzw. 2040 in nahezu allen Stunden der jeweiligen Jahre auf und werden überwiegend aus Skandinavien und Frankreich nach Osteuropa (insbesondere Polen) durchgeleitet. Die Vielzahl der Energieaustausche durch Deutschland ist eine Folge des weiteren Voranschreitens des europäischen Binnenmarktes mit größeren Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten und der zentralen Lage des deutschen Marktgebietes im europäischen Verbund. Die Transite summieren sich über das Jahr je nach Szenario allerdings auf lediglich rund 50 bis 54 TWh – ein im Vergleich zur rein innerdeutschen Übertragungsaufgabe aus den nord- und ostdeutschen Bundesländern nach Süd- und Westdeutschland geringer Wert.

In keinem der Szenarien kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch die im Szenario definierten Erzeugungseinheiten im In- und Ausland gedeckt werden kann. Für eine belastbare Bewertung des Niveaus der **Versorgungssicherheit** in den Szenarien sind jedoch weitere Analysen außerhalb des NEP notwendig. Das Thema Versorgungssicherheit wird in einer Reihe anderer Studien ausführlich adressiert. Dazu gehören auf nationaler Ebene unter anderem das Versorgungssicherheitsmonitoring, welches ab 2021 federführend durch die BNetzA durchgeführt wird, und auf europäischer Ebene im Speziellen das European resource adequacy assessment (ERAA), durchgeführt durch ENTSO-E. Auch die Übertragungsnetzbetreiber beschäftigen sich mit dieser Thematik in eigenen Analysen.

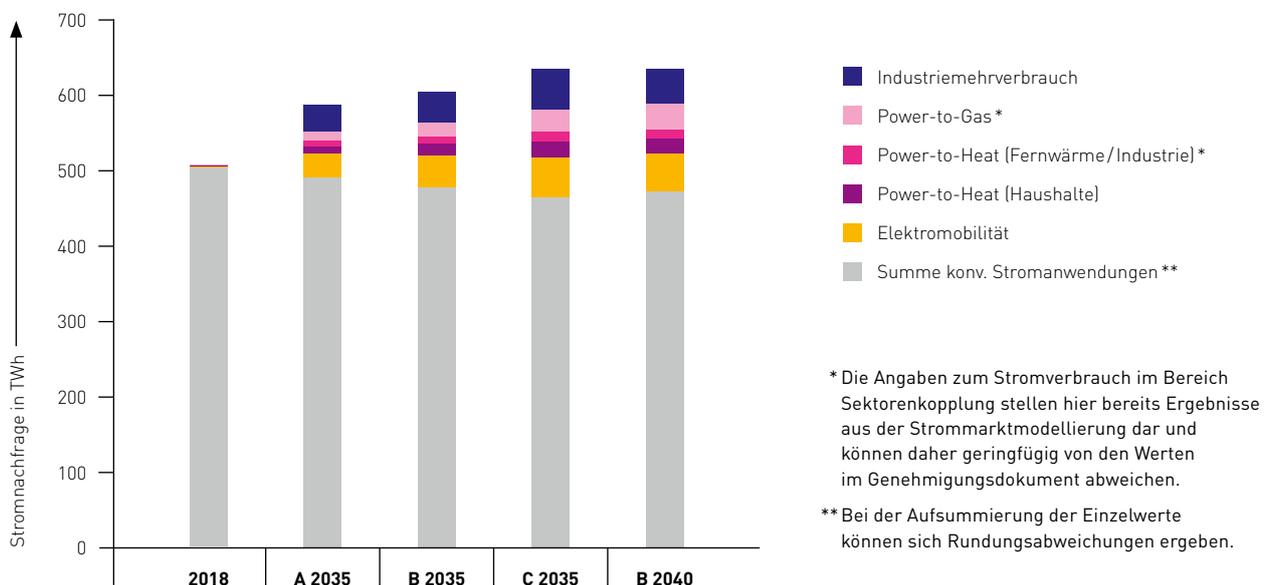
Deutschland weist in allen Szenarien einen geringen **Nettostromimport** auf. In den Szenarien für 2035 beträgt

dieser zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh. Insbesondere aus Skandinavien und Frankreich wird Elektrizität importiert. Im NEP 2030 (2019) resultierte aus der Marktsimulation für 2030 und 2035 noch ein deutlicher Nettostromexport. Die Gründe für diese Veränderung liegen in der Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in Deutschland wie im europäischen Umfeld.

Zum einen wachsen auch im Ausland die Anteile der erneuerbaren Energien. Je mehr Einspeisung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland auftritt, desto wahrscheinlicher wird es, dass dort die Nachfrage nach in Deutschland erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen sinkt. Zum anderen weist der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland durch die hauptsächliche Nutzung von Erdgas im europäischen Vergleich hohe variable Erzeugungskosten auf. So ist es zu Zeiten, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien gering ist, häufig günstiger, elektrische Energie aus dem Ausland zu beziehen.

Auf der anderen Seite ist eine Verdrängung konventioneller Einspeisung durch EE nicht auf Deutschland begrenzt. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die europäischen Nachbarländer aus: In Deutschland günstig erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen kann in das europäische Ausland exportiert werden und dort in vielen Stunden konventionelle Einspeisung reduzieren. Die marktgebietsübergreifende Nutzung von Flexibilitäten im Ausland unterstützt somit die Integration der zunehmenden Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen. Der grenzüberschreitende Austausch führt damit EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.

Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen



Netzanalysen onshore: Netzausbau minimieren mittels bewährter und innovativer Technologien

Damit den Anforderungen an einen jederzeit sicheren und effizienten Netzbetrieb Rechnung getragen wird, werden im NEP 2035 (2021) in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2035 und 2040 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit. Die auf Basis der Leistungsflussberechnungen anhand von (n-1)-Nachweisen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen die Grundlage für ein in den jeweiligen Szenarien bedarfsgerechtes Netz.

Eine Kombination verschiedener Maßnahmen stellt eine bedarfsgerechte Netzdimensionierung sicher, sodass keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“ erfolgt. Bereits in der Marktsimulation werden den Übertragungsbedarf dämpfende Maßnahmen eingesetzt, beispielsweise die Annahme eines durchschnittlichen Wetterjahres, von Stundenmittelwerten, eine durchgängig für ganz Deutschland angesetzte Spitzenkappung bei Wind onshore und Photovoltaik sowie eine Glättung der Stromnachfrage.

Das marktseitig angenommene Reduktionspotenzial wird durch Annahmen auf der Netzseite ergänzt: Mit dem Ziel, den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das erforderliche Minimum zu reduzieren, kombinieren die ÜNB im NEP 2035 (2021) erneut bewährte Instrumente gemäß der Planungsgrundsätze mit dem Einsatz innovativer Technologien in der Netzplanung und -betriebsführung. Bei der Ermittlung des bedarfsgerechten Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs wurden neben dem NOVA-Prinzip explizit Technologien wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und von Elementen zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses berücksichtigt. Wie im vorherigen NEP 2030 (2019) haben die ÜNB auch dieses Mal wieder die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster) im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt.

Als Indikator für die verbleibenden Engpässe dient das verbleibende Redispatch-Volumen, das in den Szenarien für 2035 zwischen 0,8 TWh und 2,5 TWh liegt.

Die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) sowie des NEP 2030 (2019) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (u. a. Querregeltransformatoren), die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren, sowie die im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen wurden auch im NEP 2035 (2021) berücksichtigt.

Im Ergebnis zeigt sich:

- Der Umfang sowie das Kostenvolumen des **Startnetzes** vergrößern sich gegenüber dem NEP 2030 (2019) deutlich. Dies liegt insbesondere an der Überführung der DC-Projekte DC1 – 5 mit in Summe 8 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität vom Zubau- in das Startnetz, da bei diesen Projekten das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurde oder bis zur Abgabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eröffnet sein wird. Der Umfang des Startnetzes beträgt insgesamt rund 6.100 km an AC- und DC-Maßnahmen mit einem geschätzten Investitionsvolumen von rund 39 Mrd. €.
- Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2035 von über 70 % führen die ÜNB das **Konzept des optimierten Einsatzes von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen** zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.
- Dabei zeigen sich sämtliche **Vorhaben des Bundesbedarfsplans (BBP) 2021** sowohl in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 als erforderlich.
- Als wichtige **Treiber für weiträumige Leistungstransporte** zeigen sich der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch.
- Trotz des um fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts mit einem erheblichen Zuwachs an EE, einem – mit Ausnahme von A 2035 – angenommenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie einem beträchtlichen Anstieg

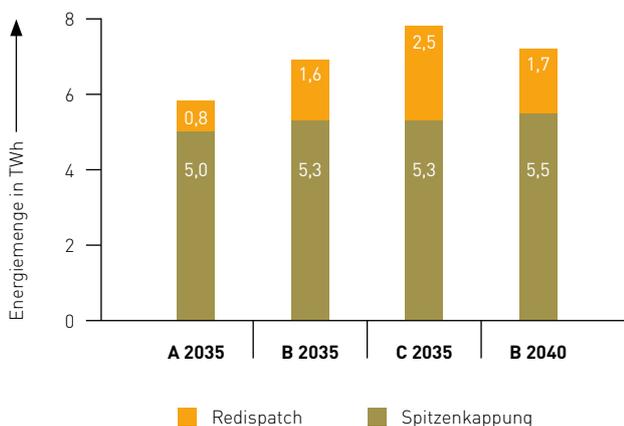
der Stromnachfrage in allen Szenarien, haben die Netzanalysen gezeigt, dass der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2035 (2021) gegenüber dem BBP 2021 nur maßvoll ansteigt.

- Zusätzlich zu den bereits im BBP 2021 enthaltenen HGÜ-Verbindungen mit zusammen 14 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität zeigt sich in allen Szenarien ein **zusätzlicher Bedarf** für eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Heide/West (SH) und Klein Rogahn (MV) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC31). In den Szenarien C 2035 und B 2040 erweist sich darüber hinaus eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Suchraum Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich.
- In den **Szenarien A 2035 und B 2035** sind über die im BBP 2021 bereits enthaltenen Maßnahmen hinaus weitere rund 590 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen sowie die oben genannte HGÜ-Verbindung DC31 mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 210 km erforderlich. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau von EE durch den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizont zurückzuführen. Der onshoreseitige Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2035 und B 2035 ist identisch. Das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen liegt in beiden Szenarien einschließlich der Startnetzmaßnahmen bei 11.690 km. Bei den AC-Maßnahmen sind rund drei Viertel Netzverstärkungen und überwiegen damit deutlich den Anteil von AC-Ausbaumaßnahmen. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs.

Dieses beträgt im Szenario A 2035 0,8 TWh und im Szenario B 2035 1,6 TWh. Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario A 2035 bei rund 75 Mrd. € sowie im Szenario B 2035 bei rund 74,5 Mrd. €. Darin sind jeweils rund 39 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten.

- Im **Szenario C 2035** sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 125 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich. Darüber hinaus steigt der Bedarf um eine weitere HGÜ-Verbindung mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 530 km (DC34). Zusätzlich verbleibt in C 2035 mit 2,5 TWh ein höherer Redispatchbedarf. Der im Szenario C 2035 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland. Das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen liegt einschließlich Startnetz bei 12.290 km. Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario C 2035 bei rund 79 Mrd. €. Darin sind rund 39 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten.
- Das **Langfristszenario B 2040** dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2035 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2040 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die darüber hinaus in den Szenarien für 2035 als erforderlich identifizierten AC- und DC-Maßnahmen nachgewiesen werden. Im Szenario B 2040 sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 550 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich, darunter 125 km für eine bereits in C 2035 enthaltene Maßnahme. Darüber hinaus ist die in C 2035 bereits enthaltene HGÜ-Verbindung DC34 Suchraum Rastede – Bürstadt ebenfalls in B 2040 erforderlich. Zusätzlich verbleibt ein Redispatchbedarf in Höhe von 1,7 TWh. Der im Szenario B 2040 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Die installierte Kapazität an Offshore-Windenergie steigt in B 2040 gegenüber B 2035 um 10 GW an sowie z. B. die Kapazität an Elektrolyseuren um 5 GW. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt in B 2040 auf knapp 76 %. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035



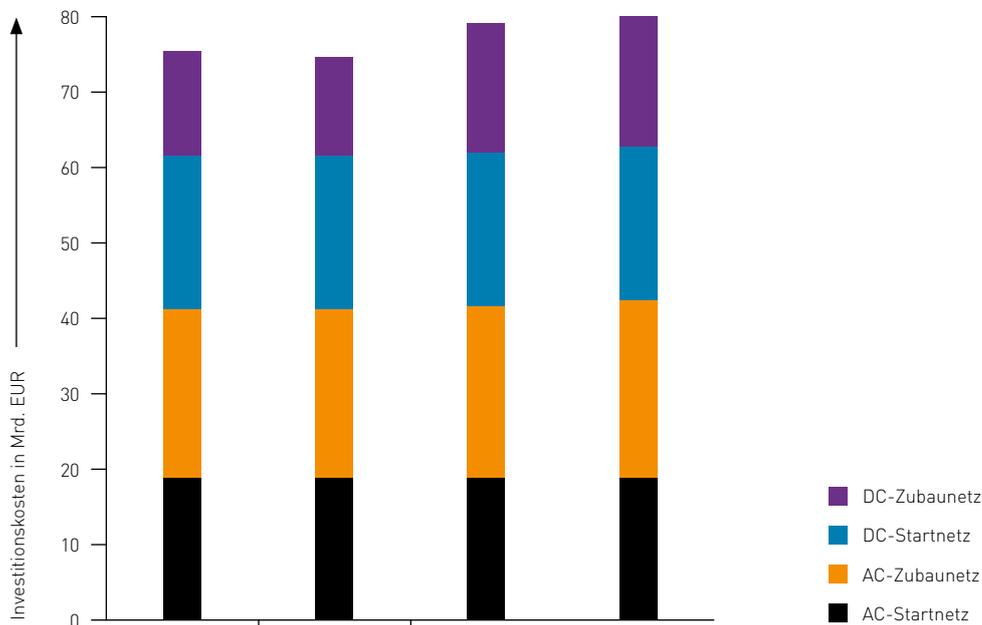
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2035 (2021)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	845	2.150	300	40	640	2.125	6.100
Zubaunetz							
A 2035	1.250	2.115	0	540	380	1.310	5.595
B 2035	1.250	2.115	0	540	380	1.310	5.595
C 2035	1.250	2.240	0	540	380	1.835	6.245
B 2040	1.475	2.300	0	540	520	1.835	6.670
Start- und Zubaunetz							
A 2035	2.095	4.265	300	580	1.020	3.430	11.690
B 2035	2.095	4.265	300	580	1.020	3.430	11.690
C 2035	2.095	4.390	300	580	1.020	3.960	12.345
B 2040	2.320	4.450	300	580	1.160	3.960	12.770

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021)



Angaben in Mrd. EUR	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
DC-Zubaunetz	13,8	13,2	17,2	17,2
DC-Startnetz	20,3	20,3	20,3	20,3
AC-Zubaunetz*	22,4	22,3	22,7	23,6
AC-Startnetz*	18,8	18,8	18,8	18,8
Summe (gerundet)	75,0	74,5	79,0	80,0

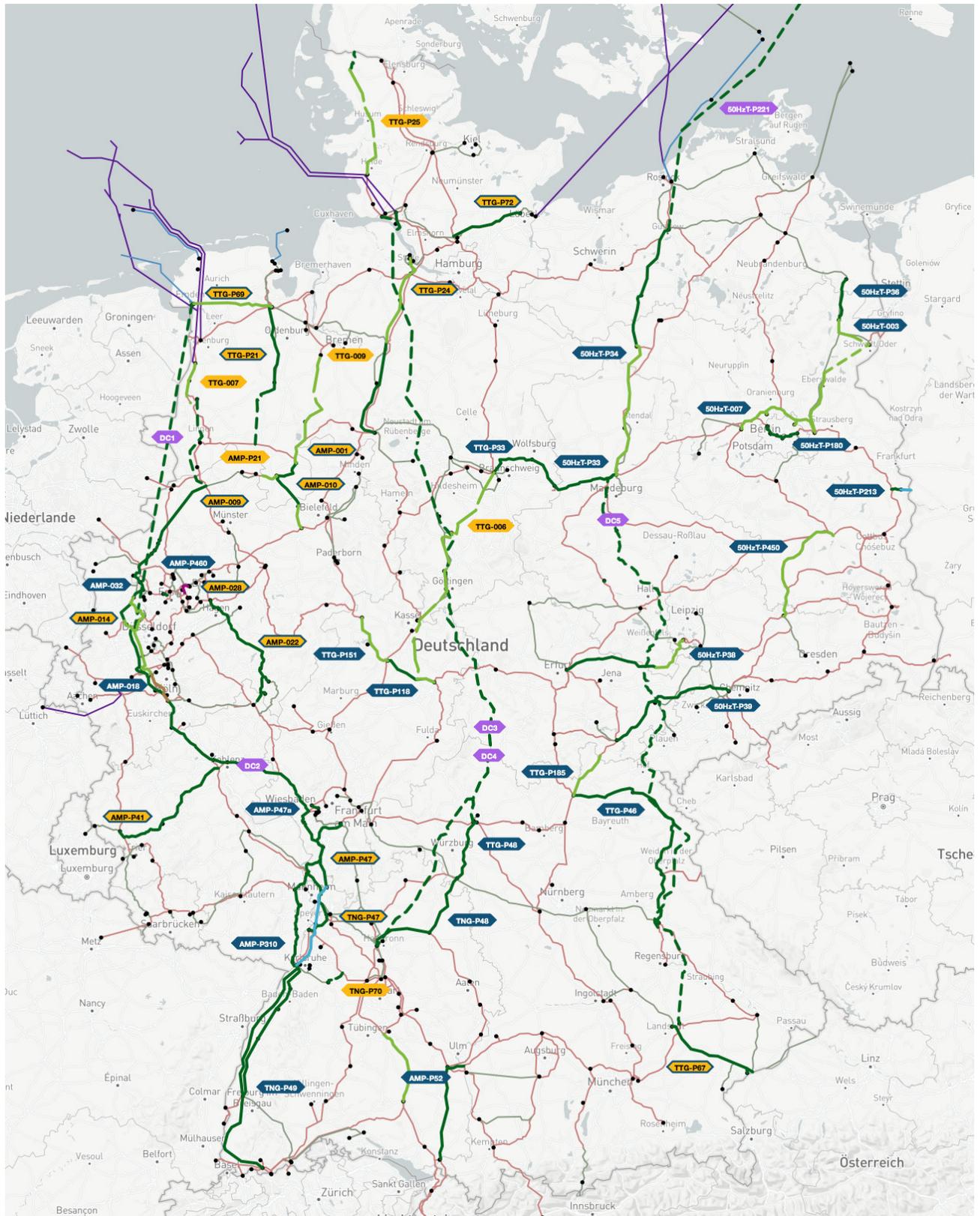
* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersichtskarten des zweiten Entwurfs NEP 2035 (2021) – Startnetz sowie A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040

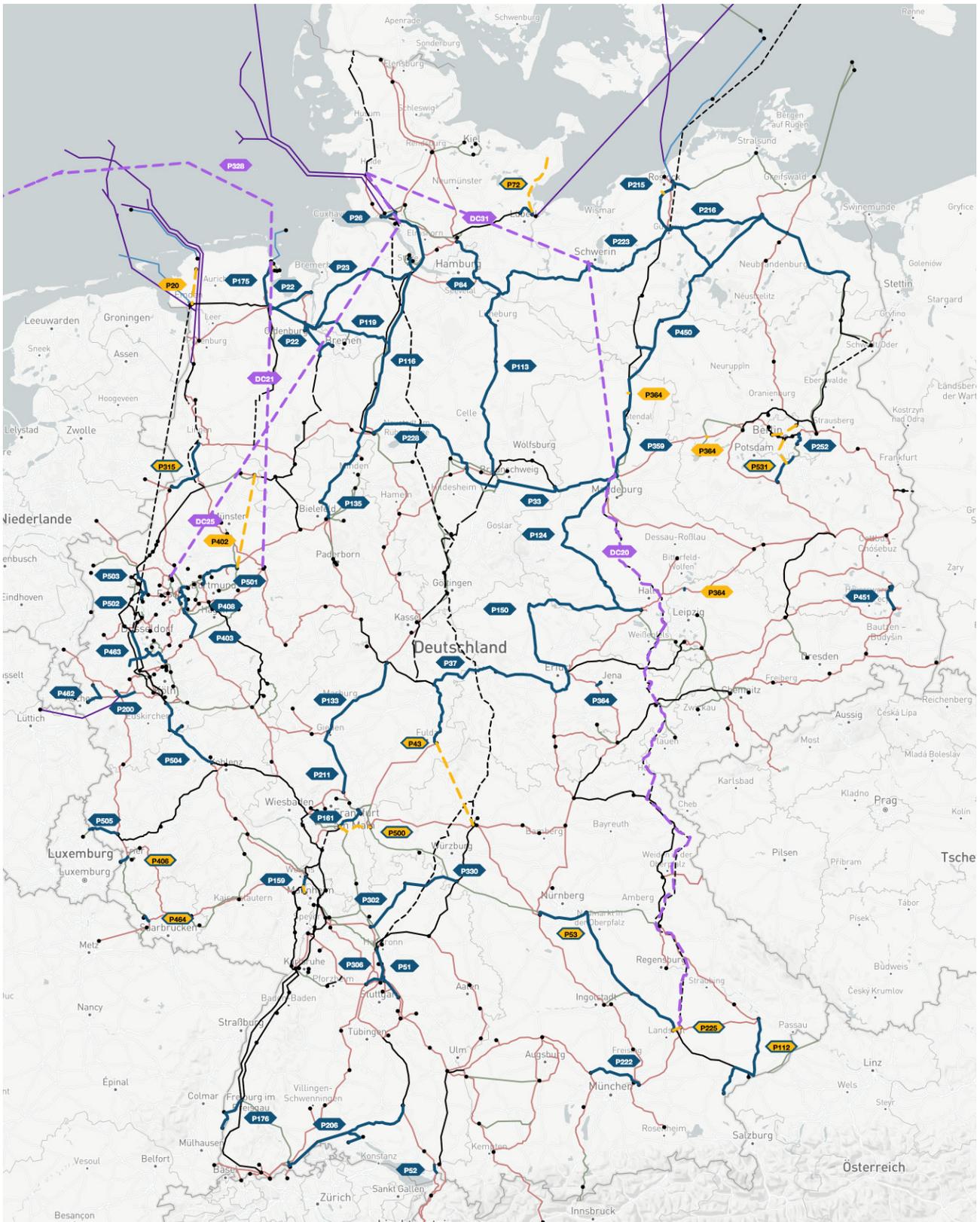
Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz *



- | | | | |
|--|---|--|--|
| — Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | — Netzverstärkung | ● Anlagen | ▢ Netzverstärkung |
| — im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung | - - - Neubaumaßnahmen | — AC 380 kV | ▢ Netzausbau |
| — vor oder im Planfeststellungsverfahren/
Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz | | — AC 220 kV | ▢ Verstärkung und Ausbau |
| — genehmigt oder im Bau | | — AC 150 kV | ▢ DC |
| — realisiert | | — DC | |

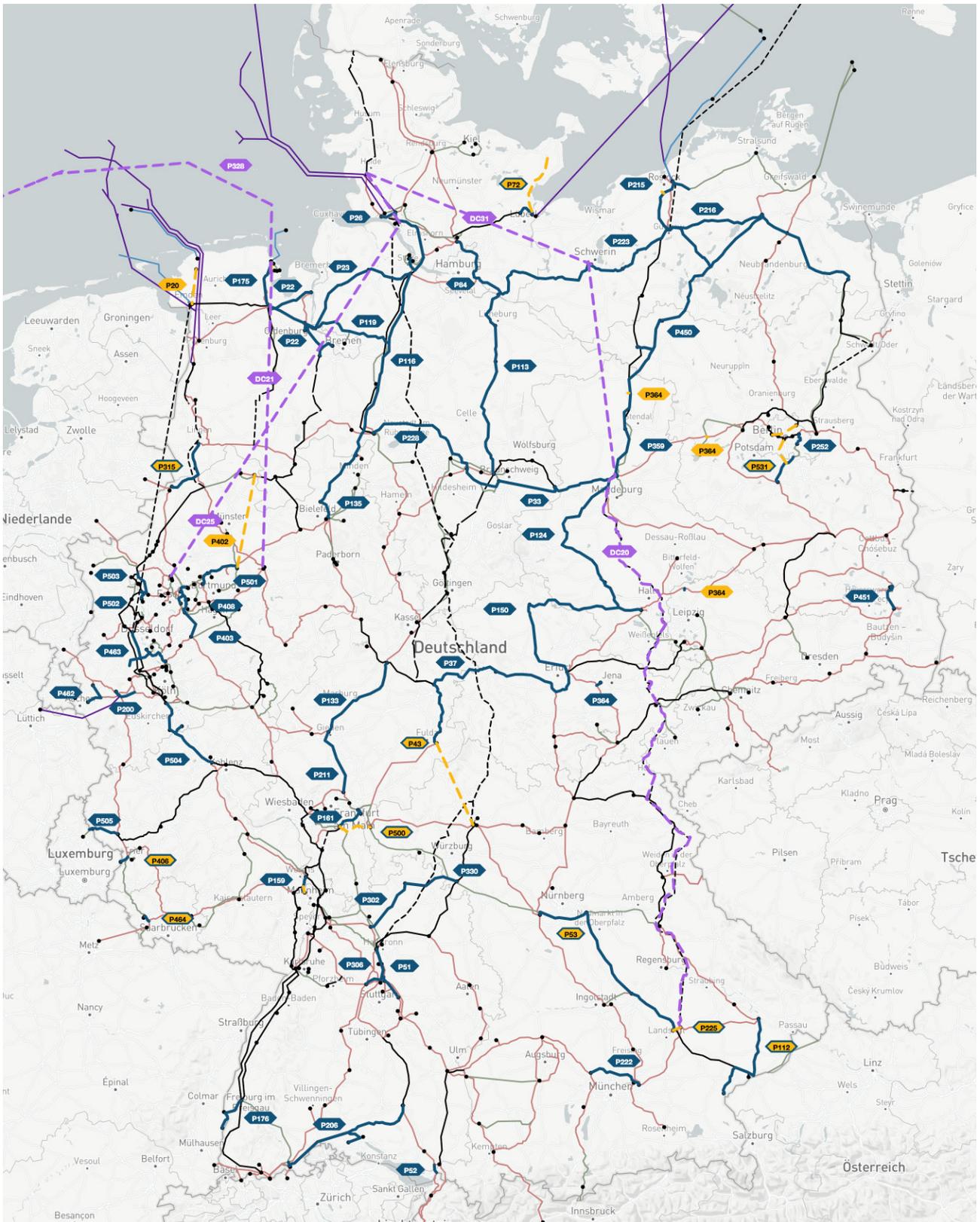
*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario A 2035 / alle Leitungsprojekte*



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035 / alle Leitungsprojekte*



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Bewertung der Systemstabilität

Basierend auf dem Szenario B 2035 haben die ÜNB eine Bewertung der Systemstabilität des Netzes einschließlich der vorgeschlagenen Netzmaßnahmen vorgenommen. Die Analysen umfassen Berechnungen zur Frequenzstabilität, zur Spannungsstabilität sowie zur transienten Stabilität.

Das Ergebnis der Analysen zur Spannungsstabilität ist ein erheblicher Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation. Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend sowie einen regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar aus. Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspricht dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.

Die Analysen zur Frequenzstabilität zeigen einen erheblichen zusätzlichen Momentanreservebedarf von mehr als 600 GWs in Deutschland an, um eine Netzauftrennung, wie sie z. B. am 04.11.2006 aufgetreten ist, beherrschen zu können. Aufgrund des erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität zeigen für (n-1)-Fehlerereignisse sowie Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärung ein robustes und stabiles Systemverhalten. Kritischere Fehler und Fehler mit nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung, welche im Rahmen der Netz- und Systemauslegung zu berücksichtigen sind, werden bedingt beherrscht. Fehler, welche nur bedingt beherrscht werden, können zu regionalen Störungen und Versorgungsunterbrechungen führen.

Um weiterhin die Systemstabilität zuverlässig aufrecht erhalten zu können, ist der Zubau der Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie ein Prozess zur Deckung des ermittelten Momentanreservebedarfs unerlässlich.

Die ausführliche Darstellung der Stabilitätsanalysen erfolgt wegen des Umfangs in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP 2035 (2021). Dieses finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf.

Offshorenetz: Potenziale nutzen

Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (FEP) bilden zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk, auf dessen Basis das Offshorenetz entwickelt wird.

Vorgaben des Szenariorahmens

Der NEP wird auf der Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erstellt. Der am 26.06.2020 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen sieht für diesen NEP im Szenario A 2035 einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 28 GW, im Szenario B 2035 in Höhe von 30 GW und in C 2035 in Höhe von 32 GW vor. Unter Berücksichtigung des Anschlusses von 2 GW Offshore-Windparks aus einer ausländischen ausschließlichen Wirtschaftszone in Deutschland ergibt sich für das Szenario C 2035 ein Ausbau in Höhe von 34 GW. Darüber hinaus wird im Szenario B 2040 von einem Ausbau in Höhe von 40 GW ausgegangen. Dies entspricht dem im Windenergie-auf-See-Gesetzes für das Jahr 2040 definierten Ausbaupfad für Offshore Wind in Höhe von 40 GW.

Ausbauvolumen Offshore-Netzanbindungen

Auf Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, den im FEP 2020 ausgewiesenen Flächen und aufbauend auf dem Start-Offshorenetz mit einem Umfang von etwa 750 km, wurden die Investitionskosten und Längen des Zubau-Offshorenetzes des NEP 2035 (2021) ermittelt.

Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich eine Länge

- von etwa 3.210 km im Szenario A 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 17,4 GW,
- von etwa 3.510 km im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 19,4 GW,
- von etwa 3.860 km im Szenario C 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 21,4 GW
- und von etwa 5.850 km für den Ausblick im Szenario B 2040 bei einer Übertragungsleistung von rund 29,4 GW.



Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt. Im Szenario C 2035 werden neben den 32 GW installierter Erzeugungleistung an Offshore-Windenergie aus der deutschen AWZ zusätzlich 2 GW aus der dänischen AWZ in das deutsche Netz eingebunden. Das dafür erforderliche Offshore-Netzanbindungssystem ist nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und wird daher auch nicht in der Längen- und Kostenkalkulation des Zubau-Offshorenetzes berücksichtigt.

Investitionsvolumen Offshore-Netzanbindungen

Die Investitionskosten für die Offshore-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

- Für das Szenario A 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bei einem Ausbaupfad von 28 GW rund 33 Mrd. €.
- Das Szenario B 2035 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 30 GW Investitionen von etwa 35,5 Mrd. €.
- Das Szenario C 2035 erfordert aufgrund des ambitionierten nationalen Ausbaupfades von 32 GW Investitionen von etwa 38,5 Mrd. €.
- Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2035 gehen über den im FEP abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, stellen gleichzeitig aber einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 dar, die im Szenario B 2040 abgebildet werden. In diesem Szenario beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €.

Internationale Energiekooperationen

Der NEP 2035 (2021) dokumentiert, wie in den vergangenen Jahren, dass die Windenergie der zentrale erneuerbare Energieträger der Energiewende ist. In allen Szenarien dieses NEP nimmt die Windenergie den größten Anteil am Energiemix ein. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbau- und Klimaziele der Bundesregierung gilt es die Flächenpotenziale der Offshore-Windenergie in der Ost- und Nordsee, unter Berücksichtigung der Umweltbelange und Schutzgütern, sorgfältig zu prüfen. Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) verortet mit 25,6 GW in Szenario A 2035 bis hin zu 37,6 GW in Szenario B 2040 die installierte Leistung an Offshore-Windenergie schwerpunktmäßig in der Nordsee. Für die Ostsee werden in allen Szenarien 2,4 GW ausgewiesen. Demnach soll nach 2030 nach bisherigem Planungsstand der BNetzA kein weiterer Offshore-Ausbau in der Ostsee mehr erfolgen. Entgegen dieser Einschätzung werden seitens der ÜNB weiterhin zusätzliche Potenziale in der Ostsee gesehen, die sowohl in den Gebieten des Küstenmeers als auch in Gebieten der AWZ der Ostsee durch direkte und kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie genutzt und durch die ÜNB relativ zeitnah erschlossen werden könnten.

Mit forcierten Planungs- und Realisierungszeiträumen und effizienten Genehmigungsverfahren können ÜNB und Genehmigungsbehörden gleichermaßen einen Beitrag zu einer beschleunigten Umsetzung genehmigter Offshore-Maßnahmen und somit zur Erreichung der Offshore-Ausbauziele leisten. Darüber hinaus kann die Berücksichtigung internationaler Energiekooperationen mit europäischen Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee wie beispielsweise die Ostsee-Anrainer-Kooperation „Baltic Offshore Grid Initiative“ neue Lösungen und Potenziale generieren. Für das Szenario C 2035 wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht wurden. Der NSWPH soll der Entwicklung einer europäischen Infrastruktur für die Integration großer Mengen an Offshore-Windenergie in das Energiesystem dienen.

Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore-Wind [GW]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	25,6	27,6	29,6 (31,6)	37,6
Ostsee	2,4			
Summe	28,0	30,0	32,0 (34,0)	40,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2021 – 2035



Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee *

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)**			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 220	900	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 283	900	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	ca. 235	930	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2023/Q3 2029	2023/Q3 2029	2023/Q3 2029	2023/Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030	2023***/Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2028/2033****	2028/2033****	2028/2033****	2028/2033****
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1****	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 390	2.000	2026/2031****	2026/2031****	2026/2031****	2026/2031****
NOR-12-1 bzw. NOR-11-2****	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Suchraum Zensenbusch (Amprion)	ca. 470	2.000	2030/2035****	2030/2035****	2030/2035****	2030/2035****
NOR-12-2 bzw. NOR-13-1****	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede (TenneT)	ca. 275	2.000	2029/2034****	2029/2034****	2029/2034****	2029/2034****
NOR-13-1 bzw. NOR-12-2****	M43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Heide/West (TenneT)	ca. 295	2.000	2027/2032****	2027/2032****	2027/2032****	2027/2032****
NOR-x-1 (Zone 4)	M284	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede (TenneT)	ca. 350	2.000			2030/2035****	2031/2036****
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 650	2.000				2032/2037****
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide/West (TenneT)	ca. 310	2.000				2033/2038****
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	ca. 675	2.000				2034/2039****
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede (TenneT)	ca. 350	2.000				2035/2040****

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

*** Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

**** Die Zeitpunkte „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ sind für alle Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 als Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber zu sehen. Die Festlegung der Fertigstellungstermine erfolgt im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

***** Die Reihenfolge der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird als Alternative vorbehaltlich und gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 dargestellt. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee kann sich bei einer Fortschreibung des FEP ändern. Sollte sich die Anzahl der erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme in Zone 3 nach 2030 verringern, so wird stattdessen ein System zur Anbindung von Gebieten in Zone 4 der AWZ der Nordsee umgesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz (50Hertz)	ca. 105	300	2022/2026	2022/2026	2022/2026	2022/2026
OST-T-1**	M85	AC-Verbindung OST-T-1** (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/---- ***	----/---- ***	----/---- ***	----/---- ***

* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

** Das Projekt firmierte bisher unter dem Projektnamen OST-7-1. Die Anpassung in OST-T-1 erfolgt unter Berücksichtigung des FEP 2020, in dem das ehemalige Gebiet O-7 als „Testfeld in Prüfung“ ausgewiesen wird. Grund hierfür ist § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG, wonach Testfelder „außerhalb von Gebieten“ festgelegt werden können.

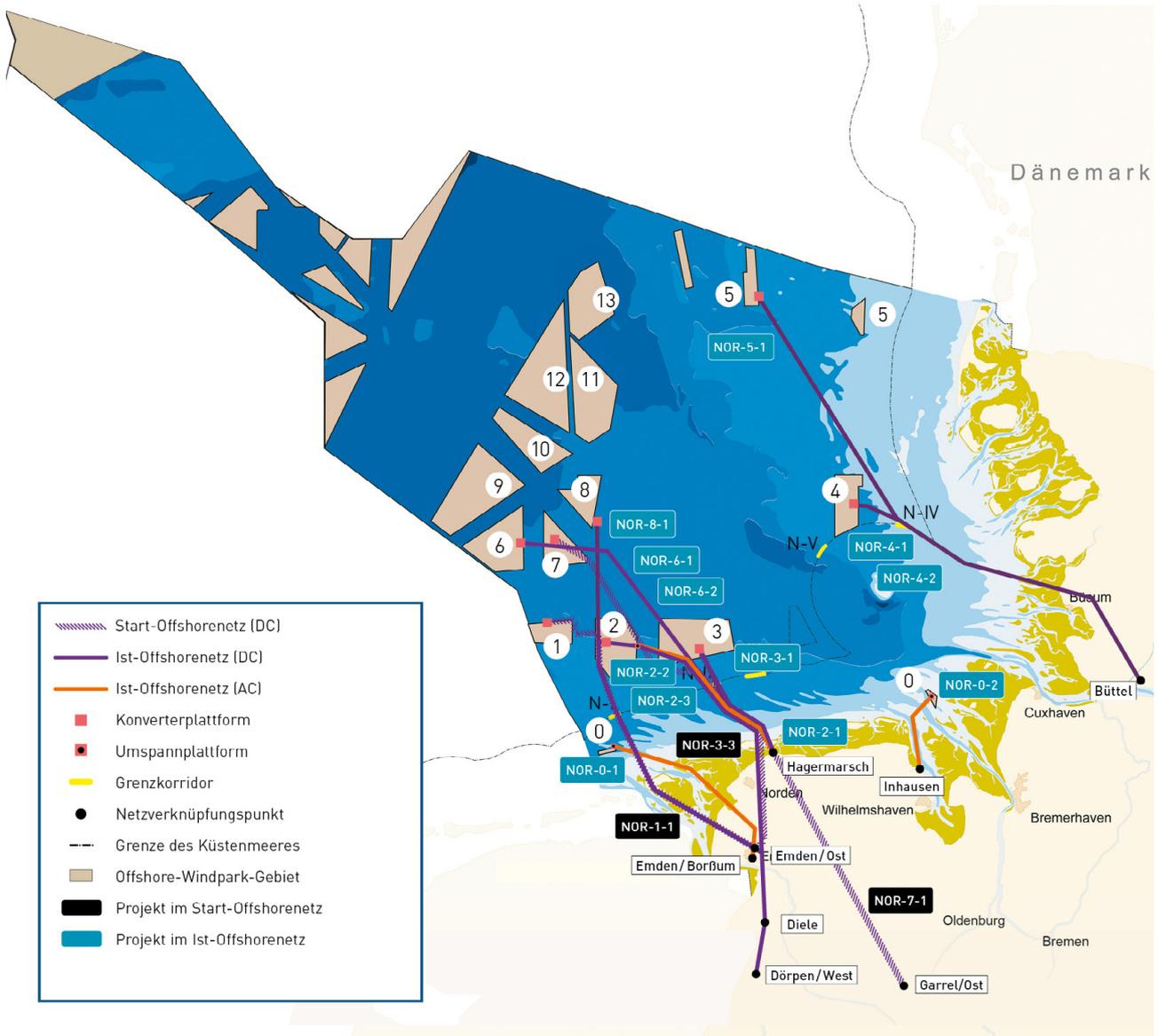
*** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersichtskarten Start-Offshorenetz des zweiten Entwurfs NEP 2035 (2021)

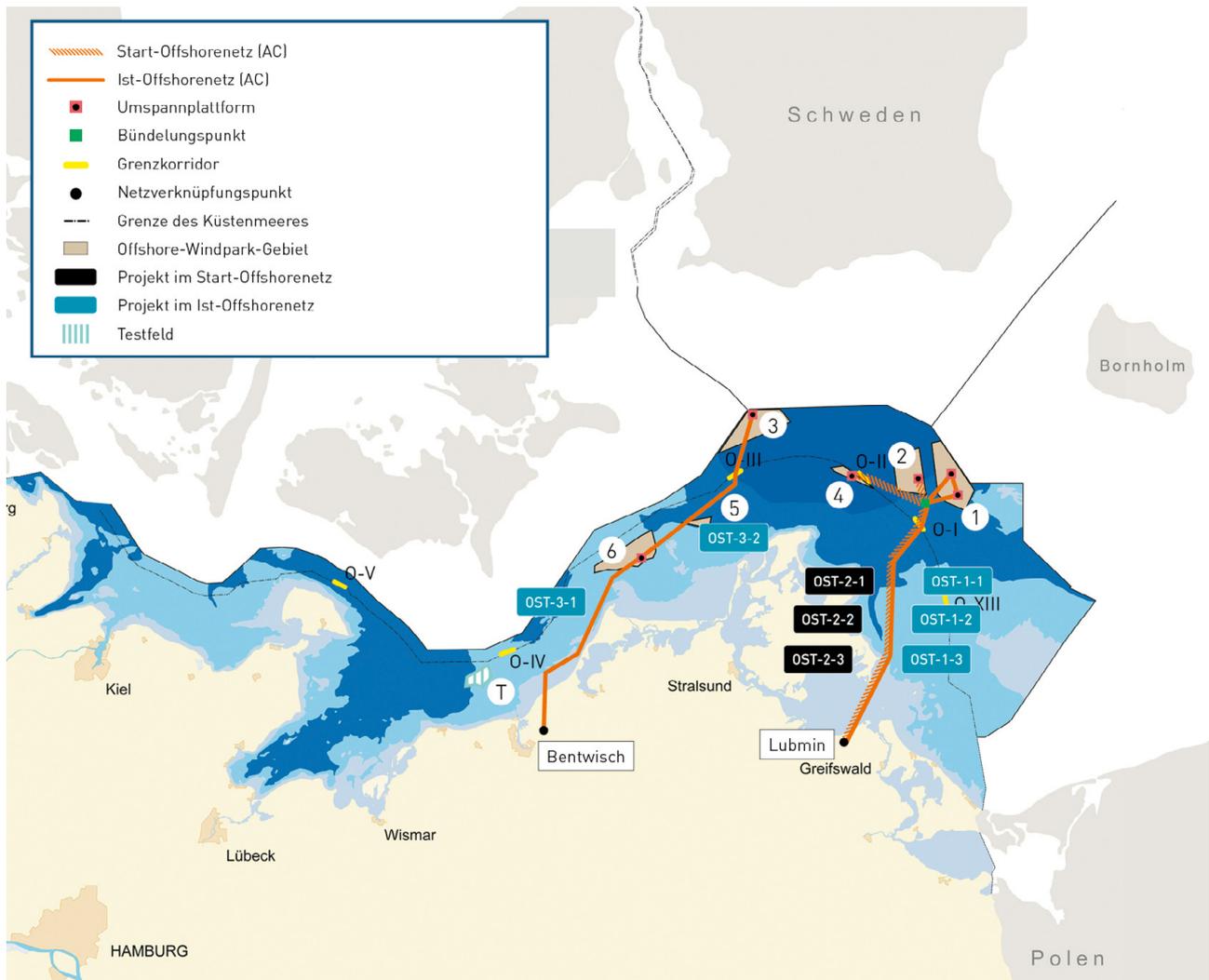
Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



Ist- und Start-Offshorenetz Ostsee

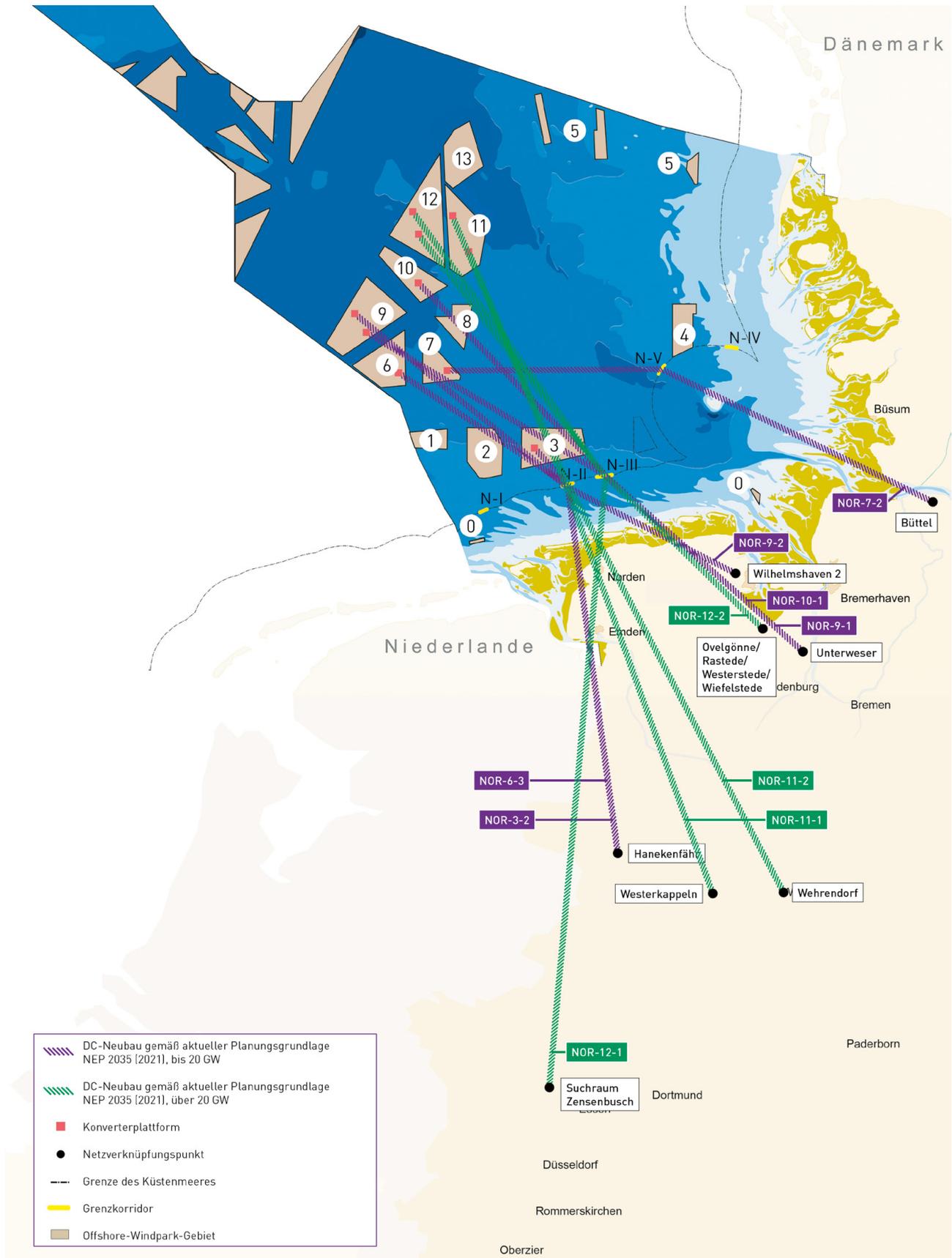


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



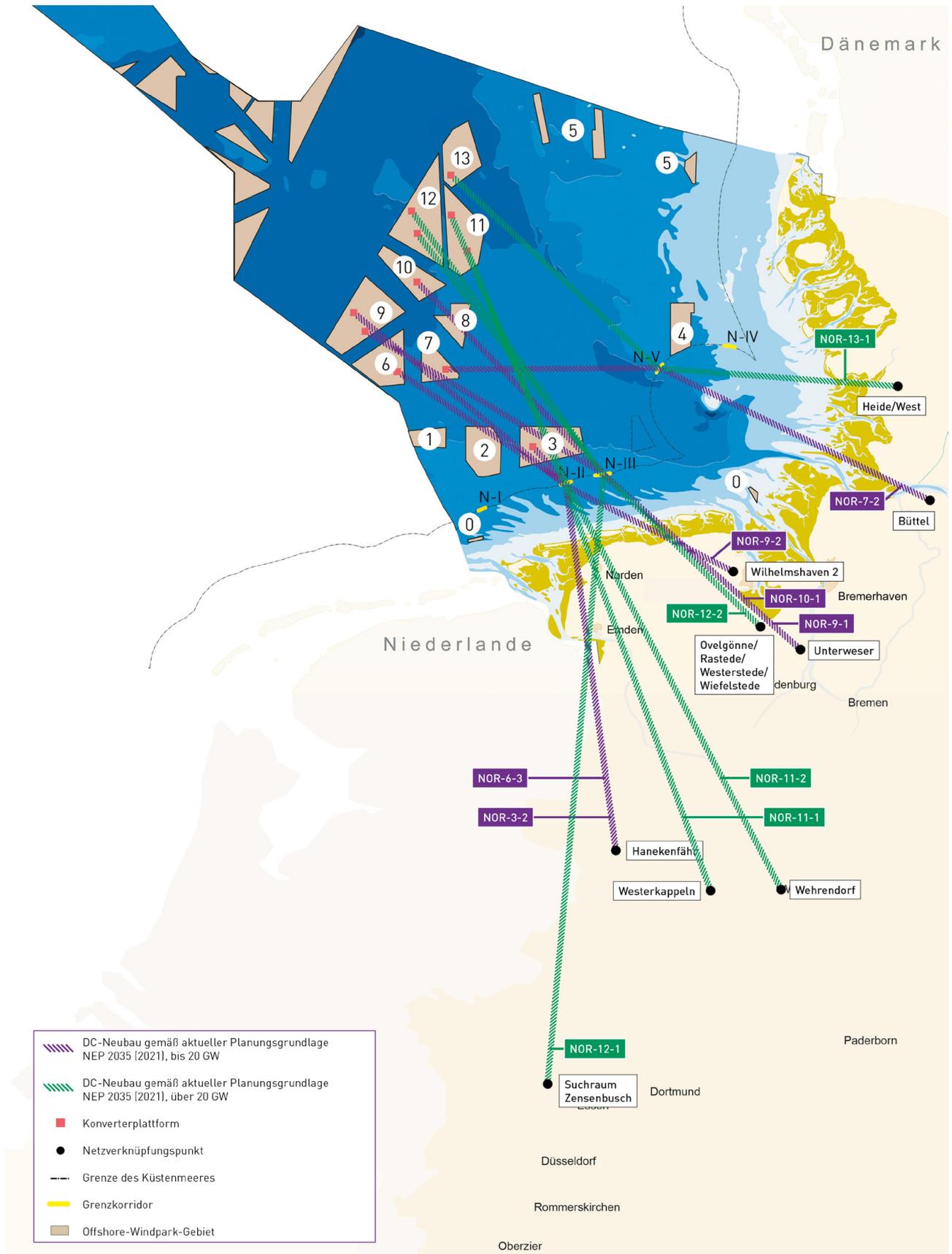
Übersichtskarten Zubau-Offshorenetz des zweiten Entwurfs NEP 2035 (2021)

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035



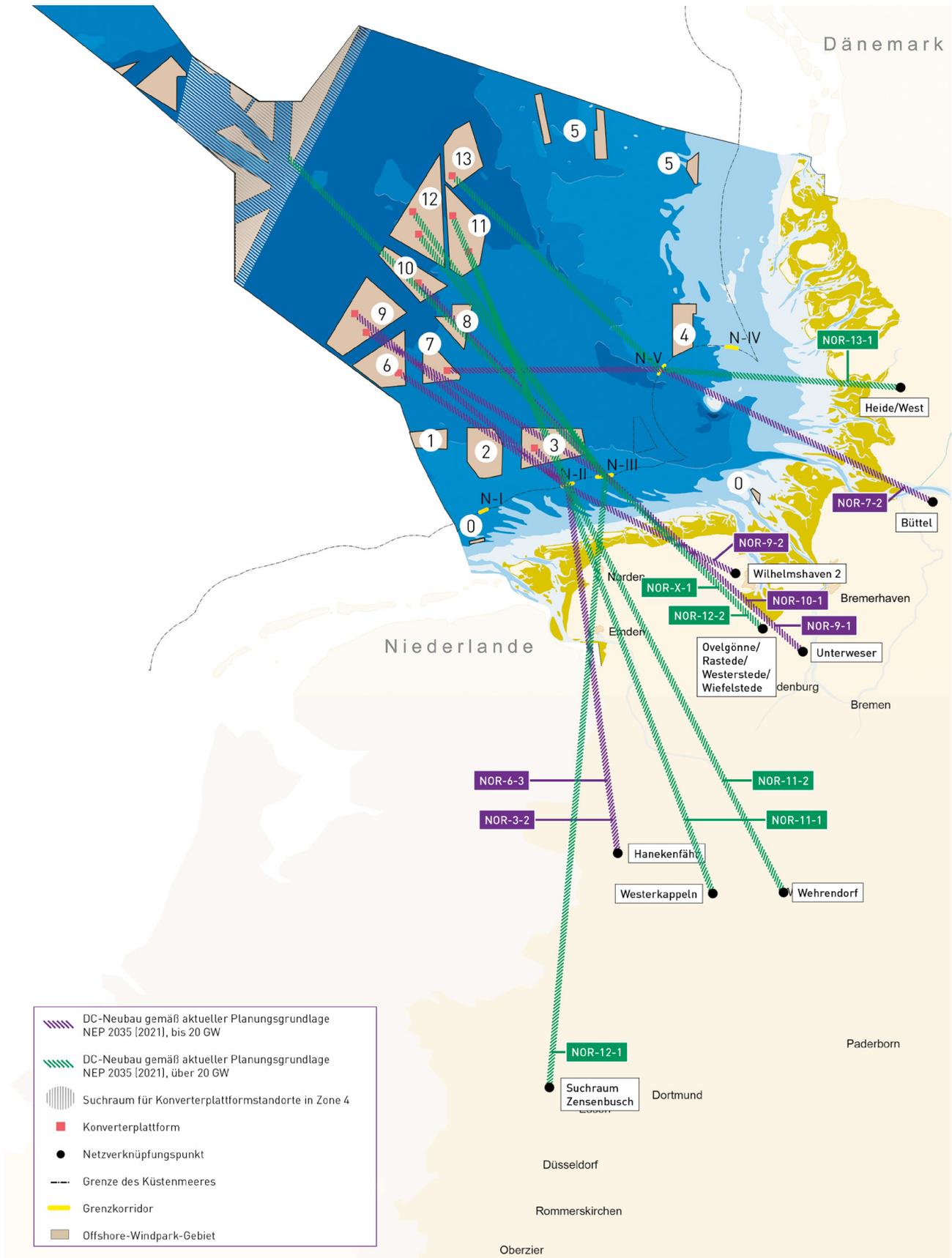
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



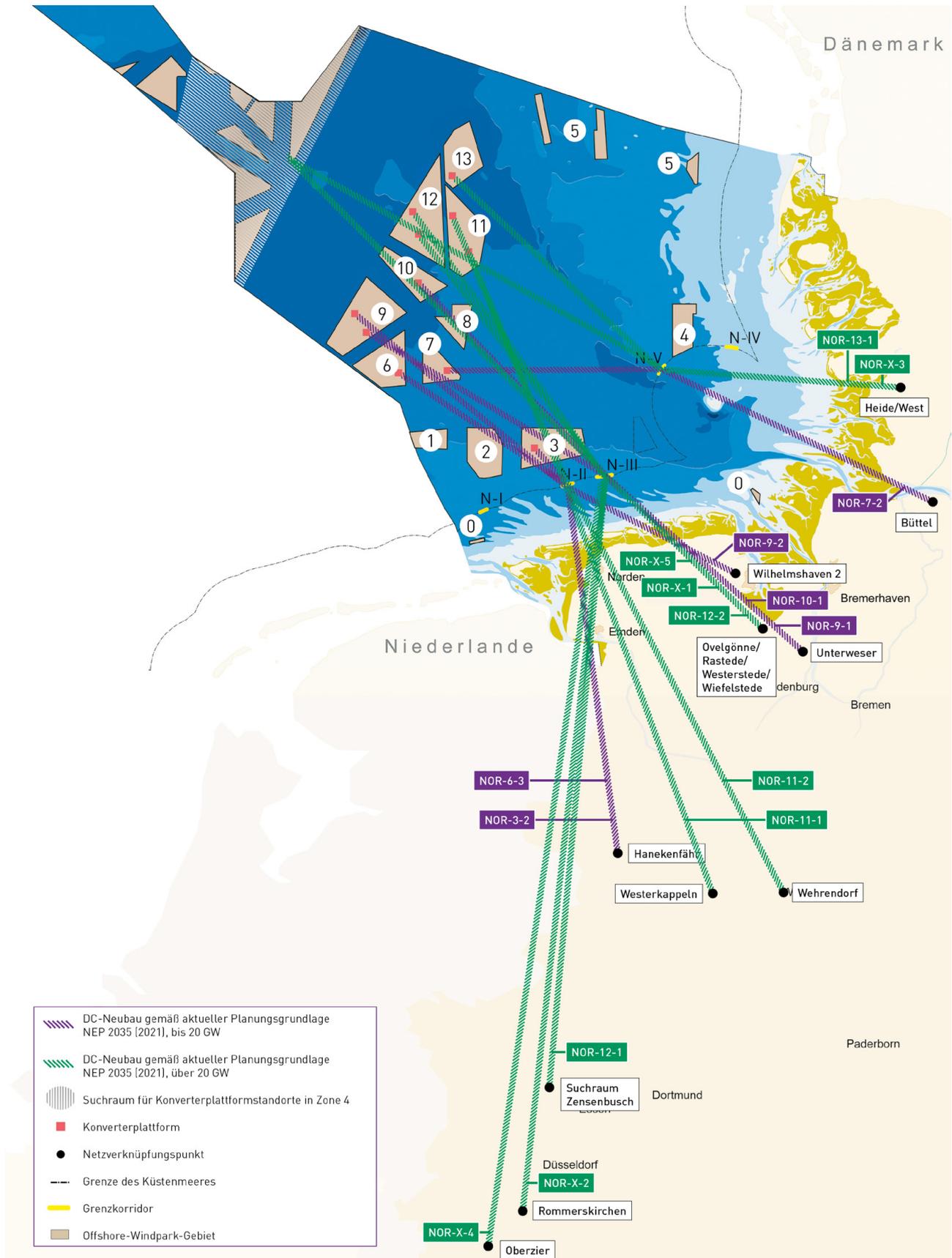
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035



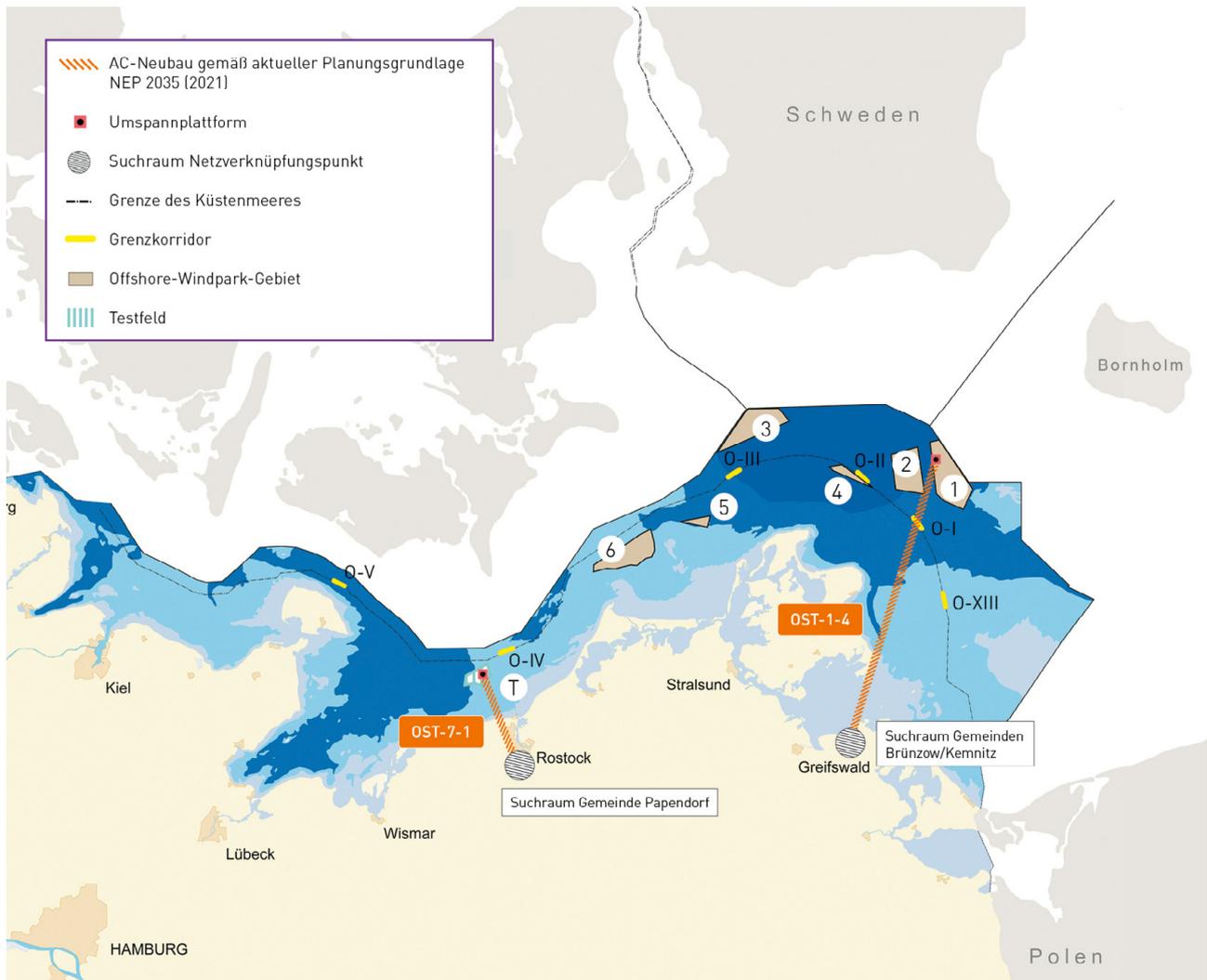
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



Öffentliche Konsultation des NEP 2035 (2021)

In der Konsultationsphase vom 29.01. bis zum 05.03.2021 gingen 3.293 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) bei den ÜNB ein. Über 3.150 Stellungnahmen lassen sich Serienbriefen zuordnen, das heißt verschiedene Absender haben die gleichen Argumente mit nahezu gleichlautenden Texten eingebracht.

Das Themenspektrum ist groß. Häufig werden in den Stellungnahmen Aspekte genannt, die dem Szenario-rahmenprozess zuzuordnen sind, wie beispielsweise die Anpassung des Szenario Rahmens unter der Zielstellung einer Erreichung der Pariser Klimaschutzziele, die Forderung nach einem längerfristigen Planungshorizont und einem Zielnetz wie auch die Ausarbeitung eines Systementwicklungsplans. Anregungen, die sich auf Anpassungen der im Szenario Rahmen festgelegten Werte oder Methodiken beziehen, können im aktuellen Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung mehr finden, dienen aber als wertvolle Hinweise für Parameter und Zielstellungen des nächsten Szenario Rahmens zum nächsten Netzentwicklungsplan (Version 2023). Spätestens am 10.01.2022 werden die Übertragungsnetzbetreiber ihren Szenario Rahmenentwurf für den kommenden NEP vorlegen, der im Anschluss durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt wird.

Im Feld der Netzanalysen wurden u. a. wiederholt der Wunsch nach weitergehende Kosten-Nutzen-Analysen thematisiert und zusätzliche Erläuterung der implizit angenommenen Innovationen erfragt. Auch konkrete Projekte wurden adressiert: Einen Schwerpunkt bilden erneut die HGÜ-Verbindung SuedOstLink DC5 sowie des weiteren die HGÜ-Verbindungen DC34 von Niedersachsen nach Hessen und DC20 Klein Rogahn – Landkreis Börde – Isar. Mehrfach genannt wurden außerdem die Projekte P72 an der Ostküste Schleswig-Holsteins und die so genannte Juraleitung P53.

Die Stellungnahmen wurden kategorisiert, eingehend geprüft und daraufhin der Bericht überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln ein Überblick über die aufgebrachten Themen ergänzt und weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang gegebenenfalls ergänzt.

Weitere Beteiligungsmöglichkeiten

Beim Entwurf des NEP handelt es sich um den ersten Schritt im Genehmigungsverfahren, nämlich um die Feststellung des Bedarfs. Bis zum Bau einer Netzentwicklungsmaßnahme, eines konkreten Projektes, folgen noch weitere Schritte: Die BNetzA prüft den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP und die in ihm enthaltenen Projekte und stellt auch diesen zusammen mit dem Bericht zu ihrer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zur Konsultation. Dazu werden die Dokumente sowohl online als auch in Bonn bei der BNetzA zur Verfügung gestellt. Anschließend werden die Planungen für die bestätigten Projekte und Maßnahmen aufgenommen und ein Investitionsmaßnahmenantrag bei der BNetzA eingereicht. Wenn diese den Antrag genehmigt, beginnen die Vorbereitungen für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu denen erneut öffentliche Anhörungen und Auslegungen der jeweiligen Planungsunterlagen über die zuständigen Behörden gehören.

An diesen Verfahrensschritten kann unabhängig davon teilgenommen werden, ob zuvor eine Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP abgegeben wurde. Nähere Information dazu bietet die Seite der BNetzA unter www.netzausbau.de.

Die nachfolgende Übersicht gibt einen Überblick über diesen Gesamtprozess. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenario Rahmen über den NEP bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können. Sie finden diese Übersicht auch unter www.netzentwicklungsplan.de.

Weitere Information zu konkreten Projekten finden Sie auf den Internetseiten Ihres zuständigen ÜNB sowie der BNetzA:

- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com
- Amprion GmbH: www.amprion.net
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de

Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze

Netzentwicklung

Beteiligung

